



УДК 622.691.4.004

АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ ОБЪЕМОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И КОЛИЧЕСТВА АВАРИЙНЫХ ОСТАНОВОК КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

ANALYSIS OF THE INTERRELATIONS BETWEEN THE VOLUME OF MAINTENANCE AND THE NUMBER OF EMERGENCY STOPS OF COMPRESSOR STATIONS

Лабуть Евгений Владимирович

инженер-технолог,
Филиал «Минское УМГ «Газпром трансгаз Беларусь»
labutevgeniy@gmail.com

Кульбей Андрей Геннадьевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики,
Полоцкий государственный университет
andreikulbei@mail.ru

Липский Владимир Константинович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры
трубопроводного транспорта и гидравлики,
Полоцкий государственный университет
v.lipski@mail.ru

Аннотация. Проведён анализ аварийных остановок при эксплуатации компрессорных станций, выявлены основные причины. Произведен сравнительный анализ объемов технического обслуживания и ремонта с точки зрения затрачиваемого времени на производство работ. Предложены меры по снижению количества аварийных остановок газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях.

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, компрессорная станция, аварийная остановка, техническое обслуживание и ремонт.

Labbut Yevgeny Vladimirovich

Process Engineer,
Branch «Minsk UMG
«Gazprom Transgas Belarus»
labutevgeniy@gmail.com

Kulbey Andrey Gennadievich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Assistant Professor in the Department
of Pipeline Transport and Hydraulics,
Polotsk State University
andreikulbei@mail.ru

Lipsky Vladimir Konstantinovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor in the Department
of Pipeline Transport and Hydraulics,
Polotsk State University
v.lipski@mail.ru

Annotation. The analysis of emergency stops during operation of compressor stations is carried out, the main reasons are identified. A comparative analysis of the volume of maintenance service and repair in terms of time spent on the production of works is made. Measures are proposed to reduce the number of emergency stops of gas-pumping units at compressor stations.

Keywords: compressor units, compressor station, emergency stop, maintenance and repair.

Газотранспортный комплекс является важной частью экономики и энергетической безопасности государства. Основу газотранспортного комплекса составляют линейные трубопроводы и компрессорные станции. Так как станции работают в связке, то остановка всего одной станции или даже газоперекачивающего агрегата (ГПА) обычно влечет за собой сбой работы всей системы.

Для предотвращения остановки станций существует система их технического обслуживания и ремонта (ТОиР), реализуемая путем диагностики и проведения регламентных работ. Но в то же время, аварийные остановки станций не являются редкостью.

В свою очередь, необдуманное увеличение затрат на техническое обслуживание может не принести должного эффекта. Поэтому нужно придерживаться оптимального соотношения затрат на ТОиР и минимизацией аварийных остановок компрессорных станций. Мы поставили перед собой цель: скорректировать систему регламентного обслуживания для уменьшения количества аварийных отказов компрессорных станций

Основным оборудованием компрессорных станций является ГПА, который в свою очередь состоит из нагнетателя, редуктора и электродвигателя. Для работы этого оборудования требуется сложные системы КИПиА, электрооборудования, маслосистемы и вспомогательного оборудования. Отказ может произойти любой из систем.

Для анализа статистики аварийных отказов (АО) в данной статье были изучены данные о эксплуатации компрессорных станций Западно-Сибирского региона за период с 2001 по 2012 гг. и Беларуси (КС «Минск», КС «Орша») за период с 2013 по 2019 гг. Анализ будем производить в процентном соотношении, приняв общее количество АО за 100 %.

КС Западно-Сибирского региона с своём составе имеют 27 электрических ГПА двух типов СТД-4000-2 и ЭГПА-4,0/8200-56/1.26-Р, расположенных на следующих КС: «Александровская», «Вер-



тикос», «Парабель», «Чажемто», «Володино», «Просоково». Суммарная наработка ЭГПА составила 805 978 часов. За этот данный период произошло 170 аварийных опасных и безопасных АО [1].

По данным статистики АО за период эксплуатации КС Западно-Сибирского региона с 2001 по 2012 года (табл. 1), можно выделить следующие группы из-за которых произошли АО: сбои в работе систем КИПиА, отказы в работе электрооборудование, отказы электроснабжения, механические повреждения, отказы вспомогательного оборудования, отказы маслосистемы и несоблюдение правил техники эксплуатации (ПТЭ) [2].

Таблица 1 – Причины аварийных отказов ЭГПА

Год эксплуатации	Причины АО	Количество АО, шт	Весовой вклад АО, %	
			за год по КС	Всего
2001	электрооборудование	1	0,6	4,7
	механические части	1	0,6	
	ПТЭ	2	1,2	
	энергетическое снабжение	4	2,3	
2002	электрооборудование	1	0,6	8,2
	КИПиА	3	1,8	
	механические части	4	2,3	
	энергетическое снабжение	6	3,5	
2003	электрооборудование	5	2,9	15,2
	КИПиА	3	1,8	
	механические части	5	2,9	
	ПТЭ	2	1,2	
	энергетическое снабжение	11	6,4	
2004	электрооборудование	3	1,8	11,1
	КИПиА	5	2,9	
	механические части	1	0,6	
	энергетическое снабжение	10	5,8	
2005	электрооборудование	6	3,5	17,0
	КИПиА	5	2,9	
	механические части	2	1,2	
	энергетическое снабжение	15	8,8	
	станционные систем	1	0,6	
2006	электрооборудование	1	0,6	7,0
	КИПиА	3	1,8	
	механические части	3	1,8	
	ПТЭ	1	0,6	
	энергетическое снабжение	4	2,3	
2007	энергетическое снабжение	5	3,5	3,5
2008	КИПиА	2	1,2	6,4
	энергетическое снабжение	9	5,3	
2009	КИПиА	1	0,6	7,6
	механические части	2	1,2	
	энергетическое снабжение	10	5,8	
2010	энергетическое снабжение	14	8,2	8,2
2011	электрооборудование	3	1,8	7,0
	КИПиА	2	1,2	
	механические части	1	0,6	
	ПТЭ	2	1,2	
	энергетическое снабжение	4	2,3	
2012	энергетическое снабжение	2	1,2	4,1
	электрооборудование	1	0,6	
	КИПиА	1	0,6	
	механические части	1	0,6	
	станционные системы	1	0,6	
	маслосистема	1	0,6	

Исходя из данных статистики, каждая категория систем была охарактеризована весовым коэффициентом, выраженным в %, который позволил определить ее вклад в общую статистику (рис. 1).

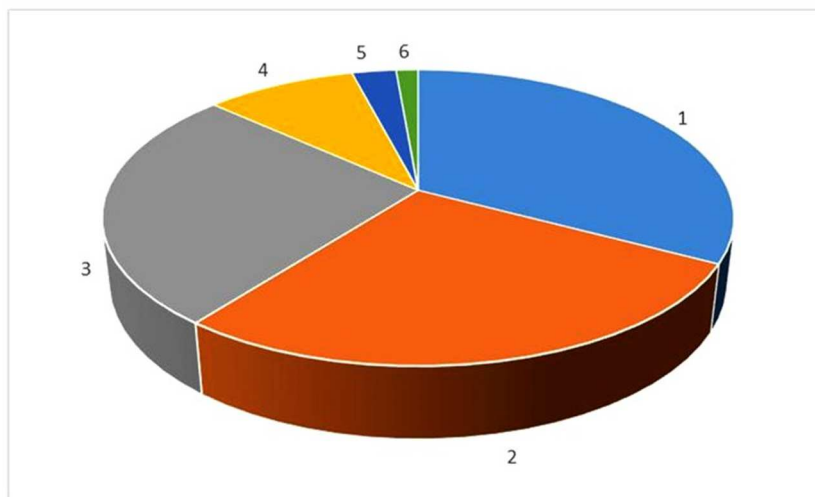


Рисунок 1 – Распределение аварийных остановок ГПА с 2001 по 2012 гг. в зависимости от причин их возникновения:

1 – отказы в энергоснабжении (55,6 %); 2 – отказы систем КИПиА (14,6 %); 3 – отказы в работе электрооборудования (12,3 %); 4 – механические повреждения (11,7 %); 5 – несоблюдение ПТЭ (1,4 %); 6 – сбои в работе станционных систем (1,2 %); 7 – отказы маслосистемы (0,6 %)

При рассмотрении рисунка 1 можно заметить, что АО распределяются в следующем порядке: первое место представлено сбоям в работе энергоснабжения – 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 – 12,3 % и 11,7 % соответственно. Далее несоблюдение правил технической эксплуатации – 4,1 %, неисправности по станционным системам и маслосистемам 1,2 и 0,6 %. Исходя из этого в данный временной период выявлены основные факторы влияющие на динамику изменения причин АО и их различный вклад в общую суммарную составляющую.

По статистическим данным, наибольший весовой вклад внесли:

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

АО распределены на данных КС в зависимости от временных периодов эксплуатации представлены 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 %).

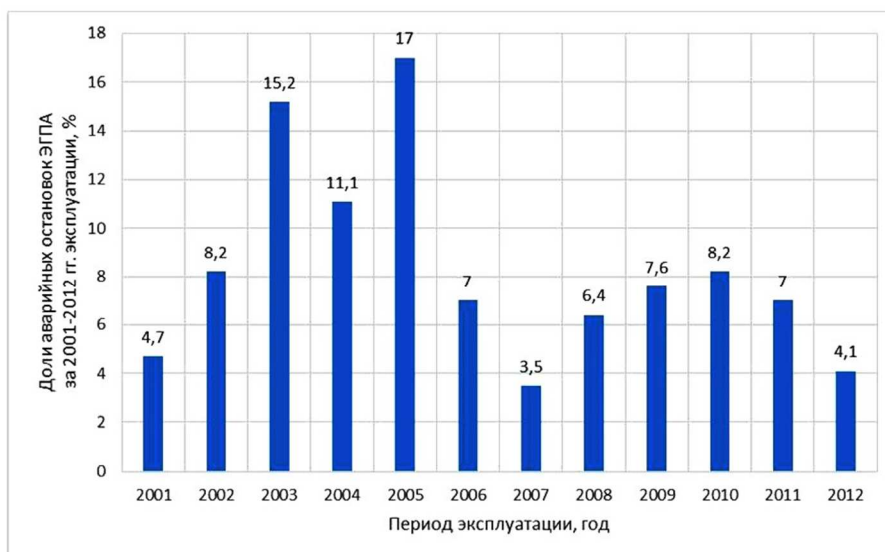


Рисунок 2 – Распределение доли аварийных остановок ЭГПА в зависимости от временных периодов эксплуатации



Относительное снижение количества АО в период с 2003 по 2007 год, можно пояснить тем, что КС приняло в штат новых сотрудников по ремонту ГПА. Уменьшение процентной доли АО после 2010 года связано с тем, что улучшилось ТОиР ГПА.

Исходя из данной статистики, актуальным является выявление основной группы причин, определяющей максимальные вклады АО в общую статистику аварийности в зависимости от временного периода. В таблице 1 представлено общее количество причин, их наименование и весовой вклад. Максимальное количество групп факторов характерно для 2005 года, минимальное для 2006 и 2012 гг.

Основная группа АО для всех лет эксплуатации являются сбои в энергоснабжении компрессорных станций, что следует из данных таблицы 1. Второй по значимости проблемной группой является отказы в работе системы КИПиА.

Вышеизложенные основные причины АО состоят так же и из влияния человеческого фактора, который не в меньшей степени, чем техника, определяет безаварийную и безопасную работу ГПА. Это относится к регулируемым и контролируемым параметрам, непосредственно указания профессиональных требований к обслуживающему персоналу КС, повышению их квалификации и четкому соблюдению правил нормативно-технической документации.

КС «Минск» и КС «Орша» ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» с своём составе имеют 40 ГПА с приводом типа СТД-4000-2. За период с 2013 по 2019 гг. на станциях произошло 18 аварийных опасных и безопасных АО [3].

Исходя из статистики АО за период эксплуатации данных КС за период с 2013 по 2019 года (табл. 2), следует обозначить следующие группы из-за которых произошли АО: сбои в работе систем КИПиА, отказы в работе электрооборудование, отказы электроснабжения, механические повреждения, отказы маслосистемы и несоблюдение правил техники эксплуатации (ПТЭ).

Таблица 2 – Причины отказов на КС «Минск» и КС «Орша»

Год эксплуатации	Причины АО	Количество АО, шт	Весовой вклад АО, %	
			за год по КС	Всего
2013	электрооборудование	1	5,55	11,1
	механические части	1	5,55	
2014	КИПиА	3	16,7	27,8
	энергетическое снабжение	2	11,1	
2015	электрооборудование	1	5,55	22,2
	КИПиА	2	11,1	
	ПТЭ	1	5,55	
2016	электрооборудование	1	5,55	16,7
	КИПиА	2	11,1	
2017	КИПиА	1	5,55	5,55
2018	КИПиА	1	5,55	16,7
	механические части	1	5,55	
	маслосистема	1	5,55	
2019	–	0	0	0

Стоит отметить, что за 2019 год не произошло не одной АО.

Определим весовой коэффициент причин, выраженный в %, с помощью которого выявим вклад в общую статистику (рис. 3).

При рассмотрении рисунка 2 можно заметить, что АО распределяются в следующем порядке: первое место представлено сбоям в работе системы КИПиА – 50 %; второе место занимает отказы в работе электрооборудования (16,7 %); третье место делят группы факторов, связанных с отказами в работе электроснабжения компрессорной станции и механическими повреждениями – 11,1 % и 11,1 % соответственно. Далее несоблюдение правил технической эксплуатации и отказы в работе маслосистемы по 5,55 % каждый.

Малое количество АО на КС «Минск» и КС «Орша» обусловлены малой наработкой ГПА в период с 2013 по 2019 гг.

Далее объединим статистические данные по всем КС и у нас получится период с 2001 по 2019 гг. и определим весовой коэффициент АО по причине отказа/сбоя в работе конкретной системы, выраженный в %, позволит определить её вклад в общую статистику (рис. 4).

При рассмотрении рисунка 4 очевидно, что распределение мест осталось прежним, как и в статистике АО за 2001–2012 гг. Это можно объяснить тем, что наработка на КС западносибирского округа была больше, чем наработка КС в Беларуси за период 2013–2019 гг.

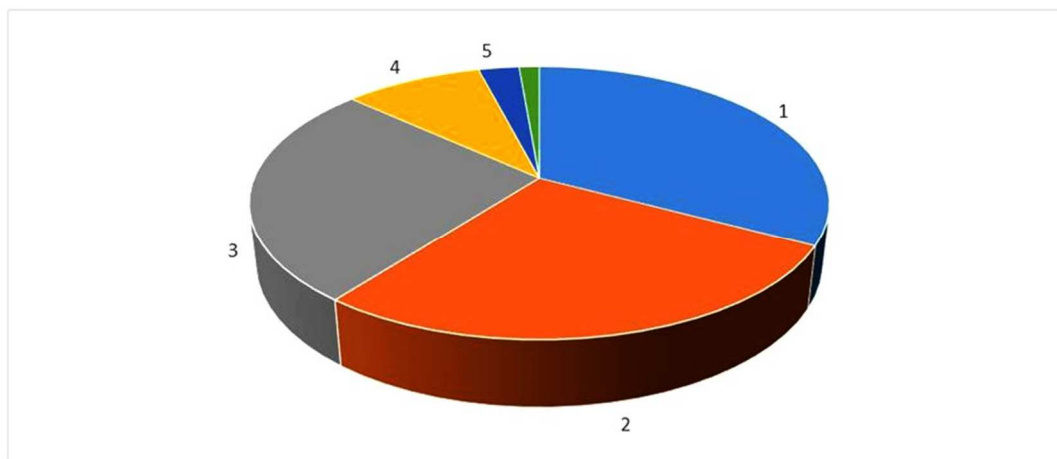


Рисунок 3 – Распределение аварийных остановок ГПА с 2013 по 2019 гг. в зависимости от причин их возникновения:
 1 – отказы систем КИПиА (50 %); 2 – отказы в работе электрооборудования (16,7 %);
 3 – отказы в энергоснабжении (11,1 %); 4 – механические повреждения (11,1 %);
 5 – несоблюдение ПТЭ (5,55 %); 6 – отказы маслосистемы (5,55 %)

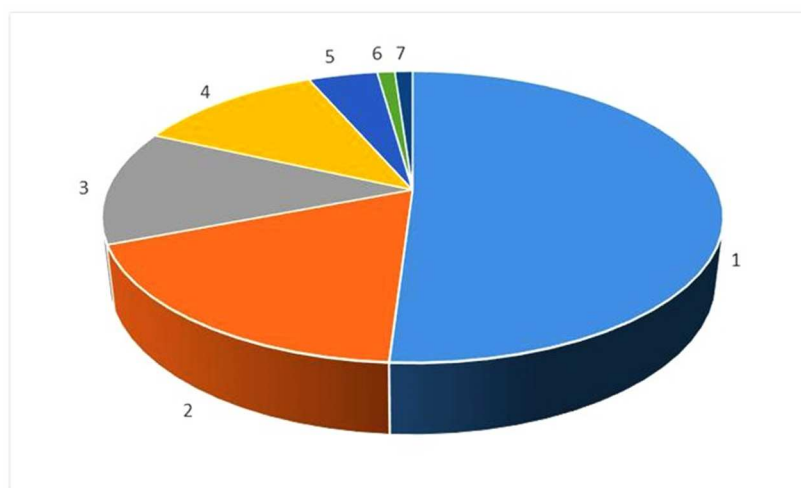


Рисунок 4 – Распределение аварийных остановок ГПА с 2001 по 2019 гг. в зависимости от причин их возникновения:
 1 – отказы в энергоснабжении (51,1 %); 2 – отказы систем КИПиА (18,1 %);
 3 – отказы в работе электрооборудования (12,8 %); 4 – механические повреждения (11,7 %);
 5 – несоблюдение ПТЭ (4,3 %); 6 – сбой в работе станционных систем (1,1 %);
 7 – отказы маслосистемы (1,1 %)

Произведём анализ проводимого технического обслуживания и ремонта

Техническое обслуживание и ремонт планируются заранее на предстоящий год. Оно может быть по фактической наработке или по временному интервалу. ТО систем КИПиА и электрооборудования производится один раз в год независимо от наработки ГПА. Работы по ТО механической части и масло системы производится по достижению определённой наработки.

Так же важной составляющей безаварийной работы КС является обслуживание станционного оборудования (вспомогательного). Которое в свою очередь так же можно разделить на системы КИПиА, электрооборудование и механические части. Исходя из этого будем учитывать работы по ТО проводимый на всем оборудовании КС с разделением на основные системы.

Анализировать ТО будет по количеству времени, затрачиваемому в год на обслуживание всех систем, то есть по трудоемкости. Так же анализ будем проводить в процентном соотношении, приняв общее количество часов трудозатрат на ТО в год за 100 % (табл. 3) [4...8].

Исходя из вышесказанного будем считать, что персонал, который проводит данные работы, имеет требуемую квалификацию в соответствии со стандартами предприятия. Ещё один фактор по ТО, который мы не будем учитывать и считать его выполненным в полном объёме, это материально техническое снабжение и качество используемых материалов.

Само ТО механической части и маслосистемы будем учитывать по примеру среднего ремонта которые проводится при наработке в 6000 часов после предыдущего ремонта.



Таблица 3 – Структура проводимого ТО

Основные системы	Трудоемкость чел.-ч.	Весовой вклад в %
КИПиА	3367,89	56,4
электрооборудование	467,98	7,8
механическая часть	210,6	3,5
маслосистема	95,1	1,6
ПТЭ	30,5	0,5
станционные системы	1798,45	30,1

Построим на основании таблицы 3 рисунок 5.

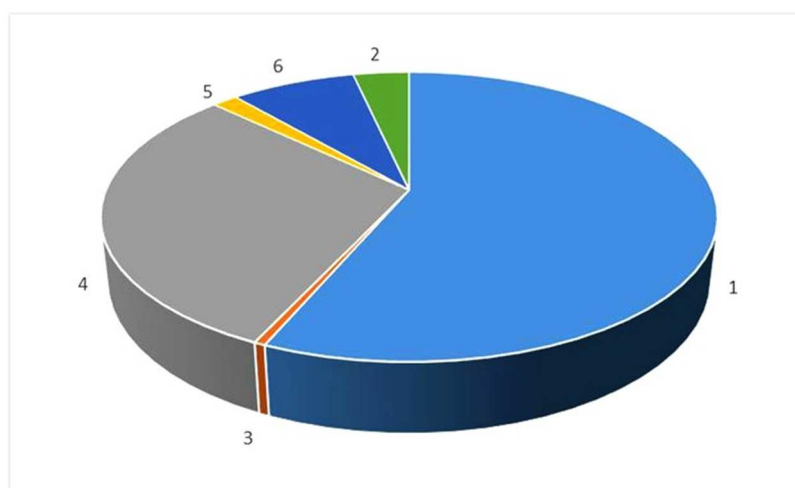


Рисунок 5 – Распределение времени, затрачиваемого на ТО в зависимости от системы:

1 – КИПиА; 2 – механическая часть; 3 – ПТЭ; 4 – станционные системы; 5 – маслосистема; 6 – электрооборудование

Как видно из рисунка 5 наибольшее внимание уделяется системе КИПиА (56,4 %), это обусловлено тем, что данная система управляет как основным оборудованием, так и вспомогательным. Так же она отвечает за безопасную эксплуатацию всего оборудования. На втором месте после системы КИПиА оказалось ТО станционных систем (30,1 %) это можно объяснить тем, что без данных систем невозможна работа основного оборудования потому, как в данные системы входят КНТП, КТП, ЩСУ, система измерения газа, приточно-вытяжная вентиляция. ТО станционных систем состоит из обслуживания систем КИПиА, электрооборудование и механической части. На третьем месте расположилось ТО электрооборудования (7,8 %). На четвертом месте ТО механической части (3,5 %). На пятом месте ТО маслосистемы (1,6 %). И замыкает проведение технической учёбы с обслуживающим персоналом (0,5 %).

Количество часов на ТО на различных станция может изменяться в ту или иную сторону. Из-за того, может быть установлены различные системы КИПиА, электрооборудования, но само распределение позиций то этого не изменится. Различные системы могут быть установлены из-за того, что идёт постоянная модернизация систем.

Количество времени, затрачиваемого на ТОиР, может изменяться в процессе производства работ так, как могут быть выявлены различные неисправности.

Следующим нашим шагом будут выводы при сравнении рисунка 4 и рисунка 5. В большей своей массе происходит совпадение по позициям: наиболее затрачиваемого времени на ТО систем, с отказами по вине тех же систем, однако есть особенности:

1. Из рисунка 4 видно, что наиболее весомой причиной АО является отказы в электроснабжении (51,1 %). Данный вид отказа зависит от поставщика электроэнергии и не зависит от проводимого ТО на самой КС. Решением данной проблемы может быть резервирование электроснабжения.

2. Сравнения системы КИПиА: данная система занимает второе место (18,1 %), это обусловлено тем, что она является наиболее сложной системой, хотя в свою очередь, на её обслуживание тратится наибольшее время, но всё равно наблюдается большое количество отказов по вине этой системы. Из этого следует, что увеличение количества часов на техническое обслуживание не эффективно и следует выбрать другой путь повышения надёжности, к примеру модернизацией системы, учитывая, что рассматриваемые КС были введены в эксплуатацию в 1970–1980 гг.

3. Отказы в работе электрооборудования: АО по данной причине занимает третье место (12,8 %) и по доле времени, затрачиваемому на ТО (7,8 %), так же занимает третье место и в про-



центном соотношении они соизмеримы. Для минимизации АО из-за данной системы, на моё усмотрение, стоит выбрать путь модернизации оборудования.

4. Механические повреждения составляют 11,7 %, а в производимом ТОиР 3,5 %. По доли отказов по этой причине соизмеримо с отказами электрооборудования, но в сравнении с ТО электрооборудования уступает в двое. Это можно обусловить тем, что раннее выявление неисправностей производится методами неразрушающей диагностики.

5. Доля АО по причине несоблюдения ПТЭ составляет 4,3 %, а доля времени, затрачиваемого на техническую учёбу персонала, составляет 0,5 %. Поэтому следует увеличить время на техническую учёбу. Применять современные методики обучения. Чаще проводить курсы повышения квалификации.

6. Доля сбоев в работе станционных систем составляет 1,1 % и для времени, затрачиваемого на ТО, этой системы 30,1 %. Такая большая доля уделяемого времени на ТО станционных систем дало свои результаты так, как мы видим минимизацию отказов по вине данной системы.

7. АО по вине маслосистемы составляют 1,1 % и доля затраченного времени соизмеримая 1,6 %. Исходя из этих данных время, затрачиваемое на ТОиР маслосистемы, достаточное для минимизации АО.

Главной задачей при проведении ТОиР является минимизация АО. В свою очередь увеличение затрат на ТО приведёт к уменьшению количества АО, но следует искать определённый баланс, в минимизации количества отказов при умеренных затратах на ТОиР.

Выводы

В итоге можно говорить о том, что ТОиР непосредственно влияет на количество и причину АО. В тоже время есть причина АО (электроснабжение), на которую не может повлиять ТОиР, проводимый на КС, так, как данная система зависит от сторонней организации.

Основная масса времени, затрачиваемая на ТОиР, уходит на обслуживание системы КИПиА. В тоже время происходит большое АО из-за отказа данной системы. Следовательно, путь увеличения времени обслуживания не будет эффективен. Поэтому следует поэтапно производить модернизацию системы КИПиА, для минимизации АО.

Доля затрачиваемого времени на производство ТОиР электрооборудования соразмерна с долей АО по вине данной системы. Поэтому корректировку времени производить не стоит – оно оптимальное.

Система ТОиР которая существует на КС хорошо отвечает минимизации АО по причинам отказов маслосистемы и станционных систем. Доля отказов маслосистемы оптимальна с долей времени на ТОиР данной системы. Но доля времени, затрачиваемое на ТОиР станционных систем, велика, поэтому стоит рассмотреть варианты его уменьшения. В свою очередь станционные системы состоят из систем КИПиА, электрооборудования и механической части, поэтому уменьшение доли времени ТОиР данной системы стоит рассматривать с учётом составных систем. Анализируя уменьшение доли времени ТОиР индивидуально для каждой подсистемы. Так как уменьшения этих значений может дать обратный эффект, то есть увеличиться количество АО по причине отказа станционных систем.

Ещё хочется отметить, что доля времени, затрачиваемая на техническую учёбу персонала, очень мала. Исходя из этого можно поставить вопрос об увеличении времени на подготовку и обучения персонала правилам технической эксплуатации оборудования.

КС в эксплуатации находится уже пару десятков лет, следовательно, всё оборудование имеет значительный износ и поэтому следует проводить модернизацию всех систем для повышения надёжности в транспортировке газа потребителям.

Таким образом, предлагаемые меры позволят снизить количество АО систем КС.

Литература:

1. Борисов Д.И. Анализ факторов аварийности на компрессорных станциях Западно-Сибирского региона / Д.И. Борисов, Р. Быков, Н.В. Чухарева // Материалы конференций. – 2015. – URL : <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/22902> (дата обращения 10.03.2020).
2. Парфенов А.В. Определение факторов аварийности газоперекачивающих агрегатов на примере эксплуатации компрессорных станций Западно-Сибирского региона / А.В. Парфенов, Н.В. Чухарева, Е.И. Громаков, Т.В. Тихонова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 3. – С. 374–385.
3. ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». Акты расследования аварийного останова ЭГПА. 2013–2019.
4. СФШИ.01.21-2011. Нормы времени и расхода материалов на техническое обслуживание и ремонт основного и вспомогательного электрооборудования: электродвигателей, силовых и измерительных трансформаторов, электрооборудования ЗРУ-10 кВ, КТП-10/0,4 кВ, аккумуляторных батарей, устройств релейной защиты и автоматики. – ОАО «Белтрансгаз», 2011.
5. СФШИ.01.58-2011. Норма времени на ремонт ГПА с электроприводом типа СТД-4000-2. – ОАО «Белтрансгаз», 2011.
6. СФШИ.02.33-2005. Комплекс «Электра-1-2». Регламент технического обслуживания. – ОАО «Белтрансгаз», 2005.



7. СТП СФШИ.02.06-2017. Техническое обслуживание и ремонт механического оборудования газоперекачивающего агрегата с электрическим приводом типа STD-4000-2. – ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», 2017.
8. СТП СФШИ.02.119-2019. Техническое обслуживание и ремонт электроустановок энергохозяйства. Порядок организации и проведения. – ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», 2019.

References:

1. Borisov D.I. Analysis of accident factors at compressor stations of the West Siberian region // Materials of conferences / D.I. Borisov, R. Bykov, N.V. Chukhareva. – 2015. – URL : <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/22902> (date of the address 10.03.2020).
2. Parfenov A.V. Analysis of gas compressor unit accident factors by the example of compressor stations in western Siberia / A.V. Parfenov, N.V. Chukhareva, E.I. Gromakov, T.V. Tikhonova // Electronic scientific journal «Oil and Gas Business». – 2013. – № 3. – P. 374–385.
3. OJSC «Gazprom Transgaz Belarus». Acts of investigation of emergency shutdown EGPA. 2013–2019.
4. SPSHI. 01.21-2011. Standards of time and material consumption for maintenance and repair of the main and auxiliary electrical equipment: electric motors, power and measuring transformers, electric switchgear-10 kW, КТП-10/0.4 kW, batteries, relay protection devices and automation. – OJSC «Beltransgaz», 2011.
5. SFSHI. 01.58-2011. The norm of time for repair of gas compressor units with electric drive type STD-4000-2. – OJSC «Beltransgaz», 2011.
6. SFSHI. 02.33-2005. Complex «Electra-1-2». Maintenance Schedule. – OJSC «Beltransgaz», 2005.
7. СТП СФШИ. 02.06-2017. Maintenance and repair of mechanical equipment of a gas pumping unit with an electric drive of type STD-4000-2. – OJSC «Gazprom Transgaz Belarus», 2017.
8. СТП СФШИ. 02.119-2019. Maintenance and repair of electrical installations of the energy sector. The order of organization and conduct. – OJSC «Gazprom Transgaz Belarus», 2019.