

МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ АДАПТАЦИИ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК И СТАНЦИЙ К НЕСТАБИЛЬНЫМ УСЛОВИЯМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

А. Д. Ваняшов, В. Л. Юша

Омский государственный технический университет,
Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11

Представлена иерархическая структура объектов компрессорной индустрии с учетом их взаимодействия и взаимного влияния. Выполнен анализ имеющих место в процессе эксплуатации производственных объектов, реализующих технологию компримирования газов, нестабильных условий эксплуатации, причина и характер их возникновения, степень влияния воздействия на объекты разного уровня. Систематизированы технологии адаптации компрессорного оборудования к нестабильным условиям эксплуатации, при этом, в зависимости от возникающих задач, технологии адаптации разделены по этапам (уровням) реализации. Показаны имеющиеся в настоящее время проблемы научно-методического характера по реализации технологий адаптации компрессорного оборудования к нестабильным условиям эксплуатации на разных уровнях иерархической структура объектов.

Ключевые слова: компрессор, компрессорная установка, компрессорная станция, газоконпрессорная макросистема, нестабильные условия эксплуатации, технологии адаптации.

Объектные уровни компрессорного оборудования

Термины и определения, касающиеся структуризации в компрессорной отрасли, приведены в [1], также попытки комплексной систематизации и терминологии компрессорного оборудования выполнялись в [2–5].

С учётом известных терминологий представим классификацию объектов компрессорного оборудования, применительно к объектам с центробежными компрессорами в иерархической структуре (рис. 1), с ней выделены уровни объектов, для каждого из которых показаны совершаемые в отношении их характерные процессы:

— научные исследования, разработка, конструирование и проектирование — это процессы создания виртуальных объектов и алгоритмов, их внешних и внутренних взаимосвязей (взаимодействия), отражающих прогнозное влияние внешних факторов;

— производство и эксплуатация — это реальные (физические) процессы реализации алгоритмов взаимосвязей (взаимодействия) между объектами и внутри объектов, обусловленных воздействием внешних факторов.

Наиболее интенсивно в настоящее время проводятся научно-исследовательские работы в части повышения эффективности компрессорных ступеней и их отдельных элементов.

Для упрощения дальнейшей систематизации рассматриваемых объектов с учётом их взаимодействия и взаимного влияния рассмотрим более укрупнённую иерархическую структуру (уровни):

- (I) Компрессор.
- (II) Компрессорная установка (КУ).
- (III) Компрессорная станция (КС).
- (IV) Газоконпрессорная макросистема (ГКМС).

При проектировании, разработке конструкций и схем, изготовлении и эксплуатации всех объектов этой иерархической структуры необходимы следующие исходные данные: производительность (объёмная при начальных условиях, массовая, объёмная при стандартных условиях); давление конечное (отношение давлений) и начальное; температура начальная; состав газа.

Как показывает опыт эксплуатации всех объектов этой иерархической структуры, практически каждый из перечисленных параметров не является стабильным, т.е. подвержен изменению в том или ином диапазоне, с той или иной частотой, что, естественно, сказывается на функциональных возможностях оборудования и его эффективности.

Классификация внешних факторов, вызывающих нестабильность работы компрессорного оборудования

Под нестабильными условиями эксплуатации будем понимать следующие факторы, которые могут иметь место в течение всего жизненного цикла компрессорного оборудования: изменение состава сжимаемого газа и, соответственно, термодинамических и теплофизических свойств рабочего газа; изменение термодинамических параметров газа на входе в компрессор (давления и (или) температуры); изменение требуемого давления на выходе — как увеличение, так и уменьшение; изменение производительности — как увеличение, так и уменьшение; переходные процессы от одного состояния к другому, т.е. пуск и остановка, антипомпажное регулирование; помпажные колебания в системе «компрессор — сеть».

Изменение перечисленных условий может происходить с различной периодичностью, хаотично или непрерывно и определяется характером техно-



Рис. 1. Иерархическая структура объектов компрессорной индустрии
Fig. 1. Hierarchical structure of compressor industry facilities

логического процесса, особенностями технологических установок, в составе которых функционируют компрессоры, а также воздействием внешних факторов.

Основные причины изменения внешних факторов можно классифицировать следующим образом:

а) природные (изменение пластового давления; бурение новых скважин в другие залежи с другим составом газа; колебания температуры атмосферного воздуха и др.);

б) технологические (изменение параметров технологического процесса; изменение потребности в сжатом газе; влияние химической активности сжимаемого газа на элементы проточной части компрессора, в частности, коррозионные процессы; влияние наличия механических примесей в сжимаемом газе, в частности, эрозионный износ; пуск/останов КУ);

в) форс-мажорные (аварийные ситуации, вызванные технической неисправностью элементов газокомпрессорной макросистемы; аварийные ситуации, вызванные стихийным бедствием и его последствиями; административные, юридические, политические, экономические ситуации.

г) управленческие.

По характеру воздействия внешних факторов на объекты разного уровня могут быть либо только прямое воздействие, либо косвенное и (или) прямое воздействие. Под прямым воздействием следует понимать непосредственное воздействие внешнего фактора на рассматриваемый объект. Косвенное

воздействие — это передача прямого воздействия на рассматриваемый объект через объект другого уровня.

Например, уменьшение пластового давления находит отражение на условия эксплуатации и технологии адаптации объекта уровня (IV), т.е. газового месторождения, а затем полностью или частично транслируется на уровень (III) и далее на уровни (II), (I).

Задачи, этапы и технологии адаптации компрессорного оборудования к изменяющимся внешним факторам

Задачей адаптации компрессорного оборудования к различного рода изменяющимся внешним факторам, т.е. к нестабильным условиям эксплуатации, является обеспечение функционирования рассматриваемого объекта при воздействии рассматриваемых внешних факторов с соблюдением требуемых критериев эффективности, соответствующих новым условиям эксплуатации. Такими критериями эффективности могут быть: работоспособность, безопасность, надёжность, энергоэффективность, экономичность и др. В соответствии с этим можно выделить следующие этапы (уровни) реализации технологий адаптации:

А — Проектирование и разработка конструкции компрессора, КУ, КС.

Б — Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение компрессора, КУ, КС.

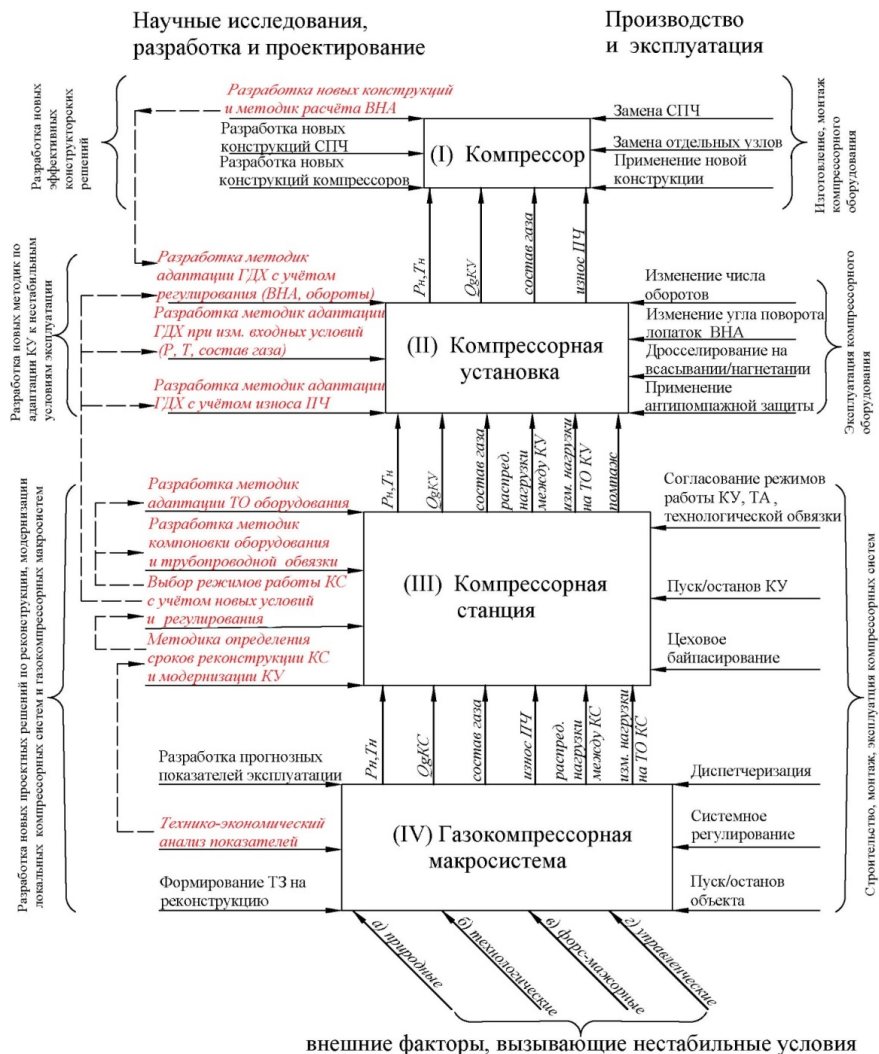


Рис. 2. Структура адаптации объектов к нестабильным условиям эксплуатации
 Fig. 2. Structure of adaptation of facilities to unstable operating conditions

В — Эксплуатация компрессора, КУ, КС.

Технологии адаптации компрессоров и их газодинамических характеристик (ГДХ) к нестабильным условиям эксплуатации общеизвестны и могут быть реализованы: регулированием характеристик компрессора и сети; учётом прогнозного изменения формы ГДХ при изменении условий работы или по результатам обработки данных промышленной эксплуатации; модернизацией КУ с заменой проточной части компрессора; модернизацией КУ с заменой компрессора или компрессорного агрегата; реконструкцией КС с заменой КУ или строительством новых.

Однако имеет место ряд проблем, связанных с получением достоверных форм ГДХ, с повышением эффективности работы на режимах регулирования, с методическим обеспечением обоснования выбора основного и вспомогательного оборудования КУ и КС, режимов их работы в меняющихся условиях работы ГКМС.

На рис. 2 представлена структура влияния внешних факторов, вызывающих нестабильные условия эксплуатации функциональных компонентов «компрессор-газокомпрессорной макросистемы», и применяемые технологии адаптации на различных уровнях (этапах) для каждого объекта иерархической структуры.

В качестве примера рассмотрим взаимодействие объектов и процессов для объектов, относящихся к газовому месторождению. В этом случае: (IV) ГКМС — газовое месторождение; (III) КС — дожимная компрессорная станция (ДКС), включающая ряд параллельно и последовательно работающих КУ; (II) КУ — газоперекачивающий агрегат (ГПА) с газотурбинным приводом; (I) Компрессор — многоступенчатый центробежный компрессор с установленной сменной проточной частью (СПЧ) на заданное отношение давлений.

Под воздействием природных и технологических факторов, по мере выработки месторождения, происходит снижение пластового давления и температуры газа, объёма добываемого газа. Соответственно, на вход ДКС газ от кустов газовых скважин поступает с пониженными параметрами ($P_n, T_n, Q_{гкв}$), кроме того, в условиях работы на неосушенном газе, с течением времени происходит износ проточной части. Изменение параметров носит прогнозируемый характер, что отражается в обновляемых примерно раз в 5 лет «Показателях разработки месторождения», которые даются на весь период эксплуатации месторождения с оценкой технологий адаптации ДКС к новым условиям работы (уровень адаптации А — этап проектирования). На основании технико-экономического

анализа показателей разработки месторождения необходимо оценить возможности функционирования ДКС с существующими в каждой КУ типами СПЧ газовых компрессоров, определить сроки модернизации КУ с заменой СПЧ или реконструкции ДКС с изменением типоразмера КУ или строительством новых очередей (компрессорных цехов) ДКС (уровень адаптации Б — строительство, реконструкция, модернизация). Затем необходимо перейти к выбору режимов работы КУ на заданный период эксплуатации с изменяющимися параметрами, с учетом возможностей регулирования. Соответственно, для КУ (в данном случае ГПА) необходимо предусмотреть адаптацию ГДХ компрессоров с учетом меняющихся рабочих параметров, регулирования частотой вращения или байпасированием (уровень адаптации В — эксплуатация). Кроме того, применяя методы к определению ГДХ на режимах регулирования, следует выполнять адаптацию ГДХ с учётом прогнозируемого износа ПЧ с течением времени.

Из перечисленных процессов, реализующих технологии адаптации, не все являются совершенными, научно обоснованными и в достаточной степени достоверными. Процессы, для реализации которых требуется совершенствование или создание научной базы, выделены на рис. 2 курсивом

Самой радикальной технологией адаптации, когда другие технологии адаптации не могут быть реализованы, является замена проточной части компрессора в существующем корпусе или же замена компрессора целиком с новой поточной частью, что может повлечь за собой модернизацию КУ или реконструкцию КС [6–12]. Другой технологией адаптации, наиболее часто реализуемой в условиях эксплуатации, является регулирование.

Состояние вопроса развития технологий и методик адаптации компрессорного оборудования

Вопросы регулирования поворотом лопаток входного направляющего аппарата (ВНА) сравнительно мало освещены в отечественной [13–16] и зарубежной [17–21] литературе. Отсутствуют достоверные методики расчёта ГДХ высоконапорных компрессоров в результате регулирующего воздействия закрутки потока на входе в рабочее колесо (РК). В зарубежной литературе исследования характеристик ВНА в настоящее время в основном, выполняются методами вычислительной газодинамики.

На уровне ГКМС адаптация работы компрессорного оборудования к изменяющимся условиям эксплуатации решается за счёт рационального выбора типа оборудования на стадии проектирования, применением различных способов регулирования, оптимизации схемы работы отдельных КС, загрузки отдельных КУ, с учетом загрузки привода, повышение энергоэффективности работы оборудования при нерасчётных условиях работы [22–27].

Применение математических методов пересчёта ГДХ компрессора для различных целей описано в отечественной литературе [6, 7, 28–32]. Подобные исследования также известны, но без подробных алгоритмов из источников [33–36]. Описание методик экспериментальных исследований, результаты исследований в различных условиях, необходимых для верификации теоретических методов, содержатся в [37–40].

Следует иметь в виду, что известные методы теоретического получения или пересчёта (адаптации) ГДХ компрессора на изменяющиеся условия эксплуатации имеют ограничения по области применения. Ограничения эти связаны с тем, что применение всех известных методов пересчёта ГДХ (кроме пересчёта ГДХ при изменении угла закрутки потока на входе в РК) основаны на теории подобия, которая, в свою очередь, подразумевает обеспечение равенства критериев подобия [6, 7]: геометрического; кинематического; динамического.

Если геометрическое подобие выполняется автоматически при пересчёте ГДХ на меняющиеся условия работы и при регулирующем воздействии, т.е. геометрические размеры проточной части остаются неизменными, то кинематическое и тем более динамическое подобие выполняется не всегда.

Динамическое подобие обеспечивается равенством критериев подобия, которыми принято считать условное число Маха (M_U), условное число Рейнольдса (Re_U) и показатель изоэнтропии.

Как показывает практика проектирования и пересчёта ГДХ турбокомпрессоров, строгое выполнение динамического подобия (Re , M , k) невозможно. Например, методика пересчёта ГДХ при изменении числа оборотов ротора предполагает соответственно изменение и условного числа Маха, а пересчёт на другой состав газа предполагает изменение показателя изоэнтропии. Поэтому установлены области изменения каждого из этих критериев, в пределах которых их влиянием на газодинамические характеристики можно пренебречь, т.е. установить области автономности по этим критериям.

Критическое число Маха, выше которого начинает проявляться сжимаемость, обычно находится в пределах $M_{Uкр} = 0,6...0,8$ [6]. Как показывают опытные данные [7], газодинамические характеристики ступени турбокомпрессора не зависят от k при $M_U < (0,6...0,8)$ и в диапазоне изменения $k = 1,14...1,4$.

Критическое число Рейнольдса, выше которого газодинамические характеристики от него не зависят, можно принимать $Re_{Uкр} = 5 \cdot 10^5...10^6$ [6, 7]. Поскольку данная область чисел Re характерна для большинства турбокомпрессоров, то отсутствует необходимость обеспечения равенства этого критерия при моделировании ГДХ на разных условиях работы.

Дополнительно следует иметь в виду, что существующие известные методы пересчёта (прогнозирования) ГДХ строго справедливы для одной ступени турбокомпрессора, а для многоступенчатой проточной части будут приводить к погрешностям расчёта, и чем больше ступеней в проточной части, тем больше проявляется погрешность.

Таким образом, при необходимости прогнозирования формы ГДХ компрессора при невыполнении условий динамического подобия, т.е. когда $M_U \geq (0,6...0,8)$ и $k \neq k'$, а также при пересчёте ГДХ многоступенчатой проточной части, существующие известные методы не гарантируют достаточной точности результата и нуждаются в доработке или корректировке.

Существующие известные методы прогнозирования формы ГДХ при изменении закрутки потока перед входом в РК не учитывают ряд факторов, а именно трансформацию треугольников скоростей на выходе из РК при регулирующем воздействии поворотом лопаток ВНА на входе в РК, влияние имеющейся предварительной закрутки потока лопатками ВНА, а также нуждаются в корректировке

эмпирическими зависимостями коэффициента потерь и углов отставания потока в лопаточной решетке ВНА.

Форма ГДХ компрессора, с учетом возможного ее изменения при том или ином способе регулирования, изменения условий работы, влияет на гидравлические и тепловые режимы работы КС и КУ, на принятие решения при проектировании трубопроводной обвязки, агрегатных и станционных линий рециркуляции, антипомпажных клапанов (АПК), предохранительных клапанов, промежуточных и конечных теплообменных аппаратов [41, 42].

С другой стороны, конфигурация элементов сети КС, в совокупности с режимами работы КУ, оказывают непосредственное влияние на диапазон устойчивой работы системы «компрессор – сеть». Явление динамической неустойчивости или глобальной неустойчивости в работе системы «компрессор – сеть» — помпаж, является негативным с точки зрения целостности компрессора, его надежности и ресурса. Исследования явлений нестационарности в элементах проточной части компрессора, таких как «вращающийся срыв» и в системе «компрессор – сеть» — помпаж являются актуальными в части разработки рекомендаций по повышению газодинамической устойчивости системы. Экспериментальному и теоретическому изучению этих явлений, разработке систем защиты от помпажа, в том числе основанных на диагностике параметров вращающегося срыва, посвящено достаточное количество работ [43–49].

Сведения о методиках выбора АПК, определения параметров и конфигурации линий рециркуляции в научной литературе немногочисленны, например [48, 49], а также отражены в ряде нормативных документов.

Для того, чтобы сформулировать имеющиеся в настоящее время проблемы по адаптации структурных элементов компрессорного оборудования к нестабильным условиям эксплуатации, выпол-

ним условное разделение компрессорных ступеней по «напорности».

Существующая в настоящее время в технической литературе терминология разделения компрессорных ступеней по «напорности», как правило, основана на сравнении их по величине коэффициента теоретического, внутреннего или политропного напора [10].

Коэффициент теоретического напора

$$\Psi_T = \frac{h_T}{U_2^2} = \frac{C_{u2} \cdot U_2 - C_{u1} \cdot U_1}{U_2^2} = 1 - \varphi_2 \cdot \text{ctg} \beta_2 = \bar{C}_{u1} \cdot \bar{D}_1,$$

где h_T — теоретический напор, Дж/кг; U_1, U_2 — окружные скорости на входе и выходе лопаток РК, м/с; C_{u2}, C_{u1} — закрутки потока на входе и выходе РК, м/с; φ_2 — коэффициент расхода; β_2 — угол выхода потока из РК в относительном движении, град; $\bar{D}_1 = D_1/D_2$ — безразмерный диаметр наружной поверхности лопаток на входе в РК; $\bar{C}_{u1} = C_{u1}/U_2$ — безразмерная закрутка потока на входе РК.

Коэффициент внутреннего напора

$$\Psi_i = \frac{h_i}{U_2^2} = \frac{c_p \cdot (T_k - T_n)}{U_2^2},$$

где h_i — внутренний напор, Дж/кг; c_p — изобарная теплоемкость, Дж/(кг·К); T_k, T_n — соответственно конечная и начальная температура газа, К.

Коэффициент политропного напора

$$\Psi_n = \frac{h_n}{U_2^2} = \frac{c_p \cdot T_n \cdot (\epsilon_k^{1/\sigma} - 1)}{U_2^2},$$

где h_n — политропный напор, Дж/кг; $\sigma = n/(n-1) = \eta_n \cdot k/(k-1)$ — число политропы сжа-

Таблица 1. Факторы, ограничивающие (препятствующие) реализации технологии адаптации
Table 1. Factors limiting (hindering) implementation of adaptation technology

Тип компрессорной ступени	Высоконапорная $1,6 \geq M_u \gtrsim 0,86$ $6,0 \geq \epsilon_k \geq 1,75$	Средненапорная $0,85 \sim M_u \geq 0,6$ $1,75 \sim \epsilon_k \geq 1,2$	Низконапорная $0,6 > M_u \geq 0,3$ $1,2 \sim \epsilon_k \geq 1,1$
Тип компрессора	Компрессоры одноступенчатые в составе КУ		
Факторы	Отсутствуют достоверные методики пересчёта ГДХ при изменении частоты вращения ($\epsilon_k, H_r, N_r, \eta_n, Q$) вследствие невыполнения условий динамического и кинематического подобия	—	Отсутствуют достоверные методики пересчёта ГДХ при изменении частоты вращения (H_r, N_r, η_n)
	Отсутствуют достоверные методики пересчёта ГДХ при изменении угла закрутки лопатками ВНА ($\epsilon_k, H_r, N_r, \eta_n, Q$)	—	—
	Снижение эффективности компрессорной ступени на режимах регулирования изменением угла закрутки ВНА (η_n)	—	—
	Отсутствуют достоверные методики теоретического определения границ помпажа и максимальной производительности при разных способах регулирования	—	—
Тип компрессора	Компрессоры многоступенчатые и многосекционные в составе КУ		
Факторы	—	Отсутствуют достоверные методики пересчёта ГДХ при изменении условий работы (частоты вращения, состава газа, давления, температуры, массового расхода газа)	—
	—	Отсутствуют достоверные методики корректировки ГДХ в связи с изменением состояния проточной части	—

Таблица 2. Существующие проблемы и решаемые задачи в рамках совершенствования технологий адаптации компрессоров к нестабильным условиям эксплуатации

Table 2. Existing problems and tasks to be solved as part of improving technologies for adapting compressors to unstable operating conditions

Объектный уровень	Этапы адаптации	
I	А, В	
Тип объекта	Существующая проблема	Решаемые задачи
<p>Высоконапорные одноступенчатые центробежные компрессоры для сжатия воздуха</p> <p>$1,6 \geq M_U \geq \sim 0,86$</p> <p>$6,0 \geq \epsilon_k \geq 1,75$</p>	Отсутствуют достоверные методики пересчёта ГДХ при изменении частоты вращения ($\epsilon_k, H_r, N_r, \eta_r, Q$) вследствие невыполнения условий динамического и кинематического подобия	Усовершенствование методов пересчёта ГДХ при регулировании изменением числа оборотов
	Отсутствуют достоверные методики пересчёта ГДХ при изменении угла закрутки лопатками ВНА ($\epsilon_k, H_r, N_r, \eta_r, Q$)	Усовершенствование методов пересчёта ГДХ при регулировании поворотом лопаток ВНА
	Снижение эффективности компрессорной ступени на режимах регулирования изменением угла закрутки ВНА (η_r)	Разработка рекомендаций по совершенствованию конструкций ВНА с целью повышения КПД компрессора на режимах регулирования
	Отсутствуют достоверные методики теоретического определения границы помпажа и максимальной производительности при разных способах регулирования	Разработка методики теоретического определения границы помпажа и максимальной производительности
<p>Средненапорные одноступенчатые центробежные компрессоры для сжатия воздуха</p> <p>$0,85 \sim M_U \geq 0,6$</p> <p>$1,75 \sim \epsilon_k \geq 1,2$</p>	Отсутствуют достоверные методики пересчёта ГДХ при изменении угла закрутки лопатками ВНА ($\epsilon_k, H_r, N_r, \eta_r, Q$)	Усовершенствование методов пересчёта газодинамических характеристик при регулировании поворотом лопаток ВНА
	Снижение эффективности компрессорной ступени на режимах регулирования изменением угла закрутки ВНА (η_r)	Разработка рекомендаций по совершенствованию конструкций ВНА с целью повышения эффективности компрессора на режимах регулирования
	Отсутствуют достоверные методики теоретического определения границы помпажа и максимальной производительности при разных способах регулирования	Разработка методики теоретического определения границы помпажа и максимальной производительности
Объектный уровень	Этапы адаптации	
II, III	А, Б, В	
Тип объекта	Существующая проблема	Решаемые задачи
<p>Промышленные стационарные газовые и воздушные компрессоры с количеством секций более 1-й и количеством ступеней более 2-х (в каждой секции (химические, нефтехимические, нефтеперерабатывающие, металлургические предприятия, газовые дожимные КС, КС попутного нефтяного газа и др.)</p>	Вследствие последовательного влияния работы предыдущей ступени на последующую при изменении параметров и состава газа на входе в компрессор в процессе эксплуатации, достоверность применения существующих методов адаптации ГДХ компрессора (секции) на изменившиеся условия эксплуатации снижается с ростом количества ступеней, молекулярной массы газа, а в ряде случаев вообще невозможна (переменная масса газа, изменение конструкции компрессора)	Усовершенствование методики поступенчатого пересчёта (адаптации) ГДХ компрессора и отдельных секций на меняющиеся условия эксплуатации и при регулирующем воздействии, на основе учёта переменности термодинамических свойств рабочего газа по ступеням, учёта межступенчатого теплообмена на КПД ступеней, корректировки границы помпажа
	Вследствие длительной эксплуатации, при сжатии агрессивных газов, с повышенным содержанием мехпримесей и влаги происходит «деградация» ПЧ компрессора, вследствие чего его фактическая ГДХ отличается от «паспортной». Данные обстоятельства приводят к снижению производительности, энергетической эффективности, некорректному отклику компрессора на регулирующие воздействия	Разработка методов «корректировки» ГДХ компрессора на основе статистической обработки эксплуатационных данных, пересчётом рабочих точек и ГДХ компрессора к единым условиям с применением усовершенствованной методики пересчёта, введением корректирующих функций на наклон ГДХ компрессора и его КПД
Объектный уровень	Этапы адаптации	
II, III	А, Б	
Тип объекта	Существующая проблема	Решаемые задачи
<p>Линейные и дожимные КС, КС и КУ нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий</p>	Недостаточность методик и рекомендаций по проектированию линий рециркуляции, пусковых условий, учитывающих нестабильность тепловых и газодинамических процессов	Разработка методик по выбору пропускной способности и конфигурации технологической обвязки, агрегатных и станционных линий рециркуляции с учётом нестабильности тепловых и газодинамических процессов
	Отсутствие информации о влиянии элементов КУ на пределы газодинамической устойчивости и неустойчивости системы «компрессор – сеть»	Разработка и практическая реализация математических моделей нестационарных газодинамических процессов системы «компрессор – сеть»

Продолжение табл. 2.
Table 2.

Объектный уровень	Этапы адаптации	
II, III, IV	А, Б, В	
Тип объекта	Существующая проблема	Решаемые задачи
Дожимные компрессорные станции газовых и нефтяных месторождений	Изменение пластового давления газа приводит к необходимости реконструкции ДКС со строительством дополнительных цехов последовательного сжатия, модернизации ГПА с заменой компрессора, привода, технического перевооружения ГПА с заменой СПЧ. Проблемным вопросом является достоверное и оперативное определение сроков предельной эксплуатации оборудования, соответственно, принятия решений о следующей реконструкции, модернизации, техническом перевооружении	Разработка методики определения сроков реконструкции, модернизации, технического перевооружения с заменой СПЧ, определения потерь в добыче газа при смещении сроков начала монтажных работ на основе «диаграммы предельных режимов работы»
Линейные компрессорные станции магистральных газопроводов	Такие внешние факторы, как изменение направлений потоков газа, соответственно, изменение загрузки существующих газотранспортных систем, сезонная неравномерность транспорта газа, приводя к неоптимальной нагрузке действующего оборудования, что приводит к перерасходу топливно-энергетических ресурсов	Разработка методики определения режимов транспортировки газа с учетом анализа фактически сложившихся режимов, определением на этой основе коэффициентов сезонной неравномерности транспорта газа и, соответственно, режимов работы компрессорного оборудования

тия; η_n — политропный КПД; k — показатель изотропии.

Политропный и внутренний коэффициенты напора связаны через политропный КПД

$$\eta_n = \psi_n / \psi_i.$$

Например, по величине теоретического напора существует условное деление компрессорных ступеней на три типа: низконапорные $\psi_T \leq 0,4...0,45$; средненапорные $\psi_T \approx 0,45...0,55$; высоконапорные $\psi_T \geq 0,55$.

Как показано в [7], отношение давлений в ступени можно оценить через безразмерные параметры при условии, что показатель политропы сжатия во всех элементах ступени одинаковый и находится по политропному КПД ступени в целом. Отношение давлений в ступени компрессора

$$\varepsilon_k = [1 + \psi_i \cdot M_U^2 \cdot (k - 1)]^{\frac{1}{k}} \quad (1)$$

где $M_U = U_2 / \sqrt{k \cdot R \cdot T_n}$ — условное число Маха.

Из формулы (1) следует, что отношение давлений в ступени зависит от комбинации безразмерных величин ψ_i , M_U и k . В некоторых работах, например в [23], под термином «высоконапорный центробежный компрессор» понимают компрессор с повышенным отношением давлений, например 1,7 (в двух ступенях) или от 3,0 и более (в корпусе) и т.д. В работе [50] под термином «высоконапорная» ступень понимают высокий уровень окружных скоростей U_2 (более 280 м/с) или условных чисел Маха $M_U (\geq 1)$.

Использовать градацию центробежных компрессорных ступеней по «напорности», используя значения коэффициента теоретического или внутреннего напора, в рамках данной работы в силу ряда причин не представляется логичным. Поэтому предложено выполнить систематизацию компрессорных ступеней по значению условного числа Маха и по отношению давлений. С учётом этого в табл. 1 представлена систематизация проблем по адаптации компрессоров и их ГДХ к нестабильным условиям эксплуатации, а в табл. 2 отражены проблемы

и решаемые задачи в рамках совершенствования технологий адаптации компрессоров к нестабильным условиям эксплуатации.

Взаимосвязь табл. 1 и 2 отражает возможные пути решения существующих проблем адаптации компрессорного оборудования к нестабильным условиям эксплуатации применительно к компрессорам с различными типами ступеней, а также сформулированы существующие проблемы и пути их решения на уровнях КУ и КС.

Заключение

В статье предложена укрупнённая иерархическая структура объектов компрессорной индустрии (Компрессор, Компрессорная установка, Компрессорная станция, Газокомпрессорная макросистема) с учётом их взаимодействия и взаимного влияния. Представлена классификация внешних факторов, изменение которых вызывает нестабильные условия эксплуатации и влияет на необходимость выполнения работ по адаптации компрессорного оборудования. Рассмотрены причины изменения внешних факторов и характер их воздействия на объекты разного уровня.

Систематизированы технологии адаптации компрессорного оборудования к нестабильным условиям эксплуатации, при этом, в зависимости от возникающих задач, технологии адаптации разделены по этапам (уровням) реализации. Выполнен анализ имеющихся в настоящее время проблем научно-методического характера по реализации технологий адаптации компрессорного оборудования к нестабильным условиям эксплуатации на разных уровнях иерархической структуры объектов.

Список источников

- ГОСТ 28567-90. Компрессоры. Термины и определения. Введ. 1991-07-01. Москва: Стандартинформ, 2005. 20 с.
- Онучин М. Ф. О терминологии в компрессорной технике // Компрессорная техника и пневматика. 1996. № 10-11. С. 109-116.
- Сафин А. Х. Основы современной классификации и терминологии компрессорного оборудования. Часть 1. Кон-

- структурная классификация компрессоров // Компрессорная техника и пневматика. 2008. № 4. С. 29–31.
4. Сафин А. Х. Основы современной классификации и терминологии компрессорного оборудования. Часть 2. Функционально-структурная классификация оборудования // Компрессорная техника и пневматика. 2008. № 6. С. 32–41.
5. Сафин А. Х. Основы современной классификации и терминологии компрессорного оборудования. Часть 3. Конструктивная и конструктивно-технологическая классификация агрегатированного и комплектного оборудования // Компрессорная техника и пневматика. 2008. № 7. С. 31–37.
6. Рис В. Ф. Центробежные компрессорные машины. 3-е изд., перераб. и доп. Ленинград: Машиностроение, 1981. 351 с.
7. Ден Г. Н. Проектирование проточной части центробежных компрессоров. Ленинград: Машиностроение, 1980. 232 с.
8. Шнеп В. Б. Конструкция и расчёт центробежных компрессорных машин. Москва: Машиностроение, 1995. 240 с.
9. Хисамеев И. Г., Максимов В. А., Баткис Г. С. [и др.]. Проектирование и эксплуатация промышленных центробежных компрессоров. Казань: ФЭН, 2010. 671 с. ISBN 978-5-9690-0111-4.
10. Галеркин Ю. Б. Совершенствование метода универсального моделирования и развитие опыта оптимального газодинамического проектирования промышленных центробежных компрессоров // Тр. XIV Междунар. науч.-техн. конф. по компрессорной тематике. Казань, 2007. С. 276–286.
11. Юн В. К., Зуев А. В. Разработка системы автоматизированного проектирования центробежных компрессоров // Компрессорная техника и пневматика. 2016. № 2. С. 25–30.
12. Любимов А. Н., Евдокимов В. Е., Семаков А. В. [и др.]. Об использовании экспериментального и расчетных методов при проектировании проточных частей центробежных компрессоров // Компрессорная техника и пневматика. 2014. № 6. С. 12–20.
13. Ден Г. Н., Соловьев В. Г. Некоторые результаты исследований проточных частей ЦКМ с входными регулирующими аппаратами // Энергомашиностроение. 1971. № 7. С. 19–23.
14. Кондратов В. Н., Соловьев В. Г. Оптимальные режимы работы ступени центробежного компрессора с входным регулирующим аппаратом // Энергомашиностроение. 1989. № 1. С. 14–15.
15. Бухарин Н. Н., Ворошнин Д. В., Коротков А. В. [и др.]. Особенности течения и структура потока во входном регулирующем аппарате центробежного холодильного компрессора // Компрессорная техника и пневматика. 2006. № 1. С. 8–11.
16. Бондаренко Г. А., Юрко И. В. Численное моделирование регулирования работы центробежного компрессора с входным регулирующим аппаратом // Компрессорная техника и пневматика. 2011. № 3. С. 10–15.
17. Mohseni A., Goldhahn E., Van den Braembussche R. A. [et al.]. Novel IGV designs for centrifugal compressors and their interaction with the impeller // Journal of Turbomachinery. 2012. Vol. 134 (2). P. 021006-1–021006-8. DOI: 10.1115/1.4003235.
18. Sezal I., Chen N., Aalburg C. [et al.]. Introduction of Circumferentially Nonuniform Variable Guide Vanes in the Inlet Plenum of a Centrifugal Compressor for Minimum Losses and Flow Distortion // Journal of Turbomachinery. 2016. Vol. 138 (9). P. 091008-1–091008-10. DOI: 10.1115/1.4032884.
19. Coppinger M., Swain E. Performance Prediction of an Industrial Centrifugal Compressor Inlet Guide Vane System // Proc. of the Institution of Mechanical Engineers. Part A: Journal of Power and Energy. 2000. Vol. 214, Issue 2. P. 153–164. DOI: 10.1243/0957650001538254.
20. Boehle M., Cagna M., Itter L. Compressible Flow in Inlet Guide Vanes with Mechanical Flaps // ASME Turbo Expo 2004: Power for Land, Sea, and Air. 2004. P. 1–9. DOI: 10.1115/GT2004-53191.
21. Grimaldi A., Michelassi V. The Impact of Inlet Distortion and Reduced Frequency on the Performance of Centrifugal Compressors // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 2019. Vol. 141 (2). P. 021012-1–021012-9. DOI: 10.1115/1.4040907.
22. Завальный П. Н., Ревзин Б. С., Тарасов А. В. О рациональном использовании центробежных компрессорных машин в многоступенчатых газотранспортных системах // Потребители-производители компрессоров и компрессорного оборудования: тр. 3-го Междунар. симп. Санкт-Петербург, 1997. С. 153–156.
23. Огнев В. В., Щуровский В. А., Сальников С. Ю. [и др.]. Сравнительная оценка высоконапорных центробежных компрессоров // Газотурбинные технологии. 2008. № 5 (66). С. 24–26.
24. Воронцов М. А., Грачев А. С., Грачева О. А. [и др.]. Анализ функциональной надежности работы дожимных компрессорных станций при отклонении фактических показателей эксплуатации от проектных значений. Методический подход и практическая значимость // Компрессорная техника и пневматика. 2023. № 1. С. 32–41.
25. Калинин А. Ф. Эффективность отключения компрессорных цехов и компрессорных станций // Газовая промышленность. 2004. № 11. С. 33–35.
26. Калинин А. Ф. Сопоставление и выбор оптимальных схем компримирования природного газа на КС // Газовая промышленность. 2004. № 3. С. 55–57.
27. Микаэлян Э. А. Исследование эффективности работы газотурбинных ГПА в условиях низконапорной технологии транспорта газа // Газотурбинные технологии. 2014. № 7 (126). С. 40–44.
28. Юн В. К. К вопросу испытаний многоступенчатых центробежных компрессорных машин // Потребители-производители компрессоров и компрессорного оборудования: тр. 12-го Междунар. симп. Санкт-Петербург, 2006. С. 144–150.
29. Шамено С. Л., Любимов А. Н., Гаман Е. В. К пересчету газодинамических характеристик многоступенчатой проточной части ЦКМ на иные условия работы // Компрессорная техника и пневматика. 2010. № 3. С. 28–31.
30. Примаков А. Н. Пересчет газодинамических характеристик ступеней и многоступенчатых секций центробежных компрессоров // Механизация строительства. 2012. № 7 (817). С. 44–48.
31. Воронцов М. А., Глазунов В. Ю., Лопатин А. С. Математическое моделирование режимов работы высоконапорного многоступенчатого центробежного компрессора // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. № 1. С. 25–30.
32. Кильдияров С. С. Разработка метода пересчета газодинамических характеристик многоступенчатых центробежных компрессоров на дожимных компрессорных станциях // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2022. № 5–6. С. 28–31. DOI: 10.24412/0131-4270-2022-5-6-28-31.
33. Wang Z. T., Li Y. G., Meng H. [et al.]. Method of extrapolating low speed compressor curves based on improved similarity laws // ASME Turbo Expo. 2015. Vol. 3. DOI: 10.1115/GT2015-44108.
34. Li X. P., Zhuo M. H., Lv B. P. [et al.]. Development and application of performance conversion software for centrifugal compressor // Oil & Gas Storage and Transportation. 2013. Vol. 32. P. 824–828.
35. Albusaidi W., Pilidis P. An Iterative Method to Derive the Equivalent Centrifugal Compressor Performance at Various Operating Conditions: Part I: Modelling of Suction Parameters Impact // Energies. 2015. Vol. 8. P. 8497–8515. 8497-8515. DOI: 10.3390/en8088497.
36. Swain E. A simple method for predicting centrifugal compressor performance characteristics // Proceedings of IMechE Conference. 1990. C405/040.
37. Глушков Б. К., Селянская Е. Л., Касьянов С. В. Методические вопросы обработки результатов газодинамических ис-

пытаний нагнетателей и СПЧ на воздухе и природном газе // Потребители-производители компрессоров и компрессорного оборудования: тр. 8-го Междунар. симп. Санкт-Петербург, 2002. С. 186–190.

38. Лапицкий А. Е., Козаченко Л. И., Королев А. А. Особенности заводских (стендовых) и эксплуатационных испытаний центробежных газовых компрессоров // Компрессорная техника и пневматика. 2015. № 6. С. 10–17. EDN: OHMUFL.

39. Семушкин А. В., Черникова Е. А., Щуровский В. А. Об унификации программ и методик приемосдаточных испытаний газовых компрессоров, применяемых на объектах ОАО «Газпром» // Компрессорная техника и пневматика. 2015. № 3. С. 9–11. EDN: ТТААРВ.

40. ПР 51-31323949-43-99. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. Москва: ООО ВНИИГАЗ, 1999. 26 с.

41. Акимов В. И., Бакиев Т. А., Скрынников С. В. [и др.]. Обеспечение виброустойчивости технологических трубопроводов пускового контура КС // Газовая промышленность. 2015. № 8 (726). С. 56–59. EDN: UZMVAV.

42. Шпотаковский М. М. Оптимизация режимов работы установок воздушного охлаждения газа на КС // Газовая промышленность. 2005. № 11. С. 51–53. EDN: HRYOWZ.

43. Казакевич В. В. Автоколебания (помпаж) в компрессорах. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: Машиностроение, 1974. 264 с.

44. Кустиков Г. Г. Экспериментальная установка для исследования газодинамической устойчивости турбокомпрессорных систем. // Повышение эффективности холодильных и компрессорных машин: межвуз. сб. науч. тр., Омск: Изд-во ОмПИ, 1982. С. 50–54.

45. Ден Г. Н., Кустиков Г. Г., Потапов Ю. А. Получение неустойчивого участка характеристики центробежной ступени и определение границы помпажа // Холодильные машины и термотрансформаторы: межвуз. сб. науч. тр. Ленинград: Изд-во ЛТИХП, 1985. С. 14–21.

46. Измайлов Р. А., Лебедев А. А. Построение системы защиты центробежного компрессора от помпажа на основе анализа сигналов и современных методов численного моделирования газодинамики // Компрессорная техника и пневматика. 2015. № 1. С. 26–31. EDN: TPIPRZ.

47. Гузельбаев Я. З., Хавкин А. Л., Хуснутдинов И. Ф. Интегрированные системы защиты центробежных компрессоров от помпажа // Компрессорная техника и пневматика. 2017. № 4. С. 34–38. EDN: YNMIBP.

48. Гузельбаев Я. З. Некоторые особенности динамических свойств центробежных компрессоров и сети // Потребители-производители компрессоров и компрессорного оборудования: тр. 14-го Междунар. симп. Санкт-Петербург, 2008. С. 191–196.

49. Щуровский В. А. Особенности статической и динамической работоспособности ЦБК и газотранспортной сети // Потребители-производители компрессоров и компрессорного оборудования: тр. 18-го Междунар. симп. Санкт-Петербург, 2013. С. 53–58.

50. Симонов А. М., Смагоринский А. М. Расчет параметров осерадальных рабочих колес высоконапорных ступеней стационарных центробежных компрессоров // Компрессорная техника и пневматика. 2012. № 5. С. 35–41. EDN: PFQMPB.

ВАНЯШОВ Александр Дмитриевич, кандидат технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры «Холодильная и компрессорная техника и технология» Омского государственного технического университета (ОмГТУ), г. Омск.

SPIN-код: 1103-5921

AuthorID (РИНЦ): 285096

AuthorID (SCOPUS): 8300390600

Адрес для переписки: adv@omgtu.ru

ЮША Владимир Леонидович, доктор технических наук, профессор (Россия), ОмГТУ, г. Омск.

SPIN-код: 1503-9666

ORCID: 0000-0001-9858-7687

AuthorID (SCOPUS): 6505861937

ResearcherID: J-8079-2013

Адрес для переписки: 1978yusha@mail.ru

Для цитирования

Ваняшов А. Д., Юша В. Л. Методы и технологии адаптации основного и вспомогательного оборудования компрессорных установок и станций к нестабильным условиям эксплуатации // Омский научный вестник. Сер. Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение. 2023. Т. 7, № 3. С. 24–35. DOI: 10.25206/2588-0373-2023-7-3-24-35.

Статья поступила в редакцию 14.08.2023 г.

© А. Д. Ваняшов, В. Л. Юша

METHODS AND TECHNOLOGIES FOR ADAPTATION OF MAIN AND AUXILIARY EQUIPMENT OF COMPRESSOR PLANTS AND STATIONS TO UNSTABLE OPERATING CONDITIONS

A. D. Vanyashov, V. L. Yusha

Omsk State Technical University,
Russia, Omsk, Mira Ave., 11, 644050

The hierarchical structure of the compressor industry facilities is presented, taking into account their interaction and mutual influence. Analysis of production facilities that implement the gas compression technology, unstable operating conditions, the cause and nature of their occurrence, the degree of influence on the impact on facilities of different levels was performed. The technologies of adaptation of compressor equipment to unstable operating conditions are systematized, at the same time, depending on the emerging tasks, adaptation technologies are divided into stages (levels) of implementation. Present problems of scientific and methodological nature on implementation of technologies of adaptation of compressor equipment to unstable operating conditions at different levels of hierarchical structure of facilities are shown.

Keywords: compressor, compressor plant, compressor station, gas compressor macro system, unstable operating conditions, adaptation technologies.

References

1. GOST 28567-90. Kompresory. Terminy i opredeleniya [Compressors. Terms and Definitions]. Moscow, 2005. 20 p. (In Russ.).
2. Onuchin M. F. O terminologii v kompressornoy tekhnike [About terminology in compressor technology] // Kompresornaya tekhnika i pnevmatika. *Compressors & Pneumatics*. 1996. No. 10-11. P. 109–116. (In Russ.).
3. Safin A. Kh. Osnovy sovremennoy klassifikatsii i terminologii kompressornogo oborudovaniya. Chast' 1. Konstruktivnaya klassifikatsiya kompressorov [Bases of modern classification and terminology of the compressor equipment. Part 1. Constructive classification of compressors] // Kompresornaya tekhnika i pnevmatika. *Compressors & Pneumatics*. 2008. No. 4. P. 29–31. EDN: JUMXFP. (In Russ.).
4. Safin A. Kh. Osnovy sovremennoy klassifikatsii i terminologii kompressornogo oborudovaniya. Chast' 2. Funktsional'no-strukturnaya klassifikatsiya oborudovaniya [Fundamentals of modern compressor equipment classification and terminology. Part 2. Functional and structural equipment classification] // Kompresornaya tekhnika i pnevmatika. *Compressors & Pneumatics*. 2008. No. 6. P. 32–41. EDN: JVOIDT. (In Russ.).
5. Safin A. Kh. Osnovy sovremennoy klassifikatsii i terminologii kompressornogo oborudovaniya. Chast' 3. Konstruktivnaya i konstruktivnotekhnologicheskaya klassifikatsiya agregatirovannogo i komplektnogo oborudovaniya [Basics of modern classification and terminology of compressor equipment. Part 3. Design and technological classification of units and complex equipment] // Kompresornaya tekhnika i pnevmatika. *Compressors & Pneumatics*. 2008. No. 7. P. 31–37. EDN: JUYDDF. (In Russ.).
6. Ris V. F. Tsentrobezhnyye kompressornyye mashiny [Centrifugal compressor machines]. 3rd ed., revised and additional. Leningrad, 1981. 351 p. (In Russ.).
7. Den G. N. Proyektirovaniye protochnoy chasti tsentrobezhnykh kompressorov [Designing the flow path of centrifugal compressors]. Leningrad, 1980. 232 p. (In Russ.).
8. Shnepp V. B. Konstruktsiya i raschat tsentrobezhnykh kompressornykh mashin [Design and calculation of centrifugal compressor machines]. Moscow, 1995. 240 p. (In Russ.).
9. Khisameev I. G., Maksimov V. A., Batkis G. S. [et al.]. Proyektirovaniye i ekspluatatsiya promyshlennykh tsentrobezhnykh kompressorov [Design and operation of industrial centrifugal compressors]. Kazan, 2010. 671 p. ISBN 978-5-9690-0111-4. (In Russ.).
10. Galerkin Yu. B. Sovershenstvovaniye metoda universal'nogo modelirovaniya i razvitiye opyta optimal'nogo gazodinamicheskogo proyektirovaniya promyshlennykh tsentrobezhnykh kompressorov [Improvement of the method of universal modeling and development of experience in optimal gas-dynamic design of industrial centrifugal compressors] // Tr. XIV Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii po kompressornoy tematike. *Proceedings of the XIV International Scientific and Technical Conference on Compressor Theme*. Kazan, 2007. P. 276–286. (In Russ.).
11. Yun V. K., Zuev A. V. Razrabotka sistemy avtomatizirovannogo proyektirovaniya tsentrobezhnykh kompressorov [The development of computer-aided design centrifugal compressors] // Kompresornaya tekhnika i pnevmatika. *Compressors & Pneumatics*. 2016. No. 2. P. 25–30. EDN: VTKIJR. (In Russ.).
12. Lyubimov A. N., Evdokimov V. E., Semakov A. V. [et al.]. Ob ispol'zovanii eksperimental'nogo i raschetnykh metodov pri proyektirovanii protochnykh chastey tsentrobezhnykh kompressorov [About the experimental and computational methods of centrifugal compressors flow part design] // Kompresornaya tekhnika i pnevmatika. *Compressors & Pneumatics*. 2014. No. 6. P. 12–20. EDN: TABOLJ. (In Russ.).
13. Den G. N., Soloviev V. G. Nekotoryye rezul'taty issledovaniy protochnykh chastey TsKM s vkhodnymi reguliruyushchimi apparatami [Some results of studies of the flow parts of the CCM with inlet control devices] // *Energomashinostroyeniye*. 1971. No. 7. P. 19–23. (In Russ.).
14. Kondratov V. N., Solovyev V. G. Optimal'nyye rezhimy raboty stupeni tsentrobezhnogo kompressora s vkhodnym

reguliruyushchim apparatom [Optimal operating modes of a centrifugal compressor stage with an input control device] // *Energomashinostroyeniye. Energomashinostroyeniye*. 1989. No. 1. P. 14–15. (In Russ.).

15. Bukharin N. N., Voroshnin D. V., Korotkov A. V. [et al.]. Osobnosti techeniya i struktura potoka vo vkhodnom reguliruyushchem apparate tsentrobezhnogo kholodil'nogo kompressora [Features of the flow and structure of the flow in the inlet control apparatus of the centrifugal refrigeration compressor] // *Kompressornaya tekhnika i pnevmatika. Compressors & Pneumatics*. 2006. No. 1. P. 8–11. (In Russ.).

16. Bondarenko G. A., Yurko I. V. Chislennoye modelirovaniye regulirovaniya raboty tsentrobezhnogo kompressora s vkhodnym reguliruyushchim apparatom [Numerical simulation of the regulation of the operation of a centrifugal compressor with an inlet control device] // *Kompressornaya tekhnika i pnevmatika. Compressors & Pneumatics*. 2011. No. 3. P. 10–15. (In Russ.).

17. Mohseni A., Goldhahn E., Van den Braembussche R. A. [et al.]. Novel IGV designs for centrifugal compressors and their interaction with the impeller // *Journal of Turbomachinery*. 2012. Vol. 134 (2). P. 021006-1–021006-8. DOI: 10.1115/1.4003235. (In Engl.).

18. Sezal I., Chen N., Aalburg C. [et al.]. Introduction of Circumferentially Non-Uniform Variable Guide Vanes in the Inlet Plenum of a Centrifugal Compressor for Minimum Losses and Flow Distortion // *Journal of Turbomachinery*. 2016. Vol. 138 (9). P. 091008-1–091008-10. DOI: 10.1115/1.4032884. (In Engl.).

19. Coppinger M., Swain E. Performance Prediction of an Industrial Centrifugal Compressor Inlet Guide Vane System // *Proc. of the Institution of Mechanical Engineers. Part A: Journal of Power and Energy*. 2000. Vol. 214, Issue 2. P. 153–164. DOI: 10.1243/0957650001538254. (In Engl.).

20. Boehle M., Cagna M., Itter L. Compressible Flow in Inlet Guide Vanes with Mechanical Flaps // *ASME Turbo Expo 2004: Power for Land, Sea, and Air*. 2004. P. 1–9. DOI: 10.1115/GT2004-53191. (In Engl.).

21. Grimaldi A., Michelassi V. The Impact of Inlet Distortion and Reduced Frequency on the Performance of Centrifugal Compressors // *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. 2019. Vol. 141 (2). P. 021012-1–021012-9. DOI: 10.1115/1.4040907. (In Engl.).

22. Zavalny P. N., Revzin B. S., Tarasov A. V. O ratsional'nom ispol'zovanii tsentrobezhnykh kompressornykh mashin v mnogonitochnykh gazotransportnykh sistemakh [On the rational use of centrifugal compressor machines in multi-line gas transmission systems] // *Potrebiteli-proizvoditeli kompressorov i kompressornogo oborudovaniya. Consumers-manufacturers of Compressors and Compressor Equipment*. Saint Petersburg, 1997. P. 153–156. (In Russ.).

23. Ognev V. V., Shchurovsky V. A., Salnikov S. Yu. [et al.]. Sravnitel'naya otsenka vysokonapornykh tsentrobezhnykh kompressorov [Comparative evaluation of high-pressure centrifugal compressors] // *Gazoturbinye tekhnologii. Gas Turbo Technology*. 2008. No. 5 (66). P. 24–26. EDN: JTLBPT. (In Russ.).

24. Vorontsov M. A., Grachev A. S., Gracheva O. A. [et al.]. Analiz funktsional'noy nadezhnosti raboty dozhimnykh kompressornykh stantsiy pri otklonenii fakticheskikh pokazateley ekspluatatsii ot proyektnykh znacheniy. Metodicheskiy podkhod i prakticheskaya znachimost' [Analysis of the functional reliability of the operation of booster compressor stations when the actual performance indicators deviate from the design values. Methodological approach and practical significance] // *Kompressornaya tekhnika i pnevmatika. Compressors & Pneumatics*. 2023. No. 1. P. 32–41. (In Russ.).

25. Kalinin A. F. Effektivnost' otklyucheniya kompressornykh tsekhov i kompressornykh stantsiy [Shutdown efficiency of compressor shops and compressor stations] // *Gazovaya promyshlennost'. GAS Industry of Russia*. 2004. No. 11. P. 33–35. EDN: HRYKBF. (In Russ.).

26. Kalinin A. F. Sopostavleniye i vybor optimal'nykh skhem komprimirovaniya prirodnoy gaza na KS [Comparison and selection of optimal schemes for natural gas compression at compressor stations] // *Gazovaya promyshlennost'. GAS Industry of Russia*. 2004. No. 3. P. 55–57. EDN: HRYHGN. (In Russ.).

27. Mikaelyan E. A. Issledovaniye effektivnosti raboty gazoturbinykh GPA v usloviyakh nizkonapornoy tekhnologii transporta gaza [Study of the efficiency of operation of gas turbine gas compressor units in the conditions of low-pressure gas transport technology] // *Gazoturbinye tekhnologii. Gas Turbo Technology*. 2014. No. 7 (126). P. 40–44. EDN: XYEMTR. (In Russ.).

28. Yun V. K. K voprosu ispytaniy mnogostupenchatykh tsentrobezhnykh kompressornykh mashin [On the issue of testing multi-stage centrifugal compressor machines] // *Potrebiteli-proizvoditeli kompressorov i kompressornogo oborudovaniya. Consumers-manufacturers of Compressors and Compressor Equipment*. Saint Petersburg, 2006. P. 144–150. (In Russ.).

29. Shameko S. L., Luybimov A. N., Gaman E. V. K pereschetu gazodinamicheskikh kharakteristik mnogostupenchatoy protochnoy chasti TSKM na inye usloviya raboty [To the gas dynamic characteristics conversion of the centrifugal compressor multistage setting from some conditions to other ones] // *Kompressornaya tekhnika i pnevmatika. Compressors & Pneumatics*. 2010. No. 3. P. 28–31. EDN: MTDJAV. (In Russ.).

30. Primak A. N. Pereschet gazodinamicheskikh kharakteristik stupeney i mnogostupenchatykh sektsiy tsentrobezhnykh kompressorov [The conversion of gas-dynamic characteristics of sections and multisection centrifugal compressors] // *Mekhanizatsiya stroitel'stva. Mechanization of Construction*. 2012. No. 7 (817). P. 44–48. EDN: OZISLX. (In Russ.).

31. Vorontsov M. A., Glazunov V. Yu., Lopatin A. S. Matematicheskoe modelirovanie rezhimov raboty vysokonapornogo mnogostupenchatogo tsentrobezhnogo kompressora [Mathematical modeling of operation modes of a high pressure multistage centrifugal compressor] // *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*. 2016. No. 1. P. 25–30. EDN: NUYPV. (In Russ.).

32. Kildiyarov S. S. Razrabotka metoda perescheta gazodinamicheskikh kharakteristik mnogostupenchatykh tsentrobezhnykh kompressorov na dozhimnykh kompressornykh stantsiyakh [Development of a method for calculating gas-dynamic characteristics of multistage central-stage compressors at booster compressor stations] // *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbon Materials*. 2022. No. 5–6. P. 28–31. DOI: 10.24412/0131-4270-2022-5-6-28-31. EDN: XJBBMB. (In Russ.).

33. Wang Z. T., Li Y. G., Meng H. [et al.]. Method of extrapolating low speed compressor curves based on improved similarity laws // *ASME Turbo Expo*. 2015. Vol. 3. DOI: 10.1115/GT2015-44108. (In Engl.).

34. Li X. P., Zhuo M. H., Lv B. P. [et al.]. Development and application of performance conversion software for centrifugal compressor // *Oil & Gas Storage and Transportation*. 2013. Vol. 32. P. 824–828. (In Engl.).

35. Albusaidi W., Pilidis P. An Iterative Method to Derive the Equivalent Centrifugal Compressor Performance at Various Operating Conditions: Part I: Modelling of Suction Parameters Impact // *Energies*. 2015. Vol. 8. P. 8497–8515. 8497-8515. DOI: 10.3390/en8088497. (In Engl.).

36. Swain E. A simple method for predicting centrifugal compressor performance characteristics // *Proceedings of IMechE Conference*. 1990. C405/040. (In Engl.).

37. Glushkov B. K., Selyanskaya E. L., Kasyanov S. V. Metodicheskiye voprosy obrabotki rezul'tatov gazodinamicheskikh ispytaniy nagnetateley i SPCh na vozdukh i prirodnom gaze [Methodological issues of processing the results of gas-dynamic tests of superchargers and SFCs in air and natural gas] // *Potrebiteli-proizvoditeli kompressorov i kompressornogo*

оборудованиya. *Consumers-manufacturers of Compressors and Compressor Equipment*. Saint Petersburg, 2002. P. 186–190. (In Russ.).

38. Lapitskiy A. E., Kozahenko L. E., Korolev A. A., Terentev E. A., Zdorov A. V. Osobennosti zavodskikh (stendovyykh) i ekspluatatsionnykh ispytaniy tsentrobezhnykh gazovykh kompressorov [Features factory (poster) and operational tests of centrifugal gas compressors] // *Kompressornaya tekhnika i pnevmatika. Compressors & Pneumatics*. 2015. No. 6. P. 10–17. EDN: OHMUFL. (In Russ.).

39. Semushkin A.V., Chernikova E., Schurovskiy V. A. Ob unifikatsii programm i metodik priyemo-sdatochnykh ispytaniy gazovykh kompressorov, primenyayemykh na ob'yektakh OAO «Gazprom» [On the unification of programs and methods for acceptance tests of gas compressors used at the facilities of OAO Gazprom] // *Kompressornaya tekhnika i pnevmatika. Compressors & Pneumatics*. 2015. No. 3. P. 9–11. EDN: TTAAPB. (In Russ.).

40. PR 51-31323949-43-99. Metodicheskiye ukazaniya po provedeniyu teplotekhnicheskikh i gazodinamicheskikh raschetov pri ispytaniyakh gazoturbinnykh gazoperekachivayushchikh agregatov [Guidelines for conducting heat engineering and gas-dynamic calculations during testing of gas turbine gas compressor units]. Moscow, 1999. 26 p. (In Russ.).

41. Akimov V. I., Bakiyev T. A., Skrynnikov S. V. [et al.]. Obespecheniye vibroustoychivosti tekhnologicheskikh truboprovodov puskovogo kontura KS [Ensuring vibration resistance of technological pipelines of the CS start-up circuit] // *Gazovaya promyshlennost'. GAS Industry of Russia*. 2015. No. 8 (726). P. 56–59. EDN: UZMVAB. (In Russ.).

42. Shpotakovskiy M. M. Optimizatsiya rezhimov raboty ustanovok vozdušnogo okhlazhdeniya gaza na KS [Optimization of operation modes of air gas cooling unit at CS] // *Gazovaya promyshlennost'. GAS Industry of Russia*. 2005. No. 11. P. 51–53. EDN: HRYOWZ. (In Russ.).

43. Kazakevich V. V. Avtokolebaniya (pompazh) v kompressorakh [Self-oscillations (surging) in compressors]. 2nd ed., revised and additional. Moscow, 1974. 264 p. (In Russ.).

44. Kustikov G. G. Eksperimental'naya ustanovka dlya issledovaniya gazodinamicheskoy ustoychivosti turbokompressornykh sistem [Experimental setup for studying the gas-dynamic stability of turbocompressor systems] // *Povysheniye effektivnosti kholodil'nykh i kompressornykh mashin. Improving the Efficiency of Refrigeration and Compressor Machines*. Omsk, 1982. P. 50–54. (In Russ.).

45. Den G. N., Kustikov G. G., Potapov Yu. A. Polucheniyе neustoychivogo uchastka kharakteristiki tsentrobezhnoy stupeni i opredeleniye granitsy pompazha [Obtaining an unstable section of the centrifugal stage characteristic and determining the surge boundary] // *Kholodil'nyye mashiny i termotransformatory. Refrigerators and Thermotransformers*. Leningrad, 1985. P. 14–21. (In Russ.).

46. Izmaylov R. A., Lebedev A. A. Postroyeniye sistemy zashchity tsentrobezhnogo kompressora ot pompazha na osnove analiza signalov i sovremennykh metodov chislennogo modelirovaniya gazodinamiki [The building protection system of centrifugal compressor from surging, based on the analysis of signals and modern methods of numerical simulation of gas

dynamics] // *Kompressornaya tekhnika i pnevmatika. Compressors & Pneumatics*. 2015. No. 1. P. 26–31. EDN: TPIPRZ. (In Russ.).

47. Guzelbaev Ya. Z., Khavkin A. L., Khusnutdinov I. F. Integrirovannyye sistemy zashchity tsentrobezhnykh kompressorov ot pompazha [Integrated systems for protecting centrifugal compressors from surging] // *Kompressornaya tekhnika i pnevmatika. Compressors & Pneumatics*. 2017. No. 4. P. 34–38. EDN: YNMIBP. (In Russ.).

48. Guzelbaev Ya. Z. Nekotoryye osobennosti dinamicheskikh svoystv tsentrobezhnykh kompressorov i seti [Some features of the dynamic properties of centrifugal compressors and networks] // *Potrebiteli-proizvoditeli kompressorov i kompressornogo oborudovaniya. Consumers-manufacturers of Compressors and Compressor Equipment*. Saint Petersburg, 2008. P. 191–196. (In Russ.).

49. Shchurovskiy V. A. Osobennosti staticheskoy i dinamicheskoy rabotosposobnosti TsBK i gazotransportnoy seti [Features of static and dynamic performance of centrifugal compressors and gas transmission network] // *Potrebiteli-proizvoditeli kompressorov i kompressornogo oborudovaniya. Consumers-manufacturers of Compressors and Compressor Equipment*. Saint Petersburg, 2013. P. 53–58. (In Russ.).

50. Simonov A. M., Smagorinskiy A. M. Raschet parametrov oseradial'nykh rabochikh koles vysokonapornykh stupeney statsionarnykh tsentrobezhnykh kompressorov [Computation of parameters of axial-radial compressor wheels for high-pressure stages of stationary centrifugal compressors] // *Kompressornaya tekhnika i pnevmatika. Compressors & Pneumatics*. 2012. No. 5. P. 35–41. EDN: PFQMPB. (In Russ.).

VANYASHOV Aleksandr Dmitriyevich, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Refrigeration and Compressor Engineering and Technology Department, Omsk State Technical University (OmSTU), Omsk.

SPIN-code: 1103-5921

AuthorID (RSCI): 285096

AuthorID (SCOPUS): 8300390600

Correspondence address: adv@omgtu.ru

YUSHA Vladimir Leonidovich, Doctor of Technical Sciences, Professor, OmSTU, Omsk.

SPIN-code: 1503-9666

ORCID: 0000-0001-9858-7687

AuthorID (SCOPUS): 6505861937

ResearcherID: J-8079-2013

Correspondence address: 1978yusha@mail.ru

For citations

Vanyashov A. D., Yusha V. L. Methods and technologies for adaptation of main and auxiliary equipment of compressor plants and stations to unstable operating conditions // *Omsk Scientific Bulletin. Series Aviation-Rocket and Power Engineering*. 2023. Vol. 7, no. 3. P. 24–35. DOI: 10.25206/2588-0373-2023-7-3-24-35.

Received August 14, 2023.

© A. D. Vanyashov, V. L. Yusha