

Анализ функциональной надежности работы компрессорных станций в составе подземных хранилищ газа при отклонении фактических показателей эксплуатации от проектных значений

Воронцов М.А.^{1,2*}, Грачев А.С.^{1**}, Грачева А.О.^{1,2}, Киркин М.А.³, Мельникова А.В.¹

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», п. Развилка, Российская Федерация, ²ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» Москва, Российская Федерация, ³ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Российская Федерация

* m_vorontsov@vniigaz.gazprom.ru

** grachev.anatoliy@yandex.ru



Михаил А.
Воронцов



Анатолий С.
Грачев



Алина О. Грачева



Максим А. Киркин



Анна В. Мельникова

Резюме. Цель. В данной статье рассмотрена задача оценки функциональной надежности работы компрессорных станций (КС) подземных хранилищ газа (ПХГ). Предложены определение функциональной надежности КС и методические подходы к ее оценке.

Методы. Проектный расчет компрессорных станций, сценарный анализ. **Результаты.** Представлены: а) определение, показатели функциональной надежности КС и методический подход к ее оценке; б) пример использования методического подхода для КС ПХГ; в) результаты сравнительного анализа функциональной надежности КС ПХГ при различных вариантах оснащения: использование односекционных и двухсекционных центробежных компрессоров в составе газотурбинных газоперекачивающих агрегатов для реализации схемы двухступенчатого компримирования с промежуточным охлаждением.

Заключение. Показана необходимость проведения анализа функциональной надежности различных вариантов оснащения КС ПХГ для определения наиболее рационального варианта, обеспечивающего безусловное выполнение основной целевой функции КС ПХГ в условиях неопределенности исходных данных для проектирования.

Ключевые слова: компрессорная станция, компрессорная станция ПХГ, основные целевые технологические функции, газоперекачивающий агрегат, центробежный компрессор, двухсекционный центробежный компрессор, функциональная надежность.

Для цитирования: Воронцов М.А., Грачев А.С., Грачева А.О., Киркин М.А., Мельникова А.В. Анализ функциональной надежности работы компрессорных станций в составе ПХГ при отклонении фактических показателей эксплуатации от проектных значений // Надежность. 2022. №1. С. 44-51. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2022-22-1-44-51>

Поступила 23.10.2021 г. / После доработки 13.02.2022 г. / К печати 18.03.2022 г.

1. Введение

Для обеспечения пиковых объемов потребления, а также гибкости и надежности поставок газа создают ПХГ для сбора и хранения природного газа и его последующей оперативной подачи потребителям при необходимости [1]. Существует опыт создания ПХГ на базе выработанных месторождений углеводородов, в водоносных пластах или соляных кавернах. Независимо от типа подземного коллектора в составе каждого ПХГ используют компрессорные станции, необходимые для обеспечения термобарических условий процессов отбора и закачки газа в пласт.

КС является критически важным элементом в технологической системе ПХГ, что определяет высокие требования к ее надежности и эффективности. Это во многом обусловлено тем, что КС является «активным» технологическим объектом, т.к. обеспечивает повышение давления газа, в то время как остальные объекты ПХГ в основном являются «заказчиками» заданного значения давления. Например, для работы систем подготовки газа и обеспечения процесса закачки требуется обеспечить проектные значения давления, газосборные сети создают потери давления, которые необходимо компенсировать и т.п. Соответственно, КС ПХГ – единственный объект, изменением режимов работы которого возможно скомпенсировать изменения условий эксплуатации для обеспечения выполнения плановых производственных показателей.

В общем случае, при обеспечении надежности технических систем следует различать два класса задач. Первый класс – это задачи структурной надежности, они решаются с использованием методов традиционной теории надежности, которая исследует процессы отказов и восстановления объектов (технической системы в целом и ее элементов). Второй класс – это задачи анализа функциональной надежности (ФН) технических систем, которая характеризует надежность обеспечения целевых функций системы при отклонениях фактических условий работы от проектных [2]. Анализ структурной надежности базируется на классических методах статистического анализа, что существенно ограничивает его применение для сложных систем, а анализ ФН проводится с привлечением современных методов численного моделирования, теории массового обслуживания, методов машинного обучения и др.

Методы анализа ФН сложных технических систем применяются (и в настоящее время активно развиваются) при поиске наиболее рациональных технико-технологических решений в энергетике, включая атомную промышленность [3], при разработке информационных и операционных систем [4], систем безопасности [5] и др. Задачи, решение которых связано с оценкой ФН технологических систем объектов газовой промышленности, рассмотрены в ряде работ, в частности в работах ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [6, 7].

В данной статье рассмотрено решение задачи обеспечения надежности выполнения основных целевых

функций КС ПХГ с учетом неопределенности показателей эксплуатации (ПЭ), которые являются исходными данными при ее проектировании (термобарические, расходные параметры и др.). Данная задача относится ко второму классу задач обеспечения надежности технических систем. Для ее решения разработан соответствующий методический подход, определение ФН КС ПХГ и показатели для ее количественной оценки. В статье представлены методический подход и пример его использования для сравнения ФН вариантов оснащения КС ПХГ с применением газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с газотурбинным приводом и различным типами центробежных компрессоров (ЦБК), однокорпусных односекционных и однокорпусных двухсекционных.

2. Основные положения методического подхода, соответствующие понятия и термины

Исследование ФН КС ПХГ включает следующие основные направления:

- определение перечня функциональных отказов;
- идентификация факторов (угроз) ФН КС ПХГ (в перспективе оценка вероятностей их возникновения);
- разработка системы показателей ФН КС ПХГ;
- разработка методов расчета показателей ФН;
- формирование требований к ФН КС ПХГ.

Функциональным отказом (ФО) следует считать невыполнение (полностью или частично) основных функций системы, а факторами ФН – причины и события, которые приведут к наступлению ФО, т.е. угрозы ФН. Соответственно, для определения ФО и идентификации угроз (факторов) ФН КС ПХГ необходимо раскрыть сущность и формализовать понятие ФН КС ПХГ.

3. Функциональная надежность и основные технологические функции компрессорных станций подземных хранилищ газа

В научном сообществе в настоящее время отсутствует общепризнанное определение термина «функциональная надежность» (англ. functional reliability, dependability), и, как следствие, пока нет единого понимания предмета и целей анализа ФН технических систем.

В данной работе по аналогии с [2, 8 – 11] принято, что ФН КС ПХГ – это способность КС обеспечить выполнение ее основной целевой технологической функции (ОЦТФ) в условиях отклонения основных ПЭ (давление на выходе и входе компрессорной станции, объем и/или состав компримируемого природного газа, его температура на входе компрессорной станции и т.п.) от проектных значений.

ОЦТФ для КС ПХГ является обеспечение повышения давления заданного количества газа до значений, необходимых для: а) закачки плановых объемов газа в ПХГ; б) отбора плановых объемов газа в осенне-зимний период для подачи в магистральный газопровод (МГ).

4. Функциональные отказы и факторы функциональной надежности компрессорных станций подземных хранилищ газа

Как уже было отмечено, ФО является невозможность реализации основных технологических функций системы. С учетом сформулированного определения ОЦТФ, для КС ПХГ ФО являются:

- невозможность обеспечить повышение давления плановых объемов газа (при отборе или закачке) до требуемых проектных значений;
- обеспечение ОЦТФ при длительной эксплуатации КС на неоптимальных режимах работы, например, при работе с низким политропным КПД процесса сжатия
- отклонение от номинального значения более чем на 20 % (отн.) – или при возникновении потребности введения в работу резервных ГПА с нарушением нормативных требований к резервированию.

Важно отметить, что для оценки ФН представляют интерес только те случаи, когда перечисленные выше ФО происходят при полностью исправном оборудовании, т.е. не по причине аварий или отказов ГПА и т.п., а вследствие изменения условий эксплуатации. Соответственно, для КС ПХГ – это отклонения расходных и термобарических показателей от проектных значений, которые могут произойти по следующим причинам:

- снижение давления в ПХГ вследствие уменьшения в нем объемов запасов газа, например, при более интенсивных отборах газа относительно плановых значений;
- повышение давления в ПХГ вследствие увеличения в нем объемов запасов газа, например, при более интенсивных закачках газа относительно плановых значений;
- снижение или увеличение давления в ПХГ вследствие изменения или уточнения структуры и свойств коллектора ПХГ;
- изменение температуры газа на входе в КС ПХГ;
- изменение режима работы МГ;
- интенсификация объемов отбора газа и т.п.

Указанные события относятся к факторам ФН КС ПХГ, т.е. к угрозам, которые могут привести к возникновению ФО, и для их устранения может возникнуть потребность в

дополнительных затратах, например, в реконструкции КС (ввод дополнительных ГПА, замена сменной проточной части (СПЧ) и т.п.) [5]. Соответственно, целесообразно при выборе варианта оснащения КС ПХГ учитывать результаты анализа ФН, т.к. это позволяет определить вариант обустройства, обеспечивающий выполнение ОЦТФ в широком диапазоне изменения расходных и барических параметров без дополнительных материальных затрат. Для выполнения количественного анализа ФН необходима система показателей ФН КС ПХГ.

5. Показатели функциональной надежности КС ПХГ

В качестве основных показателей ФН КС ПХГ приняты параметры, которые позволяют количественно оценить последствия изменений в режиме работы КС при наступлении ФО:

- потребность во введении в работу резервных ГПА (без нарушения норм резервирования);
- потребность в установке и введении в работу дополнительных ГПА;
- запас по объемной производительности КС при работе с установленным количеством ГПА и при соблюдении норм резервирования ГПА;
- изменение потребности в топливном газе.

Потребность во введении в работу резервных ГПА без нарушения норм резервирования характеризует способность КС поддерживать ОЦТФ в условиях отклонений расходных и термобарических показателей от проектных значений без дополнительных затрат на установку и ввод агрегатов. Потребность в установке и введении в работу дополнительных ГПА отражает потребность в реконструкции КС, т.е. в дополнительных капитальных вложениях.

Запас по объемной производительности КС характеризует разницу между производительностью по проекту и максимально возможной производительностью в условиях отклонения давления от проектных значений (характеризует наличие запаса по производительности). Т.е. указывает на наличие возможности интенсификации объемов полезной продукции ПХГ.

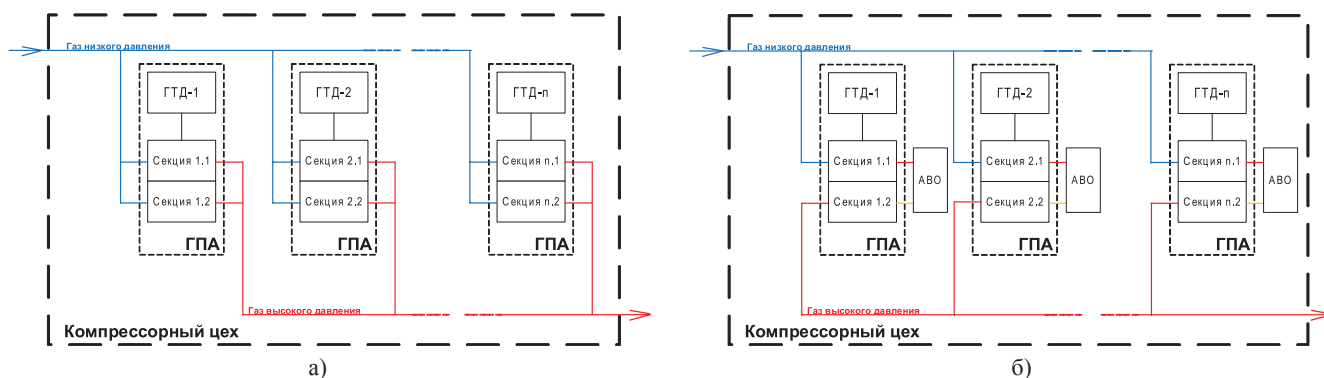


Рис. 1. Принципиальная схема параллельной и последовательной работы секций двухсекционных ЦБК в составе ГПА КС ПХГ: а – схема одноступенчатого сжатия (параллельная работа секций); б – схема двухступенчатого сжатия (последовательная работа секций), где АВО – аппарат воздушного охлаждения

Табл. 1. Термобарические параметры газа при закачке в ПХГ

Месяц	Давление газа на входе станции P_1 , МПа	Температура газа на входе станции T_1 , К	Давление газа на выходе станции P_2 , МПа (проектное / отклонение от проектного)
апрель	3,70	283,15	4,70 / 5,17
май			6,10 / 6,71
июнь			7,00 / 7,70
июль			8,64 / 9,50
август			8,95 / 9,85
сентябрь			9,30 / 10,23
октябрь			9,53 / 10,48

Табл. 2. Термобарические параметры газа при отборе из ПХГ

Месяц	Давление газа на входе станции P_1 , МПа (проектное / отклонение от проектного)	Температура газа на входе станции T_1 , К	Давление газа на выходе станции P_2 , МПа
ноябрь	9,50 / 8,55	283,15	7,50
декабрь	8,60 / 7,74		
январь	7,60 / 6,84		
февраль	7,30 / 6,57		
март	6,90 / 6,21		

Табл. 3. Состав компримируемого газа

№	Название	Состав	Мольная концентрация, %
1	Метан	CH_4	98,491
2	Этан	C_2H_6	0,350
3	Пропан	C_3H_8	0,056
4	н-Бутан	$\text{n-C}_4\text{H}_{12}$	0,013
5	н-Пентан	$\text{n-C}_5\text{H}_{12}$	0,028
6	Азот	N_2	0,782
7	Диоксид углерода	CO_2	0,280

Табл. 4. Основные технические характеристики ГПА с односекционными и двухсекционными ЦБК

Основные характеристики	ГПА с односекционными ЦБК	ГПА с двухсекционными ЦБК	
Единичная мощность ГПА $N_{\text{ед}}$, МВт	8,0	8,0	10,0
Механический КПД $\eta_{\text{мех}}$, %	98	96	96
Потери давления между ступенями сжатия $\Delta p_{\text{ст}}$, МПа	—*	0,50	0,50
Номинальное отношение давлений одной СПЧ (секции)	3,0	1,7	1,7

Примечание: * – работа осуществляется в одну ступень сжатия

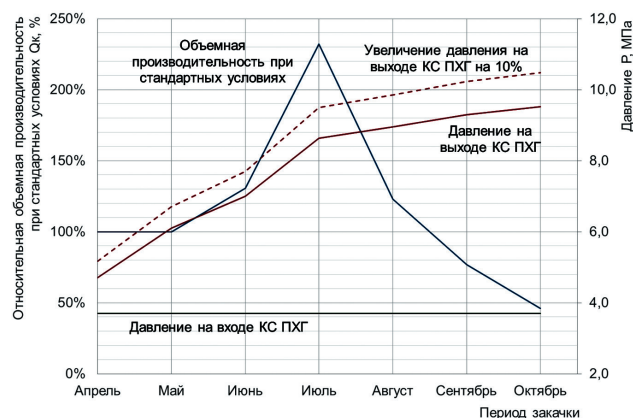


Рис. 2. График динамики производительности (относительные значения) и давления газа на входе и выходе КС при закачке в ПХГ

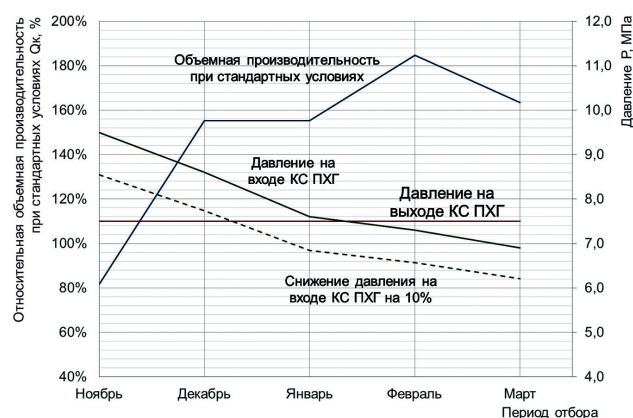


Рис. 3. График динамики производительности (относительные значения) и давления газа на входе и выходе КС при отборе из ПХГ

Изменение потребности в топливном газе позволяет сравнивать варианты оснащения КС ПХГ, исходя из изменения показателей энергоэффективности процесса сжатия газа при изменении условий эксплуатации. Т.е. характеризует увеличение эксплуатационных затрат.

Представленная система показателей составляет основу разработанного методического подхода к оценке ФН КС ПХГ, причем каждый показатель системы характеризует как технологические, так и экономические аспекты эксплуатации КС ПХГ.

6. Методический подход и пример его реализации

Для количественной оценки ФН различных технико-технологических решений по оснащению КС ПХГ необходимо выполнить следующие расчетные и аналитические исследования для различных вариантов оснащения станции:

1. Количественная оценка возможных отклонений расходных и термобарических параметров фактических режимов их работы от проектных значений. Данный этап должен выполняться совместно со специалистами-геологами, занимающимися рассматриваемым ПХГ, специалистами в области транспорта газа и др.

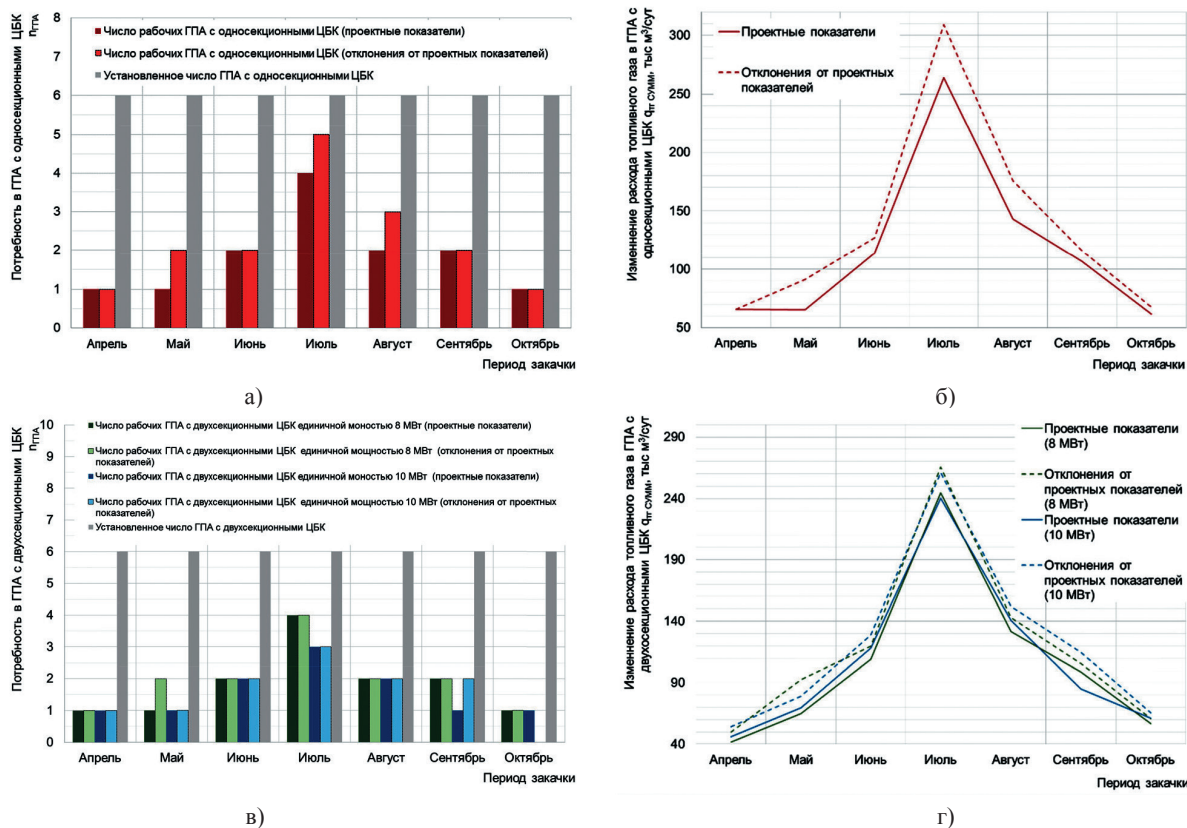


Рис. 4. Результаты расчетов для режима работы ПХГ при закатке в базовом варианте и варианте с реализацией факторов (угроз) ФН: а – потребность в ГПА с односекционными ЦБК; б – изменение расхода топливного газа в ГПА с односекционными ЦБК; в – потребность в ГПА с двухсекционными ЦБК различной единичной мощности; г – изменение расхода топливного газа в ГПА с двухсекционными ЦБК различной единичной мощности

2. Расчеты режимов работы КС ПХГ для различных вариантов ее оснащения:

- расчет проектных режимов работы;
- расчет режимов работы в условиях отклонения ПЭ от проектных значений;
- расчет показателей количественной оценки ФН путем сравнительного анализа результатов расчета режимов работы КС ПХГ при проектных значениях ПЭ и при отклонении от них.

3. Сравнительный анализ показателей ФН КС ПХГ для различных вариантов оснащения с целью разработки рекомендаций по основным техническим решениям для проектирования станции.

Далее представлен пример реализации указанного методического подхода для вариантов оснащения КС ПХГ газотурбинными ГПА с односекционными однокорпусными ЦБК и двухсекционными однокорпусными ЦБК.

Табл. 5. Результаты расчета показателей ФН КС ПХГ

Показатели количественной оценки ФН	Закачка в ПХГ (увеличение $P_{\text{вых}}$ на 10%)			Отбор из ПХГ (снижение $P_{\text{вх}}$ на 10%)		
	Односекц.	Двухсекц.		Односекц.	Двухсекц.	
Единичная мощность ГПА, МВт	8	8	10	8	8	10
Потребность во введении в работу резервных ГПА, шт	1	—	—	—	—	—
Потребность в установке и введении в работу дополнительных ГПА, шт.	—	—	—	—	—	—
Запас по объемной производительности при стандартных условиях Q_{Δ} , млн м³/сут.	-0,39*... 27,42	0,11... 34,51	6,94... 57,96	21,27... 23,56	70,65... 72,95	91,83... 94,13
Увеличение расхода топливного газа относительно базового варианта $\Delta q_{\text{тп}}$, млн м³	4,07 (13,9%)	2,75 (10,7%)	2,87 (10,9%)	3,37 (32,4%)	1,50 (32,5%)	1,64 (32,6%)

Примечание: * Знак «минус» означает, что станция не сможет обеспечить заданный расход газа с проектным количеством рабочих ГПА. Для реализации этого режима потребуется увеличить количество рабочих агрегатов по сравнению с проектным значением.

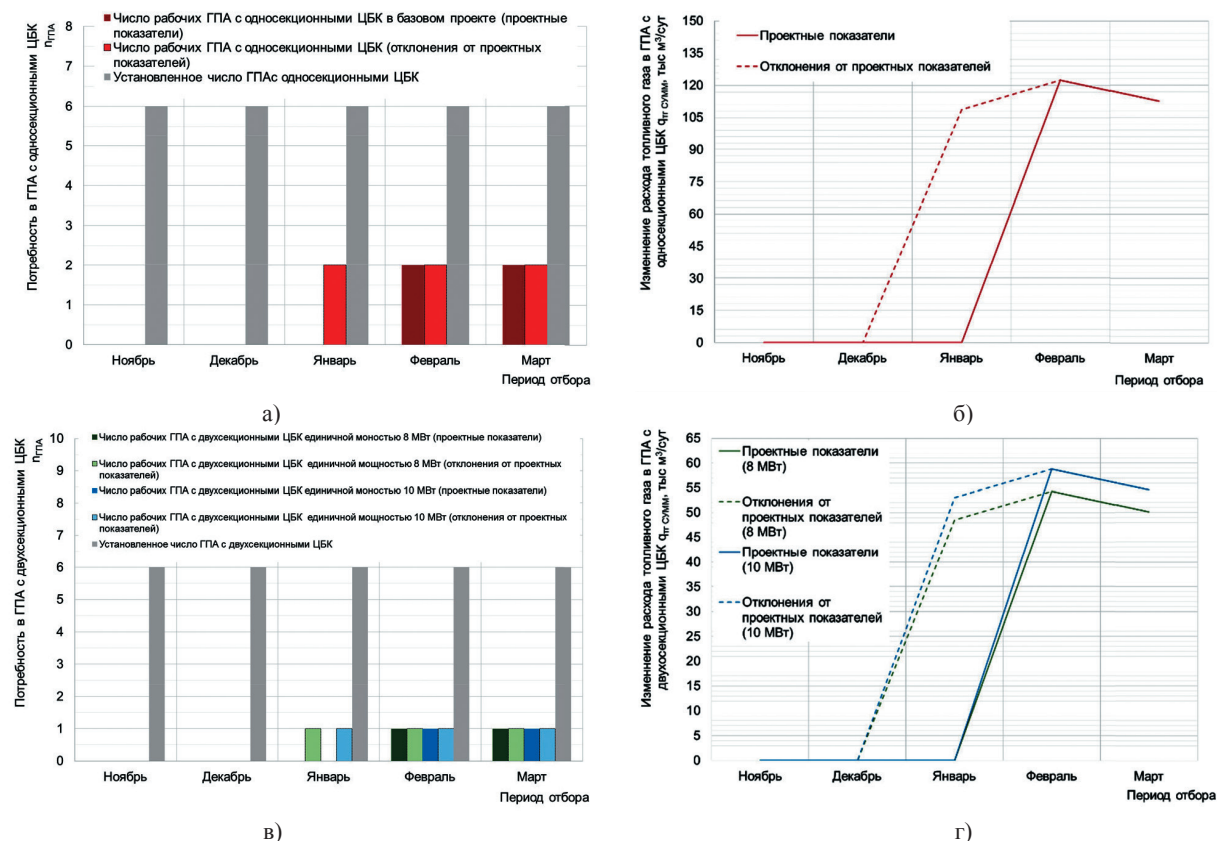


Рис. 5. Результаты расчетов для режима работы ПХГ при отборе в базовом варианте и варианте с реализацией факторов (угроз) ФН: а – потребность в ГПА с односекционными ЦБК; б – изменение расхода топливного газа в ГПА с односекционными ЦБК; в – потребность в ГПА с двухсекционными ЦБК различной единичной мощности; г – изменение расхода топливного газа в ГПА с двухсекционными ЦБК различной единичной мощности

В случае применения односекционных ЦБК в состав КС ПХГ входит один компрессорный цех, ГПА в составе которого работают параллельно.

В случае применения двухсекционных ЦБК в состав КС ПХГ входит один компрессорный цех, при этом предусмотрена специальная технологическая обвязка секций ЦБК, для обеспечения их последовательной или параллельной работы (см. рис. 1).

Исходные данные, принятые для расчета, представлены на рис. 2 и 3, и в табл. 1-4. Принято, что в период закачки газ поступает из МГ с постоянным давлением 3,7 МПа, а в случае отбора газа из ПХГ газ необходимо подать в трубопровод с рабочим давлением 7,5 МПа.

Рассмотрены сценарии работы КС ПХГ при проектных условиях эксплуатации и при реализации факторов (угроз) ФН, обусловленных геологическими рисками. Принято, что при работе в непроектных условиях возникает потребность в увеличении давления на выходе КС ПХГ на 10 % при закачке газа в ПХГ и снижение давления на входе в КС ПХГ на 10 % при отборе газа.

Результаты расчетов представлены на рис. 4-6 и в табл. 5.

Из анализа результатов расчета по системе оценки ФН КС ПХГ следует, что:

1. Потребность во введении в работу резервных ГПА с нарушением норм резервирования возникает только в случае

повышения давления на выходе КС на 10 % при оснащении КС ПХГ ГПА с односекционными ЦБК (см. рис. 4а, табл. 5).

2. Потребность в установке и введении в работу дополнительных ГПА в рассмотренных вариантах отсутствует.

3. Минимальный запас по объемной производительности КС при работе с установленным количеством ГПА составляет:

– минус 2,2 %¹ при оснащении КС ПХГ ГПА с односекционными ЦБК единичной мощностью 8,0 МВт (см. рис. 6а, табл. 5);

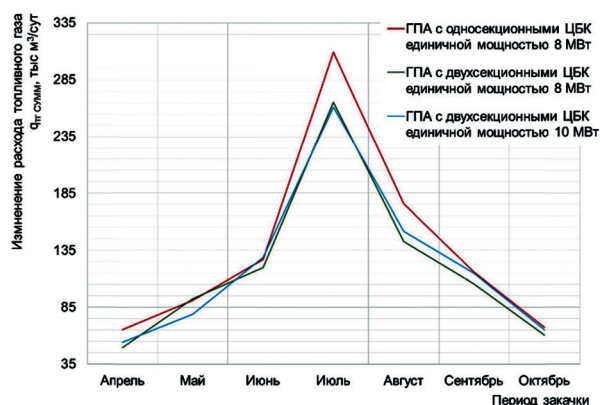
– 0,6 % при оснащении КС ПХГ ГПА с двухсекционными ЦБК единичной мощностью 8,0 МВт (см. рис. 6а, табл. 5);

– 38,4 % при оснащении КС ПХГ ГПА с двухсекционными ЦБК единичной мощностью 10,0 МВт (см. рис. 6а, табл. 5).

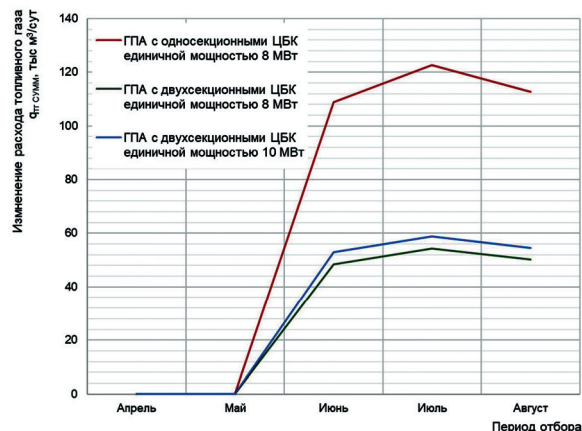
4. Потребность в топливном газе при отклонении давления на 10 % относительно проектных значений увеличится в случае оснащения:

– ГПА с односекционными ЦБК единичной мощностью 8,0 МВт при закачке – на 13,9%, при отборе – на 32,4% (см. рис. 4б и табл. 5);

¹ Знак минус означает, что станция не сможет обеспечить заданный расход газа с проектным количеством установленных ГПА при соблюдении норм резервирования. Для реализации этого режима потребуется больше рабочих агрегатов.



а)



б)

Рис. 6. Изменение расхода топливного газа для ГПА с односекционными и двухсекционными ЦБК (различной единичной мощности) с реализацией факторов (угроз) ФН: а – при закачке в ПХГ; б – при отборе из ПХГ

– ГПА с двухсекционными ЦБК единичной мощностью 8,0 МВт при закачке – на 10,7%, при отборе – на 32,5% (см. рис. 4г и табл. 5);

– ГПА с двухсекционными ЦБК единичной мощностью 10,0 МВт при закачке – на 10,9%, при отборе – на 32,6% (см. рис. 4г и табл. 5).

По результатам анализа оценки ФН определено, что варианты оснащения КС ПХГ с применением ГПА с двухсекционными ЦБК характеризуются более высокими значениями показателей ФН по сравнению с вариантом применения ГПА с односекционными ЦБК в составе КС ПХГ.

Таким образом, анализ ФН КС ПХГ позволил:

- определить оптимальные варианты оснащения КС ПХГ, которые позволяют обеспечить выполнение ОЦТФ при отклонении ПЭ от проектных значений при обеспечении норм резервирования ГПА и при незначительном снижении энергетической эффективности процесса компримирования;
- снизить количество рассматриваемых вариантов для проведения подробного технико-экономического сравнения.

7. Заключение

Разработан методический подход к оценке ФН КС ПХГ, заключающийся в количественной оценке негативных последствий, которые возможны в результате отклонений фактических параметров эксплуатационных режимов от проектных значений.

Методический подход к оценке ФН включает следующие основные этапы:

- количественная оценка факторов (угроз) ФН;
- проведение расчетов режимов работы КС ПХГ для различных вариантов ее оснащения при проектном режиме работы и при реализации факторов (угроз) ФН;
- сравнительный анализ показателей ФН для различных вариантов оснащения КС ПХГ.

Для количественной оценки ФН предложено несколько показателей, оказывающих влияние на капитальные

и эксплуатационные затраты:

- потребность во введении в работу резервных ГПА;
- потребность в установке и введении в работу дополнительных ГПА;
- запас по объемной производительности КС с установленным количеством ГПА и при соблюдении норм резервирования ГПА;
- изменение потребности в топливном газе и в установленных ГПА.

Практическое использование методического подхода показано на примере сравнения вариантов оснащения КС ПХГ ГПА с односекционными или с двухсекционными ЦБК. По результатам анализа оценки ФН определено, что КС ПХГ, оснащенная ГПА с двухсекционными ЦБК, характеризуется более высокими показателями функциональной надежности по сравнению с вариантом применения односекционных ЦБК в составе ГПА.

Разработанный методический подход к оценке ФН имеет потенциал для дальнейшего развития с целью создания общего подхода для КС различного технологического назначения.

Оценка ФН позволяет сравнивать различные варианты оснащения КС с точки зрения возможности обеспечения целевых проектных показателей и изменения эффективности работы КС при отклонении фактических условий эксплуатации от проектных. Рекомендуется формулировать требования к технологической системе КС ПХГ о необходимости выполнения проектных объемов отбора и закачки газа, в т.ч. и при отклонении расходных и термобарических ПЭ от их проектных значений, а также проводить оценку ФН уже на этапе проектирования КС для обоснования основных технических решений.

Полученные результаты могут быть использованы при создании риск-ориентированных подходов к проектированию систем компримирования, т.е. основанных на оценке и управлении рисками и неопределенностями [7], а также для оценки рисков при поддержке принятия инвестиционных решений.

Библиографический список

1. Люгай Д.В., Долгов С.И., Ракитина Г.С. Роль подземных хранилищ газа в обеспечении устойчивости функционирования Единой системы газоснабжения России // Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. 2018. № 2(34) С. 101-108.
2. Shubinsky I.B., Schäbe H. On the definition of functional reliability // Reliability: Theory & Applications. 2012. Vol. 7. No. 4 (27). Pp. 8-18.
3. Wakankar A., Kabra A., Bhattacharjee A.K., Karmakar G. Architectural model driven dependability analysis of computer based safety system in nuclear power plant // Nuclear Engineering and Technology. 2019. Vol. 51. Issue 2. Pp. 463-478.
4. Kleiman L., Freyman V. (2021). Improving the functioning reliability of the information management system elements, using built-in diagnostic tools // Radio Electronics, Computer Science, Control. 2021. No. 1. Pp. 158-171.
5. РД 25.03.001–2002. Системы охраны и безопасности объектов. Термины и определения // М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. III, 131 с.
6. Технологические риски при эксплуатации подводных компрессорных установок / М.А. Воронцов, А.С. Грачев, М.А. Киркин, Е.В. Богатырева, М.Ф. Нуриев, А.В. Дроздов, А.И. Новиков, Д.Н. Снежко // Сборник работ лауреатов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа 2018 года. М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ООО «Технологии развития», 2018. 224 с. URL: <https://in.minenergo.gov.ru/upload/tek/analitika/Arctica-2018-web.pdf> (дата обращения 11.02.2022).
7. Васильев Ю.Н., Гимадеева Р.Н., Ильницкая В.Г. Неопределенности и риски при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2014. № 4. С. 16-22.
8. ГОСТ Р 56205-2014 IEC/TS 62443-1-1:2009 Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы. Часть 1-1. Терминология, концептуальные положения и модели. М.: Стандартинформ, 2014. IV, 75 с.
9. ГОСТ Р 57329-2016/EN 13306:2010. Системы промышленной автоматизации и интеграция. Системы технического обслуживания и ремонта. Термины и определения. М.: Стандартинформ, 2020. IV, 19 с.
10. ГОСТ Р ИСО/МЭК 15026-1-2016. Системная и программная инженерия. Гарантирование систем и программного обеспечения. Часть 1. Понятия и словарь. М.: Стандартинформ, 2016. IV, 23 с.
11. Burgazzi L. Reliability Evaluation of Passive Systems Through Functional Reliability Assessment // Nuclear Technology. 2003. Vol. 144. Issue 2. Pp. 145-151.

Сведения об авторах

Воронцов Михаил Александрович – кандидат технических наук, доцент кафедры термодинамики и тепловых двигателей Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, начальник лаборатории промысловых компрессорных и турбохолодильных систем ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Адрес: пр-д Проектируемый, № 5537, здание 15, строение 3, п. Развилка, г.о. Ленинский, Московская область, Российская Федерация, 142717, e-mail: m_vorontsov@list.ru.

Грачев Анатолий Сергеевич – научный сотрудник лаборатории промысловых компрессорных и турбохолодильных систем ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Адрес: пр-д Проектируемый, № 5537, здание 15, строение 3, п. Развилка, г.о. Ленинский, Московская область, Российская Федерация, 142717, e-mail: grachev.anatoliy@yandex.ru.

Грачева Алина Олеговна – студент второго курса магистратуры, Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, инженер лаборатории промысловых компрессорных и турбохолодильных систем ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Адрес: пр-д Проектируемый, № 5537, здание 15, строение 3, п. Развилка, г.о. Ленинский, Московская область, Российская Федерация, 142717, e-mail: doki03@mail.ru.

Киркин Максим Александрович – главный эксперт Департамента (В.И. Донцов) ПАО «Газпром». Адрес: Московский пр-т, д. 156, лит. А, Санкт-Петербург, Российская Федерация, 196105, e-mail: M.Kirkin@adm.gazprom.ru.

Мельникова Анна Валерьевна – кандидат технических наук, главный специалист лаборатории предиктивного моделирования поврежденности линейно-протяженных и площадных объектов ЕСГ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Адрес: пр-д Проектируемый, № 5537, здание 15, строение 3, п. Развилка, г.о. Ленинский, Московская область, Российская Федерация, 142717, e-mail: A_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru.

Вклад авторов в статью

Воронцов М.А. Разработка методики оценки функциональной надежности, организация проведения исследования по апробации методики.

Грачев А.С. Разработка методики оценки функциональной надежности, сбор исходных данных для расчетного исследования.

Грачева А.О. Выполнение расчетного исследования, поиск и анализ источников, подготовка краткого обзора результатов исследований по рассматриваемой тематике.

Киркин М.А. Разработка методики оценки функциональной надежности, организация проведения исследования по апробации методики, подготовка краткого обзора результатов исследований по рассматриваемой тематике.

Мельникова А. В. Участие в обсуждении методов исследования и в анализе полученных результатов.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.