



УДК 622.691.4

# НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ

**В.А. Михаленко, С.В. Алимов** (ПАО «Газпром», РФ, Москва), **Ю.И. Спектор, Е.С. Васин, А.В. Оплачко, А.В. Белинский, С.Н. Речинский** (АО «Газпром промгаз», РФ, Москва), **В.Р. Арутюнян, Г.Х. Тадевосян** (ЗАО «Газпром Армения», Республика Армения, Ереван)  
E-mail: E.Vasin@promgaz.gazprom.ru

В 2015 г. АО «Газпром промгаз» по заданию ПАО «Газпром» и при активном участии ЗАО «Газпром Армения» выполнило НИР по разработке Генеральной схемы газоснабжения и газификации Республики Армения до 2030 г. (далее – Генеральная схема). Целью работы являлось формирование направлений и условий развития газовой отрасли Армении для обеспечения надежного и безопасного газоснабжения потребителей с учетом перспектив социально-экономического развития республики. В настоящей статье рассматривается, как при разработке и формировании Генеральной схемы решалась задача обеспечения безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ) Республики Армения. При этом показаны: разработанная методология, результаты оценки технического состояния, первоочередные предложения по формированию программ диагностирования и капитального ремонта (КР) объектов ЛЧМГ. Кроме этого предложены направления дальнейших работ на период до 2030 г., в соответствии с разработанным научно-методическим подходом.

Ключевые слова: магистральный газопровод, коррозионный дефект, интенсивность отказов, безопасная эксплуатация, техническое состояние, диагностирование, шурфы, капитальный ремонт.

## СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЛЧМГ

Республика Армения не обладает ресурсами нефти и газа, поставка природного газа в газотранспортную систему (ГТС) осуществляется из двух источников газоснабжения по контрактам с Российской Федерацией и Ираном: с севера – из России по МГ Северный Кавказ – Закавказье, с юга – из Ирана по МГ Иран – Армения (суммарный объем составляет 2,45 млрд м<sup>3</sup>/год). Основной объем поставки газа осуществляется из РФ через ГТС Грузии (83 % от общего объема газа, поставляемого в Армению).

Схема и основные характеристики ГТС Армении представлены на рис. 1. ГТС Республики Армения характеризуется как распределительная, с бескомпрессорным, нестационарным режимом работы – на ЛЧМГ отсутствуют компрессорные станции. Основным фактором, обеспечивающим надежность работы ГТС, является ее кольцевая схема, а также Абовянская СПХГ.

Общая протяженность ЛЧМГ ГТС Республики Армения составляет 1681,1 км, в том числе протяженность МГ – 1546,1 км (92 %), газопроводов-отводов – 114,5 км (6,8 %). Газопроводы DN700 составляют 44 % от протяженности ЛЧМГ, DN500 – 29,4 %.

## Armenian gas pipeline operating safety: Assessment methodology approach and next steps

Mikhaleiko V.A., Alimov S.V. (PAO Gazprom, RF, Moscow), Spector Yu.I., Vasin E.S., Oplachko A.V., Belinskiy A.V., Rechinskiy S.N. (AO Gazprom Promgaz, RF, Moscow), Arutyunyan V.R., Tadevosyan G.Kh. (ZAO Gazprom Armenia, Republic Armenia, Erevan)  
E-mail: E.Vasin@promgaz.gazprom.ru

In 2015, Promgaz was targeted by its parent company, Gazprom, and teamed with an Armenian subsidiary to conduct a research project concerning a General gas supply scheme for Armenia to 2030. The project was focused on progressive development of the Armenian gas sector to ensure reliable gas delivery to Armenian end-users, with provisions for this country's social and economic development targets. This paper mainly addresses the key development phases approved for this General scheme in terms of operating security of the Armenian gaslines. The following aspects have been covered: underlying methodology, technical assessment summary, and initial proposals regarding pipeline diagnostics and overhaul programmes. In addition, further efforts through 2030 were reviewed, in line with a common science and methodology approach.

Keywords: gas pipeline, corrosion, flaws, outage rate, operating safety, technical status, diagnostics, pits, overhauls.

Газопроводы характеризуются значительными сроками эксплуатации: 55 % эксплуатируются более 30 лет, а без учета МГ Иран – Армения (введен в эксплуатацию в 2009 г.) 62,7 % МГ имеют «возраст» более 30 лет, 97,8 % – более 20 лет.

ГТС Республики Армения расположена на территории, отнесенной в целом к зоне с 9-балльной сейсмичностью, что является высоким фактором риска возникновения аварийных ситуаций. Значительное число участков ЛЧМГ имеют нарушения проектного положения (глубины залегания).



На основе проведенного анализа современного технического состояния ЛЧМГ ГТС Республики Армения можно выделить ряд проблемных особенностей.

1. ГТС спроектирована на давление 5,4 МПа. Вместе с тем в настоящее время все участки ЛЧМГ работают на пониженном рабочем давлении (до 2,5 МПа), за исключением МГ Иран – Армения (до 3,4 МПа). Давление ограничено в целях обеспечения безопасной эксплуатации газопроводов в связи:

- с прогрессирующим развитием коррозионных дефектов;
- значительным числом отказов на ЛЧМГ, связанных с потерей герметичности в виде сквозных коррозионных дефектов – свищей;
- нарушениями охранных зон и минимально допустимых расстояний.

Проектная и исполнительная документация по многим участкам МГ не сохранилась.

2. Одним из проблемных участков, определяющих надежность ГТС, является участок МГ Красный Мост – Севкар – Берд, 0–15 км (северная часть ГТС), проходящий по территории Грузии, на котором с начала 90-х гг. прошлого века обслуживание не проводилось. В связи с этим на протяжении длительного времени сохраняется высокий риск прекращения подачи российского газа в республику в случае аварии на данном участке.

3. Внутритрубная диагностика (ВТД) газопроводов не проводилась в связи с технической неготовностью системы МГ к проведению ВТД. Дополнительным ограничением является существующий режим транспорта газа: низкое давление в газопроводах, малые расходы газа и высокая сезонная неравномерность потребления, что существенно затрудняет пропуск внутритрубных устройств. В связи с этим на текущий момент отсутствуют данные о состоянии металла труб и сварных швов.

4. На отдельных участках МГ (около 25 % от общей протяженности ЛЧМГ) в 2010–2015 гг. проводилось комплексное диагностическое обследование (КДО) на основе электрометрической диагностики. По данным КДО, практически на всех обследованных участках МГ требуется ремонт изоляционного покрытия.

Таким образом, фактически полностью отсутствует информация о наличии дефек-

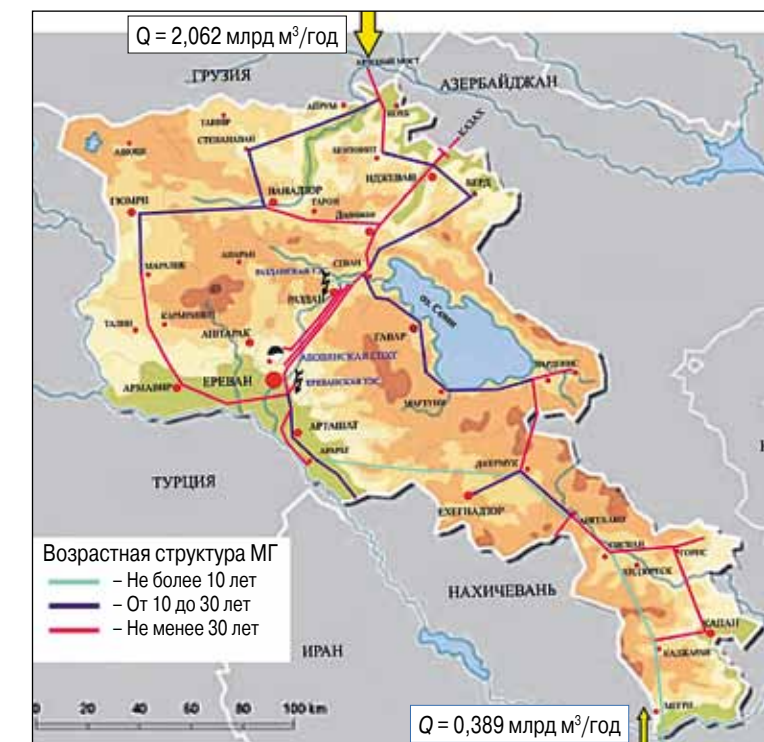


Рис. 1. Схема газотранспортной системы Республики Армения (по состоянию на 1 января 2015 г.)

тов труб, сварных швов и изоляционных покрытий.

Данная проблема, в свою очередь, привела к проблемам планирования КР, которые обусловлены:

- отсутствием возможности достоверного прогноза развития дефектов, изменения остаточного ресурса газопроводов,
- невозможностью обоснованного принятия решений о выводе участков ЛЧМГ в ремонт (выбора участков, определения метода и сроков проведения ремонта).

В этих условиях ремонтные работы на ЛЧМГ проводились локально – методом врезки катушек или замены единичных секций труб по факту проявившихся дефектов. КР протяженных участков газопроводов механизированным способом не выполнялся. Всего с 2005 г. проведен ремонт труб разных диаметров суммарной протяженностью 9,9 км, что составляет 0,6 % общей протяженности ЛЧМГ. При этом для ремонта использовались в основном трубы повторного применения, прошедшие диагностику (отбраковку) и ремонт.

В целом ремонт ЛЧМГ до настоящего времени не носил упреждающего характера, объемы и темпы ремонтно-восстановительных работ были недостаточными.

## МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛЧМГ

Решение задач по определению приоритетности ремонтно-профилактических работ, назначению сроков повторного диагностирования проблематично осуществить без применения методик прогнозирования состояния различных участков МГ и прогноза возможных отказов на них, особенно для газопроводов, которые не подготовлены к ВТД. Поэтому за основу разработки методического подхода для оценки технического состояния МГ Республики Армения был взят действующий в ПАО «Газпром» нормативный документ<sup>1</sup>, который содержит Методику экспертной оценки ожидаемой частоты аварий на участке газопровода (далее – Методика) и применяется при анализе рисков эксплуатации, планировании диагностических и ремонтных работ.

<sup>1</sup> Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром» (утв. в 2007 г. Б.В. Будзуляком).





Указанная Методика использует принцип определения среднестатистической удельной частоты отказов с помощью специальной системы из семи групп факторов влияния с установленными весовыми коэффициентами и шкалами балльных оценок факторов. Данная система учитывает неоднородность природных и антропогенных условий (грунтовые, гидрогеологические, геохронологические), активность промышленно-хозяйственной деятельности, плотность населения, различные конструктивно-технологические параметры и эксплуатационные факторы газопроводов.

Применение Методики для прогноза технического состояния МГ Республики Армения обоснованно, поскольку большинство из них спроектированы, построены и значительное время эксплуатировались по нормативным документам СССР и имеют те же особенности, что и МГ Российской Федерации. Вместе с тем более 25 лет МГ Республики Армения эксплуатируются по законодательству и нормативам Армении, в связи с чем представляется некорректным использование значений балльной оценки среднестатистического участка газопровода  $V_{cp}$  и среднестатистической интенсивности аварий  $\lambda_{cp}$ , полученных для МГ ПАО «Газпром» (РФ). Для решения задачи определения приоритетности диагностических и ремонтных работ в условиях неполной информации о техническом состоянии МГ Республики Армения была использована балльная оценка не абсолютного, а относительного риска.

На основании проведенного комплексного анализа предоставленной ЗАО «Газпром Армения» технической информации о состоянии системы МГ, в том числе об особенностях ее эксплуатации, в соответствии с Рекомендациями по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром» на основе балльно-факторного анализа была выполнена экспертная оценка технического состояния каждого участка МГ и определен его прогнозный уровень аварийности, с учетом влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов. В качестве основных факторов для каждого газопровода анализировались: состояние

изоляции, распределение грунтов, уровень рабочего давления, сейсмичность, глубина залегания трубопровода, данные диагностических обследований и ремонтов, плотность населения, наличие переходов, уровень аварийности за последние 10 лет (рис. 2) и др. Возможность оценки технического состояния каждого газопровода была ограничена наличием имеющейся информации.

Индикативным показателем технического состояния объектов ЛЧМГ являются показатели отказов и инцидентов. Основным повреждающим фактором для газопроводов Армении является внешняя (почвенная) коррозия, основным типом отказа – инцидент, связанный с потерей герметичности стенки трубы в виде свища. Средняя интенсивность отказов по МГ Армении составляет 6,27/1000 км/год, наибольшая интенсивность отказов – 35,2/1000 км/год – на МГ Ереван – Армавир (см. рис. 2).

Окончательное ранжирование МГ по приоритетности для выполнения диагностики и ремонта было осуществлено на основе полученных балльных оценок, с учетом соответствия газопроводов критериям трех уровней:

1-й уровень – газопроводы, обеспечивающие поступление газа в Республику Армения. К ним относятся: МГ Красный Мост – Севкар – Берд и МГ Иран – Армения, а также подводящие газопроводы к Абовянской СПХГ;

2-й уровень – газопроводы с наиболее интенсивными коррозионными процессами и с наибольшим числом отказов (по результатам проведенного анализа к этой группе отнесены МГ, расположенные в районе Араратской долины);

3-й уровень – газопроводы, на которых в перспективе предполагается повышение давления относительно действующего в настоящее время (на 5–20 %, по результатам проведенных в рамках разработки Генеральной схемы гидравлических расчетов перспективных потоков).

**ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ДИАГНОСТИРОВАНИЮ ЛЧМГ**

Для обеспечения безопасной эксплуатации ЛЧМГ необходимы разработка

и реализация Комплексной программы технического диагностирования ЛЧМГ (включающей диагностику в шурфах, электрометрические обследования, ВТД и т. д.) и проведение КР МГ по результатам диагностирования.

На основе разработанного методического подхода и по результатам выполненных АО «Газпром промгаз» балльно-факторной оценки, прогноза технического состояния и экспертной оценки МГ проведено ранжирование МГ по приоритетности диагностики и вывода в ремонт, сформированы и согласованы с ЗАО «Газпром Армения» предложения по проведению диагностических обследований и КР линейной части.

В связи с технической неготовностью МГ к проведению ВТД единственным методом получения в ближайшее время достоверной информации о дефектах труб и сварных швов являются диагностические обследования газопроводов в шурфах, причем число шурфов согласно СТО Газпром 2-2.3-750–2013<sup>2</sup> в среднем должно быть не менее одного на километр. При этом длина шурфа должна обеспечивать проведение обследования (визуально-инструментальный и ультразвуковой контроль) не менее двух кольцевых сварных соединений, и длина шурфа должна составлять примерно две секции (трубы): секция + две половины секций в обе стороны от нее.

В качестве первоочередной задачи до 2020 г. предлагается диагностирование в шурфах участков МГ суммарной протяженностью 452 км. Всего до 2030 г. предусматривается провести диагностику в 1371 шурфе на 1369 км линейной части (включая МГ и ГО).

Для выбора на каждом километре трассы газопроводов конкретных мест шурфовок представляется целесообразным разработать методику, содержащую критерии выбора мест для шурфования, их количества и методы экстраполяции полученных данных.

Учитывая, что основным повреждающим фактором ЛЧМГ Республики Армения являются коррозионные повреждения, при проведении диагностических обследований газопроводов целесообразно руковод-

ствоваться методикой, изложенной в СТО Газпром 2-2.3-310–2009<sup>3</sup>, при этом периодичность обследований определяется п. 6.1 данного СТО. В случае проявления свищей или обнаружения опасных коррозионных дефектов периодичность обследования конкретного газопровода определяется в соответствии с критериями СТО Газпром 2-2.3-095–2007 (п. 8.3.5)<sup>4</sup>.

В дальнейшем представляется целесообразным создание на плановой основе нормативной базы ЗАО «Газпром Армения» по диагностированию, оценке технического состояния и ремонту ЛЧМГ с гармонизацией разработанных НТД с нормативной базой ПАО «Газпром».

На основе полученных результатов оценки технического состояния ЛЧМГ был разработан и согласован с ЗАО «Газпром Армения» проект плана электрометрических обследований на 2016–2020 гг. Согласно плану ежегодно планируется проводить обследования ~ 300 км газопроводов, что позволит к 2020 г. провести электрометрию полностью всех МГ.

Обследования МГ в шурфах и электрометрию следует рассматривать в качестве первоочередных локальных методов диагностирования как наиболее доступных. Однако для обеспечения эксплуатационной надежности ГТС необходимо параллельно развивать применение внутритрубной диагностики МГ, которая, являясь наиболее эффективным методом диагностирования технического состояния магистральных трубопроводов, позволяет обеспечить сплошной контроль и максимально полное выявление дефектов разных типов на всей протяженности газопроводов.

Обоснование приоритетности и состава работ по подготовке МГ к проведению ВТД, сроков и стоимости их выполнения предполагается выполнять в рамках специальных исследований, которые позволят научно обосновать комплекс работ по подготовке МГ к проведению ВТД и оптимизировать капитальные вложения в реализацию необходимых мероприятий. В результате исследований предусматривается сформировать Программу по подготовке МГ ЗАО «Газпром Армения» к проведению ВТД.

В рамках этой Программы, в том числе, целесообразно подтвердить готовность к проведению ВТД МГ Иран – Армения от

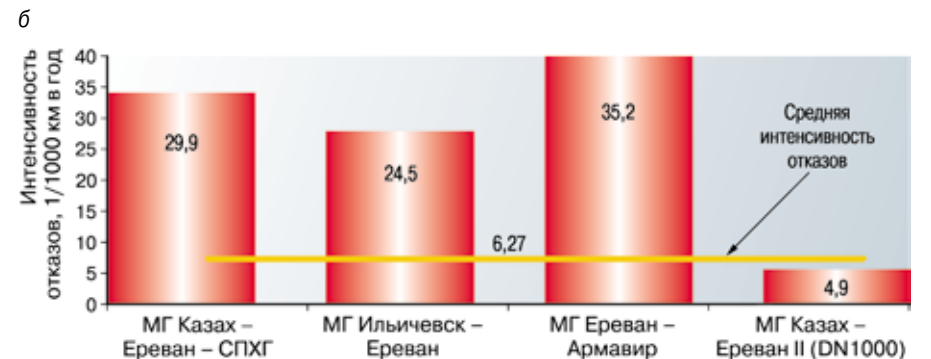
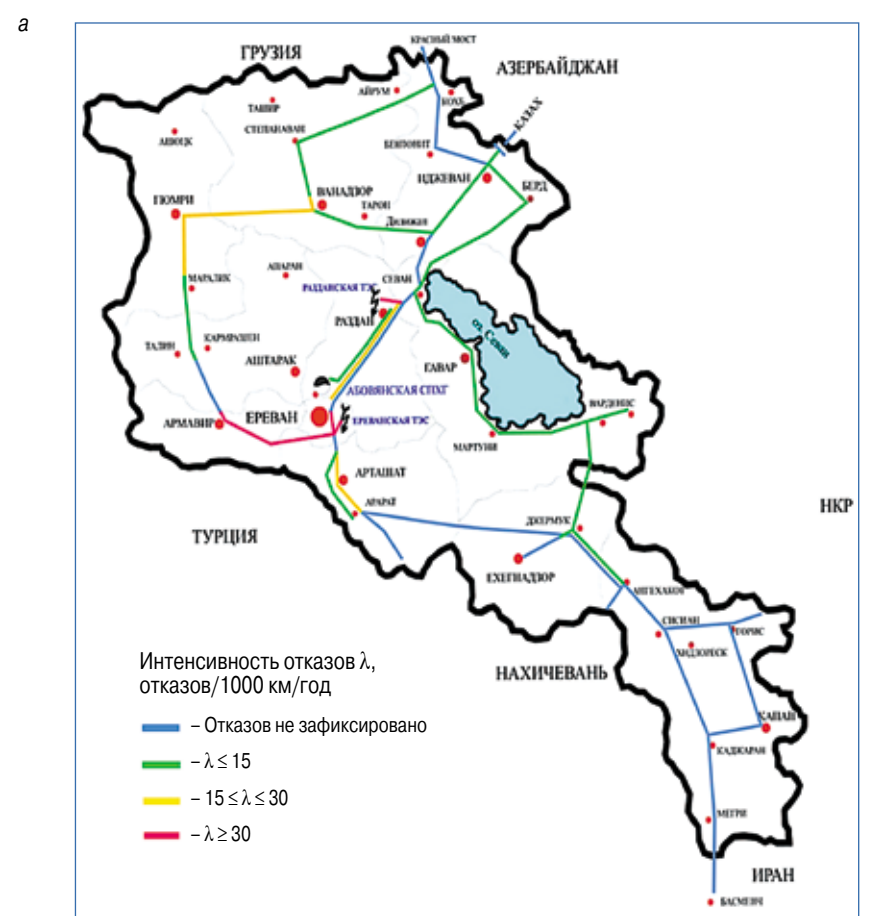


Рис. 2. Распределение интенсивности отказов на МГ Республики Армения (за 2005–2014 гг.): а – значения интенсивности отказов на МГ; б – средняя интенсивность отказов системы МГ

границы с Ираном до ЗУ «Шагап», так как этот МГ оборудован стационарными камерами запуска и приема внутритрубных устройств, но с момента ввода в эксплуатацию (2009 г.) не диагностировался. На примере данного МГ могут быть апробированы нормативные требования по проведению ВТД, изложенные в СТО Газпром 2-2.3-095–2007, применительно к условиям работы ГТС Республики Армения.

В рамках реализации Комплексной программы технического диагностирования ЛЧМГ (диагностика в шурфах + электрометрия + ВТД) должны быть также решены вопросы проведения специализированных обследований переходов через автомобильные и железные дороги, оборудованных защитными кожухами, воздушных переходов и крановых узлов.

<sup>2</sup> СТО Газпром 2-2.3-750–2013. Критерии вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт.  
<sup>3</sup> СТО Газпром 2-2.3-310–2009. Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром».

<sup>4</sup> СТО Газпром 2-2.3-095–2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.



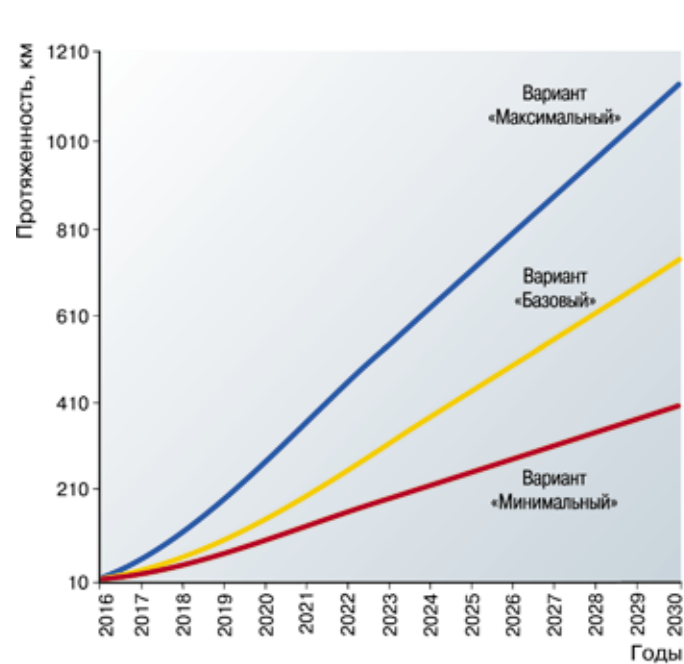


Рис. 3. Объемы выполнения капитального ремонта

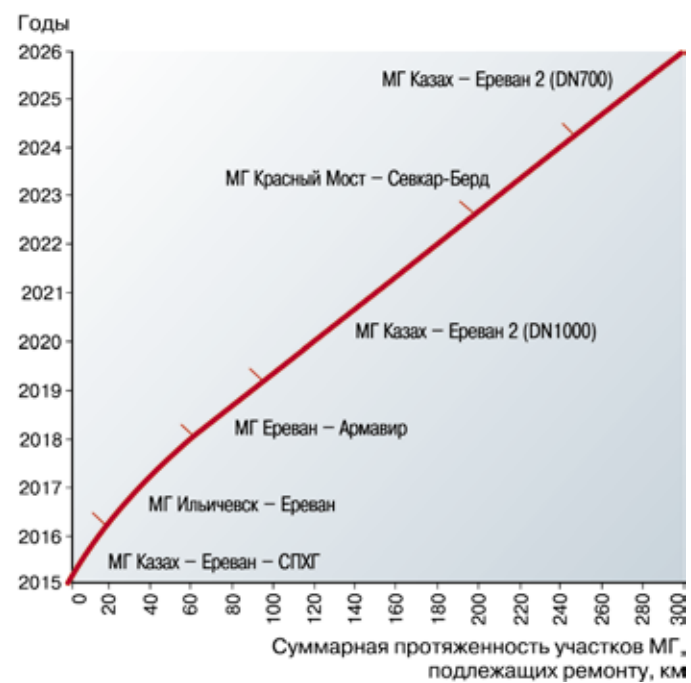


Рис. 4. Предлагаемые сроки реализации капитального ремонта первоочередных объектов ЛЧМГ с темпами работ по варианту «Минимальный»

**ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ ЛЧМГ**

Приоритетность участков ЛЧМГ ЗАО «Газпром Армения», выводимых в ремонт, определена в Генеральной схеме в соответствии с разработанным методическим подходом и соответствует результатам диагностических обследований в шурфах.

Рассмотрено три варианта (рис. 3, табл. 1) программы проведения КР 1141 км МГ до 2030 г. (без учета МГ Иран – Армения, не требующего принятия первоочередных мер по проведению КР).

Первый вариант – «Минимальный», предусматривает повышение объемов КР ЛЧМГ с 10 км/год в 2016 г. (запланировано ЗАО «Газпром Армения») до 30 км/год

к 2020 г. и проведение КР методом полной замены участков суммарной протяженностью 388 км к 2030 г., что составляет 34 % от протяженности МГ, выводимых в КР. Следует подчеркнуть, что темпы обновления линейной части 30 км/год не позволят в полной мере обеспечить в целом надежность системы МГ в условиях прогрессирующих процессов коррозии, поскольку для ее обновления понадобится примерно 50 лет.

Второй вариант – «Базовый», предусматривает поэтапное повышение объемов КР ЛЧМГ с 10 км/год в 2016 г. до 60 км/год к 2023 г. и замену 725 км к 2030 г. (64 % от общей протяженности МГ), что в основном позволит обеспечить безопасную эксплуатацию системы МГ до 2030 г.

Третий вариант – «Максимальный», предусматривает повышение объемов КР ЛЧМГ с 10 км/год в 2016 г. до 87 км/год к 2021 г. и полную замену 1141 км к 2030 г. Данный вариант наиболее эффективен с точки зрения обеспечения безопасной эксплуатации системы МГ (снижения аварийности), поскольку направлен на приведение всей газотранспортной системы Армении в соответствие с нормативными документами ПАО «Газпром». Однако его реализация потребует наибольших (из рассмотренных вариантов) финансовых затрат.

В качестве рекомендуемого варианта при разработке Генеральной схемы предложен «Базовый» (темпы ремонта до 60 км/год), который является наиболее оптимальным с точки зрения комплексного критерия «затраты – безопасность эксплуатации». Вместе с тем, учитывая фактическое техническое состояние ЛЧМГ Республики Армения, финансовые возможности и технологическую готовность, наиболее реалистичным вариантом с точки зрения освоения темпов капремонта МГ является «Минимальный» (до 30 км/год).

Шесть первых МГ общей протяженностью 298,6 км (табл. 2) из общего ранжированного по приоритетности перечня МГ являются первоочередными в каждом из

трех рассмотренных вариантов проведения КР, так как обеспечивают поставку газа от источников газоснабжения к объектам электроэнергетики и другим промышленным и коммунально-бытовым потребителям Республики Армения. Капитальный ремонт первоочередных 298,6 км и, как следствие, увеличение рабочего давления до 2,5 МПа позволят обеспечить возможность подачи дополнительных востребованных объемов газа потребителям.

В связи с особой значимостью шести указанных МГ предложено их выделить в отдельный четвертый вариант – «Первоочередные объекты». Различными являются лишь сроки реализации КР этих объектов: в «Минимальном» – 2026 г., в «Базовом» – 2022 г., в «Максимальном» – 2020 г. На графике (рис. 4) указаны предлагаемые сроки реализации первоочередных объектов с темпами работ по варианту «Минимальный».

В целях минимизации затрат и обеспечения высоких темпов КР МГ методом замены участков рационально выполнять путем применения как новых труб, так и труб, бывших в эксплуатации. Для обеспечения высокого качества ремонта с использованием труб повторного применения целесообразно рассмотреть вопрос о создании в Республике Армения базы по ремонту и изоляции труб, на которой механизированным способом будут выполняться операции: удаление старой изоляции, диагностическое обследование труб и сварных швов в целях оценки допустимости дефектов, их ремонт и нанесение нового изоляционного покрытия. Решение о необходимости создания базы должно приниматься на основе результатов отдельного Технико-экономического обоснования (ТЭО) создания такой базы.

С учетом изложенного состав основных мероприятий для обеспечения возможности выхода на темпы ремонта до 30 км/год (и тем более до 60 км/год, если в последующей перспективе удастся увеличить темпы КР до уровня варианта «Базовый») может включать создание технологического запаса новых труб, организацию ремонтной базы для ремонта демонтированных труб и их последующего применения.

Следует отметить, что поскольку темпы диагностирования в шурфах будут в 3 раза

Таблица 2

**Первоочередные объекты**

Номер приоритетности	Наименование МГ	Протяженность объекта, км
1.	Казах – Ереван – СПХГ	16,75
2.	Ильичевск – Ереван	40,75
3.	Ереван – Армавир	37,00
4.	Казах – Ереван 2 (DN1000)	101,00
5.	Красный Мост – Севкар – Берд	50,00
6.	Казах – Ереван 2 (DN700)	53,10
ИТОГО:		298,6

опережать темпы КР (90 км/год диагностики по сравнению с 30 км/год ремонта), то по мере накопления и обобщения информации о фактическом состоянии МГ по результатам диагностирования в шурфах возможна корректировка программы КР с уточнением приоритетности участков, выводимых в ремонт в 2020–2026 гг.

По результатам комплекса работ, проведенных при разработке Генеральной схемы газоснабжения и газификации Республики Армения, сделаны следующие выводы и предложения:

- техническое состояние ЛЧМГ в настоящее время характеризуется недостаточным уровнем и требует проведения КР объектов для обеспечения их безопасной и надежной эксплуатации;
- разработана методология оценки и прогнозирования технического состояния ЛЧМГ, на основе которой проведено ранжирование МГ по приоритетности диагностики и вывода в ремонт, сформированы и согласованы с ЗАО «Газпром Армения» предложения по проведению диагностических обследований и КР;
- в связи с технической невозможностью проведения в ближайшее время ВТД необходима реализация Программы диагностических обследований МГ в шурфах. Разработаны предложения, предусматривающие с 2016 по 2030 г. обследования 1371 шурфа на 1369 км ЛЧМГ в целях обоснования объемов, последовательности и метода ремонта;
- разработаны предложения по КР МГ. Проведенный анализ показал, что с учетом фактического технического состояния ЛЧМГ, организационно-технологической готовности и прогнозных финансовых возможностей наиболее реалистичным является вариант, предусматривающий поэтапное повышение объемов КР с 10 км/год в 2016 г. до 30 км/год к 2020 г. и проведение КР методом

полной замены участков суммарной протяженностью 388 км к 2030 г. Приоритетными объектами при этом являются шесть первоочередных МГ общей протяженностью 298,6 км, которые обеспечивают поставку газа от источников газоснабжения к объектам электроэнергетики и другим потребителям Республики Армения.

В целях обеспечения безопасной и надежной эксплуатации МГ и оптимизации затрат на реализацию программ КР до 2030 г. представляется целесообразным дальнейшее развитие предложенного научно-методического подхода и выполнение комплекса работ по следующим направлениям:

- разработка Программы по подготовке МГ к проведению ВТД, которая позволит научно обосновать приоритетность и состав работ по подготовке МГ к проведению ВТД, сроки и стоимость их выполнения;
- разработка Методики по обоснованию необходимого объема технического диагностирования МГ в шурфах, содержащей критерии выбора мест для шурфования, их количества и методы экстраполяции полученных данных;
- корректировка Программы капитального ремонта МГ на основе обобщения результатов обследований в шурфах с уточнением приоритетности участков, выводимых в ремонт в 2020–2026 гг.;
- проведение постоянного мониторинга технического состояния МГ, включая анализ всей получаемой диагностической информации и информации о ремонтах, оценку степени опасности выявляемых дефектов и прогноз их развития;
- создание нормативной базы ЗАО «Газпром Армения» по диагностированию, оценке технического состояния и ремонту ЛЧМГ, с гармонизацией разработанных НТД с нормативной базой ПАО «Газпром».