

Серия «Среднее профессиональное образование»

Д. Г. Репин

В. Г. Рыбак

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ НАДЕЖНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Ростов-на-Дону

«Феникс»

2019

Проектные и конструкторские методы обеспечения надежности ГТС

12.1. Общие сведения

Надежность газотранспортной системы, как и любой технической системы, закладывается на стадии проектирования, формируется на стадии строительства и реализуется, поддерживается в процессе эксплуатации. Диагностика и ремонт — работа с последствиями. Предупреждение и предотвращение отказов в основе своей лежат в области проектирования и строительства. Опыт проектирования и сооружения новых и реконструкции эксплуатируемых КС с новыми проектантами и поставщиками оборудования показал настоятельную необходимость организации процесса унификации технологических и технических решений КС и ГПА.

Унификация — один из методов стандартизации, предусматривающий единство технических и технологических решений.

Стандартизация — это процесс установления и применения правил или в более расширенном виде — форма регулирования процессов и результатов деятельности в сферах производственно-технических, торгово-экономических и социальных отношений. К формам и методам стандартизации относят взаимозаменяемость, блочность, модульность конструкций, сооружений и т. д.

Типизация — один из методов стандартизации, обычно относящийся к типоразмерным параметрам и рядам.

В настоящее время возобновлена деятельность в направлении унификации проектов КС и технических решений ГПА. Программа унификации проектов ПАО «Газпром» включает в себя:

- 1) разработку СТО по терминам и основным положениям;
- 2) создание базы унифицированных решений на основе единых технических подходов;
- 3) разработку альбомов унифицированных объектов КС; актуализацию существующих унифицированных альбомов;
- 4) унификацию не объекта в целом, а по отдельным элементам (установкам).

Кроме того, выполняется систематизация расчетных методик и программных продуктов, используемых в проектной практике. Для строительства новых газопроводов будут использованы и уже используются современные проектно-технологические решения, обеспечивающие:

- повышение рабочего давления (более 12,0 МПа);
- использование труб с внутренним гладкостным покрытием;
- минимизацию количества общестанционных сооружений и систем (передачу функций подготовки топливного и буферного газа системам ГПА, переход от стационарных систем маслоснабжения на мобильные маслозаправочные установки и др.);

— применение ГПА повышенной экономичности, надежности, оптимальных компоновочных решений.

Другими словами, проекты также ориентированы на требования высокого уровня безопасности, надежности и эффективности. Надежность функционирования ГТС на стадии проектирования определяют:

- выбором технологических и конструктивных решений;
- выбором материалов и оборудования;
- оптимизацией проектных решений с проведением расчетов показателей надежности и их проверкой на соответствие заданному уровню;
- подбором проверенных и аттестованных производителей и поставщиков из соответствующих реестров ПАО «Газпром».

Система газоснабжения включает подсистемы добычи, магистрального транспорта и распределения газа. Функцией как системы в целом, так и ее подсистем и объектов является снабжение потребителей. Следовательно, повышение надежности системы состоит в обеспечении бесперебойности снабжения потребителей. Способов повышения надежности много, они привязаны ко всем этапам жизненного цикла объектов, но основные решения по обеспечению надежности принимаются при формировании предпроектных и проектных решений. Из всего множества проблем выделим несколько, где проработка решений с помощью математических моделей особенно важна. [2, 3]

- Выбор структуры системы, направления и мощности потоков при планировании ее развития.

- Трассировка прокладываемого газопровода с учетом пересекаемых естественных и искусственных препятствий, а также зон с негативным природно-климатическим и техногенным воздействиями (активные тектонические разломы, оползневые участки, курумы, подрабатываемые территории и др.).

- Выбор структуры проектируемого газопровода, в том числе выбор резервных ниток на переходах через водные объекты и расстановка межниточных перемычек.

- Обоснование резерва основного технологического оборудования, в том числе агрегатов на компрессорных станциях.

- Обоснование размещения и параметров подземных хранилищ газа.

- Обоснование расположения и параметров межсистемных перемычек.

- Обоснование комплекса мероприятий по обеспечению газом потребителей в периоды экстремального понижения температуры воздуха.

- Обоснование структуры распределительных сетей для обеспечения надежности снабжения потребителей, ремонтов трубопроводов и реконструкции системы.

Все перечисленные задачи, за исключением последней, относятся к подсистеме магистрального транспорта и хранения газа.

Различают теоретическую, реальную и фактическую надежности. Теоретическая надежность оборудования планируется на стадии разработки его концепции. *Реальная надежность* оборудования формируется в ходе его проектирования и изготовления. *Фактическую надежность* оборудования определяют в условиях эксплуатации по данным о работе агрегата за проработанное время. *Надежность*

оборудования предпочитают рассматривать как произведение надежностей, формирующихся на каждой стадии жизненного цикла (проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования). Реальные условия эксплуатации корректируют идеальную надежность оборудования, определяемую в первую очередь надежностью, формируемой на стадиях зарождения (начиная от концепции к проектированию, а далее к изготовлению и монтажу).

Если два первых вида надежности определяют в основном на базе теории вероятности и теории информации и они носят вероятностный характер, то *фактическую надежность* в основном определяют по эксплуатационным данным, она носит детерминированный характер.

Реальная надежность, как было отмечено, зависит от проектирования и изготовления. В свою очередь, надежность в стадии проектирования зависит от всех этапов и качества проектирования:

- исходных данных;
- технологического расчета;
- совокупности инженерных расчетов;
- обоснованности выбора проектных решений и т. д.

Современные принципы проектирования КС формулируют следующим образом [148]:

1) упрощение технологии КС за счет бесшлейфовой и модульной компоновки; перенос цеховых систем (функций) на агрегатный уровень (агрегатные блоки топливного газа, установки охлаждения газа);

2) преимущественное использование энергосберегающего газотурбинного привода нового поколения мощностью от 2,5 до 32 МВт (до 50 МВт); показатели эффективности (КПД): 32–40% в зависимости от мощности;

3) применение ЦБК различного технологического назначения с КПД до 87% и сменных проточных частей (СПЧ) в качестве инструмента оптимизации и энергосбережения;

4) укрупнение единичных мощностей ГПА с учетом требований системной надежности;

5) обеспечение этапного ввода мощностей КС;

6) создание систем автоматического управления для обеспечения дистанционной и малолюдной эксплуатации;

7) сокращение потребления электроэнергии и утилизация тепла для тепло- и электроснабжения собственных нужд;

8) ограничение эмиссии вредных загрязняющих веществ (CO_x) за счет повышения КПД ГТУ и ЦБК, «сухих» методов сжигания (NO_x).

Факторы, способствующие появлению технологических проблем в проектах некоторых новых КС, по мнению В. А. Щуровского (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), можно перечислить.

— Применение новых технико-технологических решений:

- а) модульной схемы технологической обвязки ГПА с повышенным давлением;
- б) «сухих» ЦБК с магнитным «подвесом» роторов;

в) шумоглушителей в линиях стравливания газа;
г) кранов с электрогидравлическим приводом со временем перестановки до 1 мин.
— Некорректное понимание назначения и функций рециркуляционных систем (агрегатной и цеховой) и как следствие — уменьшение типоразмера АРК.

— Ошибки в алгоритмах пуска и остановки ГПА.

— Неясность в сферах ответственности участников за проблему.

Последствиями проблем могут быть:

— нештатная АО с помпажными проявлениями, длительным процессом выравнивания давлений в контуре ЦБК и обратной и прямой «раскруткой» ротора;

— проблемы при запуске (прямая «раскрутка» роторов, невозможность работы на агрегатное «кольцо» и др.);

— длительное (до 1,5 ч) время стравливания из контура ЦБК+АВОГ.

Низкое качество проектирования, как известно, — это не единственная причина увеличения сроков проектирования. Газотранспортные общества на стадии разработки проекта вносят в проект предложения, которые не предусмотрены утвержденными техническими требованиями, что также говорит о невысоком уровне проработки технических требований ГТО.

Стадия строительства, по сути, определяет тот уровень надежности, которую будет иметь вновь создаваемая ГТС. Уровень надежности, заложенный в проектных решениях, сохраняется или не сохраняется в зависимости от:

1) соответствия проектной и фактически используемой технологии производства работ;

2) возможностей подрядной организации реализовать проектную технологию производства работ;

3) качества производства работ и строительного контроля.

В практике проектирования и эксплуатации ГТС существует несколько подходов к выбору агрегатов КС. Например, метод АО «Гипрогазцентр» (г. Нижний Новгород) основан на сравнении различных характеристик по паспортным данным агрегатов: N_e , КПД, расход топлива, пускового топлива, смазочного и уплотнительного масла. Сравнение агрегатов выполняют по минимуму дисконтных затрат агрегатов на КС и методике ранжирования по трем различным критериям. И наконец, АО «Гипрогазцентр» предлагает проводить сравнение и выбор ГПА по предварительно рассчитанным критериям энергетической эффективности.

ПАО «ВНИИПИГаздобыча» предлагает производить унификацию принципиально-технологических схем обвязки площадок КС с учетом нижеперечисленных факторов [182]:

1) блочно-комплектной поставки оборудования полной заводской готовности;

2) максимальной автоматизации для работы на всех режимах;

3) по УОТГ — одноступенчатая очистка в пылеуловителях с вариантом возможности использования данного оборудования при двухступенчатой очистке;

4) по ГПА — с дополнительной комплектацией, это:

— агрегатная система подготовки топливного газа;

— агрегатная система электрозапуска;

- система обеспечения работоспособности «сухих» ГДУ НЦ;
- блок-краны № 1 и 4 на общей раме;
- блок-краны № 2, 6 и обратный клапан на общей раме.

При реконструкции и модернизации объектов ГТС необходимо перепроектировать потребное количество установленных и резервных агрегатов на КС и в целом по газопроводу и ГТС (в целях дальнейшего перераспределения), поскольку начиная с 1990 г. режимы работы большинства КС существенно изменились по сравнению с проектными за счет снижения объемов транспортируемого газа. При этом для снижения динамических нагрузок и стабилизации вибросостояния требовались снижение производительности цехов или их остановка.

Очевидно, что модернизация газоперекачивающих КС должна проводиться с учетом условий их эксплуатации и с использованием прогрессивных энергосберегающих технологий. Сложность проектов такой модернизации состоит не только в техническом, но и в организационном аспектах, поскольку их реализация должна выполняться при условии ограниченного бюджетного финансирования в сжатые сроки с наращиванием производительности КС либо же с сокращением расходования газообразного топлива на транспорт газа, что требует системного подхода с применением методологии управления проектами, обеспечивающей жесткий контроль ресурсов проектам. Основными же этапами проектов модернизации должны быть информационный поиск и анализ наукоемких технологий.

Математические модели и расчетные методы по стабилизации потока в газовых коммуникациях до 1993 г. были разработаны только для КС, оснащенных ГМК. Появление высококласной виброанализирующей полевой и лабораторной аппаратуры и средств обработки экспериментальных данных (в ООО «Газпром ВНИИГАЗ») способствовало изучению в процессе промышленных экспериментов физического и математического моделирования исследуемых процессов. Разработка и апробация технических решений по стабилизации потока позволили разработать комплексные методы и средства обеспечения динамической устойчивости нагнетательных установок и КС, а также узаконить корпоративную систему организации проектов реконструкции и нового строительства КС.

В условиях эксплуатации нельзя исключать ситуации, когда значительно изменяются основные характеристики газотранспортных предприятий, заложенные при проектировании и сооружении, поскольку они были рассчитаны на определенные параметры газа в газопроводе. И заранее предусмотреть значительные изменения (снижение) расхода газа через газопровод, изменение режима газопотребления и перераспределение газовых потоков и иное не представляется возможным. Прежде всего это относится к реальному числу резервированных агрегатов, связанному с рабочими мощностями на КС. Кроме того, на количество резервных агрегатов влияют фактические показатели их надежности, значительно ухудшающиеся в процессе эксплуатации.

Другими словами, в ходе эксплуатации необходимо при значительном изменении проектных условий уметь рассчитать реальное число установленных рабочих и резервных агрегатов на основе принятых норм надежности. При этом «лишние» агрегаты, если таковые окажутся, считают условно высвобожденными с последу-

ющей консервацией или перемещают на другие объекты (КС) ГТС. В связи с этим фактом необходимо дать оценку объема резервирования мощностей и определить число условно высвобожденных агрегатов на КС.

12.2. Обоснование резерва производственных мощностей на КС при проектировании МГ

Теория надежности позволяет наметить объекты и средства резервирования и структуру объекта (изделия). Она позволяет найти функцию долговечности, зависящую от функций надежности нового (и прошедшего ремонт оборудования) и от законов распределения времени успешного окончания ремонтов, поскольку промежуток времени сохранения долговечности равен сумме случайных промежутков времени сохранения качества при эксплуатации изделий и сумме случайных промежутков времени ремонтов изделия. Теория требует немного индивидуальных экспериментальных и эксплуатационных сведений о надежности будущего изделия, поэтому она удобна для расчета надежности (долговечности) на стадии проектирования. [28]

Низкая надежность эксплуатируемого оборудования приводит к необходимости частого использования резервных агрегатов, т. е. ускоряет процессы износа и старения всех установленных агрегатов. Резерв производственных мощностей на КС МГ — один из наиболее важных факторов при обеспечении системной надежности ЕСГ. В период интенсивного развития при проектировании основных МГ предусматривали существенный резерв ГПА (до 40% общей установленной мощности КЦ). *Такой резерв классифицируют как структурный.* Структурные резервы позволили без проблем пережить тяжелый период экономического спада 1990-х гг., когда реконструкция и модернизация технологических объектов были недостаточны.

Выбор агрегатного резерва определяют нормами технологического проектирования. Как уже было отмечено выше, в ОНТП 1985 г. предусматривали резерв от 30 до 100% в зависимости от количества рабочих агрегатов и типа привода. Стандарт СТГП, утвержденный в 2006 г., установил обоснование резерва ГПА на базе специальных исследований. Процедуры технико-экономических расчетов и специальных исследований в нормативах не конкретизируются. Для режима проектной производительности рекомендовано по одному резервному и «ремонтному» ГПА (соотношения 2+2, 3+2, 4+2, 5+2 и т. д.). Но данное требование не является обязательным. Для режима пропускной способности допускают соотношение рабочих и резервных ГПА 2+1, 3+1, 4+1, 5+1 и т. д. (отсутствует строгая регламентация выбора структурного резерва). Зарубежный опыт проектирования предполагает (допускает) пониженный резерв ГПА.

Таким образом, один из важных вопросов, возникающих при принятии проектных решений, — вопрос обоснования агрегатного резерва на КС, остается открытым.

Обоснование структурного резерва при проектировании следует проводить с учетом:

- показателей надежности (в том числе ремонтпригодности) оборудования;
- структуры проектируемой ГТС, в том числе расположения перемычек;

- режимов проектной производительности и пропускной способности;
- изменения загрузки в течение сезона и в процессе развития системы;
- специфических условий функционирования ГТС.

Решение, несмотря на многообразие влияющих факторов, необходимо принимать с системных позиций по результатам исследования ГТС в целом. Только при соблюдении этого условия будет учтено взаимовлияние агрегатного резерва всех КС проектируемой системы.

Выводы. В результате рассмотрения различных проектных вариантов (для количественной оценки влияния объединения агрегатного резерва на КС, сравнивая базовый вариант с вариантом автономного функционирования каждой нитки (3 шт.)) выяснили, что влияние отказов линейной части на коэффициент надежности невелико. В автономном варианте эквивалентный простой за год на 3,8 суток больше, чем в базовом. Основной вклад в аварийное снижение пропускной способности системы вносит отсутствие достаточных резервов компрессорных мощностей.

При показателях ремонтпригодности, характерных для силового оборудования, эксплуатирующегося в настоящее время, снижение кратности агрегатного резерва по сравнению с принятым уровнем недопустимо. Критерии надежности (например, проектного трехниточного коридора газопроводов) не дают оснований для подтверждения решения о повышенном 50%-м объеме агрегатного резервирования на одной из КС. В то же время резерв ГПА на остальных КС коридора газопроводов целесообразно увеличить. Наибольшее влияние на величину коэффициента надежности оказывают показатели ремонтпригодности оборудования, прежде всего доли времени, приходящиеся на аварийный и плановый ремонт ГПА, $T_{\text{ВП}}/T_{\text{К}}$ и $T_{\text{ППР}}/T_{\text{К}}$.

Меньшее влияние на величину коэффициента надежности оказывают количество и расположение перемычек на трассе, вариант функционирования цехов КС (автономный — межцеховые перемычки закрыты — или с объединенным резервом, т. е. открытыми межцеховыми перемычками), показатели надежности линейной части (параметр потока отказов и среднее время ремонта).

12.3. Иерархия моделей расчета систем газоснабжения с учетом надежности

Производственные задачи, перечисленные выше, относят в основном к области управления реконструкцией и развитием газотранспортных систем, где для принятия решений требуется тщательная предварительная проработка на математических и компьютерных моделях. Постановки задач и методы их решения зависят от масштабов системы, от глубины упреждения, технологических особенностей и др. Однако эти задачи имеют много общего в методах решения, находятся в тесной информационной взаимосвязи и могут быть объединены в рамках единого комплекса. На этой парадигме основан **программно-вычислительный (компьютерный) комплекс, разработанный АО «Газпром промгаз» и РГУ нефти и газа.**

Методическое обеспечение комплекса построено на принципах системного анализа, что подразумевает учет технологических и организационных взаимосвязей, многокритериальность, адаптивность и преемственность. Здесь под *адаптивно-*

стью понимается необходимость учета функций намечаемых к строительству и реконструкции объектов на протяжении всего жизненного цикла, а под *преимуществом* — необходимость учета предыдущих решений, скорректированных в соответствии с выявленными причинами имевших место недочетов и срывов. **Комплекс** предоставляет возможность анализа различных технологических систем с учетом их режимного взаимодействия и является открытым, допуская включение новых задач. Информационное обеспечение комплекса строится на единой базе и обеспечивает, когда это допустимо, возможность решения разных задач одними и теми же методами. Компьютерная составляющая комплекса ориентирована на использование эргатических (человеко-машинных) процедур.

Для решения всех функциональных задач комплекса разработана иерархия расчетных схем. Уровни иерархии характеризуют степень агрегированности расчетных схем. В результате применения схемы низшего уровня получается информация для схемы высшего уровня. Расчет технологической структуры на верхних уровнях включает лишь балансовые соотношения (1-й закон Кирхгофа). С увеличением детализации вводится фазовая координата — давление, а в математическую модель включается наряду с 1-м 2-й закон Кирхгофа, затем может быть добавлена еще одна фазовая координата — температура. Архитектура комплекса обеспечивает согласование расчетов по математическим моделям всех иерархических уровней.

Методология подготовки решений по управлению, развитию и реконструкции СГ с учетом надежности, по нашему убеждению, должна быть основана на сочетании формализованных методов (моделей) и экспертных оценок.

12.3.1. Модель расчета показателей надежности магистрального газопровода

Для того чтобы сосредоточиться на принципиально новых аспектах построенных моделей, начнем с расчета надежности структуры, состоящей из последовательно соединенных звеньев (модель А). Такую конфигурацию имеют магистральный газопровод и коридор газопроводов, модель используется при оптимизации их параметров в процессе проектирования. Модель позволяет найти функцию распределения пропускной способности системы. Пропускная способность — случайная величина, так как она зависит от состояния элементов модели, которые случайным образом могут выходить из строя. В качестве элементов выбираются обычно газоперекачивающие агрегаты (ГПА) и секции трубопровода, ограниченные с двух сторон запорной аппаратурой. Структура каждого звена отражает реальную схему соединения технологического оборудования.

В основе алгоритма лежит метод группировки состояний. Суть метода продемонстрируем на примере вычисления среднего:

$$M\xi = \sum \xi(k)P\{k\} = \sum_j P_j \xi_j. \quad (79)$$

Здесь $k = (k_1, \dots, k_N)$ — вектор, определяющий состояние газопровода; N — число его звеньев; k_i — номер состояния i -го звена; $\xi(k)$ — пропускная способность

газопровода в состоянии k ; $P\{k\}$ — вероятность этого состояния; ξ_j, P_j — некоторое значение пропускной способности и его вероятность.

Пропускная способность $\xi(k)$ — алгоритмически заданная функция, определяется специальной программой, реализующей технологический (гидравлический и тепловой) расчет газопровода с учетом специфики оборудования.

Перебор всех состояний для реальных объектов практически нереализуем из-за слишком большого их числа. Поэтому расчет среднего проводится с использованием второй суммы в соотношениях (79). Вероятности P_j для цепочки находятся по функциям распределения пропускной способности $\xi_j(k_j)$ звеньев. В простейшем случае, когда при одновременных отказах пренебрегается зависимостью их влияния на пропускную способность, функция распределения цепочки $F(x)$ выражается через функции распределения звеньев:

$$F(x) = \prod_i F_i(x). \quad (80)$$

Функции $F_i(x)$ строятся традиционным способом с помощью моделей марковских процессов с непрерывным временем, адекватно отражающих законы распределения наработки между отказами и времени ремонта для каждого элемента, введенного в структурную схему надежности звена. Фактически для наработки, как правило, пригодно показательное распределение, а для приближения времени ремонта используются распределения *эрланговского* типа. От предположения (80) можно отказаться. Учет зависимости влияния одновременных отказов достигается путем включения в модель соответствующих уточнений.

Показателями надежности служат моменты и квантили распределения случайной величины ξ . Наиболее широко используется *коэффициент надежности*

$$K_{нд} = M\xi/q_0, \quad (81)$$

где q_0 — пропускная способность в номинальном режиме.

Кроме того, в качестве показателей используются вероятности и пропускные способности состояний, при которых имеют место наиболее существенные дефициты подачи газа.

12.3.2. Учет ремонтных площадей

Разработано несколько усовершенствований модели А, позволяющих отразить реальные особенности функционирования СГ. Ниже приводится модификация модели, учитывающая нестационарность функционирования газопровода в годовом цикле.

В течение года меняются номинальная пропускная способность q_0 , а также резерв ГПА на станциях из-за разной интенсивности проведения профилактических ремонтов. Для учета этих эффектов разделим год на некоторое число периодов, для простоты записи формул — на 3 периода. Пусть τ_j ($j = 1, 2, 3$) относительные длительности периодов $\tau_1 + \tau_2 + \tau_3 = 1$, τ_1 — «зимний период» — доля времени максимальной загрузки, τ_2 — «межсезонье» — доля времени умеренных нагрузок, τ_3 — «летний период» — доля времени пониженных нагрузок. Величины τ_j определяются в соответствии с сезонными колебаниями спроса, графиками экспортных поставок газа.

Метод годится и для другого количества периодов, например 4 или 12. Разбиение на 3 периода представляется вполне технологичным и дает возможность более ясно изложить идею.

Если обозначить общее число ГПА на компрессорных станциях через n , $\tau_{\text{ппр}}$ — среднее время, требующееся на плановый ремонт одного ГПА, то для профилактического ремонта в среднем потребуется время (в долях года) $V = \tau_{\text{ппр}} n$. Промежуток V требуется разбить рациональным образом на 3 части по периодам года $V = V_1 + V_2 + V_3$, где величины $V_j (j = 1, 2, 3)$ дают распределение плановых ремонтов в годовом разрезе. Для их определения будем исходить из значений Q_j — требуемых поставок по периодам $\tau_j (j = 1, 2, 3)$

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3. \quad (82)$$

Производительность Q_j дает возможность определить технически возможную пропускную способность $q_j (j = 1, 2, 3)$. Применяя компьютерные программы для расчета оптимальных режимов газопровода, для каждого периода j находим необходимое число рабочих агрегатов m_j^p на станции. Оставшиеся агрегаты $m - m_j^p$ можно без ущерба для выполнения станцией основных функций ставить на плановый ремонт в период j .

Естественная стратегия ремонтов должна исходить из стремления провести плановые ремонты преимущественно в «летний» период и затем в «межсезонье». Проблема возникает тогда, когда общее время, необходимое для выполнения ремонтов, велико. В период проведения ремонтов станция может оказаться без агрегатного резерва. Тогда отказы ГПА более существенно отразятся на потерях пропускной способности, что приведет к соответствующим изменениям коэффициента надежности (81).

После того как составлен график плановых ремонтов, для каждого периода j и каждой станции определяется количество рабочих и резервных агрегатов $n = n_j^p + n_j^{\text{рез}} + n_j^{\text{ппр}}$. Коэффициент надежности $K_{\text{нд}}$ вычисляется как средневзвешенное

$$K_{\text{нд}} = \frac{\sum_{j=1}^3 K_{\text{нд}j} \tau_j q_j}{\sum_{j=1}^3 \tau_j q_j}. \quad (83)$$

Ниже представлен алгоритм, детализирующий формальные моменты изложенной процедуры. Алгоритм реализован программой ПВК МГ (разработчик Р. В. Самойлов). В качестве примера на рисунке 108 приведена гистограмма распределения величины ξ (без указания вероятности нулевых потерь, отвечающих пропускной способности q_0). Как видно, вероятность полного прекращения поставок составляет около 3%, что для магистрального газопровода весьма существенно.

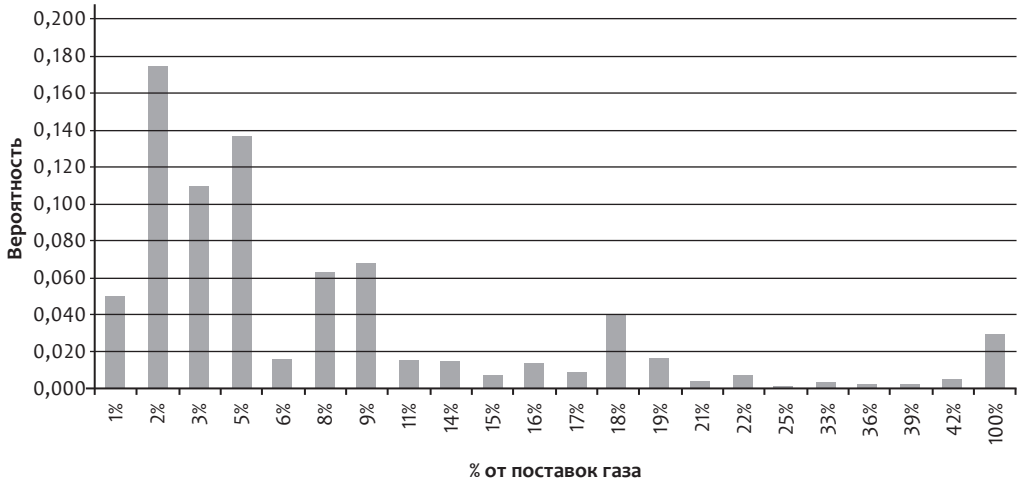


Рис. 108. Гистограмма потерь пропускной способности (без значения 0)

12.3.3. Модель анализа надежности крупномасштабной системы газоснабжения

Перейдем к краткой характеристике метода, предназначенного для расчета показателей надежности системы (модель Б). Структура системы представляется графом. Для каждой дуги графа с помощью модели А (см. выше) определяется функция распределения пропускной способности или, другими словами, распределение потерь производственной мощности из-за отказов оборудования. Эти функции используются в качестве исходных данных для модели Б.

Модель основана на исследовании случайного процесса смены состояний системы, который формируется как прямое произведение независимых стационарных случайных процессов смены состояний ее объектов — дуг графа.

Во внимание принимаются только существенные отказы, приводящие к необходимости маневрирования потоками в системе. Так как количество элементов модели (дуг графа), вообще говоря, велико, то в расчетах должна быть учтена возможность наложения отказов. Алгоритм построен на исследовании всех ситуаций, вызванных одним отказом, и имитации по методу Монте-Карло кратных отказов. Алгоритм учитывает объекты временного резервирования как источники-стоки в графе расчетной схемы.

Течение по графу (загрузка дуг) в каждой ситуации определяется методами потокового, линейного и нелинейного программирования. Ограничениями служат балансовые соотношения, а в качестве критерия принимаются либо минимум товаротранспортной работы, либо минимум обобщенной товаротранспортной работы. Разработаны модификации алгоритмов, учитывающие специфику газоснабжения потребителей в аварийных ситуациях. В принципе возможно от балансовых соот-

ношений (1-й закон Кирхгофа) перейти к более точным — моделям гидравлической цепи и управляемой гидравлической цепи.

Модель Б реализована в компьютерном комплексе СИНАГС (разработчики Е. Р. Ставровский, И. А. Шабанов, В. С. Шелекета). Спрос потребителей и пропускные способности дуг задаются по расчетным периодам (сезонам).

На рисунке 109 представлено распределение подачи одному из потребителей в числах (слева) и на гистограмме (справа). На гистограмме не изображено наиболее вероятное (99,88%) значение подачи, отвечающее спросу (дефицит равен 0). На рисунке 110 изображена гистограмма дефицитов с нарастающим итогом. Использование нескольких показателей (рис. 109) для характеристики надежности снабжения потребителей позволяет более адекватно оценить ситуацию.

При решении важнейших отраслевых проблем управления развитием и реконструкцией единой и территориальных систем газоснабжения необходимо учитывать надежность обеспечения потребителей. Специфика систем газоснабжения требует разработки предметно ориентированных моделей надежности.

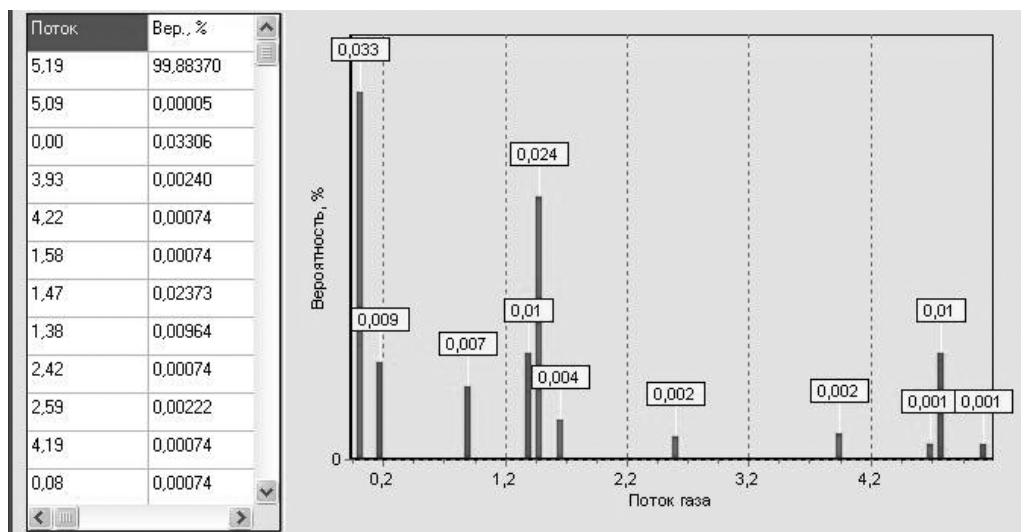


Рис. 109. Гистограмма дефицита подачи потребителю

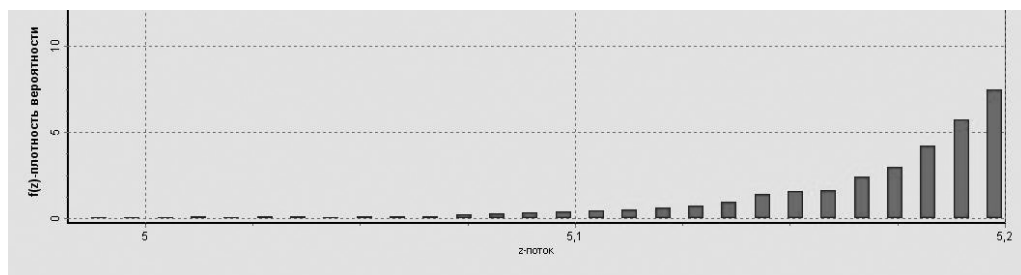


Рис. 110. Гистограмма накопленных дефицитов

В АО «Газпром промгаз» и РГУ нефти и газа разработка математических и компьютерных моделей ведется в рамках единого комплекса, построенного по иерархическому принципу. В комплекс включены модель выбора оптимальных параметров коридора магистральных газопроводов и модель анализа надежности крупномасштабной системы газоснабжения. Первая из них основана на специально разработанном методе группировки состояний, и фактор надежности учитывается адекватно вплоть до рационального распределения ремонтных площадок в течение года. Во второй модели исследуются все ситуации, вызванные одним отказом, и имитируются кратные отказы по методу Монте-Карло.

При подготовке исходной информации для оценки надежности снабжения потребителей требуется определять спрос на газ с учетом использования альтернативного топлива в период экстремального понижения зимних температур. Разработанные методы составляют основу отраслевого стандарта «Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям», прошедшего апробацию и все этапы согласования.

12.3.4. Алгоритм оценки показателей надежности магистрального газопровода с учетом ремонтных площадок

Приведем алгоритм, реализующий метод с учетом времени, затраченного на ремонт (с учетом ремонтных площадок).

1. Разбиваем год по периодам τ_j ($j = 1, 2, 3$), привязывая к ним экзогенно заданные значения производительности (требуемые поставки газа) Q_j , удовлетворяющие условию (81).

2. С учетом коэффициентов использования производственной мощности определяем пропускные способности q_j ($j = 1, 2, 3$). С помощью специализированных компьютерных программ находим для каждого периода оптимальные режимы $x_j = \Phi(q_j, u_j)$ ($j = 1, 2, 3$).

Здесь Φ — функция, реализуемая программой. Ее аргументами служат пропускная способность q_j и вектор u_j , определяющий совокупность исходных данных для технологического расчета: состав газа, структуру линейной части, расположение и оснащение станций, характеристики агрегатов и т. д. Некоторые компоненты u_j зависят от сезона (периода), например температура грунта, температура воздуха, температура перекачиваемого газа, попутные отборы и др. Вектор x_j представляет собой результат расчета: распределение давления и температуры газового потока по трассе, необходимое число рабочих ГПА n^p для каждой станции i , число оборотов нагнетателей, затраты топливного газа и т. д.

3. Для станции i находим время V_p , необходимое для плановых ремонтов, по формулам (76–83). Максимальное число ГПА $n_i - n_{ij}^p$, которые могут ремонтироваться в период j , максимально возможное время на проведение ремонтов за год

$$W_i = W_{i1} + W_{i2} + W_{i3} = \sum_{j=1}^3 (n_i - n_{ij}^p) \tau_j. \quad (84)$$

Тем самым суммарное время на проведение ремонтов W_i («ремонтная площадка») делится по периодам года на части $W_{ij} (j = 1, 2, 3)$. Здесь и далее все промежутки времени исчисляются в долях года.

1. Если $V_i > W_i$, то фактическое количество резервных ГПА по периодам года определяется стратегией ремонтов. Как одну из возможных рассмотрим следующую стратегию: ремонты проводятся преимущественно в «летний» период; если в «летний» период ремонты не укладываются, захватывается также «межсезонье»; если ремонты невозможно провести в эти 2 периода, то захватывается и «зимний» период.

Приведем формализацию этой стратегии.

Если $W_i > V_i \geq W_{i2} + W_{i3}$, то станция i на 2-м и 3-м периодах работает без резерва $n_{i2}^{\text{ппр}} = n_i - n_{i2}^{\text{р}}, n_{i3}^{\text{ппр}} = n_i - n_{i3}^{\text{р}}$. Первый период делится на 2 интервала. На одном из них $n_{i1}^{\text{ппр}} = \left\lfloor \frac{W_i - V_i}{\tau_i} \right\rfloor = \tilde{n}_{i1}^{\text{ппр}}$, а на другом $\tilde{n}_{i1}^{\text{ппр}} + 1$. Здесь $[z]$ обозначает целую часть числа z . Длительность первого интервала $(W_i - V_i) / \tilde{n}_{i1}^{\text{ппр}}$, а количество резервных ГПА на этом интервале $n_i - n_{i1}^{\text{р}} - \tilde{n}_{i1}^{\text{ппр}}$. Длительность второго интервала $(V_i - W_{i2} - W_{i3}) / (\tilde{n}_{i1}^{\text{ппр}} + 1)$, а количество резервных ГПА — $n_i - n_{i1}^{\text{р}} - \tilde{n}_{i1}^{\text{ппр}} - 1$.

Если $W_{i2} + W_{i3} > V_i > W_{i3}$, то станция i на 3-м периоде (лето) работает без резерва $n_{i3}^{\text{рез}} = 0, n_{i3}^{\text{ппр}} = n_i - n_{i3}^{\text{р}}$, а на 1-м периоде (зима) с проектным резервом $n_{i1}^{\text{ппр}} = 0, n_{i1}^{\text{рез}} = n_i - n_{i1}^{\text{р}}$. 2-й период делится на 2 интервала: на одном из них $n_{i2}^{\text{ппр}} = \left\lfloor \frac{W_{i2} + W_{i3} - V_i}{\tau_2} \right\rfloor = \tilde{n}_{i2}^{\text{ппр}}$, а на другом — $\tilde{n}_{i2}^{\text{ппр}} + 1$. Длительность первого интервала $(W_{i2} + W_{i3} - V_i) / \tilde{n}_{i2}^{\text{ппр}}$, а количество резервных ГПА $n_i - n_{i2}^{\text{р}} - \tilde{n}_{i2}^{\text{ппр}}$. Длительность второго интервала $(V_i - W_{i3}) / (\tilde{n}_{i2}^{\text{ппр}} + 1)$, а количество резервных ГПА $n_i - n_{i2}^{\text{р}} - \tilde{n}_{i2}^{\text{ппр}} - 1$.

Если $V_i < W_{i3}$, то станция i на 1-м и 2-м периодах работает с проектным резервом $n_{i1}^{\text{ппр}} = n_{i2}^{\text{ппр}} = 0, n_{i1}^{\text{рез}} = n_i - n_{i1}^{\text{р}}, n_{i2}^{\text{рез}} = n_i - n_{i2}^{\text{р}}$. 3-й период делится на 2 интервала. На одном из них $n_{i3}^{\text{ппр}} = \left\lfloor \frac{W_{i3} - V_i}{\tau_3} \right\rfloor = \tilde{n}_{i3}^{\text{ппр}}$, а на другом — $\tilde{n}_{i3}^{\text{ппр}} + 1$. Длительность первого интервала $(W_{i3} - V_i) / \tilde{n}_{i3}^{\text{ппр}}$ — $W_{i3} - V_i$, а количество резервных ГПА $n_i - n_{i3}^{\text{р}} - \tilde{n}_{i3}^{\text{ппр}}$. Длительность второго интервала $V_i / (\tilde{n}_{i3}^{\text{ппр}} + 1)$, а количество резервных ГПА $n_i - n_{i3}^{\text{р}} - \tilde{n}_{i3}^{\text{ппр}} - 1$.

5. Коэффициенты надежности $K_{ндj}$ вычисляются для всех периодов следующим образом. Для каждого звена вычисляются вероятности всевозможных состояний и соответствующие им пропускные способности на каждый из периодов ($j = 1, 2, 3$). Если какой-либо из периодов разбит на 2 интервала, то соответствующие вероятности подсчитываются в зависимости от длительности этих интервалов как средневзвешенные.

6. По коэффициентам $K_{ндj}$ с помощью формулы (83) вычисляется результирующий коэффициент надежности.

12.4. Надежность ГПА на этапе проектирования, изготовления и монтажа

Обеспечение системно-технологической надежности КС при укрупнении единичной мощности ГПА является приоритетной задачей и определяется в первую очередь надежной работой агрегата. Требования к технологической схеме КЦ заключаются в следующих аспектах.

1. Технологическая обвязка ЦБК должна обеспечивать работоспособность ЦБК при работе на режимах пуска, останова (нормального и аварийного), режимах работы «на кольцо» и «в магистраль», состояниях «резерв» и др.

2. Штатный запуск для совместной работы с другими ГПА не должен требовать вывода КЦ для работы «на кольцо» и (или) изменения режима работающих агрегатов.

3. Работа на агрегатный или цеховой (пусковой) рециркуляционный контур применяется для пусконаладочных работ, «помпажного теста», контроля газодинамических, теплотехнических и вибрационных характеристик ГПА при вводе в эксплуатацию, до и после ремонта, при замене СПЧ и др. Эти задачи требуют возможности работы в достаточно широком диапазоне объемной производительности ЦБК до 125% от номинального расхода.

4. Работа на цеховое «кольцо» применяется:

- а) для режимов байпасирования КЦ по требованиям ГТС;
- б) как средство ограничения предельного давления КЦ и ЛЧ;
- в) при выводе всех работающих агрегатов на «кольцо» в режиме «ожидания» стабилизации ГТС;
- г) при тестовых испытаниях функциональной работоспособности КЦ.

Эти требования обеспечиваются выбором размерностей трубопроводов и ЗРА, которые в последнее время необоснованно уменьшались.

Газоперекачивающие агрегаты (в частности, их основные составляющие — приводные газотурбинные двигатели и центробежные компрессоры нагнетателей) — классический пример сложнейшего устройства, в котором безусловное требование высокой надежности сочетается с тяжелыми условиями работы деталей и узлов (*желательно равного ресурса*) и длительным сроком (*большим ресурсом*) эксплуатации. Это определяет важное место прочностных расчетов, исследований и испытаний на всех этапах жизненного цикла изделий: *проектирование, доводка, изготовление и эксплуатация*.

Надежность и эффективность эксплуатируемого оборудования, система технического обслуживания влияют на эффективность рассматриваемого производства газотурбинных ГПА. Хорошо разработанное оборудование, сконструированное и изготовленное, превосходно выдержавшее испытание при сдаче его в эксплуатацию и эксплуатируемое согласно всем действующим регламентам и инструкциям, не должно выйти из строя во время эксплуатации. И все же *опыт эксплуатации показывает, что значительная доля дефектов оборудования (до 70%), проявляющихся в эксплуатации ..., происходит по вине проектирования и изготовления.* [9]

Материалы исследований и разработок НИИ, КБ предприятий, ведущих вузов свидетельствуют об активных работах по совершенствованию методов проектирования, модернизации и созданию принципиально новых узлов ГПА («сухие» ГДУ, магнитные опоры ротора и др.) и самих ГПА. Освоенные инновации — это высокоэффективные лопаточные аппараты турбомашин (газовых турбин и ЦБК), современные малоэмиссионные (низкоэмиссионные) камеры сгорания ГТУ, «безмасляные» конструкции ЦБК и т. д.

Примером инновационного проекта реконструкции КС ПАО «Газпром» может служить рекомендованная *программа развития проектов реконструкции КС с применением ГПА-32(35)* [148]:

- разработка и реализация пилотного проекта реконструкции КС с сооружением двухцеховой КС на примыкающей площадке с применением ГПА-32 «Ладога» в существующей конфигурации; в этом проекте должны быть отработаны технологические задачи и проектные решения (для их последующей унификации);
- создание высокоэкономичных ЦБК с осевым входом (с КПД до 90%);
- модернизация ГТУ MS5002E в соответствии с программой ЗАО «РЭПХ» в целях повышения уровня локализации производства и сокращения стоимости продукции, повышения параметров (КПД, N_g) и других эксплуатационных свойств ГТУ;
- изготовление и испытания первого образца газотурбинного привода ГПА-32 «Урал», разработка проекта реконструкции КС на базе ГПА-32 «Урал»;
- разработка и утверждение технических требований на поставку агрегатов ГПА-32 (35) для реконструкции;
- изучение целесообразности применения комбинации ГПА-32 (35) и ГПА меньшей мощности;
- разработка агрегатной системы электроснабжения ГПА от генератора собственных нужд;
- определение объектов применения ГПА-32 промышленного или авиапроизводного типа с учетом природно-климатических условий и особенностей ТООиР и др.

На стадии проектирования системное обеспечение динамической устойчивости нагнетательных установок и КС включает в себя подсистемы [26]:

- акустического анализа — определение пульсации давления газа в коммуникациях на полной совокупности технических режимов нагнетательного оборудования;
- оптимизации конструктивных характеристик газовых трактов, компрессорных станций и установок для заданных эксплуатационных условий;

- оптимизации механических характеристик газовых коммуникаций и расстановки опор в условиях широкодиапазонного нагружения;
- стабилизации низкочастотных тупиковых колебаний на КС с ЦН, оборудованными системами антипомпажной защиты;
- гидравлического анализа статических потоков в трубопроводных системах одноцеховых и многоцеховых КС с перемычками между цехами;
- определения и анализа акустических собственных частот технологических коммуникаций и элементов;
- определения и анализа собственных механических частот колебаний трубопроводов, аппаратов и коммуникаций.

В части создания газового компрессора (ЦН) повышенной *надежности* существуют задачи, требующие решения, а именно:

- переход к проектированию газовых компрессоров применительно к конкретной гидравлической сети;
- взаимозаменяемость ЦН различных фирм или различных модификаций одной фирмы при их использовании с приводом определенной мощности;
- создание и освоение в серийном производстве «сухих» (безмасляных) компрессоров — с «сухими» газодинамическими уплотнениями и магнитными подвесами ротора;
- применение секционной компоновки компрессора (ЦН) с внешним переключением секций с параллельной на последовательную схему работы и обратно — расширение диапазона работы ЦН на переменных режимах;
- реализация ряда технологических модификаций нагнетателей путем замены сменных проточных частей в заданном (унифицированном) корпусе и др.

12.4.1. Проектирование ГТД

Под проектированием приводного двигателя или другого объекта понимают процесс разработки технической документации, обеспечивающей возможности промышленного изготовления этого изделия, его эксплуатацию и соответствие заданным техническим условиям. Тенденции развития газотурбинного двигателестроения предполагают увеличение удельных параметров рабочего процесса, нагрузок на детали, повышение их рабочих температур и, как следствие, совершенствование прочностных исследований и расчетов. Для повышения надежности и экономичности создаваемого нового оборудования должен практиковаться учет опыта проведения диагностического обслуживания аналогичного оборудования в процессе эксплуатации, чтобы исключить возможность появления характерных дефектов и неисправностей в новых конструкциях.

Созданную для усредненной ГТУ систему управления конкретным двигателем подстраивают индивидуально. Каждый двигатель имеет свои индивидуальные настройки и регулировочные характеристики. Поэтому на этапе эксплуатации требования к моделям качественно изменяются, и полезную информацию несет индивидуальная модель, если ее используют для контроля и диагностики в разных природно-климатических условиях. К февралю 2005 г. было подготовлено более

30 базовых проектов реконструкции и модернизации ГПА. Еще несколько проектов реконструкции находились в стадии реализации.

Общие положения по обеспечению надежности ГТД, входящих в состав ГПА, на *стадии проектирования* могут включать в себя следующие мероприятия:

- выбор схемы ГТД (стационарный, авиа- или судового типа);
- учет условий применения;
- обоснованный выбор газодинамических параметров;
- обоснованный выбор запасов работоспособности;
- предусматривание решений защитного характера;
- локализация отказов;
- использование унифицированных и стандартизованных элементов;
- экспериментальная *доводка и испытания* ГТД, которые решают две задачи:
- проверка реализации выбранных при расчете параметров;
- выявление слабых мест, неудачных конструктивных и технологических решений и их устранения.

12.4.2. Обоснование, выбор и формирование схемы ГТД (1-й этап)

Основным условием обеспечения заданного уровня надежности является функционально-надежностное обоснование конструктивной схемы двигателя с реализацией следующих принципов:

1) эксплуатационно-технические, технологические и экономические характеристики должны полностью удовлетворять перспективному научно-техническому уровню и иметь опережение по сравнению с текущим уровнем на 5–10 лет и более;

2) максимально использовать научно-технические достижения в области конструирования, технологии, создания материалов и технической эксплуатации (высокоэффективные средства и методы контроля, диагностики и прогнозирования технического состояния);

3) предусмотреть возможность последующего совершенства двигателя по мощности, снижению удельного расхода топливного газа, увеличению ресурса и дальнейшему повышению уровня безотказности на основе обоснованного выбора запасов прочности, температуры газов перед турбиной (ТВД) и степени повышения давления воздуха;

4) не усложнять схему и конструкцию двигателя: чем проще схема и конструкция изделия, тем выше его надежность и эксплуатационные свойства;

5) комплексно обеспечивать эксплуатационно-технические характеристики, т. е. свойства надежности, безопасности, эксплуатационной технологичности, контролепригодности и ремонтпригодности. Разрабатывать методы и средства контроля, диагностики и ТО.

Обоснованность, рациональность и эффективность принятой и разрабатываемой схемы и конструкции двигателя подкрепляются [30]:

1) результатами поисковых и опережающих исследований новых схем двигателей с применением моделирования, лабораторных и натурных испытаний, а также результатами анализа и обобщения опыта создания и применения аналогов и прототипов;

2) комплексом расчетных и аналитических работ по обеспечению и оценке функциональных и надежностных характеристик двигателя;

3) расчетной оценкой соответствия ожидаемых стоимостных и материальных затрат на создание, обеспечение надежности и ТОиР двигателя нормативным требованиям;

4) результатами функциональных, прочностных, надежностных, доводочных и эксплуатационных испытаний и работами по уточнению действующих условий и нагрузок.

К *инновациям проектов* ГТД (ГПА) можно отнести следующие меры:

- отработка методологии проектирования;
- первичное наполнение базы 3D-моделей;
- ведение и использование электронных справочников (по материалам).

12.4.3. Общая компоновка двигателей (2-й этап)

Конструктивная разработка и компоновка выбранной схемы двигателя производится с учетом особенностей расположения (КС МГ), общей компоновки ГТУ, включающей все составляющие (от КВОУ до выходного устройства), обвязку ГПА и КС (системы), технологические трубопроводы и т. д. На этом этапе проектирования основное внимание уделяют решению вопросов, определяющих уровень надежности и технологического совершенства двигателей:

- 1) блочность (модульность) конструкции;
- 2) эксплуатационная технологичность;
- 3) контролепригодность;
- 4) приоритетное размещение агрегатов, систем и иных элементов ГТУ;
- 5) защищенность двигателя от повреждений.

С учетом требований эксплуатации на этапах проектирования основное внимание должно быть уделено разработке системы диагностирования ТС и методов технологического упрочнения наиболее нагруженных деталей и узлов двигателя.

12.4.4. Конструктивная разработка двигателя и его агрегатов (3-й этап)

Надежность двигателя и его составляющих частей достигается:

1) обеспечением достаточных запасов прочности при возможных сочетаниях действующих нагрузок и внешних воздействий (условий). Большое влияние оказывают возможные изменения прочностных свойств материалов и отдельных элементов изделия из-за коррозии и эрозии материала, деформаций, короблений и износов конструктивных элементов;

2) обеспечением необходимой жесткости конструкции, предотвращающей деформацию силовых элементов (круглых сечений), и уменьшением зазоров (осевых и радиальных) между рабочими лопатками и корпусом статора;

3) реализацией специальных мер по повышению вибростойкости двигателя и его узлов. Наибольшую эффективность имеют следующие конструктивные решения:

- бандажирование рабочих лопаток компрессоров и турбин;
- демпфирование опор валов ротора двигателя;

- отстройка частотных характеристик РЛ-к и прочих элементов ротора;
- балансировка роторов (статическая и динамическая);
- центрирование и обеспечение соосности;

4) исключением концентраторов напряжения на переходных участках с разными толщинами материала в деталях со сквозными отверстиями, в болтовых соединениях и узлах, подверженных термическим воздействиям, и т. д. Для снятия остаточных напряжений (при термообработке и упрочнении) предусматривается специальная обработка;

5) резервированием агрегатов и узлов, имеющих недостаточный уровень надежности;

6) обеспечением рационального размещения агрегатов на двигателях с учетом их вибро- и термочувствительности, а также необходимого контроля, регулировки и выполнения работ по ТО. Не допускаются попадания на агрегаты посторонних жидкостей и ложных электрических сигналов. На агрегатах, являющихся источниками рабочих давлений, энергии или задатчиками командных сигналов, предусматриваются специальные штуцеры (контактные устройства) для подключения контрольной аппаратуры, исключающей демонтаж агрегата и разъем соединений.

Соединения трубопроводов и особенно разъемы электрических коммуникаций должны иметь надежную герметичность и быть защищены от попадания на них рабочих жидкостей и атмосферной влаги. Съёмные агрегаты, приборы, узлы и подключаемые к ним трубопроводы и электрические коммуникации должны иметь соединительные устройства и разъемы, исключающие неправильный их монтаж (агрегатов, соединительных штуцеров и разъемов).

12.4.5. Оценка и анализ уровня надежности разрабатываемого изделия

Расчеты надежности по методу *структурных и логических схем* [9], дополненных данными по анализу, позволяют обосновать:

- 1) перечень наиболее ответственных агрегатов, узлов и систем, отказы которых приводят к нарушению функционирования двигателя (ГПА) и опасным последствиям;
- 2) необходимость разработки дополнительных конструктивных и производственно-технологических мероприятий по повышению надежности наименее надежных агрегатов и узлов;
- 3) виды, объем и специальные требования к дополнительным испытаниям наименее надежных агрегатов и систем с целью отработки способов повышения их надежности.

По результатам проведенного анализа надежности и дополнительных испытаний отдельных агрегатов, узлов и систем могут быть разработаны следующие конструктивно-технологические мероприятия:

- 1) совершенствование конструктивных схем узлов и систем с применением дополнительного резервирования или улучшением условий работы критических агрегатов и элементов путем повышения их запасов прочности, дополнительной разгрузки, охлаждения и т. д.;

2) замена материала другим, более полно удовлетворяющим фактическим условиям работы и действующим нагрузкам; дополнительное упрочнение наиболее нагруженных или подвергающихся сильному износу поверхностей; повышенный производственный контроль с применением специальных дефектоскопических средств (НК и Д); специальные приработочные или обкаточные испытания;

3) применение дополнительных средств сигнализации о *техническом состоянии* (ТС) критических узлов и систем с использованием (стационарных) средств встроенного контроля;

4) разработка специальных диагностических средств и методов определения ТС системы с глубиной поиска отказа до конструктивно-съёмного блока или агрегата;

5) проведение специальных испытаний по уточнению условий работы и действующих нагрузок в реальных условиях эксплуатации (КС).

В итоге решение данных задач приведет к сокращению сроков и стоимости разработки комплекта конструкторской документации. Особенность создания ГПА заключается в разработке и проектировании пространственных сложноориентированных сборочных единиц, состоящих в основном из относительно простых в части геометрии деталей, и необходимости разводки большого количества трубопроводов. Широкое применение в конструкции ГПА находят каркасные, рамные и ферменные конструкции, состоящие из стандартного проката.

12.4.6. Надежность оборудования в период изготовления и монтажа

Надежность оборудования в период изготовления и монтажа зависит от всех технологических операций обработки, установления зазоров, сварки, термической обработки, неразрушающего контроля, сборки, контроля качества изготовления и сборки. Выявленная экономическая целесообразность уже на стадии проектирования двигателей позволяет предусмотреть возможность установки датчиков вибрации (акселерометров и вихретоковых датчиков) внутри двигателя, на минимальном расстоянии от подшипников, поскольку только в этом случае можно получить надежную информацию о техническом состоянии роторных узлов.

Блок задач, относящийся к диагностическому обслуживанию в стадии создания объекта (КС, КЦ, ГГПА), характеризует совокупность действий организации исполнителя, направленных на реализацию в конкретных конструкциях объекта и технических средств диагностирования требований, оговоренных заказчиком в исходных требованиях. Процесс диагностического обслуживания в этой части предусматривает учет поставленных требований в проектных решениях, их воплощение в реальных конструкциях при производстве путем пооперационного контроля, испытаний элементов и узлов и всего объекта в целом, с окончательным подтверждением в процессе приемочных испытаний (ведомственная приемка) на стенде завода-изготовителя.

Система обеспечения качества основного технологического оборудования базируется на стандартах ГОСТ Р 15.301-2016. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки на производство; ОСТ 153-00.0-002-98. Порядок разработки и постановки на производство продукции производственно-технического назначения для *топливно-энергетического комплекса* (ТЭК).

Сертификат соответствия, полученный в разных сертификационных Центрах, не является достаточным для обеспечения заявленного качества, он входит в состав документов комиссии по приемочным испытаниям. Основным же документом для фактической сертификации является *Акт приемочных испытаний (включая Протокол)*. Для импортной продукции также недостаточно *сертификатов соответствия*, и поэтому в технических спецификациях разрабатывается система испытаний, близкая по структуре к ГОСТ Р 15.301-2016, базирующаяся на международных стандартах по данному типу оборудования.

В качестве одного из возможных планов испытаний ГПА (начала 1970-х гг.) мог быть план, представленный [28]. На этапе разработки ГПА проводили испытания с целью устранения слабых мест конструкции и технологии. Ликвидацией слабых мест создавали запасы прочности, обеспечивавшие многократный запас рабочего ресурса по износным отказам и устранение грубых конструктивных и технологических дефектов. Этим обеспечиваются *эргодичность процесса отказов* (т. е. для «*k*» — *x* простейших потоков с одинаковыми параметрами случайные величины имеют одинаковый закон распределения) и стабильность технологического процесса.

На следующем этапе осуществляли оценку надежности частей ГПА с использованием *эргодичности процесса* возникновения отказов либо процессов изменения физических параметров. По надежности частей изделия определяли его надежность в первом приближении. На последнем этапе проводили испытания ГПА с целью уточнения оценки надежности. Количественная оценка надежности высоконадежных изделий на то время была не только необходима, но и возможна. Инженерная методика такой оценки требовала еще своего совершенствования, но направление работ этого совершенствования наметилось определенным образом. *Технические измерения были ориентированы главным образом на фиксирование состояния параметра в данный момент времени. Был необходим переход к ориентации на измерения процессов изменения параметров во времени и в зависимости от воздействующих факторов. Эта принципиально новая ориентация того времени требовала разработки новой измерительной аппаратуры и новых методов измерения.*

В современных условиях (к 2010 г.) *приемо-сдаточные испытания* (ПСИ) являются конечным этапом, определяющим степень выполнения исполнителем заданий заказчика. Заказчик хочет быть уверенным в том (для него особенно важно), что методика испытаний позволяет провести достоверную оценку всех заложенных в исходных требованиях заданий, а программно-аппаратные средства испытательного стенда обеспечивают возможность ее практического использования.

К сожалению, до последнего времени *программно-аппаратному обеспечению* испытательного процесса уделяется в отрасли недостаточно внимания. Стенды до настоящего времени не автоматизированы, имеют малую контролепригодность, на них отсутствует возможность проведения ускоренных ресурсных испытаний, воспроизведения номинальных режимов. Это приводит к тому, что основная часть работ по доводке до конца не отработанных конструкций от исполнителя переносится на заказчика. Отрасль несет необоснованные затраты, обусловленные низкой надежностью и эффективностью работы оборудования в начальный период (2–4 года и более) эксплуатации.

Невозможность прямого контроля эффективной мощности ГПА в стендовых условиях привела к тому, что по настоящее время эксплуатируют агрегаты, номинальные значения мощности и КПД которых отличаются от заданных в *технических заданиях* (ТЗ) значений.

Так, например, номинальная мощность агрегата ГПА-10 примерно на 1000 кВт меньше заданного значения. КПД агрегата ГТ-6-750, заданный в ТЗ, достигается не при номинальной мощности (6300 кВт), а при 6700 кВт, а это значит, что на номинальном режиме агрегат имеет дефицит экономичности.

Таким образом, количественные оценки проектируемого и испытываемого изделий следует сделать более точными путем увязки с природой отказов. Возможность выполнения расчетов надежности (*например, метод структурных схем, метод логических схем, расчет надежности сложных многофункциональных систем* [9] и др.) в значительной степени определяется полнотой исходных данных по надежности отдельных составных частей ГПА и комплектующих элементов (деталей, узлов, агрегатов, систем) (рис. 111).

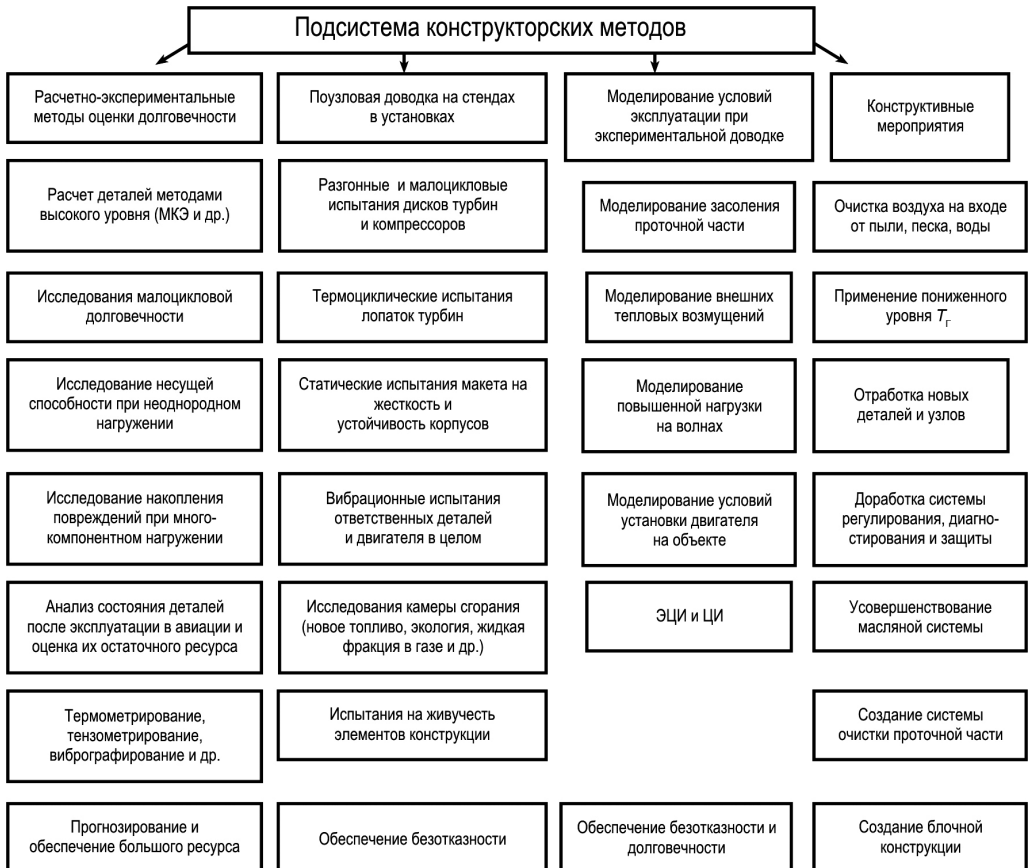


Рис. 111. Классификация конструкторских методов обеспечения надежности

12.4.7. Проектирование САУ и Р

В настоящее время сложились условия, позволяющие разрабатывать и внедрять технические решения по созданию КС, работающих на принципах малолюдной технологии. *Основной задачей* при разработке САУ оборудованием КС является максимальная (глубокая) автоматизация производственных технологических процессов с обеспечением функций [183]:

- автоматического пуска, поддержания заданного режима работы КС и автоматического ввода (вывода) оборудования из работы;
- диагностики оборудования на основании логического анализа ситуации и показаний датчиков с выводом из работы неисправного и переключением на резервное оборудование;
- гарантированного останова или перекрытия МГ при аварийных ситуациях.

Как известно, управление на КС (КЦ) осуществляют на двух уровнях: *агрегатном и цеховом*. В управлении технологическим оборудованием КС используются алгоритмы, поставляемые комплектно с САУ и разрабатываемые. Последние обеспечивают координацию взаимодействия алгоритмов, разработанных другими поставщиками.

Алгоритмы по значимости делятся на три основных уровня: алгоритмы КС (1), управления технологическими установками (2), элементов технологического процесса (3). Между собой они имеют самую непосредственную связь. В алгоритмы высокого уровня автоматически включаются алгоритмы более низких уровней.

К *первому уровню* (самому высокому) относят алгоритмы, изменяющие состояние и режим работы КС в целом:

- проверка предпусковых условий;
- пуск КС;
- алгоритмы автоматического управления режимом работы КС (задачи цехового регулятора);
- нормальный останов КС;
- аварийный останов КС без стравливания и со стравливанием газа;
- экстренный аварийный останов КС;
- экстренное перекрытие МГ и т. д.

Ко *второму уровню* относят алгоритмы, в которых задействовано оборудование в пределах отдельно взятой технологической установки, управление которой приводит к изменению состояния этой установки (алгоритмы управления ГПА, УПТГ, АВО газа и т. д.).

К *третьему уровню* относят алгоритмы непосредственных технологических элементов: управления отсечным краном, электрическим исполнительным механизмом, вентилятором, а также определение достоверности показаний датчиков и т. д. [184]

Обеспечение надежности и безопасности САУ и Р на *этапе проектирования и ввода в эксплуатацию*, по утверждению [94], является начальным этапом, а точнее *составной частью* комплексного подхода на всех этапах жизненного цикла систем

автоматизации. Этап проектирования и ввод в эксплуатацию можно представить следующим образом, это:

- применение проверенных и эффективных решений;
- проектная оценка надежности систем автоматизации;
- выбор надежных систем автоматизации, разработчиков и поставщиков систем;
- проведение приемочных испытаний.

ПАО «Газпром» не рекомендовало *проектным организациям* использовать оборудование, отличающееся невысокой надежностью и качеством изготовления [47]:

- звуковые оповещатели *Ex* ОППЗ-2В (изготовитель ЗАО «Эталон», г. Волго-донск) ввиду ряда конструктивных недостатков и частых случаев выхода из строя радиоэлементов;

- звуковые тональные оповещатели *RB6* производства концерна *COOPER* (изготовитель фирма *MEDC*) ввиду частых случаев выхода из строя микросхемы, отвечающей за модуляцию и тональность звукового сигнала;

- каталитические детекторы углеводородных горючих газов *Det-Tronics CGS* ввиду большого количества заводского брака;

- световые оповещатели TCB-1 (производитель ООО «Эталорос», г. Ростов-на-Дону) для установки снаружи отсеков ГПА.

Система управления (САУ) является неотъемлемой частью *газотурбинных* ГПА. Оба эти технических устройства параллельно разрабатывают, испытывают и эксплуатируют. Более того, нормальное функционирование ГПА невозможно без использования САУ и Р. Современная технология проектирования САУ и Р отработана достаточно хорошо. Поэтому, изучая направленность развития моделей, можно утверждать, что область актуальных научных исследований смещается в сторону построения индивидуальных моделей ГТУ и его САУ (Р) для решения задач контроля и диагностики, а также для оптимального управления ГПА.

12.4.8. Пути повышения надежности САУ КС, ГПА на основе использования современных программно-технических средств

Опыт проектирования и внедрения систем управления КС показывает, что правильно принятые на стадии разработки проекта и реализованные технические решения позволяют в период эксплуатации стабилизировать работу КС в переходных режимах, осуществлять автоматическое регулирование, автоматически вводить резерв и выводить из работы неисправное оборудование, предупреждать аварии или локализовать развитие аварийных ситуаций, обеспечивать поддержку принятия решений, блокировать неправильные действия.

Расширение функциональных возможностей *программно-технических средств* увеличивает число и качество задач, решаемых системами управления. К таким задачам можно отнести:

- раннюю диагностику состояния оборудования;
- моделирование процессов, протекающих в системе транспорта газа (стационарное и нестационарное течение газа в трубе, компримирование газа);

- процессы автоматического регулирования;
- автоматизацию алгоритмов управления технологическими процессами в штатных и нештатных ситуациях.

При этом задачи, в зависимости от их сложности и назначения, распределяются по уровням управления — центральный диспетчерский пункт, диспетчерский пункт КС, объекты управления. Задачи на каждом уровне управления разбиваются на группы [184]:

- обмена информацией между уровнями управления и смежными системами;
- визуализации информации;
- формирования показателей, непосредственно не измеряемых, на основе поступающих в систему данных в режиме реального времени;
- прогнозного и оптимизационного характера;
- формирования алгоритмов управления в установившемся, переходном и аварийном режимах.

Обзор математических моделей ГТУ как объектов управления, применяемых на разных этапах жизненного цикла САУ и Р, показал, что *существует своеобразное противоречие между индивидуальными среднестатистическими характеристиками двигателя (ГТУ). Чем точнее математические модели, тем ближе они становятся к конкретным экземплярам исходных объектов, упуская их общие свойства.*

Определение. *Математическая модель — система уравнений, описывающих характеристики основных элементов или узлов объекта, связь между ними, законы изменения режима и управления.*

При проектировании САУ и Р строят среднестатистическую модель для целого класса ГТУ. В то же время индивидуальные характеристики каждой ГТУ отличаются от средней прогнозируемой модели. По характеристикам нескольких двигателей можно уточнить среднюю проектную модель двигателя. На этапе доводки среднестатистические модели помогают улучшить характеристики системы.

Наиболее быстро протекающие или замкнутые технологические процессы управления контролируются и управляются локальными системами управления (САУ технологических установок). Эффективное решение задач повышения надежности и безопасности эксплуатации оборудования КС может лежать только в плоскости *системного комплексного подхода.*

Комплексность подхода состоит в рассмотрении вопросов надежности (и безопасности) на всех этапах жизненного цикла средств и систем автоматизации:

- создание и ввод в эксплуатацию;
- эксплуатация;
- модернизация и реконструкция.

Системную работу по корректировке и разработке основополагающих нормативных документов проводят в соответствии с утвержденной Системой стандартов в области автоматизации производственно-технологических процессов. В развитие данного документа с целью детализации его положений разработана *Концепция и программа построения единого комплекса нормативных документов на проектирование, разработку, внедрение и эксплуатацию систем автоматизации.*

В 2010 г. АО «Газпром оргэнергогаз» разработало комплект методических документов для технического диагностирования и продления срока безопасной эксплуатации САУ ГПА. Также оно сформировало перечень типовых технических решений и ремонтных комплектов для применения при капитальных ремонтах ГПА с целью продления ресурса САУ типа А-705-15-ХХ.

В 2010–2011 гг. было запланировано проведение диагностики опытной партии САУ типа А-705-15-ХХ на ГПА-Ц-16, ГПУ-10 и ГТН-6 (на КС двух ГТП). В 2010 г. под руководством Департамента в рамках ИСТС «Инфотех» разработало и ввело в опытную эксплуатацию приложение «АРМ — Отказы САУ», что позволило создать отраслевую базу данных по учету отказов САУ ГПА. Первоначальные предложения в базу данных вносят специалисты производственных отделов администраций дочерних обществ по результатам анализа отказов, результатам эксплуатации САУ или предписаний надзорных органов.

Специалисты АО «Газпром оргэнергогаз» систематизируют поступающие предложения, дополняют базу данных информационными письмами, поступающими от организаций — изготовителей САУ. Кроме того, в базу данных вносят перечень разрабатываемой нормативно-технической документации. В базе данных фиксируют отказы САУ ГПА, как приведшие, так и не приведшие к остановам ГПА, а также мероприятия по их недопущению.

Информацию в базу данных вносят по единым правилам для всех дочерних обществ, отказы структурированы по типам отказавшего оборудования и по причинам их возникновения. В соответствии с действующими инструкциями по эксплуатации ГПА первоначальную информацию об остановах ГПА в ИСТС «Инфотех» вносят ответственные представители КС. Они определяют предварительную причину останова ГПА. После расследования причины останова ГПА специалисты служб автоматизации вносят информацию об отказе в «АРМ — Отказы САУ». Данные структурируются по типам отказавшего оборудования и причинам отказа. Кроме того, в базу данных вносятся мероприятия, препятствующие появлению подобных отказов.

Специалисты АО «Газпром оргэнергогаз» ежеквартально предоставляют систематизированную информацию об отказах изготовителям САУ и другим заинтересованным организациям. По результатам анализа отказов указанные организации разрабатывают технические решения по повышению надежности наиболее часто отказывающих элементов САУ и предоставляют информационные письма в АО «Газпром оргэнергогаз» для внесения в отраслевую базу данных мероприятий по повышению надежности.

12.5. Обеспечение комплексной технологической автоматизации и безопасности КС

Проекты реконструкции АСУ ТП направлены на создание качественно нового уровня управления технологическими объектами, обеспечение условий перехода к «малолюдным» технологиям, что принципиально невозможно без обеспечения высо-

кой надежности применяемого оборудования — как средств и систем автоматизации, так и технологического оборудования — объекта автоматизации.

Принимаемые проектные решения с экономической точки зрения должны учитывать (оптимизировать) соотношение капитальных вложений в строительство, эксплуатационных затрат и возможного ущерба от аварии с надежностью функционирования КС.

Технические аспекты обеспечения комплексной безопасности включают вопросы:

- 1) инструментального контроля загазованности, пожарообнаружения;
- 2) диагностики состояния оборудования;
- 3) ситуационного анализа;
- 4) обеспечения заданных показателей надежности работы оборудования, резервирования требуемых условий эксплуатации;
- 5) надежности электроснабжения, электромагнитной совместимости оборудования;
- 6) математического обеспечения (алгоритмического) обеспечения.

Неотъемлемой частью комплексных мероприятий, обеспечивающих безопасность, является решение АСУТП задач контроля и управления технологическими процессами на объектах магистрального трубопровода (КС, ГПА и др.). Как известно, аварии на КС, ГПА происходят по следующим причинам:

- дефекты труб, заводского оборудования;
- некачественные строительно-монтажные работы (брак);
- нарушение проекта;
- ошибка проекта;
- нарушение ПТЭ;
- внутренняя коррозия и эрозия;
- наружная коррозия;
- механические повреждения;
- термические воздействия;
- стихийные бедствия;
- износ оборудования;
- засорение;
- превышение допустимых параметров работы оборудования (или газопровода);
- неисправность (поломка) элементов САУ, электропроводки;
- отказ системы электропитания и др.

С точки зрения АСУТП аварийные ситуации (аварии) можно условно разделить на следующие:

— аварии, возникновение которых не зависит от построения системы управления и выполняемых ею функций (отказ оборудования из-за проявления скрытого заводского брака, износ оборудования и т. п.);

— аварии, возникновение которых зависит от соблюдения технологического регламента или ПТЭ объектов МГ (превышение допустимых параметров работы оборудования и т. п.);

— неисправность самой СУТП (отказ серверов, контролеров, локальных вычислительных сетей — ЛВС и др.).

Повышение комплексной технологической безопасности базируется на следующих основных положениях.

1. Предусмотреть заранее потенциальные отказы всех элементов ГТС невозможно.
2. На ранней стадии можно диагностировать многие отказы и поломки оборудования, но не все. Одновременно надо учитывать:

- вероятность возникновения конкретной неисправности;
- время от возникновения неисправности до наступления аварийного события;
- возможность ручной и автоматической диагностики;
- быстроедействие системы управления по локализации (предотвращению развития) аварии.

«Железное» правило — стоимость оборудования и эксплуатационных затрат на автоматическое диагностирование и предупреждение неисправности или аварии должна быть меньше, чем убыток от поломки оборудования.

3. Системы управления и обеспечения безопасности в большинстве случаев должны обеспечить обнаружение неисправности на ранней стадии, отключить неисправное оборудование или остановить процесс, предотвратив аварию или ее развитие.

12.5.1. Проектные решения по обеспечению комплексной технологической безопасности

Требования к уровню автоматизации КС (Стратегия информатизации ПАО «Газпром» от 17.01.2008 г. и др.) диктуют наращивание объема выполняемых системами управления функций, а также минимизируют стоимость затрат на оборудование систем управления и эксплуатацию.

АСУ оборудованием должны иметь надежность, равную или превышающую надежность работы технологического оборудования, и обеспечивать недопущение (прекращение) работы технологического оборудования вне регламентных границ, а при возникновении нештатной ситуации — быстро и эффективно ее локализовать.

Отказ элементов системы управления не должен приводить к останову технологического процесса, а время восстановления работоспособности основной системы управления отказавшего элемента не должно превышать 1 ч. В период восстановления работоспособности основной системы управления (АСУТП) технологический процесс должен осуществляться через резервную систему.

Управление КС предусматривает реализацию в АСУТП КС функций упреждающего выявления предаварийных и аварийных ситуаций, их обнаружение и локализацию каждой входящей в нее подсистемой. Обнаружение и локализация нештатных (особых) и аварийных ситуаций реализуется средствами и ресурсами соответствующей подсистемы АСУТП КС. Если же сделать это невозможно, то интегрируемыми подсистемами предусматривается передача функций управления диспетчерскому персоналу КС.

Непосредственный процесс пуска КС (КЦ) через АСУТП КС предусматривает автоматизированный режим управления с АРМ диспетчера станции. Алгоритм управления (пуском) включает в себя следующие этапы:

1) проверка готовности системы электроснабжения КЦ, КС и общей готовности КЦ к пуску;

2) формирование команд на запуск ГПА, КЦ и вывод его на заданные режимы загрузки с последующей передачей функций управления по поддержанию требуемых параметров (давление, расход газа, степень повышения давления газа) системам регулирования САР КС и КЦ. В системах предусмотрен пошаговый контроль выполнения алгоритмов управления.

Так, алгоритм ограничения по времени реакции системы управления имеет следующую последовательность: ситуация; реакция технологического объекта; управляющее воздействие системы управления; критическое время реакции системы управления.

Существующие автоматизированные системы управления технологическим процессом транспорта газа (АСУТП), как уже отмечалось выше, не могут в принципе обеспечить оптимизацию режимов работы ГПА в составе КС и газопроводов в целом, несмотря на совершенную программно-аппаратную базу, так как не получают на входе достоверную исходную информацию об объектах управления.

С появлением и наполнением информационной базы информацией о фактических характеристиках объектов управления этот недостаток устраняется, и решение задачи оптимизации управления технологическим процессом по результатам диагностирования становится на повестку дня. Для этого на первом этапе достаточно доработать существующие программные продукты по расчету газопроводных систем в части учета фактических характеристик оборудования при оптимизационных расчетах.

12.5.2. Принципы стратегии выживания АСУТП и ПХД

Для обеспечения максимальной устойчивости технологического объекта на стадии разработки проекта формируется идеология управления при отдельных отказах систем, разрабатывается стратегия его выживания, определяются компоненты резервирования и дублирования. Система управления КС строится таким образом, что отказ какой-либо локальной системы, канала связи не приводит (как упоминалось выше) к немедленному останову объекта (КС, ГПА и т. д.). Стратегия выживания при отказах отдельных систем предусматривает [184]:

- определение достоверности параметров путем сравнения с другими параметрами;
- определение неисправности каналов телеизмерения;
- вычисление значений параметров по показаниям других датчиков;
- «замораживание» значений уставок и заданий при потере связи с верхним уровнем управления;
- запуск более общего алгоритма при невыполнении алгоритма защиты или останова конкретной установки;

- перевод технологического оборудования в безопасное для него положение при отказе системы автоматического управления;
- распределение функций управления и защиты по отдельным САУ;
- резервирование отдельных элементов системы управления, включая электропитание и каналы связи;
- дублирование наиболее важных датчиков технологических параметров;
- организацию независимой отдельной системы экстренного аварийного управления при выходе из строя основной системы управления;
- резервирование рабочей станции уровня ДП КС;
- независимость системы автоматического регулирования.

Для обеспечения живучести системы каждый уровень обеспечивает управление нижестоящим уровнем в случае отказа вышестоящего. При необходимости (отказе верхнего уровня) системы управления КЦ, ГПА, иных объектов основного технологического оборудования, как было рассмотрено выше, должны функционировать в автономном автоматическом режиме, обеспечивая поддержание текущего технологического режима и аварийную защиту ОКС.

Реализация принципов «современной стратегии выживания» (*«борьба за живучесть»*) предлагает:

- резервирование информационных линий связи ЛВС АСУТП КЦ и наиболее ответственных элементов управления (линий связи между программируемыми логическими контролерами (ПЛК), АРМ, серверов SCADA, датчиков);
- использование в задачах управления технологическими установками КЦ контролеров, обеспечивающих выполнение функций управления отдельными технологическими объектами в автономном режиме (распределенная система с централизованным управлением основными процессами транспортировки газа и децентрализацией отдельных функций управления основным и вспомогательным оборудованием КЦ АСУТП КЦ);
- определение достоверности параметров технологических защит, задействованных в аварийном останове КЦ по значениям не менее чем от трех датчиков, для исключения ложного останова КЦ;
- использование процедур взаимодействия комплексных алгоритмов управления КЦ в автоматическом режиме, предусматривающих приоритетность выполнения алгоритмов, переходы между алгоритмами при возникновении проблемы их выполнения;
- «замораживание» значений уставок и заданий, установленных на момент прерывания связи с системой верхнего уровня;
- автоматический переход на резервное электропитание (при нарушении основного) и обратный переход (при восстановлении основного электроснабжения);
- перевод в безопасное для технологического оборудования положение кранов при отказе САУ (при возможности применения соответствующих *исполнительных механизмов* (ИМ) и наличии соответствующих требований технологии);
- простоту и быстроту замены отказавшего программно-аппаратного модуля запасным.

При разработке математического обеспечения АСУТП КЦ и КС задачи диагностики оборудования решаются также с помощью алгоритмов и расчетов, позволяющих:

- 1) оценить изменение эксплуатационных характеристик в реальном времени;
- 2) оценить предельные режимы работы оборудования с учетом нескольких взаимосвязанных ограничений (например, состояние трубы и допустимый режим работы КС по давлению);
- 3) проконтролировать исполнение команд, исправность датчиков, наличие ресурсов управления и др.

Частью диагностики хода технологического процесса является *ситуационный анализ*, основанный на логических алгоритмах сравнения, реализуемых в SCADA-системе. Дальнейшее развитие проектных решений по повышению комплексной безопасности диктует необходимость обеспечения проектных институтов через ПАО «Газпром» информацией об опыте эксплуатации внедренных систем управления, проблемных вопросах, встающих перед эксплуатирующими предприятиями, а также информацией об отказах оборудования (и требуется так называемая обратная связь).

В качестве же кардинального решения, отвечающего в полной мере требованиям (*перспективной*) системы эксплуатации ГПА «по состоянию» в части оптимизации управления технологическим процессом, представляется создание интеллектуальных автоматизированных систем управления, т. е. АСУ ТП с функциями диагностирования и прогнозирования технического состояния ГПА. В этом случае автоматизированные системы диагностики выполняются в составе и органически объединенными с программно-аппаратными средствами систем управления. Это позволяет существенно сократить сроки создания систем диагностики, исключить дублирование в части сбора, передачи, обработки и хранения информации, расширить функциональные возможности АСУТП.

12.5.3. Оценка проектной надежности АСУ ТП

Существенную негативную роль в снижении качества проектирования играют такие факторы, как отсутствие единой нормативной документации на государственном уровне по проектированию и строительству трубопроводных систем. К снижению уровня надежности, по мнению Г. Г. Васильева (зав. кафедрой «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и хранилищ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина), приводит отсутствие:

- технического регламента по безопасности систем трубопроводного транспорта;
- положительного заключения ведомственной (государственной) экспертизы;
- практики проведения независимой экспертизы (неиспользуемый резерв повышения надежности функционирования ГТС).

Анализ реализации проектов АСУ ТП Р. Н. Семеновым (ООО «Газпром информ») показал, что на надежность оказывает влияние не только процесс изготовления, но и процесс внедрения. К некоторым объективным причинам, влияющим на процесс внедрения АСУ ТП в современных условиях, относят следующие.

1. Многообразие технологических решений и платформ, предлагаемых на рынке иностранными и отечественными компаниями. Это многообразие формирует широкое

поле для выбора, с одной стороны, а с другой — создает вполне понятные трудности интеграции разнообразных продуктов, что сказывается на надежности АСУ ТП в целом.

2. Существует достаточное количество локальных, но уникальных отечественных решений, аппаратных и программных продуктов, выполненных специалистами обществ или небольшими фирмами. Эти так называемые закрытые решения создают дополнительные сложности при выполнении ПНР и в целом также отражаются на надежности АСУ ТП.

3. Модернизация локальных подсистем, так называемая точечная модернизация, приводит к нарушению устоявшихся, пусть несовершенных, информационных обменов с другими подсистемами, не задействованными в модернизации.

Возникающие при этом дополнительные риски, связанные с затруднениями при интеграции, снижают эффективность внедрения проекта и надежность комплекса АСУ ТП.

Как было отмечено выше, *основными этапами проектов модернизации должны быть информационный поиск и анализ наукоемких технологий*. Целями выполненного исследования являются обоснование информационного поиска и анализ наукоемких технологий как важнейших этапов управления проектами энергосберегающей модернизации газоперекачивающих КС на примере анализа современных наукоемких технологий использования вторичных энергоресурсов в ГТУ КС.

Для повышения надежности АСУ ТП предлагается к рассмотрению система организационно-технических мер, учитывающая все этапы жизненного цикла АСУ ТП и направленная на создание замкнутого цикла работ по обеспечению заданного уровня надежности, стимулирования производителей и эксплуатирующих организаций.

Проектирование. Работа по обеспечению надежности должна начинаться на этапе сбора исходных данных. При этом следует в обязательном порядке учитывать ту инфраструктуру, в которой будет проводиться модернизация средств и систем автоматизации. Следует оценить надежность той части АСУ ТП, которая не вошла в объем *Задания на разработку проекта*, и рассматривать весь комплекс АСУ ТП технологического объекта с точки зрения показателей надежности.

Изготовление оборудования. Как правило, при размещении заказа на изготовление оборудования речь должна идти о поставке *Системы как комплекса программно-технических средств* (ПТС), а не узлов, модулей и блоков. Это позволит обеспечить высокое качество сборки с использованием в полном объеме системы качества предприятия, включая многократное тестирование оборудования, программного обеспечения, проверку способности АСУ ТП к самовосстановлению.

На этапе заводской готовности, перед отгрузкой на объект, необходимо проведение заводских испытаний по согласованной программе и методике заводских испытаний с проверкой требований по надежности системы. Реализация этой меры дает возможность проверить (ПТС) корректность работы программного обеспечения, выполнение требуемых расчетных задач и оценить работу создаваемой системы в критических ситуациях.

Таким образом, этот этап должен обеспечить надежность системы от отбора комплектующих элементов до тестирования возможности АСУ ТП к выживанию.

Проведение СМР и ПНР. Уменьшение сроков проведения *строительно-монтажных (пусконаладочных) работ* при обеспечении их высокого качества и заданных показателей надежности может быть достигнуто при условии модульного исполнения узлов АСУ ТП повышенной готовности, поступающих на объект после проведения заводских испытаний. Это позволит свести к минимуму ошибки при монтаже оборудования. К основным проблемным вопросам, негативно влияющим на выполнение ПНР, относят:

- 1) «нестыковку» смежных проектов;
- 2) низкое качество и несвоевременность представления проектно-сметной документации;
- 3) низкое качество строительно-монтажных работ;
- 4) низкое качество поставляемого оборудования, недоработанное программное обеспечение, плохие условия хранения;
- 5) несоответствие реальных сроков завершения строительно-монтажных работ плановым срокам начала ПНР.

Надежность во многом определяется правильной *эксплуатацией оборудования* АСУ ТП: важны своевременное выполнение регламентированных работ, анализ статистического материала по отказам как оборудования в целом, так и отдельных узлов, реализация мер по защите от несанкционированного доступа к оборудованию и внесение изменений в его проект, соответствующий уровень квалификации технического персонала.

Таким образом, реализация данных предложений при проектировании, разработке и внедрении АСУ ТП позволит повысить реальную надежность АСУ ТП и ГТС в целом, ответственность участников процесса за обеспечение показателей надежности, а также создать условия конкурентности среди производителей оборудования.

12.6. Система технической экспертизы проектируемых ГПА и КС

12.6.1. Принципы прогнозных показателей надежности

В среднесрочной перспективе ввод новых компрессорных цехов будет незначительным. Главным направлением обеспечения надежности газоснабжения будут являться программы реконструкции КС, модернизации и замены эксплуатируемых ГПА на современные высокоэффективные с сохранением низконапорной технологии компримирования. При проектировании новых и реконструкции действующих газопроводов должны быть заложены *прогнозные показатели надежности*. Их обоснование базируется на следующих принципах [29]:

- необходимо учитывать предыдущий опыт эксплуатации в данном или сходном по условиям регионе (анализируя статистические показатели надежности);
- необходимо учитывать особенности конкретных типоразмеров ГПА;
- показатели надежности следует улучшать в результате доработки конструкции изготовителем (период освоения нового серийного типоразмера происходит в течение 3–5 лет);

- показатели надежности необходимо улучшать в результате постепенного снижения доли агрегатов в периоде приработки (1–1,5 года после строительства новой КС);
- систему технического обслуживания необходимо совершенствовать, достигая по крайней мере существующего среднего уровня;
- сложность транспортной схемы оказывает отрицательное воздействие на показатели надежности (время в ремонте);
- дефицит авиадвигателей (обменный ремонтный фонд) может оказывать отрицательное влияние на надежность (время в ремонте).

12.6.2. Рекомендации по определению нормативных значений показателей надежности оборудования компрессорных станций

С точки зрения надежности компрессорные станции относятся к сложным восстанавливаемым системам длительного пользования. Компрессорные станции комплектуют оборудованием заводского изготовления с заданными показателями надежности. Полный перечень объектов и оборудования компрессорных станций приведен в СТО Газпром 2-3.5-454-2010 (раздел 7) Правила эксплуатации магистральных газопроводов и в СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования. Требуемый уровень *надежности и безопасности* компрессорной станции обеспечивают:

- выбором рационального состава компрессорного оборудования;
- соблюдением норм проектирования, правил испытаний, эксплуатации и технического обслуживания сосудов высокого давления согласно ГОСТ 34347-2017;
- резервированием ГПА;
- сооружением межцеховых перемычек¹;
- обеспечением нагрузочного резерва;
- наличием мощностей и технических возможностей по обеспечению ремонта и технического обслуживания.

Состав перечисленных мероприятий рекомендуется формировать на основании специальных исследований для каждого проектируемого газопровода с учетом его конкретных особенностей. *Основными элементами компрессорной станции, определяющими ее надежность, как упоминалось выше, являются ГПА и технологические трубопроводы.*

12.6.3. Нормативные показатели надежности, рекомендуемые для оборудования компрессорных станций

АО «Гипрогазцентр» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» продолжают перерабатывать нормативно-техническую документацию, а именно типовые технические требования на проектирование КС. [187] В частности, в нормативной документации были заложены и требования к использованию труб с готовой изоляцией.

¹ Межцеховые перемычки сооружают для совместного использования резерва газоперекачивающих агрегатов одной компрессорной станции. Перемычки позволяют реализовать рациональные схемы включения газоперекачивающих агрегатов во время профилактических и аварийных ремонтов и обеспечивают повышение надежности функционирования системы в целом.

Отраслевой норматив по системной надежности [2] включает в себя разработанные методы и составленные по ним программные комплексы, упомянутые выше, прошедшие апробацию и широко использующиеся. Требования по анализу надежности проектируемых магистральных газопроводов введены в отраслевой стандарт «Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям», прошедший все этапы согласования.

Стандарт включает разделы [3]:

— по обоснованию параметров проектируемых магистральных газопроводов с учетом системных факторов;

— по обеспечению надежности проектируемых магистральных газопроводов.

Со стандартом тесно связаны два документа, имеющие статус рекомендаций:

1) «Подготовка решений при планировании развития и реконструкции объектов газотранспортной системы ЕСГ. Формирование схем потоков газа на ближнюю и дальнюю перспективы»;

2) «Выбор этапов ввода мощностей развивающихся и реконструируемых газотранспортных и газораспределительных систем с учетом их жизненного цикла».

Основными показателями надежности оборудования компрессорных станций (в соответствии с *нормативными показателями надежности и ТО линейной части МГ и ОКС, 2009 г.*) являются:

- средняя наработка на отказ;
- коэффициент готовности;
- средний ресурс до ремонта;
- средний полный ресурс;
- срок службы.

В зависимости от вида и степени ответственности оборудования указанный перечень показателей надежности может быть сокращен, что, как правило, отражается в технических условиях на данное оборудование. Для ГПА как основных элементов компрессорной станции значения показателей надежности рекомендовано задавать в соответствии с ГОСТ 28775-90 и СТО Газпром 2-3.5-138. *Отказом следует считать любой останов ГПА по сигналу системы автоматического управления или вынужденный останов, выполненный обслуживающим персоналом из-за нарушения работоспособности.* Согласно СТО Газпром 2-3.5-138 (раздел 12.2) критерии предельных состояний должны быть определены в эксплуатационной документации с указанием необходимых действий после наступления *предельного состояния* (необходимость ремонта или списания). Напомним, что *предельное состояние* — *состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно* (ГОСТ 27.002-2015, ст. 2.5).

Для обоснованного определения *нормативов* по резервным и установочным мощностям приводов КС необходимо учитывать фактические значения среднегодовых коэффициентов резерва и установочной мощности приводов ГПА в условиях периодических колебаний производительности газопровода.

12.7. Методические подходы к определению сроков безопасной эксплуатации объектов транспорта газа на стадии проектирования

Проблемы надежности трубопроводных и иных крупных энергетических систем стали причиной организации в 1973 г. научно-исследовательского семинара «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». В качестве основных итогов работы семинара следует назвать разработку терминологии по надежности больших систем энергетики в дополнение к терминологическим стандартам общетехнических систем. Первый сборник вышел в 1980 г., второй — в 2007 г. Под эгидой семинара издан справочник «Надежность систем энергетики и их оборудования» в 4 томах под общей редакцией Ю. Н. Руденко, 3-й том которого (в 2 книгах) посвящен надежности систем газо- и нефтеснабжения.

Многие специалисты, пришедшие в газовую отрасль (и не знакомые со спецификой) из других отраслей промышленности, пытаются решать сложные проблемы простыми методами, попытками привлечь традиционные для теории надежности модели, не способные адекватно отразить возникающие проблемы. В то же время имеют место:

- психологическая неподготовленность специалистов-практиков к восприятию результатов расчетов на моделях, основанных на понятиях теории вероятности;
- невосприимчивость отечественной промышленности к инновациям (в том числе в области информатизации);
- дефицит специалистов, владеющих необходимыми знаниями в области как технологии, так и математических и компьютерных моделей;
- убежденность в превосходстве зарубежных разработок над отечественными.

12.7.1. Обзор методов прогнозирования ресурса

В 2005 г. по инициативе Управления по транспортировке газа и газового конденсата ПАО «Газпром» появилось требование к определению срока безопасной эксплуатации (СБЭ) объектов. Согласно пункту 7 РД 03-484-02А была учтена важность оценки безопасности (объектов) в технических заданиях на проектирование объектов транспорта газа. Таким образом, перед проектными институтами газовой отрасли была поставлена очень трудная и ответственная задача по определению сроков безопасной эксплуатации проектируемых объектов.

Методика определения остаточного ресурса МГ (патент РФ № 2221231) предполагает путем диагностирования выбрать наиболее нагруженные участки МГ и приборами НК и Д определить уровень напряженного состояния (НС). Далее на участках с максимальным уровнем НС вырезают катушки и отправляют их на исследование.

С целью повышения точности, а также определения остаточного ресурса МГ (без аварийного запаса) был разработан метод восстановления исходных свойств металла (патент РФ № 2226221).

Для определения остаточного ресурса металлов после длительной эксплуатации подход несколько иной — используется обобщенная зависимость Аррениуса, описывающая деградацию свойств различных физических свойств во времени. Предполагается, что скорость деградации свойств во времени постоянная и решение простого дифференциального уравнения приводит к зависимости:

$$Y = Y_0 \cdot e^{-bt}, \quad (85)$$

где Y_0 — начальные свойства объекта; b — скорость деградации; τ — время эксплуатации.

Данный подход (метод) реализован в патенте РФ № 2226681 для определения остаточного ресурса труб и соединительных деталей после длительной эксплуатации. [188]

В 2008–2009 гг. оценку, прогнозирование и обеспечение надежности технических объектов ПАО «Газпром» на всех стадиях жизненного цикла регламентировали следующими нормативными документами.

1. СТО Газпром 2-2.3-351.2009 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». Т. 1, т. 2. — М., 2003.

2. Методика оценки сроков службы газопроводов. — М.: ПАО «Газпром», 1997.

3. Рекомендации по оценке безопасности и долговечности газопроводов при проектировании. — М.: ОАО «Газпром», 2002.

4. РД 51-4.2-003-97 «Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов».

5. Методические рекомендации по срокам эксплуатации газопроводов (с учетом и без учета выполнения работ по реконструкции и капитальному ремонту). — М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2005.

6. Методика о порядке продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром». — М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2005.

7. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 «Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. — М., 2007.

В общем случае для целей прогнозирования ресурса на стадии проектирования могут быть использованы *экспертные, статистические, вероятностные и детерминистические методы*.

Экспертные методы обеспечивают получение наименее достоверных экспертно-аналитических оценок на основе ограниченного объема доступной информации о проекте и профессиональном опыте экспертов. Наиболее оправданно применение экспертно-аналитических методов на ранних стадиях предынвестиционного проектирования для сравнительного анализа вариантов проекта, а также в ситуациях, требующих оперативной оценки и быстрого принятия решений.

Применение *статистических методов* с целью оценки ресурса на этапе проектирования предполагает получение результата на основе статистической обработки большого массива разнородных данных, полученных на объектах-аналогах и путем

экстраполирования выявленных закономерностей поведения системы на проектируемый объект. Для получения приближенных оценок на основе *статистических методов* достаточно данных о средних значениях интенсивностей отказов за контролируемый период. Дальнейшее уточнение результатов базируется на расширении объема исходных данных и учете корреляции между разнородными данными, характеризующими свойства объекта.

Вероятностные методы основаны на учете физической модели отказа. На базе статистической исходной информации о случайном разбросе данных о начальной дефектности, свойствах материала труб, нагрузок и воздействий моделируют эволюцию объекта. Статистические данные используют в вероятностных моделях как естественную составную часть, описывающую основные параметры системы.

Применение *детерминистических методов* оценки ресурса основано на предположении о высокой достоверности исходных оценок параметров. Детерминистические методы могут быть реализованы в задачах оценки ресурса, предполагающих получение прогнозных оценок процессов накопления повреждений, зарождения, развития и оценки опасности дефектов, ранжирования дефектов по степени опасности.

12.7.2. Расчет срока безопасной эксплуатации трубопроводов «высокой стороны» компрессорных станций

Трубопроводы «высокой стороны» компрессорных станций (КС) на протяжении жизненного цикла объекта в среднем являются более нагруженными по сравнению с трубопроводами линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ). Это объясняется, в частности, значительной стесненностью оборудования на площадке КС и, как следствие, отсутствием условий для обеспечения достаточной компенсации температурных удлинений. Также появляется дополнительное вибрационное воздействие от пульсации газового потока в обвязках ГПА. Поэтому при оценке СБЭ трубопроводов «высокой стороны» КС основным повреждающим фактором выступает квазистатическое *напряженно-деформированное состояние* трубопроводов.

Для прогнозирования сроков безопасной эксплуатации трубопроводов «высокой стороны» КС на стадии проектирования Д. Г. Репин и Ю. М. Свердлик (АО «Гипрогазцентр») предложили экспертный подход на основе положений Методики 2 (см. выше).

Процессы нагружения и разрушения конструкций являются случайными процессами, зависящими от целого ряда (пространства) параметров. Задача эксперта — аппроксимировать пространство параметров на основе исходных данных и критериев прочности. При этом необходимо вводить запасы по долговечности. Аппроксимация многомерного пространства разрушения невозможна в детерминированной постановке, поскольку существует неопределенность прогнозирования нагружения, воздействия внешней среды, процесса эксплуатации, регламентов диагностики и т. д.

Объект исследования представляет собой протяженную пространственную конструкцию, имеющую неоднородное по длине нагружение. Для исследования конструкция разбивается на однородные по нагружению участки. Причем в качестве

нагружения выбирается не максимальный, а наиболее характерный режим. Только в этом случае возможно наложение поля дефектов на идеальное поле *напряженно-деформированного состояния* (НДС).

Прочностные критерии зависят от нагрузок и их изменения во времени. Нагрузки определяются внутренним давлением, температурным перепадом и взаимодействием трубы с заземляющим грунтом и элементами конструкций.

В систему расчетных параметров входят параметры эксплуатационного нагружения, внешних и внутренних нагрузок и воздействий, механические параметры статической и циклической прочности конструктивных элементов газопровода для различных сред, физико-механические параметры грунтов.

Для оценки надежности используют комплексный критерий, зависящий от амплитуд внешних воздействий. Критерий применим к трубопроводу, рассматриваемому как сложная конструкция, состоящая из последовательно соединенных элементов. Элементами служат секции трубопровода с продольным и поперечным швами.

Ретроспективный анализ статистических данных по авариям на объектах-аналогах позволяет определить допустимую вероятность разрушения для объектов ПАО «Газпром». Кроме того, на основе статистики определяется вероятность появления дефектов и воздействий третьих лиц.

Экспертная оценка срока безопасной эксплуатации трубопроводов «высокой стороны» КС на стадии проектирования выполняется по следующему алгоритму.

1. Устанавливают экономически и социально приемлемый срок службы трубопроводов t_p , учитывающий общественную и коммерческую эффективность проекта, темпы прогнозируемой инфляции в течение инвестиционного проекта, неопределенность и риски при реализации инвестиционного проекта (пропорционален сроку окупаемости трубопровода с учетом дисконтирования). Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубопроводов «высокой стороны» КС должен быть больше либо равен приемлемому сроку службы.

2. Используя проектное конструктивное решение «высокой стороны» КС, определяют НДС трубопроводов как пространственной протяженной стержневой системы под действием нагрузок и воздействий, возникающих в процессе испытаний и эксплуатации, в том числе нормативных нагрузок и воздействий.

3. На основе результатов расчета НДС выполняют декомпозицию расчетной модели с выделением групп элементов по следующим признакам:

- однородности НДС (в пределах выбранного шага разбиения по эквивалентным напряжениям);

- однородности физико-механических свойств металла.

4. Определяют типы *обобщенных конструктивных элементов* (ОКЭ).

5. Вычисляют *предельное время эксплуатации* ОКЭ для каждой группы, выделенной по пункту 3.

6. Вычисляют значения сроков безопасной эксплуатации для каждой группы, выделенной по пункту 3.

7. Вычисляют срок безопасной эксплуатации трубопроводов «высокой стороны» КС в целом.

В качестве расчетного выбирают НДС, состоящее из следующих компонентов напряжений:

— расчетные кольцевые напряжения $\sigma_{\text{кц}}$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot (D - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta}, \quad (86)$$

где n — коэффициент надежности по нагрузке; p — рабочее давление; D — наружный диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы;

— максимальные суммарные продольные напряжения в сжатой зоне сечения элементов $\sigma_{\text{пр}}$

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{\sqrt{(i_i \cdot M_i)^2 + (i_o \cdot M_o)^2}}{W}, \quad (87)$$

где μ — коэффициент поперечной деформации Пуассона трубной стали; α — коэффициент линейного расширения трубной стали; E — модуль упругости трубной стали; Δt — нормативный температурный перепад в металле стенки трубы; i_i — теоретический коэффициент концентрации напряжений при изгибе в плоскости элемента трубопровода; i_o — теоретический коэффициент концентрации напряжений при изгибе в плоскости, перпендикулярной плоскости элемента трубопровода; M_i — изгибающий момент в плоскости элемента трубопровода; M_o — изгибающий момент в плоскости, перпендикулярной плоскости элемента трубопровода; W — момент сопротивления изгибу поперечного сечения трубы;

— эквивалентные напряжения $\sigma_{\text{экв}}$

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_{\text{кц}} \cdot \sigma_{\text{пр}} + \sigma_{\text{пр}}^2}. \quad (88)$$

Для определения перемещений и усилий в сечениях применяется алгоритм расчета произвольных разветвленных трубопроводных систем как линейно-упругих пространственных многократно статически неопределимых стержневых систем.

По результатам расчета НДС выполняется декомпозиция расчетной модели с выделением групп по признаку однородности механических свойств металла и уровню эквивалентных напряжений.

Срок службы q -го ОКЭ t_q определяют как решение следующего уравнения линейного суммирования повреждений:

$$\frac{\varepsilon_{\text{усл},q}}{\varepsilon_{\text{пред,усл},q}} + \frac{\sigma_{\text{экв}}}{\sigma_{\text{дл}}(t_q, \eta_{\text{в},q})} = 1, \quad (89)$$

где $\varepsilon_{\text{усл},q}$ — деформация материала при гидроиспытаниях для q -го ОКЭ; $\varepsilon_{\text{пред,усл},q}$ — предельная деформация при равномерном двухосном нагружении для q -го ОКЭ; $\sigma_{\text{дл}}(t_q, \eta_{\text{в},q})$ — зависимость предела прочности при постоянном эксплуатационном нагружении от времени разрушения и геометрии концентраторов напряжений в полулогарифмических координатах для q -го ОКЭ.

В приведенном уравнении первое слагаемое характеризует поврежденность q -го ОКЭ вследствие воздействия нагрузок при проведении гидроиспытаний, второе — поврежденность q -го ОКЭ под действием эксплуатационных нагрузок и воздействий.

В аналитическом виде условная деформация материала при гидроиспытаниях для q -го ОКЭ может быть представлена как:

$$\varepsilon_{\text{усл},q} = \left(\sqrt{m + \left(\frac{\sigma_{\text{пр}}}{\sigma_{\text{T}}} \right)^2} + \frac{\sigma_{\text{пр}}}{\sigma_{\text{T}}} - \sqrt{m} \right) \cdot \frac{\sigma_{\text{T}}}{E}, \quad (90)$$

где σ_{T} — минимальное значение предела текучести материала; m — коэффициент условий работы.

Предельная деформация $\varepsilon_{\text{пред,усл}}$ при равномерном двухосном нагружении определяется по формуле:

$$\varepsilon_{\text{пред,усл},q} = 0,5 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{B,T}}}{10^{\left(\frac{a_1 - b_1 \cdot \sigma_{\text{B,T}}}{1 - \rho} \right)}} + \frac{\sigma_{\text{B,T}}}{a_2 + b_2} \right), \quad (91)$$

где $\sigma_{\text{B,T}} = \sigma_{\text{B}} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (1 + \rho^2)}$; $a_1 = \lg \left(\frac{\sigma_{\text{T}}}{\varepsilon_{\text{T}}} \right) - \rho \cdot \lg \left(\frac{\sigma_{\text{B}}}{\varepsilon_{\text{B}}} \right)$; $b_1 = \frac{1}{\sigma_{\text{B}}} \cdot \left[\lg \left(\frac{\sigma_{\text{T}}}{\varepsilon_{\text{T}}} \right) - \rho \cdot \lg \left(\frac{\sigma_{\text{B}}}{\varepsilon_{\text{B}}} \right) \right]$;

$$a_2 = -\frac{\sigma_{\text{T}}}{\varepsilon_{\text{T}}} \lg \sigma_{\text{B}} + \frac{\sigma_{\text{B}}}{\varepsilon_{\text{B}}} \cdot \frac{\lg \sigma_{\text{T}}}{\lg \rho}; \quad b_2 = \frac{1}{\lg \rho} \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{T}}}{\varepsilon_{\text{T}}} - \frac{\sigma_{\text{B}}}{\varepsilon_{\text{B}}} \right).$$

σ_{B} — минимальное значение временного сопротивления материала;

ε_{B} — деформация, соответствующая σ_{B} ; ε_{T} — деформация, соответствующая σ_{T} ;

ρ — отношение минимальных значений предела текучести к временному сопротивлению материала.

Зависимость предела прочности при постоянном эксплуатационном нагружении $\sigma_{\text{дл}}(t_q, \eta_{\text{B},q}) \varepsilon_{\text{T}}$ от времени разрушения и геометрии концентраторов напряжений в полулогарифмических координатах для q -го ОКЭ записывается в виде:

$$\sigma_{\text{дл}}(t_q, \eta_{\text{B},q}) = \left(1 + \frac{(k_c - 1) \cdot \lg t_q}{\lg \left(\frac{t_b \cdot m}{\eta_{\text{B},q}} \right)} \right) \cdot \sigma_{\text{T}}, \quad (92)$$

где $k_c = \frac{m}{k_2 \cdot k_{\text{H}}}$, k_2 — коэффициент надежности по материалу; k_{H} — коэффициент надежности по назначению; t_b — характерная точка кривой прочности при постоянном

эксплуатационном нагружении, отражающая безопасный уровень напряжений, при котором не наблюдается зарождение дефектов в металле; $\eta_{в,q}$ — коэффициент несущей способности.

Срок безопасной эксплуатации трубопроводов «высокой» стороны КС определяется по формуле:

$$t_c = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m \sum_{q=1}^n \left(p_q \cdot \frac{n_{qi}}{N_i} \right) \cdot t_p \cdot k_c}{\sum_{i=1}^m \sum_{q=1}^n \left(\frac{p_q \cdot \frac{n_{qi}}{N_i}}{t_{qi}} \right)}}, \quad (93)$$

где p_q — удельное значение вероятности разрушения q -х ОКЭ в течение одного года эксплуатации, $1/(\text{элемент} \times \text{год})$; n_{qi} — число составляющих элементов q -го ОКЭ в i -й группе; t_{qi} — срок безопасной эксплуатации q -го ОКЭ в i -й группе; N_i — сумма составляющих элементов по всем ОКЭ в i -й группе.

Удельные значения вероятностей разрушения q -х ОКЭ в течение одного года эксплуатации вычисляют на основе интенсивностей аварийных разрушений в предположении пуассоновского распределения вероятности разрушения. Интенсивности аварийных разрушений принимаются по данным СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003. [2]

Выводы

Анализ расчетов по прогнозированию сроков безопасной эксплуатации объектов транспорта газа, выполненных специалистами АО «Гипрогазцентр», позволяет сделать выводы о том, что расчетные значения срока безопасной эксплуатации согласуются с директивно назначаемыми в ПАО «Газпром» ресурсными показателями.

Этот факт является свидетельством того, что проектные решения, реализуемые специалистами АО «Гипрогазцентр», обеспечивают приемлемый уровень промышленной безопасности, принятый в практике проектирования и эксплуатации объектов транспорта газа.

При этом нужно помнить, что поддержание системной надежности объектов транспорта газа на требуемом уровне на протяжении периода безопасной эксплуатации невозможно без выполнения следующих мероприятий:

- технического обслуживания трубопроводов и оборудования в строгом соответствии с требованиями отраслевых нормативных документов;
- своевременной замены конструктивных элементов, выработавших назначенный ресурс;
- периодического диагностирования (1 раз в 5 лет) технического состояния трубопроводов и оборудования.

Выполняемые специалистами АО «Гипрогазцентр» прогнозные оценки безопасной эксплуатации объектов транспорта газа являются первым шагом на пути

к переходу проектных институтов газовой отрасли к двухуровневому ресурсному проектированию, изложенному в проекте «Концепции системы нормативно-методической документации в области проектирования, строительства и эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром»».

Прогнозирование сроков безопасной эксплуатации объектов транспорта газа на стадии проектирования позволяет:

- проектировать объекты в соответствии с последними требованиями в области безопасности и надежности функционирования;
- обеспечить согласование прогнозных показателей долговечности проектируемого объекта с директивно определяемыми показателями;
- оптимизировать планирование технического обслуживания и мониторинга объекта;
- снизить эксплуатационные затраты за счет рационального планирования технического обслуживания объекта;
- снизить риск возникновения аварийных ситуаций.

12.8. Технико-экономические критерии надежности транспортировки газа

Стратегическими задачами ПАО «Газпром» являются повышение надежности (качества) и снижение затрат на *капитальный ремонт* (КР). К важным факторам обеспечения эффективности КР относят своевременное выполнение и снабжение объектов КР качественной проектной документацией, соответствующей требованиям нормативных документов РФ и ПАО «Газпром».

Фактором *повышения качества* и снижения стоимости *капитального ремонта* является *система типового проектирования* (СТП). К концу 2013 г. в основу нормативной базы системы типовой проектной документации планировали включать следующий перечень (нормативных документов).

1. СТО Газпром Общие технические требования к проектной документации для КР.
2. Р Газпром Порядок формирования планов ПИР, заданий на проектирование.
3. ВД. Типовые требования к экспертизе ПД и экспертным организациям.
4. ВД. Положение по системе типового проектирования для КР ЛЧМГ.
5. Программа развития системы типового проектирования для КР ЛЧМГ.
6. Сборник унифицированных проектных решений для КР ЛЧ.
7. Унифицированные проектные решения для КР ГРС производительностью 5, 10, 30 тыс. м³.
8. Сборник унифицированных проектных решений для КР ПП.
9. Унифицированные проектные решения для КР ГРС производительностью 50, 80, 100 тыс. м³.

Проект Концепции СТП *линейной части* (ЛЧ) МГ предусматривает работу по четырем направлениям.

1. Разработка системообразующих нормативных документов, устанавливающих требования:

- к порядку формирования планов проектных и изыскательских работ, выдаче заданий на проектирование, к разработке и экспертизе проектно-сметной документации для КР ЛЧ МГ;

- (единые) к составу, содержанию, оформлению и порядку разработки проектной и рабочей документации для КР ЛЧ;

- к составу, содержанию и оформлению проектной документации для КР ЛЧ, выполненных с применением *унифицированных проектных решений* (УПР);

- к разработке, согласованию и утверждению УПР.

2. Разработка отраслевых нормативных документов, устанавливающих требования:

- к организации и производству работ при КР ЛЧ МГ;

- к составу, содержанию, порядку разработки, оформления, согласования и утверждения проектов производства работ на КР ЛЧ МГ.

3. Разработка УПР на КР ЛЧ МГ, подводных переходов МГ, ГРС, устанавливающих требования:

- по составу, содержанию и оформлению при разработке разделов проектной и рабочей документации КР;

- по выполнению инженерных расчетов к унифицированным технологическим, конструктивным решениям и компоновочным чертежам, спецификациям основного оборудования и материалов, ведомостям объемов работ.

4. Разработка регламентирующих документов, определяющих порядок регистрации, учета, хранения, применения, актуализации нормативно-технических документов СТП. [189]

К 2010–2011 гг. в ПАО «Газпром» отсутствовала точная количественная оценка надежности проектируемого объекта (КС, КЦ), например стационарный коэффициент готовности КЦ, КС или другой газотранспортной системы. Определить критерий необходимой надежности системы можно путем сравнения дополнительных затрат на повышение надежности, с одной стороны, а с другой — уменьшением ущерба от ненадежности отдельных элементов и системы в целом. Несмотря на актуальность данных расчетов, работа в этом направлении практически не ведется. Получается, что в «советский» период развития газовой промышленности был накоплен определенный опыт соотношения затрат (или стоимости) с надежностью на разработку, производство и эксплуатацию сложных технических устройств и систем. В условиях 2010–2011 гг. данное направление исследований, несмотря на свою актуальность, оставалось невостребованным.

Представленная выше модульная схема КС (КЦ) отличается меньшими затратами на изготовление, ТОиР за счет сокращения трубопроводов и арматуры, а значит, и уменьшения площади застройки, металлоемкости, условий для КРН, упрощением решения сезонных проблем, диагностики и ремонта трубопроводов, улучшением межцехового взаимного резервирования ГПА в составе КЦ и прочими положительными моментами эксплуатационно-технологического характера. Тем не менее надежность КЦ (КС) блочно-модульного исполнения остается ниже КЦ типовых проектов, поскольку в структуру (схему) модульной КС проектировщиками изна-

чально закладывается надежность, уступающая надежности КС в классическом исполнении.

Нужно заметить, что статистики надежности *модульных КС* еще не накоплено, поскольку в ПАО «Газпром» данное направление развивается относительно недавно, чего не скажешь о статистических данных эксплуатационной надежности типовых КС и их основного оборудования — ГПА. Очевидно, ситуация изменится с началом эксплуатации МГ Южный поток, СЕГ, Сахалин — Хабаровск — Владивосток и других газотранспортных коридоров.

Все затраты технико-экономического характера можно представить с учетом вероятностных аспектов функционирования системы, надежности технологического оборудования, устройств регулирования и программно-технических средств передачи и обработки данных и т. д. Математически вид затрат представлен в [190].

Технологические подсистемы могут быть представлены участками МГ с одной (или группой) КС. В высокоавтоматизированную подсистему и подсистемы управления, наряду с технологическим оборудованием, входят элементы систем всех уровней, обеспечивающие надежность газоснабжения потребителей благодаря использованию всего комплекса современного оборудования КЦ (КС): САУ и Р, защита, телемеханика, программно-технические средства и др.

В общем случае обоснование требований к надежности сложных технических систем связано, как уже отмечалось выше, с соизмерением затрат на строительство и эксплуатацию, вызванных изменением надежности.

Рассматривают два пути анализа соотношения затрат и надежности систем.

Первый путь. Определение *функции внутриотраслевых потерь* (далее Функция) возможно в вероятностном аспекте, поскольку получить детерминированную зависимость этой функции от параметров режима и системы ранее было невозможно. Одним из методов описания Функции был множественный регрессивный анализ. [190] В современных условиях, с использованием высокоавтоматизированных систем и программно-технических средств, ситуация может измениться и уже меняется (ООО «Газпром трансгаз Ухта»).

Применение предложенной методики (и это принципиально возможно) в свою очередь требует конкретных экономических исследований в каждом конкретном случае (ГТП, ПХГ, проектные и исследовательские предприятия и др.). Всех затрат (межотраслевой ущерб) можно избежать или снизить их, используя определенный запас топливных ресурсов (ПХГ, резервные трубопроводы и др.).

При всей кажущейся простоте данной методики при ее реализации на практике можно столкнуться с серьезными затруднениями, главной из которых является оценка удельного ущерба от недопоставки 1000 м³ газа (и последствий) какому-либо потребителю.

Второй путь подбора критерия надежности (Н). При повышении коэффициента надежности газоснабжения от 0,9 и выше затраты на средства резервирования растут сначала плавно и медленно, а по мере приближения к максимально возможному коэффициенту надежности 1,0 в определенной области происходит резкий излом или резкий, интенсивный рост кривой Z (затраты) = $f(N)$. Затраты растут уже

катастрофически быстро, приближаясь к бесконечности для абсолютно надежной системы. Эта кривая 1 (рис. 112) может быть аппроксимирована зависимостью вида:

$$C = C_H + C_0 \frac{\ln(1-P)}{\ln(1-P_0)}, \quad (94)$$

где C_H — постоянная величина стоимости, не зависящая от надежности; C_0 — стоимость разработки и производства системы, обладающей надежностью P_0 .

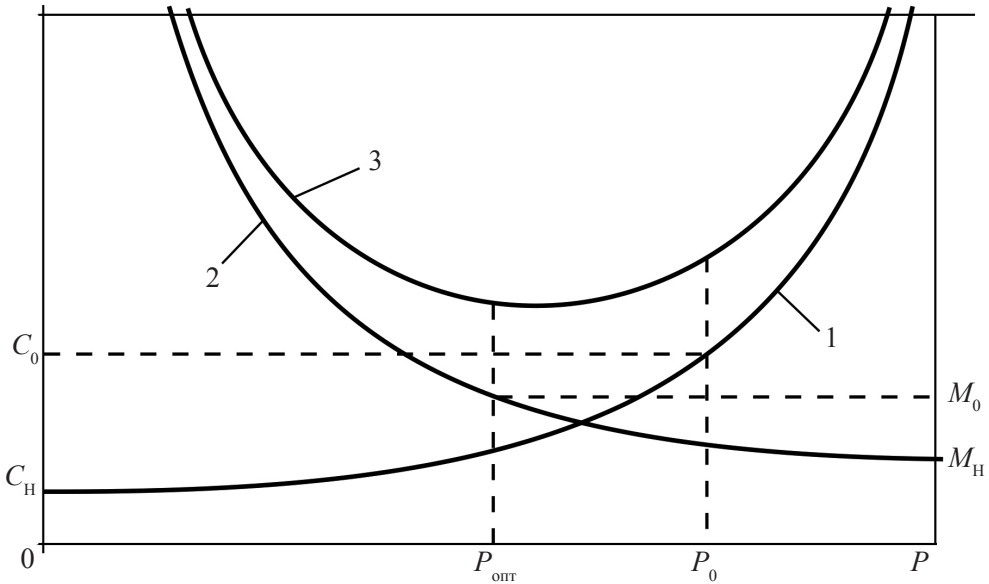


Рис. 112. Зависимость стоимости от надежности

Любая система, имеющая низкую надежность, как правило, имеет высокую стоимость эксплуатации из-за больших затрат на проведение частых профилактических ремонтов и устранение отказов. По мере увеличения надежности (а значит, и стоимости объекта) затраты на эксплуатацию уменьшаются и могут быть аппроксимированы выражением:

$$M = M_H + M_0 \frac{\ln P}{\ln P_0}, \quad (95)$$

где M_H — постоянная величина, не зависящая от надежности; M_0 — стоимость эксплуатации системы, обладающей надежностью P_0 в течение T_H часов или лет.

Тогда общая стоимость всех затрат на разработку, производство (95) и эксплуатацию (95) объекта (устройство, система) равна:

$$I = C + M = C_H + C_0 \frac{\ln(1-P)}{\ln(1-P_0)} + M_H + M_0 \frac{\ln P}{\ln P_0}, \quad (96)$$

а графическая зависимость *суммарной стоимости* объекта от надежности примет вид кривой 3 (рис. 112). Нетрудно заметить, что она (кривая 3) обладает минимумом при определенном значении надежности, являющейся *оптимальной величиной надежности по стоимости* $P_{\text{опт}}$ (см. также В. В. Салюков, В. В. Харионовский, В. М. Силкин. Планирование ремонтных работ на магистральных газопроводах с учетом показателей риска // Газовая промышленность. 2009. № 3. С. 36–39).

Поскольку коэффициент надежности 1,0 недостижим при любых затратах на средства резервирования (кривая $3 = f(N)$ при $N = 1$ уходит в бесконечность), а *первый путь* обоснования *расчетного значения надежности* ($N_{\text{расч}}$) не лишен трудностей методологического характера, то для выбора средств резервирования в газоснабжающих системах рекомендуется ориентироваться на расчетную надежность, определенную областью излома кривой $3 = f(N)$, находящейся между значениями надежности $N_1 = 0,999$ и $N_2 = 0,99999$. А для практических расчетов, связанных с обоснованием резервов, целесообразнее всего ориентироваться на надежность газоснабжения, равную *энергетической* ($N = 0,99999$). Допустимая вероятность нарушения газоснабжения составляет при этом 0,0001. [191]

Таким образом, обоснование экономически оправданного уровня надежности газоснабжения — задача верхнего иерархического уровня. Она может быть обоснованно решена лишь для ЕСГ в целом по отношению к различным узлам газопотребления, поскольку для обоснования уровня надежности элемента ЕСГ (газопровод, КС, ГПА и т. д.) необходимо задавать уровни надежности всех элементов ЕСГ. В свою очередь, это необходимо и для оценки последствий ненадежности, и для определения затрат на средства резервирования.

Поэтому в принципе экономически оправданную надежность работы отдельных элементов ЕСГ должны определять по расчетной надежности газоснабжения ЕСГ в целом, что достигается решением распределительной задачи, т. е. распределением надежности ЕСГ между ее элементами, а значит, не обойтись без влияния низшего иерархического уровня на верхний. Так, в частности, надежная работа ГПА существенно зависит от повышенных требований к точности их изготовления (допуски и посадки, зазоры, чистота обработки). Следовательно, возрастает их (ГПА) стоимость, влияющая на изменение (увеличение) и характер зависимости затрат на средства резервирования от надежности по ЕСГ в целом, а значит, принципиально меняется и величина $N_{\text{расч}}$.

12.9. Тенденции развития научно-технической и практической работы в области повышения надежности оборудования КС

Приоритетом инновационной деятельности ПАО «Газпром» является достижение наибольшей эффективности по таким направлениям, как поддержание высокого уровня запасов, добыча углеводородов, обеспечение надежности поставок газа и др.

Отрасль имеет возможность использовать для реализации проектов самые передовые достижения отечественной и мировой промышленности и науки. В ПАО «Газпром» действует Научно-технический совет, в состав которого входят в том

числе члены-корреспонденты и академики Российской академии наук. В настоящее время реализуется 12 научно-технологических программ на развитие и 26 программ разрабатываются. Партнерами ПАО «Газпром» в инновационной сфере являются 15 вузов, 28 отраслевых НИИ, 5 институтов Российской академии наук, а также 12 зарубежных и ряд российских промышленных компаний. [192] Программой инновационного развития ПАО «Газпром» до 2020 г. определены 9 российских вузов, выбранных компанией в качестве опорных. Среди них:

- Казанский национальный исследовательский технологический университет;
- Московский государственный технический университет им. Н. Э. Баумана;
- Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова;
- Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики»;
- Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина;
- Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»;
- Санкт-Петербургский государственный экономический университет;
- Томский политехнический университет;
- Ухтинский государственный технический университет.

При выборе учитывались такие показатели, как соответствие направлений вузовских исследований технологическим приоритетам компании, результативность научно-инновационной деятельности, конкурентные преимущества в образовательной сфере и др.

Потребности и характеристики ПАО «Газпром» в газоперекачивающей технике на ближайшую перспективу определены следующими программными документами:

- Инвестиционная программа нового строительства, прежде всего «мегапроектов»;
- Комплексная программа реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа, ДКС и КС ПХГ;
- Комплексная программа реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа;
- Концепция и Программа энергосбережения;
- Комплексная экологическая программа ПАО «Газпром».

Перед отечественными предприятиями поставлены следующие основные задачи:

- производство оборудования блочного типа;
- увеличение надежности газоперекачивающих агрегатов и их КПД;
- производство труб большого диаметра с наружным и внутренним изоляционным покрытием, рассчитанных на рабочее давление 22 МПа.

Для организации комплексного и системного решения вопросов нового строительства и реконструкции объектов ЕСГ до 2020 г. разработана *Научно-техническая политика ПАО «Газпром»* в области газоперекачивающей техники. Политика определяет направления, приоритеты, цели, задачи и формы деятельности по обеспечению потребностей ПАО «Газпром» в современном и высокоэффективном газоперекачивающем оборудовании на период до 2020 г.

Цель разработки научно-технической политики — определение путей и способов обеспечения повышения технологического уровня производства ПАО «Газпром»

в области магистрального транспорта газа, обеспечение текущих и перспективных потребностей Общества в современном газоперекачивающем оборудовании.

Программа реализации технической политики включает в себя следующие положения.

- Разработка нормативных документов (пересмотр действующих НД), устанавливающих общие требования к газоперекачивающему оборудованию.
- Разработка принципов унификации газоперекачивающего оборудования по территориальному признаку с целью создания централизованных ремонтных баз.
- Разработка методики технологической оптимизации дожимных и головных компрессорных станций в комплексе с газотранспортной системой.
- Разработка методики выбора рациональной комбинации электроприводных и газотурбинных компрессорных цехов при реконструкции многоцеховых компрессорных станций.
- Подготовка типового контракта на поставку газоперекачивающего оборудования, включающего требования к полному комплексу испытаний.
- Подготовка типового контракта на послегарантийное обслуживание газоперекачивающего оборудования.
- Разработка программы поисковых НИР в области газотурбинных технологий.
- Разработка принципов и механизмов взаимодействия с разработчиками и производителями газоперекачивающей техники с использованием публичной оферты на закупку оборудования.
- Разработка методов, методик и программ ускоренных ресурсных испытаний газоперекачивающего оборудования.

Основными принципами научно-технической политики ПАО «Газпром» в области газоперекачивающей техники являются:

- 1) приоритетное использование отечественного газоперекачивающего оборудования;
- 2) преимущественно долгосрочное партнерство с разработчиками, изготовителями и поставщиками газоперекачивающей техники;
- 3) развитие конкуренции в разработке, производстве и поставках газоперекачивающего оборудования;
- 4) недискриминационный доступ на рынок газоперекачивающей техники ПАО «Газпром» всем разработчикам, производителям и поставщикам.

По мнению В. А. Щуровского (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), *принципы формирования парка газоперекачивающей техники* соответствуют следующим направлениям [148]:

- сокращение типоразмеров применяемого оборудования за счет унификации проектных и технических решений;
- применение типовых решений, обладающих достаточной гибкостью для конкретных условий использования;
- унификация оборудования с целью организации сервисного обслуживания однотипного оборудования, в том числе обеспечения резервными двигателями, запасными частями и расходными материалами;

— принятие решения по применению конкретных моделей оборудования на основе технико-экономического обоснования, выполненного на базе сравнительного анализа стоимости полного жизненного цикла оборудования;

— приоритетное использование продукции российского производства при прочих равных условиях;

— применение ГПА с электрическим и поршневым приводом в технологически и экономически обоснованных случаях;

— применение ГПА с унифицированными агрегатными цифровыми системами автоматического управления для обеспечения возможности построения общих для компрессорных станций АСУ ТП (АСУ).

При создании ГТУ новых поколений наиболее полно должны быть использованы достижения в области проектирования, конструирования и технологии двигателей и развернуты работы по решению следующих вопросов:

1) улучшение параметров рабочего процесса, включая двигатели с изменяемым циклом;

2) применение новых высоконадежных и жаропрочных материалов, включая композиционные материалы и специальные защитные покрытия;

3) создание совершенных систем управления и регулирования (АСУ и Р) и высокоэффективных диагностических систем;

4) разработка высокоэкономичных ГТУ;

5) улучшение интеграции системы ГТУ — ЦБН — МГ (модульная схема, ангарное исполнение);

6) дальнейшее улучшение эксплуатационных характеристик ГТУ путем повышения уровня их безотказности, долговечности и эксплуатационной технологичности.

Уровень *надежности* ГТУ и их эксплуатационного качества определяет главным образом *безотказность* газогенератора (компрессор, камера сгорания, ГТ), блока СТ, а также систем топливоподдачи, регулирования и охлаждения. Безотказность газогенератора в основном зависит от прочности его частей, а обеспечивающих систем — от правильного выбора конструктивной схемы и рационального применения резервирования. *Научно-техническая политика ПАО «Газпром» в области газоперекачивающей техники* определяет современный облик ГПА следующим образом:

— компоновка ГПА в индивидуальных укрытиях ангарного типа или блочно-контейнерном исполнении, унифицированная конструкция «пэкиджа» под комплектование ГТУ и газовыми компрессорами (нагнетателями) разных производителей;

— привод ГПА преимущественно газотурбинного, стационарного, судового или авиационного типа, N_e : 6, 8, 10(12), 16, 25, 32(35) МВт; КПД — от 32% до 41%, с электрозапуском;

— экологические характеристики (эмиссия вредных веществ): по $NO_x \leq 50$ мг/м³ к 2015 г. и 30–25 мг/м³ к 2020 г., $CO_x \leq 100$ мг/м³;

— показатели надежности ГПА: наработка на отказ — не менее 5 тыс. ч, межремонтный ресурс — не менее 25 тыс. ч, полный ресурс — не менее 100 тыс. ч;

— центробежные компрессоры (с политропным КПД 75–87%) с ГДУ, в том числе на электромагнитных подшипниках (без системы смазки) в унифицированных корпу-

сах, обеспечивающих возможность замены СПЧ для изменения степени повышения давления нагнетателя ($\pi_{\text{КЦБН}}$ или $\epsilon_{\text{К}}$).

Направления фундаментальных исследований и НИОКР, связанные с решением вопросов надежности ГТПА, можно кратко охарактеризовать примерами следующих научно-исследовательских работ. [193]

1. Разработка методики определения модуля упругости анизотропных со столбчатой структурой и изотропных лопаток турбины ГТУ (2000 г.).
2. Разработка принципов поузловой доводки ГТД на прочность и надежность (1999 г.).
3. Разработка методики и процесса углубленного контроля качества лопаток турбины агрегата ГТК-10-4, разрушившихся в эксплуатации на КС (1999 г.).
4. Исследование сопротивления усталости аварийных лопаток ГТУ (2000 г.).
5. Анализ усталостных разрушений компрессорных и турбинных лопаток ГТД и разработка адекватных моделей их воспроизведения (2000 г.).
6. Исследование прочностных свойств лопаток турбины ГТУ (2000 г.).
7. Разработка методов исследования динамической прочности лопаток компрессоров ГТД при стохастических колебаниях (2001 г.).
8. Разработка положений и методик исследования и контроля выносливости лопаток турбины стационарных ГТУ (2001 г.).
9. Определение динамических свойств рабочих лопаток 21-й ступени компрессора агрегата (2002 г.).
10. Разработка методики поузловых, автономных эквивалентных испытаний на надежность, прочность и долговечность лопаток турбин (2002 г.).
11. Исследование вибрационных характеристик и динамической прочности лопаток 22-й ступени компрессора ГТД (2002 г.).
12. Исследование влияния поверхностного упрочнения на предел выносливости при температуре 510 °С образцов жаропрочного сплава (2002 г.).
13. Определение геометрических параметров пера лопатки 21-й ступени компрессора, возникающих при касании лопатки о вращающийся диск (2002 г.).
14. Расчетное исследование собственных колебаний рабочих лопаток компрессора агрегата (2002 г.).
15. Исследование сопротивления усталости выборочных партий лопаток турбины агрегата ГТК-10-4 (2002 г.) и др.

Темы НИР для работы с аспирантами могут быть представлены как по основному оборудованию КС, так и по вспомогательному оборудованию и системам, и могут отражать в той или иной степени вопросы повышения надежности оборудования КС. Так, например, АО «Гипрогазцентр» предложил следующие темы.

1. Компрессоры (на примере Сеченовской КС и проектов Карталинской и Бубновской КС). Содержание НИР включает: энергоэффективность, съемную проточную часть (СПЧ) ЦБН, устойчивость при групповой работе на сеть МГ, динамику, стабилизацию выходного давления, помпаж.

2. Оперативный мониторинг (на примере ВСМП ЭГПА Починковской КС). Содержание НИР: структура встроенных систем диагностики и прогнозиро-

вания технического состояния агрегатов, переход на ТОиР по фактическому состоянию.

3. АВО газа (на примере КС Новоивдельская и КС для МГ Сахалин — Хабаровск — Владивосток). Содержание НИР: энергетические характеристики, САР со стабилизацией выходной температуры газа, пускорегулирующие устройства, стохастика.

4. Водооборотные системы (для семи реализованных проектов в разных отраслях). Содержание НИР: метод планирования эксперимента для температуры воды, регрессионные алгоритмы управления и оперативный мониторинг агрегатов.

5. Вентиляция (на примере двух реализованных проектов ПЭБов Сеченовской КС). Содержание НИР: оборудование, технологии и алгоритмы оптимальной климатики производственных помещений КС.

6. Ветроэнергетические установки для автономного электроснабжения (ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»). Содержание НИР: выбор оборудования исходя из данных кадастра, САР стабилизации напряжения и частоты, автономная и системная работа и др.

По другим направлениям НИР (касаемо разработок СУТС и Ц) можно отметить создание к осени 2010 г. СУТС и Ц, которая охватывала лишь объекты линейной части. Тем не менее одновременно, а точнее с 2010 г., ведутся проработки по СУТС и Ц применительно к объектам КС. В 2011 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» планировало начать обобщение всех наработок в ПАО «Газпром» в этой области, а также начать разработку недостающего нормативного обеспечения по оценке технического состояния и целостности объектов КС на основе оценки рисков.

Таким образом, в соответствии с Программой НИОКР до 2012 г. было запланировано разработать 47 нормативных документов: СТО Газпром — 30, Р Газпром — 17. Из них: в области проектирования — 22, в области ТОиР — 8, в области эксплуатации — 17.

Программы газотранспортных предприятий ПАО «Газпром» на уровне филиалов (ИТЦ) [194], направленные на поддержание эксплуатационной надежности ГПА и оборудования, содержат ряд конструктивных мер, решений и предложений, в числе которых могут быть следующие.

1. Проведение диагностических работ до и после проведенных ремонтов.

1.1. Вибрационная диагностика. Увеличение объемов проводимых обследований. Виброобследование всех ГПА до и после ремонтов и РР.

1.2. Параметрическая диагностика. Оценка эффективности работы ГТУ, ЦБН.

2. Проведение расширенных диагностических работ на основном и вспомогательном оборудовании КС.

2.1. Вибрационная диагностика. Увеличение объемов проводимых обследований с использованием специальной, многоканальной аппаратуры.

3. Проведение работ по периодическим контрольным измерениям (ПКИ) ТПО. Увеличение объемов и видов работ по ПКИ ТПО.

4. Ведение баз данных по произведенным измерениям ГПА, ТПО.

5. Диагностическое обслуживание систем СДКО (контроль работы, анализ информации, ведение баз данных). На основе полученной информации — оценка технического состояния оборудования, выдача рекомендаций.

6. Выборочная проверка проведения диагностических работ на объектах ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» сторонними организациями.

7. Выборочная проверка филиалов по организации и выполнению ремонтно-восстановительных работ по результатам диагностических обследований.

8. Разработка нормативной документации (регламентов, стандартов предприятия и т. п.) по технической диагностике, а именно регламентов вибрационного обследования и оценки технического состояния ГППА следующих типов: ГПУ-16, ГТК-10, ГПА-Ц-6,3.

9. Оценки технического состояния оборудования автоматики и контрольно-измерительных приборов:

— создание нормативно-методической базы по оценке технического состояния оборудования автоматизации;

— проведение исследований устройств автоматики и системного анализа отказов с выдачей рекомендаций по модернизации, продлению ресурса и замене устройств автоматики на более современной элементной базе с повышенными техническими характеристиками и наработкой на отказ.

10. Создание многофункционального диагностического комплекса САУ ГПА и САУ КЦ. Обучение на его базе с возможностью моделирования различных ситуаций работы ГТУ и технологического оборудования в режиме реального времени. («Газпром трансгаз Нижний Новгород». Тренажерный комплекс — разработчики Шепшелюк А. И. и Волков Н. В. — диагностирования газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-НК36 с САУ ГПА на базе МСКУ-СС 4510. Позволяет формировать у персонала навыки прогнозирования аварийных ситуаций при определенном сочетании параметров ГППА и отрабатывать действия по предотвращению и управлению аварийными ситуациями.)

11. Организация работ по диагностике магнитного подвеса СУМП-42 для центрирования ротора нагнетателя ГПА $N_e = 16$ МВт в условиях и режимах эксплуатации агрегата.

12. Разработка стенда для диагностики и контроля работоспособности составных частей СУМП с применением специальных контроллеров для анализа динамических характеристик СУМП при работе в составе ГПА (с привлечением к разработке специалистов технических университетов и НИИ).

13. Анализ технического состояния электрооборудования.

13.1. Сбор информации по неисправностям электрооборудования, ее обработка и анализ.

13.2. Ведение статистики и создание электронной базы данных о состоянии электрооборудования.

13.3. Выдача технических заключений по выводу электрооборудования в капитальный ремонт на основании актов технического обслуживания, рекомендаций об эффективности и целесообразности использования электрооборудования на основании проведенного мониторинга неисправностей.

13.4. Разработка предложений по улучшению эксплуатации оборудования.

13.5. Перспективное планирование работ по техническому обслуживанию и диагностике электрооборудования.

14. Работа по анализу причин аварийных остановов, инцидентов и др.

На уровне филиалов (ЛПУМГ) основные направления по повышению эксплуатационной надежности включают или могут включать в себя следующие направления работ [195] организационного и технического характера.

1. *Использование персонала высокой квалификации*, основанной на практическом опыте эксплуатации оборудования и на необходимых знаниях теории. Обязательная преемственность и передача опыта работы во всех звеньях служб и на всех участках их работы.

2. *Качество выполняемых работ*. На самых сложных и ответственных участках работы служб находятся высококвалифицированные специалисты, которые знают данную работу и выполняют ее с высоким качеством.

3. *Непрерывное соблюдение всех планов работ, графиков, планово-предупредительных ремонтов и РТО оборудования*.

4. *Более полный анализ причин отказов и устранение дефектов на других ГПА на стадии зарождения*.

5. *Модернизация морально и физически устаревшего оборудования*. Применение нового современного оборудования. Повышение управляемости и информационной систем автоматики.

6. *Модернизация агрегатов на основе замены САУ и Р ГПА и КЦ, что значительно увеличивает эксплуатационную надежность ГПА в целом*.

7. *Капитальный ремонт зданий и сооружений, инженерных систем и вспомогательного оборудования КС*.

8. *Большое внимание уделяется объектам энергетики*. Производятся установка стоек мягкого пуска, замена щитов постоянного тока и аккумуляторных батарей. Ведется плановый ремонт АЦСУ. Проводится постоянный мониторинг работы электрооборудования силами ИТЦ с привлечением ПТУ, инженера-диагноста службы ЭВС.

9. *Внедрение передового опыта коллег из других ЛПУ МГ*.

К 2005 г. для проведения визуально-оптической диагностики в ПАО «Газпром» был создан целый типоразмерный ряд эндоскопической и видеоэндоскопической техники. Плоские, цанговые, телескопические эндоскопы не имеют аналогов в мире.

Применительно к технологическим трубопроводам КС разработан не имеющий аналогов расчетно-измерительный комплекс определения НДС трубопроводов. Он включает методическое и программно-аппаратное обеспечение геодезического определения реального положения трубопроводной системы; моделирование системы методом конечных элементов; прямые измерения деформаций в контрольных точках магнито-шумовым методом. При разработке комплекса создан прибор нового поколения косвенных измерений напряжений «Интроскан».

По заказу ПАО «Газпром» разработаны и применяются внутритрустные снаряды-дефектоскопы и наружные автоматизированные сканеры. ТДК, перемещаемые внутри трубы, реализуют на первом этапе лазерно-голографические измерения для выяв-

ления, идентификации поверхностных дефектов и определения их геометрических размеров. В 2010–2011 гг. были запланированы следующие работы по модернизации оборудования. [196]

1. Модернизация ТДК и ЭМА-модулей для проведения ЭМА-дефектоскопии трубопроводов Ду700-1400 со степенью выявляемости и достоверности дефектов КРН не ниже 85% (см. также [197]).

2. Отработка технологии идентификации дефектов КРН и питтинговой коррозии при проведении ВТД в 2011 г. с обеспечением средней производительности ЭМА-контроля подключающих шлейфов не менее 5 м/ч.

3. Модернизация существующей конструкции ТДК с целью сокращения непроизводительных затрат на проведение контролей и уменьшения стоимости работ по ЭМА-дефектоскопии в среднем в 1,5–2,0 раза.

4. Модернизация ТДК для обеспечения контроля подключающих шлейфов Ду1000-1400 с удаленностью от места загрузки до 500 м.

В ПАО «Газпром» не обошли вниманием применение комплексного подхода в отношении оценки ТС оборудования нового и уже используемого (каждого типа), средств технической диагностики, новых материалов и т. д. Среди них:

1. *Разработка и совершенствование методического и нормативного обеспечения* (совершенствование в части углубления и повышения достоверности диагноза для существующего оборудования и разработка новых диагностических алгоритмов, методик и норм оценки ТС для нового оборудования). Эта задача может быть решена только при использовании комплексного подхода, т. е. с использованием для каждого типа оборудования нескольких методов неразрушающего контроля и технической диагностики.

2. *Разработка и внедрение технологий восстановления ТС* оборудования в процессе эксплуатации и их материально-техническое обеспечение. Разработаны ряд новых материалов для ремонта ГПА в условиях эксплуатации, программно-измерительный комплекс для аэродинамической балансировки роторов, защитные покрытия для трубопроводов КС (переходов «земля — воздух», наземных трубопроводов).

3. *Создание и внедрение сервисного и метрологического обслуживания* приборно-аппаратных средств диагностики, обеспечивающего единство требований к приборам, их сертификацию, поверку и ремонт. Разработан пакет документов, регламентирующих сервисное и метрологическое обслуживание как стационарных систем контроля и диагностики, так и приборов для оперативных измерений параметров методами неразрушающего контроля и технической диагностики. Создана и сертифицирована метрологическая служба, обеспечивающая корректную эксплуатацию приборов, и др.

Проблемные вопросы касаются выполнения комплексного ремонта технологических трубопроводов КС, по мнению [198], все же возникали и к 11.2010 г. Среди них отметим следующие.

1. Существующие дефектоскопы не определяют наличие КРН, требуется их доработка.

2. При проектировании новых КЦ и реконструкции старых необходимо в обязательном порядке закладывать проектное решение для пропуска дефектоскопа.

3. Необходимо в срочном порядке разработать приборы, позволяющие через изоляцию находить КРН.

Таким образом, основные ожидаемые результаты реализации научно-технической политики ПАО «Газпром» можно представить следующими прогнозируемыми данными:

- стабилизация качества поставляемой в ПАО «Газпром» газоперекачивающей техники, обеспечение «повторяемости» параметров серийного оборудования;
- повышение КПД газотурбинных приводов в диапазоне мощности 4–30 МВт до 30–42%;
- повышение КПД центробежных нагнетателей природного газа до 88–89%;
- снижение эмиссии NO_x до 50 мг/нм³;
- снижение стоимости жизненного цикла газоперекачивающей техники на 10–15%;
- применение в составе ГПА серийных высокооборотных нагнетателей природного газа;
- применение в составе ГПА серийных газотурбинных приводов, разработанных специально для газоперекачивающей техники;
- уменьшение количества типоразмеров применяемого оборудования на 20–25%;
- снижение трудоемкости разработки и изготовления газоперекачивающей техники на 15–20%;
- снижение эксплуатационных затрат в целом по парку не менее чем на 20%;
- эффективное использование объектов интеллектуальной собственности.

Приложение. Разработчики, производители и поставщики газотурбинных ГПА для ПАО «Газпром»

№ п/п	Модель ГПА	Разработчик	Производитель	Поставщик
1	2	3	4	5
ГПА с приводом стационарного типа отечественного производства				
1	ГПА-32 «Падуга» (MS 5002)	ЗАО «РЭП Холдинг»	ЗАО «РЭП Холдинг»	ЗАО «РЭП Холдинг»
2	ГПА ГТ-6-750 (ГТ-6-750)	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»
3	ГПА ГТ-750-6 (ГТ-750-6)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»
4	ГПА Аврора (ГТ-750-6)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»
5	ГПА Падуга (ГТ-750-6)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»
6	ГПА ГТ-750-6A2 (ГТ-750-6)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»
7	ГПА ГТ-750-6M (ГТ-750-6)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»
8	ГПА Дон-1 (ГТ-750-6)	Чехия	Чехия	Чехия
9	ГПА Дон-2 (ГТ-750-6)	Чехия	Чехия	Чехия
10	ГПА Дон-3 (ГТ-750-6)	Чехия	Чехия	Чехия
11	ГПА ГТК-10 (ГТК-10)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод» Ленинградский металлический завод ОАО «Дальэнергомаш»	ОАО «Невский завод» Ленинградский металлический завод ОАО «Дальэнергомаш»
12	ГПА ГТК-10-2 (ГТК-10)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод» Ленинградский металлический завод ОАО «Дальэнергомаш»	ОАО «Невский завод» Ленинградский металлический завод ОАО «Дальэнергомаш»
13	ГПА ГТК-10-4 (ГТК-10)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод» Ленинградский металлический завод ОАО «Дальэнергомаш»	ОАО «Невский завод» Ленинградский металлический завод ОАО «Дальэнергомаш»
14	ГПА ГТК-10M (ГТК-10)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод» Ленинградский металлический завод ОАО «Дальэнергомаш»	ОАО «Невский завод» Ленинградский металлический завод ОАО «Дальэнергомаш»
15	ГПА ГТНР-10 (ГТНР-10)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод» Ленинградский металлический завод ОАО «Дальэнергомаш»	ОАО «Невский завод» Ленинградский металлический завод ОАО «Дальэнергомаш»
16	ГПА ГТНР-10A (ГТНР-10)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»
17	ГПА ГТК-5 (ГТК-5)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»
18	ГПА ГТН-16 (ГТН-16)	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»

Продолжение табл.

1	2	3	4	5
19	ГПА ГТН-16М (ГТН-16)	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»
20	ГПА ГТН-16М1 (ГТН-16)	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»
21	ГПА ГТН-25 (ГТН-25)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»
22	ГПА ГТН-25-1 (ГТН-25-1)	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»
23	ГПА ГТН-6 (ГТН-6)	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»	ЗАО «Уральский турбинный завод»
24	ГПА ГТНР-16 (ГТНР-16)	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»	ОАО «Невский завод»
ГПА с приводом стационарного типа зарубежного производства				
25	ГПА Taurus 60 S (T 7000)	«Солар» (США)	«Солар» (США)	«Солар» (США)
26	ГПА «Балтика-25» (SGT-600) (GT-108)	«Siemens AG» (Швеция)	«Siemens AG» (Швеция)	«Siemens AG» (Швеция)
27	ГПА ГТК-10M (MS 3002)	«General Electric» (США)	«John Brown» (Великобритания) «AEG Canis» (Германия) «General Electric» (США) «Хигачи ЛТД» (Япония)	«Nuovo Pignone» (Италия)
28	ГПА ГТК-10MIR (MS 3002R)	«General Electric» (США)	«Nuovo Pignone» (Италия) «John Brown» (Великобритания) «AEG Canis» (Германия) «General Electric» (США) «Хигачи ЛТД» (Япония)	«Nuovo Pignone» (Италия)
29	ГПА ГТК-25M (MS 5002)	«General Electric» (США)	«Nuovo Pignone» (Италия) «John Brown» (Великобритания) «AEG Canis» (Германия)	«Nuovo Pignone» (Италия)
30	ГПА ГТК-25MIR (MS 5002R)	«General Electric» (США)	«Nuovo Pignone» (Италия) «John Brown» (Великобритания) «AEG Canis» (Германия)	«Nuovo Pignone» (Италия)
31	ГПА ГТНР-25M (B) (MS 5322R(B))	«General Electric» (США)	«Nuovo Pignone» (Италия)	«Nuovo Pignone» (Италия)
32	ГПА ГТНР-25M (C) (MS 5322R(B))	«General Electric» (США)	«Nuovo Pignone» (Италия)	«Nuovo Pignone» (Италия)
33	ГПА ПМТ-10 (ПМТ-10)	«Nuovo Pignone» (Италия)	«Nuovo Pignone» (Италия)	«Nuovo Pignone» (Италия)
34	Центавр Т3002 (Т 3002)	«Солар» (США)	«Солар» (США)	«Солар» (США)
35	Центавр Т 4500 (Т 4502)	«Солар» (США)	«Солар» (США)	«Солар» (США)
36	Центавр Т4700 (Centaur 40 S)	«Солар» (США)	«Солар» (США)	«Солар» (США)
ГПА с приводом авиационного типа				
37	ГПА-10ДКС «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	ООО «Искра-Турбогаз»	ООО «Искра-Турбогаз»

Продолжение табл.

1	2	3	4	5
38	ГПА-10ДКС-01 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
39	ГПА-10ДКС-02 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
40	ГПА-10ДКС-07 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
41	ГПА-10ДКС-04К «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
42	ГПА-10ПХ «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
43	ГПА-10ПХ-01 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
44	ГПА-Ц-10Б (НК-14СТ-10)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
45	ГПА-Ц-10БД (НК-14СТ-10)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
46	ГПА-12 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
47	ГПА-12/16 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
48	ГПА-12/16РТ «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
49	ГПА-12-01 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
50	ГПА-12-03 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
51	ГПА-12-05 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
52	ГПА-12-06 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
53	ГПА-12-07 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
54	ГПА-12М «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
55	ГПА-12М-01 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
56	ГПА-12Р1 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
57	ГПА-12Р2-01 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
58	ГПА-12Р «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
59	ГПА-12Р1 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
60	ГПА-12РС «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
61	ГПА-12РС1 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
62	ГПА-12УТ «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
63	ГПА-16 «Волга» (НК-38СТ)	ЗАО «НИИТурбокомпрессор им. В.Б. Шенгеля»	ОАО «КМПО»	ОАО «КМПО»
64	ГПА-16 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
65	ГПА-16-01 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
66	ГПА-16-02 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
67	ГПА-16-03 «Урал» (ПС-90ПЗ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»

Продолжение табл.

1	2	3	4	5
68	ГПА-16-04 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
69	ГПА-168 «Урал» (НК-16-18СТ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
70	ГПА-16АП «Урал» (АП-31СТ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
71	ГПА-168/12 «Урал» (ПС-90П11)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
72	ГПА-16ДКС-02 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
73	ГПА-16ДКС-02П «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
74	ГПА-16ДКС-03 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
75	ГПА-16ДКС-04 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
76	ГПА-16ДКС-06 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
77	ГПА-16ДКС-07 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
78	ГПА-16ДКС-08 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
79	ГПА-16ДКС-09 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
80	ГПА-16М-01 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
81	ГПА-16М-02 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
82	ГПА-16М-03 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
83	ГПА-16М-04 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
84	ГПА-16М-06 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
85	ГПА-16М-07 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
86	ГПА-16М «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
87	ГПА-16НК «Урал» (НК16-18СТ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
88	ГПА-16Р-01 «Урал» (АП-31СТ)	ОАО «УМПО» ОАО НПО «Искра»	ОАО «УМПО» ОАО НПО «Искра»	ЗАО «Уфа Авиагаз»
89	ГПА-16Р «Ама» (ПС-90П12)	ОАО «Авиадвигатель»	ОАО «Авиадвигатель»	ЗАО «Искра-Авиагаз»
90	ГПА-16Р «Уфа» (АП-31СТ)	ОАО «УМПО»	ОАО «УМПО»	ЗАО «Уфа Авиагаз»
91	ГПА-16Р-АП «Урал» (АП-31СТ)	ОАО «УМПО»	ОАО «УМПО»	ЗАО «Уфа Авиагаз»
92	ГПА-16РП-01 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
93	ГПА-16РП-02 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
94	ГПА-16РП-03 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
95	ГПА-16РП-04 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
96	ГПА-16РП-05 «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
97	ГПА-16РП «Урал» (ПС-90П12)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»

Продолжение табл.

1	2	3	4	5
98	ГПА-16РТ «Урал» (ПС-90ПГ2)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	ЗАО «Искра-Авигаз»
99	ГПА-16УТ «Урал» (ПС-90ПГ2)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	ЗАО «Искра-Авигаз»
100	ГПА-16УТ-01 «Урал» (ПС-90ПГ2)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	ЗАО «Искра-Авигаз»
101	ГПА-16УТ-02 «Урал» (ПС-90ПГ2)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	ЗАО «Искра-Авигаз»
102	ГПА-«Нева-16» (АП-31СТ)	ЗАО «Завод Киров-Энергомаш»	ЗАО «Завод Киров-Энергомаш»	ЗАО «Завод Киров-Энергомаш»
103	ГПА-Ц1-16П/76-1,44 (АП-31СТ)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
104	ГПА-Ц-16 (НК-16СТ)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
105	ГПА-Ц-16 (ПС-90ПГ2)	ОАО «Авиадвигатель»	ОАО «Пермский моторный завод»	ЗАО «Искра-Авигаз»
106	ГПА-Ц-16/12 (ПС-90ПГ1)	ОАО «Авиадвигатель»	ОАО «Пермский моторный завод»	ЗАО «Искра-Авигаз»
107	ГПА-Ц-16ПМ (ПС-90ПГ2)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	ЗАО «Искра-Авигаз»
108	ГПА-Ц-16Р (НК-38СТ)	ОАО «КМПО»	ОАО «КМПО»	ОАО «КМПО»
109	ГПА-Ц-16Р (АП-31СТ)	ОАО «УМПО»	ОАО «УМПО»	ЗАО «Уфа-Авигаз»
110	ГПА-188 «Урал» (НК-16-18СТ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
111	ГПА-Ц-16/18 (НК-16-18СТ)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
112	ГПА-25 «Урал» (ПС-90ПГ2)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
113	ГПА-25М «Урал» (ПС-90ПГ-25)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
114	ГПА-25НК (НК-36СТ)	ОАО «Моторостроитель»	ОАО «Моторостроитель»	ОАО «Моторостроитель»
115	ГПА-25РНК (НК-36СТ)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
116	ГПА-25РПС-01 «Урал» (ПС-90ПГ-25)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
117	ГПА-25Р-ПС «Урал» (ПС-90ПГ-25)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
118	ГПА «Нева-25НК» (НК-36СТ)	ЗАО «Завод Киров Энергомаш»	ЗАО «Завод Киров Энергомаш»	ЗАО «Завод Киров Энергомаш»
119	ГПА-Ц-25 (НК-36СТ)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
120	ГПА-Ц-25БД/76-1,44М (НК-36СТ)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
121	ГПА-Ц-25НК (НК-36СТ)	000 «Самара-Авигаз»	000 «Самара-Авигаз»	000 «Самара-Авигаз»
122	ГПА-6,3 «Урал» (Д-336-2Т)	ОАО «УМПО»	ОАО «УМПО» ОАО НПО «Искра»	ЗАО «Уфа-Авигаз»
123	ГПА-6 ДКС «Урал» (Д-303У-6)	ОАО НПО «Искра»	000 «Искра-Турбогаз»	000 «Искра-Турбогаз»
124	ГПА-Ц-6,3 (Д-336-2Т)	ОАО «УМПО»	ОАО «УМПО»	ЗАО «Уфа-Авигаз»
125	ГПА-Ц-6,3А (Д-336-2Т)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
126	ГПА-Ц-6,3Б (Д-336-2Т)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»

Продолжение табл.

1	2	3	4	5
127	ГПА-Ц-6,38 (Д-336-2Т)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
128	ГПА-Ц-6,35 (НК-14СТ)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
129	ГПА-Ц-85 (НК-14СТ)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
130	ПЖТ-21С (АП-31)	«Nuovo Ripole» (Италия) ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	«Nuovo Ripole» (Италия) ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	«Nuovo Ripole» (Италия) ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
131	ТКА-8 (НК-14СТ)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе» ОАО «Моторостроитель»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
132	Коббера-182 (AVON 101)	«Купер-Роллс» (США)	«Купер-Роллс» (США)	«Купер-Роллс» (США)
133	ГПА-Ц-4А/76-1,7 (Д-336-2-4)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
134	ГПА-4 ПХТ «Урал» (Д-303У-2)	ОАО НПО «Искра»	ОАО «Искра-Турбогаз»	ОАО «Искра-Турбогаз»
ГПА с приводом судового типа				
135	ГПА-10РМ (ГТД-10РМ)	ОАО «НПО «Сатурн»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
136	ГПА-16 «Волга» ДГ/В (ДГ90П2.1)	ЗАО «НИИТурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа»	ОАО «КМПО»	ОАО «КМПО»
137	ГПА-16МГ 90,01 (ДГ90П1)	ОАО НПО «Искра»	ОАО «Искра-Турбогаз»	ОАО «Искра-Турбогаз»
138	ГПА-16МГ 90,12 (ДГ90П2)	ОАО НПО «Искра»	ОАО «Искра-Турбогаз»	ОАО «Искра-Турбогаз»
139	ГПА-16МЖ59,02 (ДЖ59П2)	«Зоря»-«Машпроект», ГП НПКГ	«Зоря»-«Машпроект», ГП НПКГ	«Зоря»-«Машпроект», ГП НПКГ
140	ГПА-25/76ДН80П-НГ (ДН-80П1.1)	ЗАО «Искра-Авиагаз»	ЗАО «Искра-Авиагаз»	ЗАО «Искра-Авиагаз»
141	ГПА-25ДН «Урал» (ДН-80П1.1)	ОАО НПО «Искра»	ОАО «Искра-Турбогаз»	ОАО «Искра-Турбогаз»
142	ГПА-4РМ (ГТД-4РМ)	ОАО «НПО «Сатурн»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
143	ГПА-4РМ-01 (ГТД-4РМ)	ОАО «НПО «Сатурн»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
144	ГПА-4РМ-02 (ГТД-4РМ)	ОАО «НПО «Сатурн»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
145	ГПА-4РМ-03 (ГТД-4РМ)	ОАО «НПО «Сатурн»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
146	ГПА-4РМ-04 (ГТД-4РМ)	ОАО «НПО «Сатурн»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
147	ГПА-4РМП (ГТД-4РМ)	ОАО «НПО «Сатурн»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
148	ГПА-Ц1-16С/76-1,44М (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
149	ГПА-Ц1-16С/76-1,44М2 (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
150	ГПА-Ц1-16С/76-1,44С (ДГ90П2, ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
151	ГПА-Ц1-16С/85-1,5 (ДГ90П2)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
152	ГПА-Ц1-16С/85-1,35М (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
153	ГПА-Ц1-16С/85-1,35М1 (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
154	ГПА-Ц1-16С/85-1,37М (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»

Окончание табл.

1	2	3	4	5
155	ГПА-ЦЗ-16С (ДГ90П2)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
156	ГПА-ЦЗ-16С/76-1,7М (ДГ90П2)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
157	ГПА-ЦЗ-16С (ДГ90П2)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
158	ГПА-ЦЗ-16С/10-30 (ДГ90П2)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
159	ГПА-ЦЗ-16С/35-76-2,2 (ДГ90П2)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
160	ГПА-ЦЗ-16СД/35-76-2,2М1 (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
161	ГПА-ЦЗ-16СД/76-1,7 (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
162	ГПА-ЦЗ-16СД/53-76-1,25М1 (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
163	ГПА-ЦЗ-16СД/76-1,44М1 (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
164	ГПА-ЦЗ-16СД/76-3,0 (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
165	ГПА-Ц-16РС/76-1,44 (ДГ90П2.1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
166	ГПА-25ДН «Урал» (ДН80П1.1)	ОАО НПО «Искра»	ООО «Искра-Турбогаз»	ООО «Искра-Турбогаз»
167	ГПА-25Р «Кама» (ДН80П1.1)	ЗАО «Искра-Авиагаз»	ЗАО «Искра-Авиагаз»	ЗАО «Искра-Авиагаз»
168	ГПА-Ц-25СД/76-1,44М (ДН80П1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
169	ГПА-Ц-25СД/100-1,44М (ДН80П1)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
170	ГПА-25/76ДН80П-АГ (ДН-80П1.1)	ЗАО «Искра-Авиагаз»	ЗАО «Искра-Авиагаз»	ЗАО «Искра-Авиагаз»
171	ГПА-6,3-0,2 (ГТД-6,3РМ)	ОАО «НПО «Сатурн»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
172	ГПА-Ц-6,3/56РМ (ГТД-6,3РМ)	ОАО «НПО «Сатурн»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
173	ГПА-Ц-8Д/20-2,0М1 (ГТД-6,3РМ/8)	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»	ОАО «СНПО им. М. В. Фрунзе»
174	ГПА ППУ-10 (Д59П)	Ужгородский завод ГТУ	Ужгородский завод ГТУ	Ужгородский завод ГТУ
175	ГПА ГПУ-10-01 (Д59П)	Ужгородский завод ГТУ	Ужгородский завод ГТУ	Ужгородский завод ГТУ
176	ГПА ГПУ-16 (ДЖ59П)	«Зоря»-«Машпроект», ГП НПКГ	«Зоря»-«Машпроект», ГП НПКГ	«Зоря»-«Машпроект», ГП НПКГ
177	ГПА Кюббера-16МГ (ДГ-90)	«Зоря»-«Машпроект», ГП НПКГ	«Зоря»-«Машпроект», ГП НПКГ	«Зоря»-«Машпроект», ГП НПКГ