

УДК 629.10.061

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТОРОВ АВАРИЙНОСТИ
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ
НА ПРИМЕРЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА**

**ANALYSIS OF GAS COMPRESSOR UNIT ACCIDENT FACTORS
BY THE EXAMPLE OF COMPRESSOR STATIONS IN WESTERN SIBERIA**

Парфенов А.В., Чухарева Н.В., Громаков Е.И., Тихонова Т.В.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
ООО «Газпром трансгаз Томск», г. Томск, Российская Федерация

A.V. Parfenov, N.V. Chukhareva, E.I. Gromakov, T.V. Tikhonova
National Research Tomsk Polytechnic University
LLC “Gazprom Transgaz Tomsk”, Tomsk, Russian Federation

e-mail: toma_tikhonova@mail.ru

Аннотация. Проведен анализ аварийных остановок компрессорных агрегатов двух типов STD-4000-2 и ЭГПА-4,0/8200-56/1. 26-Р по суммарной наработке более 805000 часов за период эксплуатации 2001 – 2012 гг. в системе трубопроводного транспорта природного газа, на примере эксплуатации объектов, территориально расположенных в Томской области. В результате проведенных исследований выявлены основные причины возникновения аварийности, которые обусловлены в большей мере отказами в энергоснабжении технологического оборудования компрессорных станций, а так же отказами системы КИПиА, механическими повреждениями. Это позволило установить изменение динамики причин отказов STD, ЭГПА и проанализировать, на основе альтернативных карт Шухарта, вариабельность процессов возникновения аварийных ситуаций по каждой из категорий причин. В результате чего был определен контрольный предел для остановок, связанных с нарушениями правил технической эксплуатации компрессорных станций на уровне 3,5 и для остальных категорий причин на уровне 6,5, так как их средняя величина отказов находятся в пределах 1,53 - 2, 04.

Abstract. The article examines emergency shutdowns of compressor units STD-4000-2 and EGPA-4,0/8200-56/1.26-R, with entire operating time being 805000 hours in Tomsk gas pipeline network from 2001 to 2012. The conducted research has revealed that basic accident causes are mainly related to power supply problems in compressor station equipment, as well as failures and mechanical damages of instrumentation and

control equipment system. Based on the obtained results, failure history of STD and EGPA compressor units was traced and variability of accident reasons using Shewhart charts was analyzed. As the result, the control limit for the shutdowns caused by nonobservance of the regulations for compressor station maintenance has been defined at the level of 3,5. In a case of other reasons, control limit has been defined at the level of 6,5 as their average failure number ranges from 1,53 to 2,04.

Ключевые слова: газоперекачивающие агрегаты, компрессорная станция, аварийность, динамика изменения, факторы влияния, статистическая управляемость, контрольные пределы.

Keywords: compressor units, compressor station, accident rate, failure history, impact factors, statistical controllability, control limits.

В настоящее время на территории Западной, Восточной Сибири, Алтая и Дальнего Востока осуществляет свою деятельность одно из крупнейших дочерних обществ ОАО «Газпром» (далее Предприятие), сферой деятельности которого является эксплуатация газотранспортной системы в Тюменской, Новосибирской, Кемеровской, Томской, Омской, Иркутской областях, в Алтайском и Хабаровском крае, на Камчатке и Сахалине. В зоне ответственности Предприятия, функционируют 9 компрессорных и 1 насосно-компрессорная станция, 129 газораспределительных станций, более 9000 км газопроводов, в том числе 1600 км нефтепроводов. В состав Предприятия входят 20 структурных подразделений.

Давление в магистральном газопроводе, необходимое для бесперебойной подачи газа потребителю, обеспечивают 9 компрессорных станций (КС), на 3 из которых установлены газоперекачивающие агрегата (ГПА) с газотурбинным приводом, а на остальных 6-ти – агрегаты с электрическим приводом (ЭГПА). Общее количество ГПА на начало 2013 года составляет 36 агрегатов.

Согласно данным ежегодных отчетов по эксплуатации КС [1], происходят аварийные отказы ГПА, что требует формирование нового комплексного подхода к решению задач эффективной противоаварийной защиты объектов. Это невозможно без статистически выверенных показателей надежности действующего технологического оборудования, КИПиА и ее энергетики.

Проблемам отказоустойчивости для обеспечения бесперебойной перекачки природного газа посвящено большое количество исследовательских и аналитических работ, например [2...6]. Как правило, в качестве исходных данных, для получения более качественной информации, авторы принимают показатели работы не менее чем за 5-летний срок эксплуатации. Поэтому для идентификации причин аварийных отказов (АО) в представленной статье были рассмотрены результаты по эксплуатации в период с 2001 по 2012 гг. 27-и электрических ГПА двух типов STD-4000-2 и ЭГПА-4,0/8200-56/1.26-Р, расположенных на следующих КС: «Александровская», «Вертикос», «Парабель», «Чажемто»,

«Володино», «Проскоково». Суммарная наработка ЭГПА составила 805978 часов. При этом были зафиксированы 171 аварийных опасных и безопасных АО. Примем общее количество АО за 100 % и дальнейший анализ будем проводить в процентном соотношении.

Исходные данные отказов ЭГПА

Проведенный на основе статистических данных анализ аварийных остановок за период эксплуатации КС с 2001 по 2012 год (таблица 1), позволил выделить следующие группы причин, которые привели к аварийным остановкам ЭГПА: отказы/сбои в работе электрооборудования; отказы систем КИПиА; механические повреждения; отказы в энергоснабжении; сбои в работе станционных систем; отказы маслосистемы; несоблюдение правил техники эксплуатации (ПТЭ).

Далее необходимо решить две задачи:

1 задача – установить изменение динамики причин отказов ЭГПА, приняв общее количество всех аварийных остановок за срок эксплуатации с 2001...2012гг. – за 100 % и определить весовые вклады причин отказов.

2 задача – проанализировать вариабельность процессов возникновения аварийных ситуаций по каждой из категорий причин их возникновения.

Таблица 1. Причины аварийных отказов ЭГПА

Год эксплуатации	Причины АО	Весовой вклад АО, %	
		за год по КС	Всего
2001	электрооборудование	0,6	4,7
	механические части	0,6	
	ПТЭ	1,2	
	энергетическое снабжение	2,3	
2002	электрооборудование	0,6	8,2
	КИПиА	1,8	
	механические части	2,3	
	энергетическое снабжение	3,5	
2003	электрооборудование	2,9	15,2
	КИПиА	1,8	
	механические части	2,9	
	ПТЭ	1,2	
	энергетическое снабжение	6,4	
2004	электрооборудование	1,8	11,1
	КИПиА	2,9	
	механические части	0,6	
	энергетическое снабжение	5,8	

Год эксплуатации	Причины АО	Весовой вклад АО, %	
		за год по КС	Всего
2005	электрооборудование	3,5	17,0
	КИПиА	2,9	
	механические части	1,2	
	энергетическое снабжение	8,8	
	ст. систем	0,6	
2006	электрооборудование	0,6	7,0
	КИПиА	1,8	
	механические части	1,8	
	ПТЭ	0,6	
	энергетическое снабжение	2,3	
2007	энергетическое снабжение	3,5	3,5
2008	КИПиА	1,2	6,4
	энергетическое снабжение	5,3	
2009	КИПиА	0,6	7,6
	механические части	1,2	
	энергетическое снабжение	5,8	
2010	энергетическое снабжение	8,2	8,2
2011	электрооборудование	1,8	7,0
	КИПиА	1,2	
	механические части	0,6	
	ПТЭ	1,2	
	энергетическое снабжение	2,3	
2012	энергетическое снабжение	1,2	4,1
	электрооборудование	0,6	
	КИПиА	0,6	
	механические части	0,6	
	стационарные системы	0,6	
	маслосистемы	0,6	

Согласно статистическим данным каждая категория причин, была охарактеризована весовым коэффициентом, выраженным в %, который позволил определить ее вклад в общую статистику (рисунок 1).

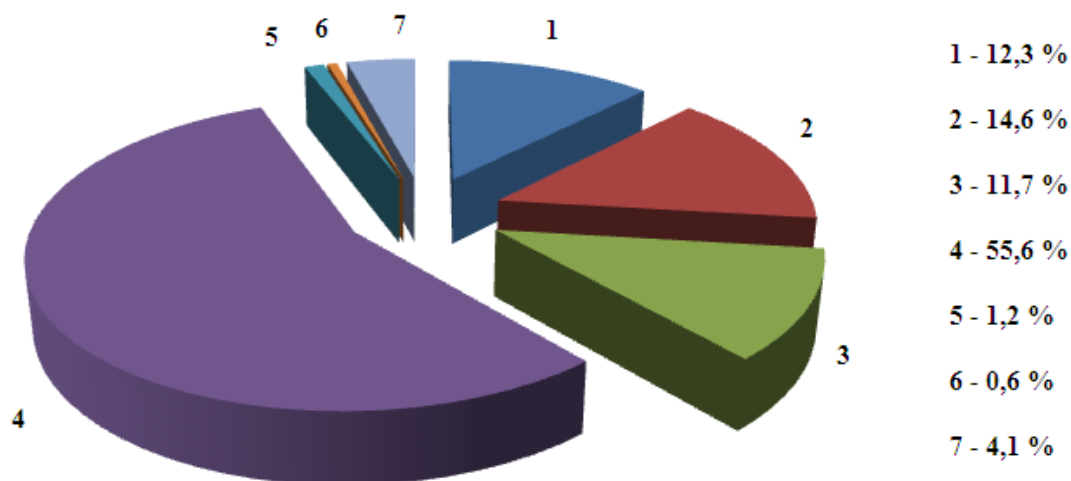


Рисунок 1. Распределение аварийных остановок ЭГПА с 2001 по 2012 гг. в зависимости от причин их возникновения:

1 – отказы/сбои в работе электрооборудования; 2 – отказы систем КИПиА; 3 – механические повреждения; 4 – отказы в энергоснабжении; 5 – сбои в работе станционных систем; 6 – отказы маслосистемы; 7 – несоблюдение ПТЭ

Распределение АО представлено в следующем порядке: первое место относится к сбоям в работе энергоснабжения, что составляет 55,6 %; второе место занимает отказы в работе системы КИПиА – 14,6 %; третье место делят группы факторов, связанных с отказами в работе электрооборудования компрессорной станции и механическими повреждениями (подшипники, небаланс валов, вибрации и т.д.)– 12,3 и 11,7 % соответственно. Далее несоблюдение правил технической эксплуатации – 4,1 %, неисправности по станционным системам и маслосистемам 1,2 и 0,6 %. Таким образом, в указанный временной период определены основные факторы влияния на динамику изменения причин АО и их различный вклад в общую суммарную составляющую.

Как следует из полученной статистики, наибольший весовой вклад внесли:

- отказы в энергоснабжении;
- отказы системы КИПиА;
- механические повреждения;
- отказы/сбои в работе электрооборудования.

Распределение всех случаев АО на рассматриваемых КС в зависимости от временных периодов эксплуатации представлено на рисунке 2. Наибольшее число АО произошло в 2003, 2004 и 2005 гг. (15,2%; 11,1 %; 17,0 %). Минимальные показатели аварийности ЭГПА характерны для 2001, 2007 и 2012 гг. (4,7 %; 3,5 %; 4,1 %).

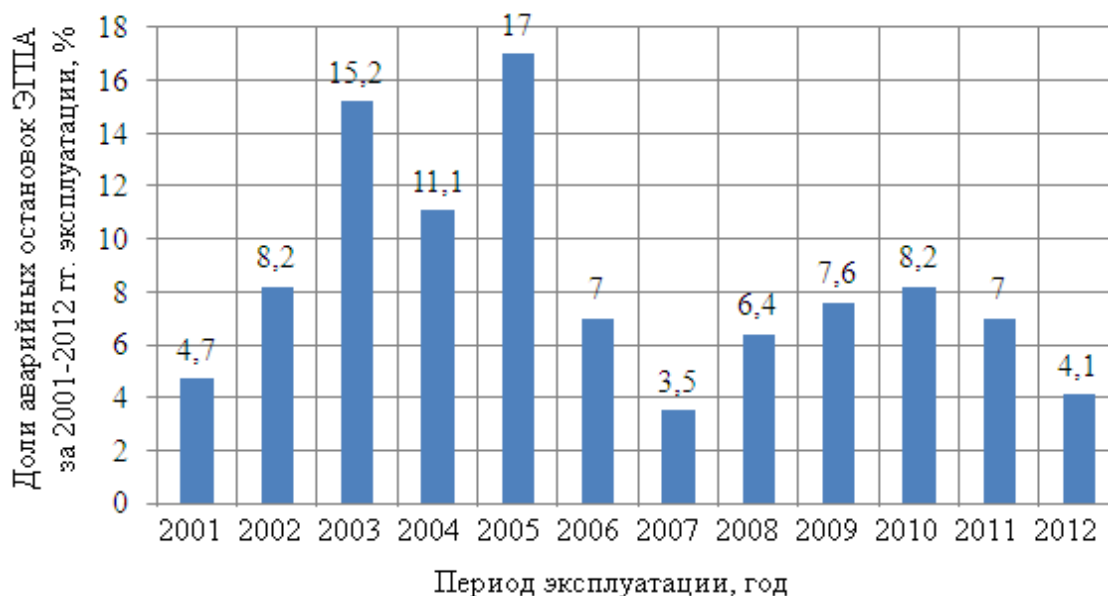


Рисунок 2. Распределение доли аварийных остановок ЭГПА в зависимости от временных периодов эксплуатации

Некоторое снижение уровня аварийности с 2003 по 2007 год, можно объяснить тем, что Предприятие приняло на работу новых специалистов по ремонту ГПА. Падение процентной доли АО после 2010 года вызвано улучшением техобслуживания ЭГПА в газотранспортной системе.

В связи с вышеизложенным, актуальным становится выявление основной группы причин, определяющей максимальные вклады АО в общую статистику аварийности в зависимости от временного периода. В таблице 2 показано общее количество причин, их наименование и весовой вклад. Максимальное количество групп факторов характерно для 2005 года, минимальное для 2006 и 2012 гг.

Определяющей причиной для всех периодов эксплуатации являются сбои в энергоснабжении компрессорных станций, что следует из данных таблицы 2. Второй по значимости проблемой являются нарушения в работе КИПиА.

Таблица 2. Данные по аварийным остановам ЭГПА

Год эксплуатации	Весовой вклад причин остановок ЭГПА, %						
	Электрооборудование	КИПиА	Механические части	Энергоснабжение	Стационарные системы	Маслосистема	Нарушение ПТЭ
2001	0,6	0	0,6	2,3	0	0	1,2
2002	0,6	1,8	2,3	3,5	0	0	0
2003	2,9	1,8	2,9	6,4	0	0	1,2
2004	1,8	2,9	0,6	5,8	0	0	0
2005	3,5	2,9	1,2	8,8	0,6	0	0
2006	0,6	1,8	1,8	2,3	0	0	0
2007	0	0	0	3,5	0	0	0
2008	0	1,2	0	5,3	0	0	0
2009	0	0,6	1,2	5,8	0	0	0
2010	0	0	0	8,2	0	0	0
2011	1,8	1,2	0,6	2,3	0	0	1,2
2012	0,6	0,6	0,6	1,2	0,6	0,6	0

Указанные основные причины АО могут во многом определяться влиянием человеческого фактора, который не в меньшей степени, чем техника, определяет эффективную и безопасную работу ЭГПА. Это относится к регулируемым и контролируемым параметрам, посредством определения профессиональных требований к обслуживающему персоналу КС, повышению их квалификации и четкому соблюдению правил нормативно-технической документации.

Необходимость решения второй задачи связана с тем, что «даже малое количество результатов, собранных в управляемых условиях, имеют большую ценность, чем большое количество данных собранных как попало» [7]. Оценка вариабельности позволяет сделать заключение о статистической управляемости процессов аварийности КС. Для решения этой задачи воспользуемся альтернативными картами Шухарта (ГОСТР50779.42-99). Это связано с тем, что отказы ЭГПА являются дискретными величинами и оцениваются подсчетом числа остановок КС. Данные для построения карты приведены в таблице 3. Здесь \bar{c}_p – верхний контрольный предел (ВКП) – атрибуты карты Шухарта, соответственно среднее значение отказов, вызванных каждой категорией причин,

и верхний контрольный предел, определяющий 3σ -границу статистической вариабельности.

Таблица 3. Исходные данные для построения альтернативной карты Шухарта

Год эксплуатации	Отказы				Средние значения отказов, c_{cp}				ВКП 0,995	
	Электрооборудование	КИПиА	Механические части	Нарушение ПТЭ	Электрооборудование	КИПиА	Механические части	Нарушение ПТЭ	Механические части, КИПиА, Электрооборудование	Нарушение ПТЭ
2001	1	0	1	2	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2002	1	3	4	0	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2003	5	3	5	2	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2004	3	5	1	0	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2005	6	5	2	0	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2006	1	3	3	1	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2007	0	0	0	0	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2008	0	2	0	0	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2009	0	1	2	0	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2010	0	0	0	0	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2011	3	2	1	2	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5
2012	1	1	1	0	1,75	2,083	1,667	0,583	6,5	3,5

Согласно [9], область определения отказов ГПА является постоянной, потому, что ежегодно наблюдалось одинаковое количество КС (семь). В связи с тем, что все АО были восстанавливаемыми в процессе ремонта, закон распределения аварийных остановок для каждой из категорий причин АО подчиняется модели Пуассона (выполняются пуассоновские условия: условие 1 – подсчет описывает число событий отказов; условие 2 – дискретные события определялись для семи КС в течение каждого календарного года; условие 3 – аварийные события были независимы друг от друга). Поэтому в качестве анализируемой карты Шухарта была выбрана c -карта.

Исходя из данных таблицы 3 следует, что все расчетные значения c_{cp} являются небольшими величинами (менее 2,08). В этом случае при построении карт Шухарта, согласно рекомендациям [7], оправдано использование только ВКП, соответствующего вероятности отсутствия статистической управляемости исследуемого процесса 0,995. Это позволяет установить контрольный предел для

ПТЭ-категории причин остановок КС на уровне 3,5, так как расчетное значение среднего числа отказов этой категории $s_{cp} = 0,583$ и для остальных категорий причинна уровне 6,5, так как их средние находятся в пределах $1,53 < s_{cp} < 2,04$.

На рисунке 3 показаны нанесенные на с-карты величины аварийных событий, соответствующие рассматриваемым категориям: ПТЭ, электрооборудование, механические части, энергетическое снабжение, КИПиА в течение 12 лет для двадцати семи КС.

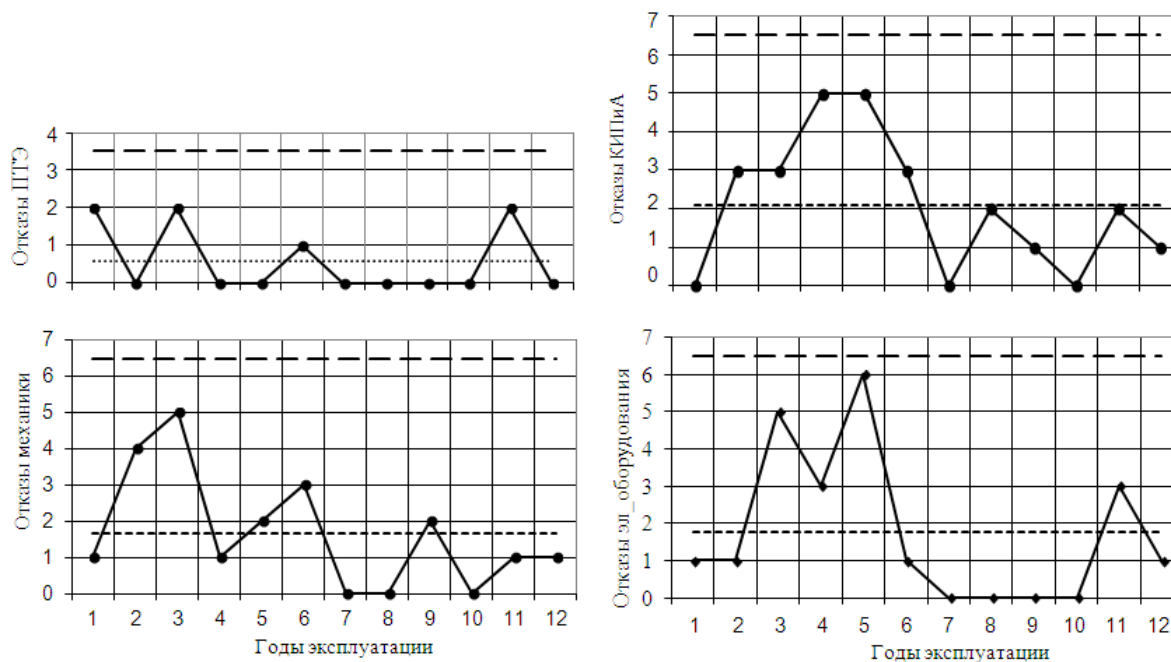


Рисунок 3. С-карты Шухарта категорий аварий КС

Анализ этих диаграмм позволяет установить то, что, несмотря на значительное приближение чисел аварийных остановок к верхним контрольным пределам в первой половине периода контроля, все процессы остаются в статистически управляемом состоянии.

Выводы

1. Категория остановок ЭГПА «энергоснабжение» не является регулируемой и контролируемой, так как подача питающего напряжения, необходимого для работы КС, производится от источников, не относящихся к системе ОАО «Газпром», а являются собственностью государства или частных компаний. Анализ качества подачи электроэнергии, проведенный в дополнение к данным, приведенным выше, показывает ее неуправляемость практически на всем промежутке наблюдения.

2. Категория причин, связанная со сбоями в работе станционных систем по всем периодам практически не зафиксирована, за исключением одного года (что составляет 1% от общего количества остановок ГПА). Данный результат наглядно указывает, что самыми проблемными категориями причин остановок газоперекачивающих агрегатов являются КИПиА, электрооборудование, механические части и ПТЭ, что позволяет сфокусировать внимание по снижению частоты отказов ЭГПА на этих проблемах.

3. Все проблемные категории причин остановок КС в течение всего периода мониторинга были в статистически управляемом состоянии. Это позволяет рекомендовать использовать проанализированные данные для количественных расчетов реальных показателей надежности ЭГПА.

4. Проведенная оценка причин аварийных остановок представляет собой важный этап процесса управления рисками на трубопроводном транспорте углеводородов. Полученные данные, могут быть использованы при составлении комплекса мероприятий по формированию комплекса мер, направленных на снижение вероятности аварийных остановок ЭГПА на этапах эксплуатации, технического обслуживания, диагностирования и ремонта, что, в конечном итоге, позволит определить и разработать оптимальный комплекс организационных и технологических мероприятий по обслуживанию и ремонту ЭГПА [8].

Литература

1. ООО «Газпром трансгаз Томск» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tomsktransgaz.ru/scheme/> (дата обращения: 30.03.2013).
2. Ерёмин Н.В., Степанов О.А., Яковлев Е.И. Компрессорные станции магистральных газопроводов (надежность и качество). СПб.: Недра, 1995. 336 с.
3. Микаэлян Э.А. Повышение качества, обеспечение надежности и безопасности магистральных газонефтепроводов для совершенствования эксплуатационной пригодности / под ред. Маргулова Г.Д. М.: Топливо и энергетика, 2001. 640 с.
4. Семенов А.С. Классификация и анализ эксплуатационных неисправностей газоперекачивающих агрегатов // Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр./ ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 65-69.
5. Идентификация неисправностей газоперекачивающих агрегатов по функциональным признакам/Семенов А.С и др.// Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр./ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 69-74.
6. Семенов А.С. Прогнозирование технического состояния газоперекачивающих агрегатов // Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири: сб. науч. тр./ ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 82-87.

7. Уилер Д., Чамберс Д. Статистическое управление процессами: Оптимизация бизнеса с использованием контрольных карт Шухарта; Пер. с англ. М.: Альпина Бизнес Букс, 2009. 409 с.

References

1. ООО «Gazprom transgaz Tomsk» [Elektronnyi resurs]. – Rezhim dostupa: <http://tomsktransgaz.ru/scheme/> (data obrasheniya: 30.03.2013).

2. Eremin N.V., Stepanov O.A., Yakovlev E.I. Kompresornye stancii magistral'nyh gazoprovodov (nadezhnost' i kachestvo). SPb.: Nedra, 1995. 336 s. [in Russian].

3. Mikaelyan E.A. Povyshenie kachestva, obespechenie nadezhnosti i bezopasnosti magistral'nyh gazonefteprovodov dlya sovershenstvovaniya ekspluatacionnoi prigodnosti / pod red. Margulova G.D. M.: Toplivo i energetika, 2001. 640 s. [in Russian].

4. Semenov A.S. Klassifikatsiya i analiz ekspluatatsionnyh neispravnostei gazoperekachivayushih agregatov // Neft' i gaz. Novye tehnologii v sistemah transporta: sb. nauch. tr. /TyumGNGU. Tyumen', 2004. S. 65-69. [in Russian].

5. Identifikatsiya neispravnostei gazoperekachivayushih agregatov po funktsional'nym priznakam /Semenov A.S i dr. // Neft' i gaz. Novye tehnologii v sistemah transporta: sb. nauch. tr. /TyumGNGU. Tyumen', 2004. S. 69-74. [in Russian].

6. Semenov A.S. Prognozirovaniye tehnikeskogo sostoyaniya gazoperekachivayushih agregatov // Voprosy sostoyaniya i perspektivy razvitiya neftegazovyh ob'ektov Zapadnoi Sibiri: sb. nauch. tr./TyumGNGU. Tyumen', 2004. S. 82-87 [in Russian].

7. Uiler D., Chambers D. Statisticheskoe upravlenie processami: Optimizatsiya biznesa s ispol'zovaniem kontrol'nyh kart Shuharta; Per. s angl. M.: Al'pinaBiznesBuks, 2009. 409 s. [in Russian].

Сведения об авторах

Парфенов А.В., заместитель начальника отдела ООО «Газпром трансгаз Томск», г. Томск, Российская Федерация

A.V. Parfenov, deputy head of compressor station operation department, Gazprom Transgaz Tomsk, Tomsk, Russian Federation

e-mail: A. Parfenov@gtt.gazprom.ru

Чухарева Н.В., канд. хим. наук, доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Ин-тут природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Российская Федерация

N.V. Chukhareva, Ph.D., associate prof. in the department of «Oil and Gas Transportation and Storage» of the Institute of Natural Resources, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation
e-mail: Natasha@tpu.ru

Громаков Е.И., канд. техн. наук, доцент кафедры «Интегрированные компьютерные системы управления», Ин-тут кибернетики, НИТПУ, г. Томск, Российская Федерация
E.I. Gromakov, Ph.D., associate professor of the department of «Integrated computer Control Systems», Institute of Cybernetics, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation
e-mail: gromkov@tpu.ru

Тихонова Т.В., магистрант кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Институт природных ресурсов, НИТПУ, г. Томск, Российская Федерация
T.V. Tikhonova, master's student of the Department of Oil and Gas Transportation and Storage of the Institute of Natural Resources, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation
e-mail: toma_tikhonova@mail.ru