

## ОЦЕНКА СТРУКТУРНОЙ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ, ФОРМИРУЕМОЙ НА ВОСТОКЕ РОССИИ

**Дзюбина Татьяна Владимировна**

К.т.н., с.н.с., e-mail: tvleo@isem.irk.ru

**Илькевич Николай Иванович**

Д.т.н., гл.н.с., e-mail: ilkev@isem.irk.ru,

**Сурнин Николай Валерьевич**

Инженер, e-mail: arsenik\_s@mail.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской Академии наук, 664033 Иркутск, ул. Лермонтова, 130

**Аннотация.** Актуальность исследований обусловлена значимостью строящегося магистрального газопровода «Сила Сибири» для транспортировки природного газа в Китай, а также для развития Восточных регионов России: их газификации и появлению новых газохимических и смежных производств. Сложные природно-климатические и геологические условия, в которых строится и будет эксплуатироваться данный газопровод, предъявляют высокие требования к надежности его функционирования. На основе математической модели оптимизации технических параметров проектируемого магистрального газопровода с учетом надежности и разработанной вычислительной программы были выполнены исследования по выбору оптимального варианта и оценке надежности участка магистрального газопровода «Сила Сибири» от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенск. Анализ результатов показал, что полученный оптимальный вариант строительства участка газопровода по техническим условиям согласуется с вариантом газопровода, реализуемым ПАО «Газпром». Уровень его надежности оценивается как достаточно высокий. Однако, реализуемый проект магистрального газопровода «Сила Сибири» имеет неоднозначное значение для социально-экономического развития Сибири и Дальнего Востока РФ и поставки газа в Китай.

**Ключевые слова:** газотранспортная система, магистральный газопровод, «Сила Сибири», варианты развития, математическая модель, оценка структурной надежности.

**Цитирование:** Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И., Сурнин Н.В. Оценка структурной надежности газотранспортной системы, формируемой на востоке России // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2019. №2 (14). С. 88-100. DOI: 10.25729/2413-0133-2019-2-08

**Введение.** В настоящее время в рамках проекта «Сила Сибири» в восточной части России идет формирование крупной газотранспортной системы (ГТС). Ее основным элементом – магистральный газопровод (МГ), предназначенный для транспортировки газа из базовых центров добычи – Якутского и Иркутского – на Дальний Восток и в Китай [11]. Трасса МГ пролегает по территории трех субъектов РФ: Иркутской области, Республики Саха-Якутия и Амурской области (рис. 1).

На 1-м этапе строительства МГ началось возведение участка от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенск протяженностью 2158 км, диаметром 1420 мм и рабочим давлением 9,8 МПа. На 2-м этапе будет построен участок длиной 793 км от Ковыктинского до Чаяндинского месторождения с аналогичными техническими параметрами. На 3-м этапе планируется расширение газотранспортных мощностей на участке от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенск, строительство двух лупингов протяженностью 844,5 и 719,3 км. Всего на российском участке длиной более 3 тыс. км предполагается разместить 8 компрессорных станций (КС) общей мощностью 1331 МВт [12]. На 7 КС будут установлены по 6 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) единичной мощностью 16 МВт (ГПА-16), за исключением КС-8 «Зейская», расположенной на границе с Китаем, на которой будут размещены 2 единицы ГПА-16 и 6 единиц ГПА мощностью 32 МВт (ГПА-32) [1]. Всего к настоящему моменту построено около 2000 км газопровода.

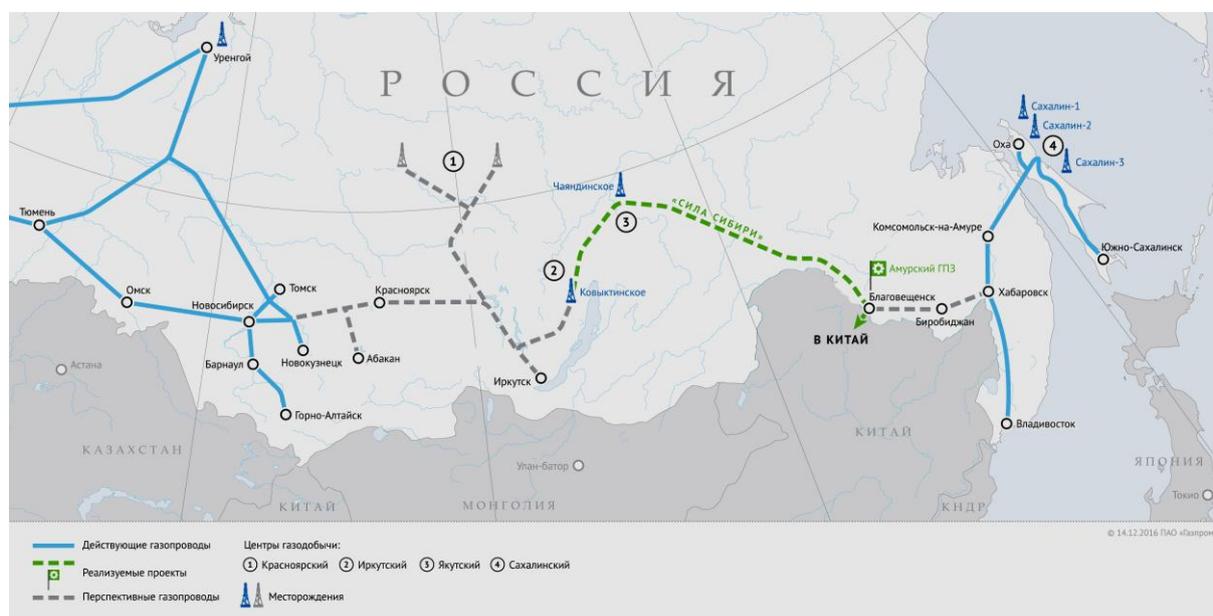


Рис. 1. Формирование ГТС на Востоке России (Источник: ПАО «Газпром»)

Данный проект имеет неоднозначное значение для социально-экономического развития Сибири и Дальнего Востока РФ и поставки газа в Китай. Рентабельность МГ «Силы Сибири» вызывала сомнения у специалистов уже на самом старте проекта. Стоимость строительства «Силы Сибири» оценивалась примерно в 770 млрд. руб., но вполне может превысить 1 трлн рублей (от 55 до 70 млрд. \$). Таким образом, газопровод обойдется бюджету России в солидную сумму, и если цена на газ будет ниже 300 \$ за тыс. м<sup>3</sup>, Россия понесет убытки.

После падения цены на нефть, к которой, согласно контракту, привязана стоимость газа, МГ оказался нерентабельным. За последние несколько лет (2014–2018 гг.) цена на газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе снизилась вдвое – с 600 до 300 \$ за тыс. м<sup>3</sup>. Согласно официальному инвестиционному обоснованию ПАО «Газпром», окупаемость проекта по чистому доходу превышает 16 лет. Принимая во внимание цены на нефть и газ 2014 года, по чистому дисконтированному доходу проект не сможет окупиться до 2048 г., а если учесть, что строительство началось на два года позже, до 2050 года.

По данным на 2014 г. экономика КНР потребляла около 200 млрд. м<sup>3</sup> газа в год, при этом основная его часть – порядка 130 млрд. м<sup>3</sup> – добывалась на территории страны. Остаток – 65 млрд. м<sup>3</sup> импортировался из Туркмении по ценам ниже российских.

Согласно плану развития газовой отрасли, опубликованному в январе 2017 года управлением по делам энергетики КНР, потребление газа в течение ближайших 15 лет должно вырасти всего на 76 %, достигнув 347 млрд. м<sup>3</sup> газа в год. При этом почти весь дополнительный газ Китай намерен добывать самостоятельно. Примерно 14 % объема добычи должен составить сланцевый газ, разработка месторождений которого ведется в Китае с 2016 года. Кроме того, правительство изучает дополнительные возможности на рынке сжиженного природного газа и рассматривает возможность энергетического развития с привязкой не только к газу, но и к альтернативным источникам энергии, в том числе солнечным и ветровым установкам. В настоящее время КНР является мировым лидером по вводу подобных объектов.

Трасса МГ «Сила Сибири» пролегает по малонаселенным заболоченным, горным и сейсмоактивным территориям и преодолевает участки с вечномерзлыми и скальными грунтами и абсолютными минимальными температурами воздуха -62°С в Республике Саха (Якутия) и -41°С на территории Амурской области. По МГ «Сила Сибири» многокомпонентный природный газ должен транспортироваться на Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ), где из него планируют выделять компоненты для различных отраслей промышленности – этан, пропан, бутан, пентан-гексановую фракцию и гелий, главным образом для продажи в Китай. Принимая во внимание столь большие расстояния между центрами добычи и переработки, необходимо учитывать возможные большие потери, в том числе ценных компонентов, при транспортировке газа, что может поставить под сомнение всю ценность проекта.

В начале 2000-х г. авторами были проведены исследования, в рамках которых выполнены расчеты по формированию альтернативного проекта газотранспортной системы на базе Ковыктинского газоконденсатного месторождения и оптимизации экспортного МГ «Ковыктинское – Иркутск – Улан-Батор – Пекин» [2]. Предложенный вариант развития ГТС видится более выгодным, как в экономическом, так и в социальном плане. В перспективе, учитывая выбранное направление прокладки, проходящее через освоенные и заселенные территории, реализация МГ могла бы создать реальные условия для газификации населенных пунктов, развития существующих и строительства новых современных газоперерабатывающих и газохимических производств вблизи центра добычи – как на территории Иркутской области, так и на Дальнем Востоке.

С учетом сложности реализации текущего проекта, предъявляются особые требования к надежности функционирования МГ и применяемому оборудованию. Для обеспечения высокого уровня надежности необходимо использовать современные, высоконадежные технологии и средства, например, трубы с повышенной деформационной способностью, имеющие внутреннее гладкостное покрытие, и специальные технические решения по их укладке, современные экономичные и энергоэффективные ГПА и пр. В связи с этим особую актуальность приобретают исследования по оптимизации технико-технологических и технико-экономических параметров МГ и его элементов с учетом надежности.

В ИСЭМ СО РАН традиционно ведутся исследования основных проблем развития газоснабжающей системы (ГСС) в современных условиях, разрабатываются подходы,

методы и программные средства для многоуровневого моделирования ГСС, принципы согласования решений, где особое место отводится учету свойств надежности этих систем на разных уровнях иерархии [7]. В рамках этих исследований была разработана математическая модель (ММ) оптимизации технических параметров и участков МГ с учетом надежности, а также модель анализа надежности проектируемого МГ [5, 14]. Эти ММ легли в основу оптимизации технико-технологических и технико-экономических параметров с учетом надежности участка МГ «Сила Сибири» от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенск.

**Модель определения оптимальных параметров проектируемого МГ с учетом надежности.** При создании модели были введены следующие допущения:

1. Газопровод рассматривается как отдельный элемент системы газоснабжения, вне связи с сырьевым источником газа и потребителем газа.
2. Линейная часть (ЛЧ) газопровода содержат одну или несколько ниток труб в общем случае разного диаметра.
3. Рассматриваются только стационарные состояния МГ, переходные режимы не рассматриваются.
4. Не учитывается возможность резервирования за счет аккумулирующей способности конечных участков МГ, за счет форсированной работы ГПА в пределах технических ограничений и за счет использования переемычек на ЛЧ. Следует при этом иметь в виду, что указанные выше возможности могут приводить только к повышению надежности газопроводов, а не к ее снижению.
5. Среди свойств надежности МГ учитываются его безотказность и ремонтпригодность. Причем потоки отказов и восстановлений оборудования (ГПА и ниток трубопроводов) являются простейшими потоками.
6. Учитываются только аварийные отключения оборудования и текущие ремонты в виде профилактики, а отключения оборудования в планово-предупредительный ремонт (ППР) в данной постановке не рассматриваются.

Общий процесс выбора оптимальных параметров МГ с учетом надежности предполагает:

1. Вариантное рассмотрение способов развития МГ на перспективу.
2. Анализ надежности проектируемого МГ.
3. Оптимальный выбор рационального варианта на основе расчета технико-экономических характеристик и интегральных показателей надежности МГ.

В общем виде задача определения рациональных параметров проектируемого МГ с учетом надежности формулируется следующим образом. Исходя из среднесуточной производительности МГ ( $Q$ ), его технико-технологических ( $T$ ), технико-экономических ( $\mathcal{E}$ ) показателей и показателей надежности ( $H$ ), принципиальной схемы МГ и избыточных конечных способов резервирования ( $r$ ), следует определить оптимальные технические параметры, соответствующие минимуму приведенных затрат в проектируемый МГ

$$Z = f(T, H, \mathcal{E}, r) \rightarrow \min$$

при условии удовлетворения заданной нормы надежности газоснабжения

$$\Pi = y(Q, H, r) \geq \Pi^* .$$

Сформулированная задача может рассматриваться как комбинаторная оптимизационная задача, которая решается на основе метода полного перебора. Инженерный опыт исследований показывает, что число вариантов развития газопровода сравнительно небольшое, и все они могут быть просмотрены обычным перебором.

Среднесуточная расчетная производительность ( $Q$ ) определяется из годовой расчетной производительности МГ с учетом коэффициента неравномерности потребления газа. Для МГ, не имеющих подземных газовых хранилищ (ПХГ) у потребителей, он обычно принимается равным 0,85, а для отводов от МГ – 0,75.

Под технико-технологическими показателями (Т) понимается длина МГ, список количества ниток трубопроводов и соответствующих диаметров, список типоразмеров номинальных мощностей ГПА (число рассматриваемых вариантов по ЛЧ и КС).

Под надежностными показателями (Н) понимаются интенсивности отказов и восстановлений ЛЧ и ГПА. В качестве нормативного показателя надежности газопровода  $P^*$  принимается коэффициент надежности  $K_n$ . Его текущее значение ( $\Pi$ ) равно отношению математического ожидания производительности к ее номинальному значению:

$$K_n = \frac{M[Q]}{Q_n}.$$

Под технико-экономическими показателями (Э) понимаются: удельные ежегодные эксплуатационные расходы и капиталовложения в ЛЧ МГ; удельные ежегодные эксплуатационные расходы и удельные ежегодные капиталовложения, пропорциональные установленной мощности КС; удельные металлоложения.

В результате решения данной задачи синтеза (оптимизации) структурной надежности [8] проектируемого МГ определяются следующие его параметры: число ниток трубопроводов; соответствующие оптимальные диаметры; число КС; число и длина линейных участков (ЛУ); число рабочих и резервных ГПА на каждой КС; оптимальная номинальная мощность ГПА; металлоложения в ЛЧ.

Число всех возможных рассматриваемых вариантов проектируемого МГ равно произведению чисел вариантов ЛЧ МГ и типоразмеров ГПА для КС и максимального числа резервных агрегатов на КС, которое не должно превышать числа рабочих агрегатов.

Предлагаемая ММ синтеза надежности для определения оптимальных параметров проектируемого МГ с учетом надежности включает в себя модель анализа надежности МГ.

**Модель анализа надежности проектируемого МГ.** Разработанная модель анализа надежности МГ [5] носит оценочный характер. В ней объектом исследования является сложный многониточный МГ, состоящий из нескольких ветвей. Каждая ветвь представляет собой цепь последовательно соединенных звеньев – ЛУ трубопроводов и КС.

Основная исходная надежностная информация, используемая в модели, – это интенсивности отказов его элементов  $\lambda = 1 / T_p$  (отдельных ЛУ и ГПА) и интенсивности восстановлений этих элементов  $\mu = 1 / T_b$ , где  $T_p$  – среднее время исправной работы элемента между отказами (наработка на отказ),  $T_b$  – среднее время восстановления элемента.

В общем виде задача оценки надежности магистрального газопровода формулируется следующим образом: исходя из схемы соединения элементов газопровода, определенного способа резервирования, а также надежности элементов определяются следующие интегральные показатели надежности МГ: ряд и функция распределения вероятностей

работоспособного состояния газопровода, математическое ожидание, дисперсия и среднеквадратическое отклонение пропускной способности МГ, коэффициент надежности газопровода ( $K_n$ ), средний процент потерь пропускной способности МГ, связанных с отказами основного оборудования.

Для анализа надежности МГ используется схема «гибели и размножения». Это аналитический метод, который рассматривает объект на уровне случайного процесса и предполагает определение переходных вероятностей из одного состояния в другое, составление и решение системы алгебраических уравнений марковского процесса.

Схема «гибели и размножения» позволяет анализировать вероятности событий при изменении времени отказов и восстановлений, она хорошо работает при анализе надежности систем однородных элементов.

В данной работе МГ рассматривается в виде совокупности как однородных, так и неоднородных систем, поэтому для приведения его во втором случае к однородному виду были использованы методы эквивалентирования [3], когда исходная система неоднородных элементов заменяется системой из однородных элементов. В качестве условий эквивалентирования рассматриваются равенства: числа исходных и эквивалентных элементов (ниток), суммарных производительностей и математических ожиданий значений производительности в аварийном простое в однородной и неоднородной системах.

Схема «гибели и размножения» используется для восстанавливаемых элементов и предполагает наличие резервов.

ЛЧ МГ состоит из  $n$  одинаковых (эквивалентных) ниток, резерв в общем случае не рассматривается. Облегченный и ненагруженный резервы ЛУ не может иметь в силу своих технологических особенностей. Здесь можно говорить только о нагруженном резерве, который хорошо моделируется учетом его в числе дополнительных рабочих ниток.

Время безотказной работы каждой нитки распределено по показательному закону с интенсивностью отказа  $\lambda$ .

КС ГС может состоять из  $(n' + r)$  одинаковых ГПА соответствующего типа. Время безотказной работы каждого ГПА распределено по показательному закону, причем  $n'$  агрегатов может находиться в рабочем состоянии и иметь интенсивность отказа, равную  $\lambda'$ ,  $r$  агрегатов может находиться в резерве и в этом состоянии не отказывать.

Схема «гибели – размножения» предусматривает, что каждый отказавший рабочий агрегат заменяется из резерва (из числа  $r$ ), а каждый восстановленный агрегат поступает в резерв.

Каждый отказавший элемент (нитка или агрегат) ремонтируется одной ремонтной бригадой. Общее количество ремонтных бригад равно  $R$  для ЛЧ и  $R'$  для КС. Время ремонта распределено по показательному закону с интенсивностью восстановления  $\mu$  для ЛЧ и  $\mu'$  для КС. Если все ремонтные бригады заняты, то отказавший элемент становится в очередь и ожидает начала своего ремонта.

Работа таких систем может описываться процессом «гибели – размножения». Обозначим через  $P_k$  вероятность того, что в системе в момент  $t$  неисправны  $k$  элементов из  $n$  или  $n'$ , при этом вероятность  $P_k$  в общем случае определяется по формуле:

$$P_k = \frac{\lambda_0 \cdot \lambda_1 \cdot \dots \cdot \lambda_{k-1}}{\mu_1 \cdot \mu_2 \cdot \dots \cdot \mu_k} \cdot P_0,$$

где

$$P_0 = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_0}{\mu_1} + \frac{\lambda_0 \cdot \lambda_1}{\mu_1 \cdot \mu_2} + \dots + \frac{\lambda_0 \cdot \lambda_1 \cdot \dots \cdot \lambda_{k-1}}{\mu_1 \cdot \mu_2 \cdot \dots \cdot \mu_k}}.$$

Для ЛЧ МГ параметры процесса  $\lambda_{k-1}$  и  $\mu_k$  определяются формулами:

$$\lambda_{k-1} = (n - k + 1) \cdot \lambda \text{ при } 0 < k \leq n,$$

$$\mu_k = \begin{cases} k \cdot \mu, & \text{если } k \leq R \\ R \cdot \mu, & \text{если } k > R. \end{cases}$$

Для КС ГС параметры процесса  $\lambda_{k-1}$  и  $\mu_k$  определяются формулами:

$$\lambda_{k-1} = \begin{cases} n' \cdot \lambda', & 0 \leq k - 1 \leq r \\ (n' + r - k + 1) \cdot \lambda', & r \leq k - 1 \leq n' + r' \end{cases}$$

$$\mu_k = \begin{cases} k \cdot \mu', & \text{если } k \leq R' \\ R' \cdot \mu', & \text{если } k > R'. \end{cases}$$

Таким образом, для звеньев МГ определяются функции распределения пропускной способности ЛУ и КС, затем осуществляется их композиция. В результате находится конечная функция распределения пропускной способности МГ в целом, и определяются соответствующие показатели надежности.

**Оптимизация технических параметров участка МГ от Чаюдинского месторождения до г. Благовещенск с учетом надежности.** На основе ММ оптимизации технических параметров и участков МГ с учетом надежности [5] выполнены расчеты оптимальных параметров МГ «Сила Сибири» для 1-го этапа ее формирования — участка от Чаюдинского месторождения до г. Благовещенск протяженностью 2158 км. Максимальная производительность ( $Q$ ) на конец строительства равна 38 млрд. м<sup>3</sup>, отборы газа не учитывались.

Следует отметить, что в данной ММ рассматривается структурная надежность МГ, а не надежность удовлетворения спроса. Поэтому варианты с недостаточной производительностью, так же как и с избыточной, не влияют на снижение или повышение надежности самого МГ, которая определяется только надежностными показателями элементов, формирующих МГ. Здесь производительность не сравнивается со спросом, а выбор оптимального варианта с недостаточной производительностью обусловлен предположением, что газ может быть доставлен до пункта назначения за счет увеличения давления.

Кроме того, авторы допускают, что в перспективе рассматриваемый МГ, как и весь проект ГТС «Сила Сибири» может не выйти на заявленную мощность, поскольку к этому может привести как снижение спроса, так и преждевременная выработка базовых месторождений.

Для расчета показателей надежности МГ использовались данные, приведенные в источниках [6, 9, 14]. Анализ данных по компрессорной части [6] показывает удовлетворительный уровень надежности различных модификаций ГПА-16 и низкий уровень надежности модификаций агрегатов ГПА-25 даже в период стабилизации эксплуатации в течение 3–4 лет после пуска-наладки и освоения (табл. 1), поэтому в дальнейших расчетах ГПА-25 не рассматривался. В исследовании была учтена

положительная оценка экономической эффективности внедрения усовершенствованного ГПА-16 нового типа [1]. Авторы не располагают достоверными данными по надежности ГПА-32. В работе [4] представлены экономические обоснования установки данного типа ГПА при строительстве и реконструкции КС. Однако, принимая во внимание тот факт, что при реализации компрессорной части МГ «Сила Сибири» в основном используются ГПА-16, а ГПА-32 предполагается установить лишь на последней КС, в расчетах он не рассматривался.

При определении нормативного уровня надежности МГ использован внутренний стандарт ПАО «Газпром» [10]. Согласно стандарту, коэффициент надежности МГ длиной от 2000 до 2500 км принимается равным 0,96 для одниточного исполнения, 0,97 для двухниточного и 0,98 – для МГ, состоящего из 3 ниток труб; МГ «Сила Сибири» реализуется в одниточном исполнении и в рамках исследования нормативный коэффициент надежности  $K_n$  принят равным 0,96.

Исходные варианты по ЛЧ выбирались из ниток труб диаметром 1220 и 1420 мм как с избыточной, так и недостаточной максимальной производительностью ( $Q$ ) (табл. 2).

**Таблица 1.** Исходные надежностные и технико-технологические параметры ЛЧ и ГПА

Показатели	Диаметр труб, мм		Тип ГПА	
	1220	1420	Ц-16	Ц-25
Пропускная способность, млрд м <sup>3</sup> /год	13,5	30		
Мощность, МВт			16	25
Интенсивность отказов: 1/сут. км 1/сут. агр.	$0,173 \cdot 10^{-5}$	$0,548 \cdot 10^{-6}$	0,010	0,019
Интенсивность восстановлений, 1/сут.	0,553	0,296	0,249	0,061

**Таблица 2.** Техничко-технологические показатели вариантов ЛЧ участка МГ «Сила Сибири» «Чаяндынское — Благовещенск»

Кол-во ниток × D, мм	$Q$ , млрд м <sup>3</sup>
1×1420	30,0
1×1420+1×1220	43,5
3×1220	40,5

Исходные варианты по компрессорной части выбирались из устанавливаемой модификации ГПА мощностью 16 МВт с различными удельными капитальными вложениями и эксплуатационными издержками. Резерв по ЛЧ не учитывался, а ненагруженный резерв по КС не должен превышать числа устанавливаемых рабочих агрегатов.

Удельные капитальные вложения (КВ) в ЛЧ и КС МГ «Сила Сибири», а также эксплуатационные издержки (ЭИ), были рассчитаны на основе международных цен, полученных Международным банком развития на уровне 2000 г. Затем все экономические характеристики были пересчитаны на основе индексов удорожания цен на строительство

[13], полученных за 2000–2017 гг., и переведены в валюту по состоянию на 10.01.2018 г. (1 долл. = 57,05 руб.) (табл. 3).

**Таблица 3.** Техничко-экономические параметры труб и ГПА

Показатели	Диаметр труб		ГПА-16	
	1220	1420	1220	1420
Удельные металлоложения, тыс. т на 1 км	0,65	0,76		
Удельные КВ в ЛЧ, млн \$ на 1 км	3,41	5,00		
Удельные эксплуатационные расходы в ЛЧ, млн \$ на 1 км	0,15	0,22		
Удельные КВ, пропорциональные установленной мощности, млн \$ на 1 ГПА			49,35	56,77
Удельные ЭИ, пропорциональные установленной мощности, млн \$ на 1 ГПА			8,18	8,97

С учетом возможных вариаций по ЛЧ, КС и количества устанавливаемых резервных ГПА для рассматриваемого участка МГ от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенск были рассчитаны и проанализированы 60 вариантов.

В табл. 4 приведены варианты по технико-технологическим условиям наиболее близкие к реализуемому ПАО «Газпром» проекту МГ, в частности, по числу устанавливаемых КС и длине линейных участков.

**Таблица 4.** Варианты реализации МГ «Чаяндинское — Благовещенск»

Число×тип ниток	Число КС	Число×сред. длина ЛУ, км	Число×тип раб. ГПА	Число×тип резерв. ГПА	Норматив	$K_n$
1×1420	8	8×260	6×ГПА-16	Без резерва	0,96	0,787
1×1420	8	8×260	6×ГПА-16	1×ГПА-16		0,909
1×1420	8	8×260	6×ГПА-16	2×ГПА-16		0,966
1×1420+ 1×1220	8	8×260	6×ГПА-16	Без резерва	0,97	0,788
1×1420+ 1×1220	8	8×260	6×ГПА-16	1×ГПА-16		0,908
1×1420+ 1×1220	8	8×260	6×ГПА-16	2×ГПА-16		0,963
1×1420+ 1×1220	8	8×260	6×ГПА-16	3×ГПА-16		0,983
3×1220	8	8×260	6×ГПА-16	Без резерва	0,98	0,788
3×1220	8	8×260	6×ГПА-16	1×ГПА-16		0,909
3×1220	8	8×260	6×ГПА-16	2×ГПА-16		0,965
3×1220	8	8×260	6×ГПА-16	3×ГПА-16		0,984

Полученный оптимальный вариант строительства МГ имеет наименьшие приведенные затраты 2902 млн \$ и коэффициент надежности  $K_n = 0,966$ , который соответствует нормативному значению. Данный вариант по техническим условиям хорошо

согласуется с реализуемым ПАО «Газпром» МГ от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенск, а именно: включает одну нитку труб диаметром 1420 мм, 8 ЛУ и КС с установленными на них ГПА единичной мощностью 16 МВт (в т. ч. 6 рабочих и 2 резервных ГПА).

Результаты расчетов также показали высокую надежность вариантов, в которых используются от 2 до 3 единиц резервных ГПА для ниток труб как с недостаточной ( $1 \times 1420$  мм – 30 млрд м<sup>3</sup>), так и с избыточной ( $1 \times 1420 + 1 \times 1220$  и  $3 \times 1220$  – 43,5 и 40,5 млрд м<sup>3</sup>) производительностью (табл. 4).

С учетом анализа структурной надежности участка МГ «Сила Сибири» «Чаяндинское – Благовещенск», в силу однотипности условий строительства и применяемого оборудования полученные результаты можно распространить на весь МГ – от Ковыктинского месторождения до г. Благовещенск.

Принимая во внимание применяемые при строительстве МГ «Сила Сибири» современные высоконадежные технологии и оборудование [1, 4, 11, 12], можно предположить, что уровень его надежности будет выше нормативных и полученных в рамках исследования значений.

**Заключение.** Трасса исследуемого МГ пролегает в сложных природно-климатических условиях, что предъявляет особые требования к надежности его функционирования. На основе разработанной ММ оптимизации технических параметров проектируемого МГ с учетом надежности были выполнены исследования по рационализации структуры и оценке надежности МГ «Сила Сибири» от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенск. Анализ результатов показал, что уровень надежности реализуемого МГ «Сила Сибири» в полной мере соответствует предъявляемым требованиям к природно-климатическим и геологическим условиям его строительства, и даже может быть выше значений, полученных при расчетах, принимая во внимание современные технологии и оборудование, применяемые при его строительстве.

Реализуемый проект МГ «Сила Сибири» недостаточно экономически обоснован, имеет неоднозначное значение как для экспорта природного газа в Китай, так и для развития Восточных регионов России, т.к. проходит через неосвоенные и мало заселенные территории. Учитывая транспортировку многокомпонентного природного газа до Амурского ГПЗ, находящегося в тысячах километрах от центра добычи, необходимо принимать во внимание возможные большие потери, в том числе ценных компонентов, что также ставит под сомнение всю ценность проекта.

В качестве альтернативного варианта реализации ГТС, в перспективе имеющего более выгодное социально-экономическое значение, предлагается МГ от Ковыктинского месторождения на юг Иркутской области, с выходом к китайской границе через Улан-Батор. Учитывая выбранное направление трассы, проходящее через освоенные и заселенные южные территории, реализация такого проекта могла бы создать реальные условия для газификации населенных пунктов, развития существующих и строительства новых современных газоперерабатывающих и газохимических производств как на территории Иркутской области, так и на Дальнем Востоке.

Исследование выполнено по проекту Ш.17.5.3 программы фундаментальных исследований СО РАН (АААА-А17-117030310437-3).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горюхин Р.Е. Оценка экономической эффективности внедрения ГПА-16У в Единую систему газоснабжения России. М.: Нефть и газ. 2015. № 12. С. 3–10.
2. Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И. Оптимизация параметров МГ в рыночных условиях с учетом надежности // Известия РАН. Энергетика. 2002. № 3. С. 93–101.
3. Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. Ангарск: Изд. АГТА. 2015. 365 с.
4. Зюзьков В.В. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций при реконструкции магистральных газопроводов. Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. Газпром ВНИИГАЗ. Москва. 2011. 133 с.
5. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения. Новосибирск: Наука. 2014. 217 с.
6. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник. Надежность систем газо- и нефтеснабжения. Т. 3. Кн. 2 / Под редакцией Сухарева М.Г. М.: Недра. 1994. 288 с.
7. Надежность систем энергетики: Проблемы, модели и методы их решения / Дьяков А.Ф., Стенников В.А., Сендеров С.М. и др.; отв. ред. Воропай Н.И. Новосибирск: Наука. 2014. 284 с.
8. Надежность систем энергетики (Сборник рекомендуемых терминов). М: ИНЦ «Энергия». 2007. 192 с.
9. Основные технические решения по системе магистральных газопроводов Ямал – Запад. Этап 3. Разработка принципиальных решений по технологической схеме транспорта газа по системе газопроводов Ямал – Запад с учетом ее эксплуатации в едином технологическом режиме // Отчет по договору 143.11.11. Министерство газовой промышленности. НПО «Союзгазтехнология». ВНИИГАЗ. М.: 1988. 71 с.
10. СТО Газпром 2-2.1-512-2010. Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям. М.: Газпром экспо. 2011. 88 с.
11. <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/built/ykv/>. Информация о проекте МГ «Сила Сибири».
12. <http://www.gazprom.ru/press/news/reports/2015/gazprom-wide/>. Интервью председателя правления ПАО «Газпром» В. Маркелова за 5 мая 2015 г.
13. [http://www.gks.ru/free\\_doc/new\\_site/prices/stroit/tab11.xlsx](http://www.gks.ru/free_doc/new_site/prices/stroit/tab11.xlsx). Индекс цен производителей на строительную продукцию 1995–2017. Росстат. 2018.
14. Ilkevich N.I., Dzyubina T.V. Determination of rational parameters of gas trunklines in terms of reliability and effectiveness of their investment projects // Proceedings of the Russian national symposium on power engineering. Kazan: Kazan State Power Engineering University. 2001. Pp. 308–311.

UDK 620.9.338.9+622.69.019.3

**STRUCTURAL RELIABILITY ASSESSMENT OF GAS SUPPLY SYSTEM  
WHICH FORMING ON FAR EAST OF RUSSIA**

**Tatiana V. Dzyubina**

PhD., Senior Researcher, e-mail: tvleo@isem.irk.ru.

**Nikolai I. Ilkevich**

Doctor of engineering sciences, e-mail: ilkev@isem.irk.ru.

**Nikolai V. Surnin**

Researcher, e-mail: [arsenik\\_s@mail.ru](mailto:arsenik_s@mail.ru).

Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,  
Russia, 664033 Irkutsk, Lermontov street, 130.

**Abstract.** The relevance of the research is due to the meaningfulness of the gas trunkline "Power of Siberia" for the development of the Eastern regions of Russia: their gasification and the emergence of new gas chemical and related industries, as well as the requirements for the reliability of its operation associated with the complex climate and natural conditions. On the basis of mathematical model of optimization of technical parameters of the projected trunkline taking into account reliability and the developed computing programs researches on the choice of an optimal variant and assessment of reliability of the site of trunkline " Power of Siberia" from the Chayanda field to Blagoveshchensk were executed. The analysis of results showed – the received optimal variant of construction of the site of trunkline on specifications will be coordinated with the version of the gas pipeline realized by PJSC Gazprom. Level of its reliability is estimated as rather high. However, gas trunkline "Power of Siberia" has ambiguous value for socio-economic development of Siberia and Far East of Russian Federation and gas supplies to China.

**Keywords:** gas supply system, gas pipeline, «Power of Siberia», variants of development (construction), mathematical model, structural reliability assessment.

The research was carried out within the project III.17.5.3 of the Fundamental research program of SB RAS (AAAA-A17-117030310437-3).

**References**

1. Goryukhin R.E. Ocenka ekonomicheskoy effektivnosti vnedreniya GPA-16U v Edinuyu sistemu gazosnab-zheniya Rossii [Cost-effectiveness analysis of the GPA-16U introduction in Russian gas transmission system]. Moscow. Oil and gas. 2015. vol. 12. Pp. 3–10. (in Russian)
2. Dzyubina T.V., Ilkevich N.I. Optimizaciya parametrov MG v rynochnyh usloviyah s uchetom nadezhnosti [Optimization of the parameters of gas trunk line in market conditions, taking into account the reliability]. Izvestiya RAN. Energetika = Bulleyin of RAS. Energy Series. 2002. vol. 3. Pp. 93–101. (in Russian)
3. Dubitsky M.A., Rudenko U.N., Cheltsov M.B. Vybor i ispol'zovanie rezervov generiruyushchej moshchnosti v elektroenergeticheskikh sistemah [Selection and use of generating capacity reserves in electric power systems]. Angarsk: AGTA. 2015. 365 p. (in Russian)

4. Zyuzkov V.V. Metody povysheniya energoeffektivnosti kompressornykh stancij pri rekonstrukcii magistral'nykh gazoprovodov [Methods of energy efficiency raising of gas compressor stations during reconstruction of gas trunklines]. Ph.D thesis in engineering science. Moscow: Gazprom VNIIGAZ. 2011. 133 p. (in Russian)
5. Ilkevich N.I., Dzyubina T.V., Kalinina J.V. Mnogourovnevoe modelirovanie razvitiya sistem gazosnabzheniya [Multi-level modeling of development of gas supply systems]. Novosibirsk: Nauka = Science. 2014. 217 p. (in Russian)
6. Nadezhnost' sistem energetiki i ih oborudovaniya [Reliability of energy systems and their facilities: Reference-book «Gas and oil supply systems reliability»]. Responsible editor Sukharev M.G. Moscow: Nedra. vol. 3. book 2. 1994. 288 p. (in Russian)
7. Nadezhnost' sistem energetiki: Problemy, modeli i metody ih resheniya [Energy systems reliability: Problems, models and methods of their solutions]. Dyakov A.F., Stennikov V.A., Senderov S.M. and others, responsible editor Voropai N.I. Novosibirsk: Nauka = Science. 2014. 284 p. (in Russian)
8. Nadezhnost' sistem energetiki (Sbornik rekomenduemykh terminov) [Energy systems reliability (Collection of recommendable terms)] Moscow: INC Энергия = Energy. 2007. 192 p. In Rus.
9. Osnovnye tekhnicheskie resheniya po sisteme magistral'nykh gazoprovodov YAmal – Zapad. Etap 3. Razrabotka principial'nykh reshenij po tekhnologicheskoy skheme transporta gaza po sisteme gazoprovodov YAmal – Zapad s uchetom ee ekspluatatsii v edinom tekhnologicheskom rezhime [Main technical decisions for gas trunklines system «Yamal – West»]. Stage 3. Development of overriding decisions for technical gas transport scheme of gas trunklines system «Yamal – West» allowing for its operation in joint technological mode, Contract report 143.11.11, Ministry of gas industry. Moscow: NPO «Soyuzgaztekhniologiya» VNIIGAZ. 1988. 71 p. (in Russian)
10. STO Gazprom 2-2.1-512-2010. Obespechenie sistemnoj nadezhnosti transporta gaza i stabil'nosti postavok gaza potrebitelyam [Company standart 2-2.1-512-2010. Maintenance of system reliability for gas transport and stability of gas supply of consumers]. Moscow: Gazprom expo. 2011. 88 p. (in Russian)
11. <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/built/ykv/>. Information about project specification of «Power of Siberia» gas trunkline.
12. <http://www.gazprom.ru/press/news/reports/2015/gazprom-wide/>. Interview with V. Markelov, chairman of the board of Gazprom. 5 May 2015.
13. [http://www.gks.ru/free\\_doc/new\\_site/prices/stroit/tab11.xlsx](http://www.gks.ru/free_doc/new_site/prices/stroit/tab11.xlsx). Producer price index for construction product in 1995–2017. Rosstat. 2018.
14. Ilkevich N.I., Dzyubina T.V. Determination of rational parameters of gas trunklines in terms of reliability and effectiveness of their investment projects // Proceedings of the Russian national symposium on power engineering. Kazan: Kazan State Power Engineering University. 2001. Pp. 308–311.