ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»

рекомендации организации

Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СТАЛЬНЫХ И ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Р ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.11-2016

Издание официальное

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2016

Сведения о рекомендациях

1 РАЗРАБОТАНЫ Открытым акционерным обществом «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа» (ОАО «Гипрониигаз»)

2 ВНЕСЕНЫ Открытым акционерным обществом «Газпром газораспределение» (ОАО «Газпром газораспределение»)

3 УТВЕРЖДЕНЫ И ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ Распоряжением ООО «Газпром межрегионгаз» от «09» марта 2016 г. №81-Р/8

4 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ

5 СРОК ДЕЙСТВИЯ 3 года

© ОАО «Газпром газораспределение», 2016

Оформление ОАО «Газпром газораспределение»

Распространение настоящих рекомендаций осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ООО «Газпром межрегионгаз».

Содержание

1 Область применения ……... 1

2 Нормативные ссылки …… 2

3 Термины, определения и сокращения …… 2

4 Общие положения ……..... 7

5 Порядок проведения оценки технического состояния газопровода … 10

6 Комплексный учёт влияния факторов, определяющих техническое состояние газопровода …..……. 15

6.1 Балльная оценка факторов, характеризующих техническое состояние газопровода ……. 15

6.2 Учёт совместного влияния различных факторов на техническое состояние газопровода ……. 17

6.3 Расчёт прогнозных значений параметров потоков отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода …… 18

7 Расчёт величины риска отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода ……..... 20

7.1 Риск отказа газопровода в интервалах между плановыми оценками его технического состояния ……... 20

7.2 Риск отказа после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода …….. 22

8 Результаты проведения оценки технического состояния газопровода... 24

Приложение А (рекомендуемое) Формы актов оценки технического состояния газопровода ……..... 26

Приложение Б (справочное) Схема формирования исходных данных для оценки технического состояния газопровода ……... 28

Приложение В (рекомендуемое) Перечень исходных данных для оценки технического состояния газопровода …… 30

Приложение Г (рекомендуемое) Балльная оценка факторов, характеризующих техническое состояние газопровода..... 36

Приложение Д (рекомендуемое) Учёт совместного влияния различных факторов на техническое состояние газопровода …….. 57

Приложение Е (справочное) Сведения об отказах, повреждениях и авариях на газопроводах …… 62

Приложение Ж (рекомендуемое) Расчёт риска отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода …….. 68

Приложение И (справочное) Данные для расчёта риска отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода ….. 71

Приложение К (рекомендуемое) Оценка интегрального ущерба от аварии и вероятности её возникновения в результате утечки газа из газопровода ……..... 90

Приложение Л (справочное) Примеры оценки технического состояния стальных подземных газопроводов …….. 101

Приложение М (справочное) Примеры оценки технического состояния полиэтиленовых газопроводов ……..…… 106

Приложение Н (справочное) Примеры оценки технического состояния стальных надземных газопроводов ……... 111

Библиография ..…….. 116

РЕКОМЕНДАЦИИ ОАО «ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»

Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СТАЛЬНЫХ И ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Дата введения: 2016-03-15

1 Область применения

1.1 Настоящие рекомендации применяют в целях обеспечения применения технического регламента [1] и ГОСТ Р 54983.

1.2 Настоящие рекомендации устанавливают порядок и методические положения проведения оценки технического состояния стальных и полиэтиленовых газопроводов.

Результаты оценки технического состояния используются:

– при планировании ремонтов или других мероприятий по повышению безопасности и надёжности газопроводов;

– при определении необходимости проведения технического диагностирования подземных газопроводов;

– при принятии решения о выводе из эксплуатации участков газопроводов в связи с достижением предельного состояния.

1.3 Положения настоящих рекомендаций подлежат применению в структурных подразделениях ООО «Газпром межрегионгаз», дочерних газораспределительных организациях ОАО «Газпром газораспределение», осуществляющих эксплуатацию сетей газораспределения на праве собственности или ином законном основании.

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 51897-2011 Руководство ИСО 73:2009 Менеджмент риска. Термины и определения

ГОСТ Р 51901.1-2002 Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем

ГОСТ Р 53865-2010 Системы газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ Р 54983-2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

ГОСТ 27.002-89 Надёжность в технике. Основные понятия. Термины и определения

Примечание – При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменён (изменён), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться заменённым (изменённым) документом. Если ссылочный документ отменён без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящих рекомендациях применены термины в соответствии с техническим регламентом [1], Федеральным законом [2], ГОСТ Р 51897, ГОСТ Р 51901.1, ГОСТ Р 53865, ГОСТ Р 54983, ГОСТ 27.002, а также следующие термины с соответствующими определениями и сокращениями:

3.1.1 **авария:** Опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определённой территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также к нанесению ущерба окружающей природной среде.

П р и м е ч а н и е – Крупная авария, как правило с человеческими жертвами, является катастрофой.

[ГОСТ 22.0.05-97/ГОСТ Р 22.0.05-94, статья 3.1.3]

3.1.2 **безотказность** (Reliability, failure-free operation): Свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки.

[ГОСТ 27.002-89, статья 1.2]

3.1.3 **дефект** (Defect): Невыполнение требования, связанного с предполагаемым или установленным использованием.

[ГОСТ Р ИСО 9000-2011, статья 3.6.3]

3.1.4 **инцидент**: Отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса.

[Федеральный закон [2], статья 1]

3.1.5 **исправное состояние** (Good state): Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

[ГОСТ 27.002-89, статья 2.1]

3.1.6 **капитальный ремонт сети газораспределения [газопотребления]**: Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса сети газораспределения с заменой или восстановлением любых ее частей, включая базовые.

[ГОСТ Р 53865-2010, статья 7]

3.1.7 **критерий предельного состояния** (Limiting state criterion): Признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

П р и м е ч а н и е – В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же объекта могут быть установлены два и более критериев предельного состояния.

[ГОСТ 27.002-89, статья 2.6]

3.1.8 **критический отказ**: Отказ, который может привести к тяжелым последствиям: травмированию людей, значительному материальному ущербу или неприемлемым экологическим последствиям.

3.1.9 **мониторинг технического состояния**: Систематический (непрерывный или периодический) контроль параметров, характеризующих техническое состояние оборудования.

[СТО Газпром 2-2.3-095-2007, статья 3.1.10]

3.1.10 **надземный газопровод**: Наружный газопровод, проложенный над поверхностью земли, а также по поверхности земли без насыпи.

[ГОСТ Р 53865-2010, статья 27]

3.1.11 **неработоспособное состояние** (Down state): Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

П р и м е ч а н и е – Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции.

[ГОСТ 27.002-89, статья 2.4]

3.1.12 **осреднённый параметр потока отказов** (Mean failure intensity): Отношение математического ожидания числа отказов восстанавливаемого объекта за конечную наработку к значению этой наработки.

[ГОСТ 27.002-89, статья 6.14]

3.1.13 **отказ** (Failure): Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

[ГОСТ 27.002-89, статья 3.3]

3.1.14 **повреждение** (Damage): Событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния.

[ГОСТ 27.002-89, статья 3.2]

3.1.15 **подземный газопровод**: Наружный газопровод, проложенный ниже уровня поверхности земли или в обваловании.

[ГОСТ Р 53865-2010, статья 26]

3.1.16 **предельное состояние** (Limiting state): Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

[ГОСТ 27.002-89, статья 2.5]

3.1.17 **предельный срок дальнейшей эксплуатации**: Продолжительность эксплуатации от даты определения технического состояния (технического диагностирования) до прогнозируемого наступления предельного состояния.

3.1.18 **работоспособное состояние** (Up state): Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

[ГОСТ 27.002-89, статья 2.3]

3.1.19 **риск:** Вероятность причинения вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений с учётом тяжести этого вреда.

[Федеральный закон [3], статья 2]

3.1.20 **текущий ремонт сети газораспределения [газопотребления]**: Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособного состояния сети газораспределения и состоящий в замене и/или восстановлении её отдельных частей.

[ГОСТ Р 53865-2010, статья 8]

3.1.21 **техническое состояние объекта** (Technical state of an object): Состояние, которое характеризуется в определённый момент времени, при определённых условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

[ГОСТ 20911-89, статья 2]

3.1.22 **утечка газа**: Неконтролируемый выход газа из сети газораспределения в окружающую среду, требующий проведения дополнительных работ для обеспечения безопасного состояния объекта.

[ГОСТ Р 53865-2010, статья А.9]

3.1.23 **ущерб от аварии**: Потери (убытки) в производственной и непроизводственной сфере жизнедеятельности человека, вред окружающей природной среде, нанесённые в результате аварии и исчисляемые в денежном эквиваленте.

3.2 В настоящих рекомендациях применены следующие сокращения:

ГРО – газораспределительная организация;

ДСС – дефекты сварных соединений;

КПГ – коррозионные повреждения газопровода;

МДС – Методические документы в строительстве;

НЦС – Нормативы цены строительства;

ПГО – повреждения газопровода и опор;

ПЗП – повреждение защитного покрытия;

СКП – сквозное коррозионное повреждение;

СП – сквозные повреждения;

ТЕР – Территориальные единичные расценки на строительные работы;

ФЕР – Федеральные единичные расценки на строительные работы;

ФОТ – фонд оплаты труда;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

4 Общие положения

4.1 Организацию и проведение работ по оценке технического состояния газопровода осуществляет ГРО собственными силами. Допускается выполнение отдельных видов работ по оценке технического состояния газопровода специализированными сторонними организациями на основании соответствующих договоров.

4.2 Оценку технического состояния газопровода проводит экспертная комиссия, состав которой определяет ГРО и утверждает владелец сети газораспределения. Рекомендации по составу экспертной комиссии и квалификации, включаемых в неё специалистов, изложены в разделе 5.

4.3 Периодичность проведения оценки технического состояния газопровода ГРО устанавливают самостоятельно в соответствии с ГОСТ Р 54983 (пункт 6.2.11), но не реже сроков, приведенных в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Периодичность проведения оценки технического состояния газопроводов (по ГОСТ Р 54983)

Наименование показателя	Периодичность проведения оценки технического состояния газопроводов:	
	стальных подземных	полиэтиленовых и стальных надземных
Первая плановая оценка технического состояния газопроводов после ввода их в эксплуатацию	через 30 лет	через 40 лет

Окончание таблицы 1

Наименование показателя	Периодичность проведения оценки технического состояния газопроводов:	
	стальных подземных	полиэтиленовых и стальных надземных
Периодичность проведения оценки технического состояния газопроводов, не реже	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет
Внеплановое проведение оценки технического состояния газопроводов	По решению владельца сети газораспределения	

4.4 Исходными данными, необходимыми для проведения оценки технического состояния газопровода, являются систематизированные результаты регламентных работ по мониторингу, выполняемых при эксплуатации сети газораспределения в соответствии с ГОСТ Р 54983:

– проверки состояния охранных зон газопровода;

– технического осмотра (осмотра технического состояния);

– технического обследования подземного газопровода;

– оценки технического состояния газопровода (проведенной ранее);

– внепланового технического диагностирования подземного газопровода (в тех случаях, когда такое диагностирование проводилось в соответствии с требованиями ГОСТ Р 54983).

4.5 Состав и последовательность работ, выполняемых при проведении оценки технического состояния газопровода, изложены в разделе 5.

4.6 Техническое состояние газопровода оценивают на основе комплексного учёта влияющих факторов в соответствии с методическими положениями, представленными в разделе 6.

4.7 В качестве критерия оценки технического состояния газопровода принято соотношение рассчитанных величин риска отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода (см. раздел 7):

– в интервалах между плановыми оценками технического состояния газопровода;

– после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода (участка газопровода).

4.8 В результате проведения оценки принимают решение о соответствии технического состояния газопровода одному из следующих категорий:

– работоспособному;

– частично неработоспособному;

– неработоспособному;

– предельному.

При работоспособном состоянии газопровода его дальнейшую эксплуатацию продолжают до следующего планового (внепланового) проведения оценки технического состояния с проведением работ, предусмотренных при техническом обслуживании.

При частично неработоспособном состоянии газопровода проводят комплекс работ (текущий и/или капитальный ремонт) по приведению газопровода в работоспособное состояние.

При неработоспособном состоянии газопровода и наличии рисков критического отказа принимают меры по проведению технического диагностирования с целью установления предельного срока дальнейшей эксплуатации подземного газопровода (перехода газопровода в предельное состояние).

При предельном состоянии газопровод выводят из эксплуатации без проведения его технического диагностирования.

4.9 Результаты проведения оценки технического состояния газопровода оформляют актами по формам, приведенным в приложении А, и используют для определения приоритетов при назначении газопровода на капитальный ремонт или реконструкцию, а также для определения необходимости проведения технического диагностирования подземного газопровода с целью установления предельного срока эксплуатации (перехода газопровода в предельное состояние).

5 Порядок проведения оценки технического состояния газопроводов

5.1 В состав экспертной комиссии, создаваемой для проведения оценки технического состояния газопровода, включают представителей:

– владельца сети газораспределения;

– газораспределительной организации, осуществляющей эксплуатацию сети газораспределения;

– других организаций, специалисты которых обладают требуемой квалификацией для проведения работ по оценке технического состояния газопровода.

Представителями ГРО могут являться:

– начальник (заместитель начальника) производственно-эксплуатационного участка – руководитель работ;

– мастер производственно-эксплуатационного участка;

– инженер по эксплуатации и ремонту газопроводов;

– слесарь по эксплуатации и ремонту газопроводов (разряд не ниже 4);

– другие специалисты, необходимые для проведения оценки технического состояния (при необходимости).

Входящие в состав экспертной комиссии специалисты должны иметь квалификацию и быть аттестованными в соответствии с занимаемыми ими должностями.

5.2 Состав и последовательность работ, проводимых при оценке технического состояния подземного газопровода, приведены на рисунке 1.

5.3 Исходные данные, необходимые и достаточные для проведения оценки технического состояния конкретного газопровода, формируют путём сбора и систематизации имеющихся в ГРО результатов мониторинга технического состояния данного газопровода.

Структурные схемы формирования исходных данных для проведения оценки технического состояния газопроводов приведены в приложении Б (см. рисунки Б.1 и Б.2), где отражены:

– регламентные работы, выполняемые при проведении мониторинга;

– факторы, выявляемые при мониторинге;

– эксплуатационная документация, в которой оформляются результаты мониторинга.

5.4 Перечень исходных данных, сформированных на основании результатов мониторинга, приведен в приложении В.

5.5 Перечень факторов, учитываемых при оценке технического состояния газопровода, приведен в таблице 2.

5.6 Комплексный учёт влияния многочисленных факторов, определяющих техническое состояние газопровода, осуществляют в результате совместного проведения:

– балльной оценки факторов, характеризующих техническое состояние газопровода (см. подраздел 6.1);

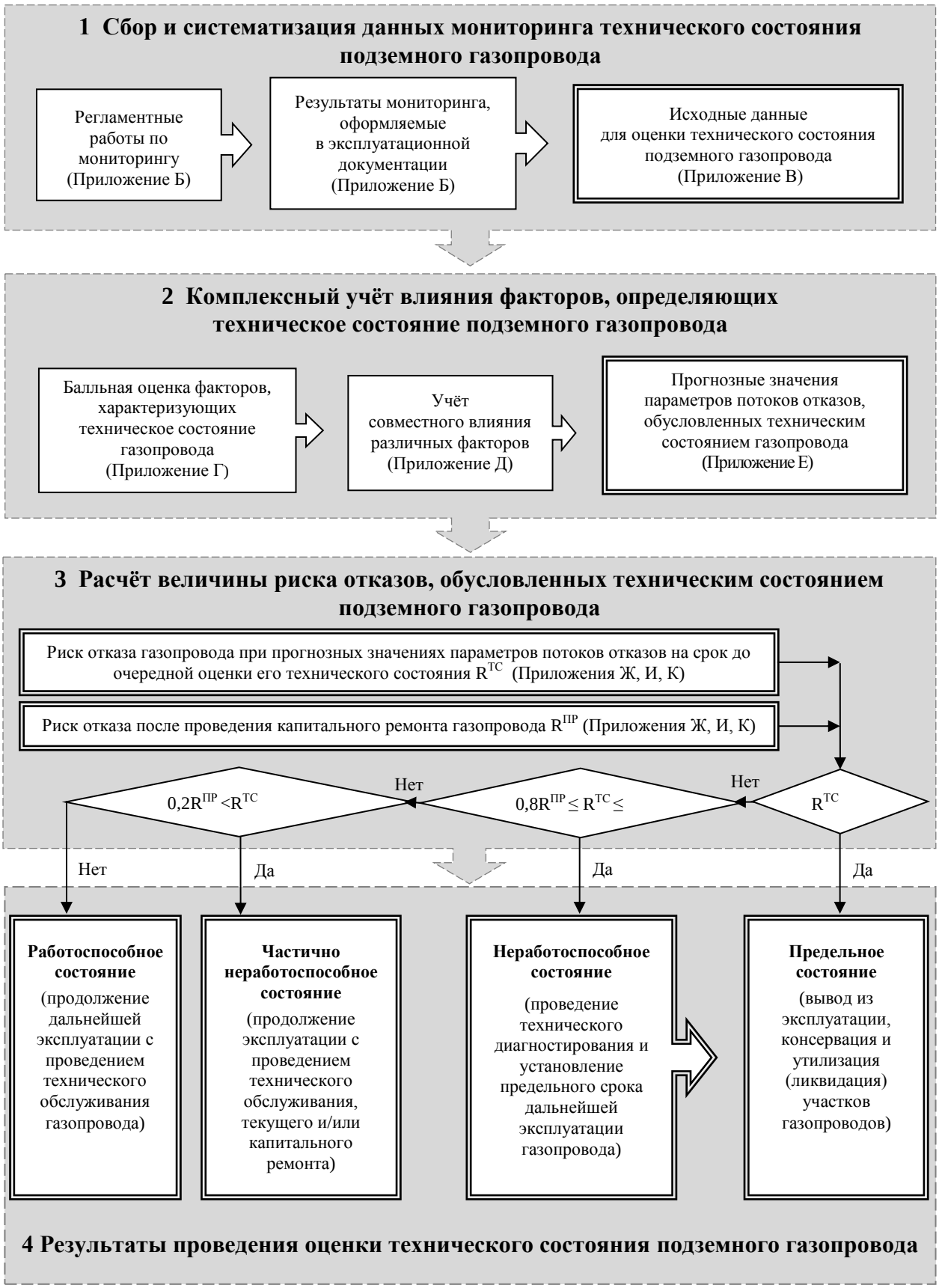
– оценки совместного влияния различных факторов (см. подраздел 6.2);

– расчёта прогнозных значений параметров потоков отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода (см. подраздел 6.3).

5.7 Расчёт величины риска отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода, производят в соответствии с методическими положениями, изложенными в разделе 7, и выполняют для двух вариантов эксплуатации газопровода:

– с проведением технического обслуживания и текущих ремонтов газопровода по ГОСТ Р 54983 при прогнозных значениях параметров потоков отказов на срок до очередной оценки технического состояния газопровода;

– после проведения капитального ремонта (или реконструкции) газопровода (или его участка).



Р и с у н о к 1 – Состав и последовательность проведения оценки технического состояния подземного газопровода

Таблица 2 – Факторы, учитываемые при оценке технического состояния газопровода

Наименование группы факторов	Факторы, учитываемые при оценке технического состояния газопроводов:		
	стальных подземных	стальных надземных	полиэтиленовых
Конструктивно-технологические показатели	Протяженность газопровода		
	Расчётное давление газа в газопроводе		
	Наружный диаметр газопровода		
	Толщина стенки трубы газопровода		Марка полиэтилена
Внешние условия	Место прокладки газопровода (в поселениях, межпоселковый)		
	Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями		
	Опасное влияние блуждающих токов	Наличие особых природных и климатических условий	
	Коррозионная агрессивность грунта	Наличие деревьев, расстояние от которых до газопровода менее высоты деревьев в течение всего срока эксплуатации газопровода	Наличие трубопроводов, складов, резервуаров и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды)
	стальных подземных	стальных надземных	полиэтиленовых
Определяющие параметры технического состояния газопровода	Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:		
	– адгезии защитного покрытия	– прокладки газопровода	– характеристик труб газопровода
	– переходного сопротивления защитного покрытия	– установки опор и креплений	– соединений «полиэтилен-сталь»
	– защищённости газопровода по времени средствами ЭХЗ	– антикоррозионного защитного покрытия	– других соединительных деталей
	– ударной вязкости металла трубы	– металла труб газопровода	–
	Нарушение ограничений, установленных в охранной зоне газопровода		

Окончание таблицы 2

Наименование группы факторов	Факторы, учитываемые при оценке технического состояния газопроводов:		
	стальных подземных	стальных надземных	полиэтиленовых
Выявленные дефекты и повреждения	Сквозные коррозионные повреждения:	Коррозионные повреждения газопровода – на поверхности трубы, на участках опирания на опоры, в местах входа и выхода из земли:	Сквозные повреждения труб (кроме механических повреждений труб при проведении земляных работ в охранной зоне газопровода):
	– общее количество мест СКП, выявленных с начала эксплуатации газопровода	– общее количество мест КПГ, выявленных с начала эксплуатации газопровода	– общее количество мест СП, выявленных с начала эксплуатации газопровода
	– рост количества СКП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	– рост количества КПГ за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	– рост количества СП за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием
Выявленные дефекты и повреждения	Повреждения защитного покрытия:	Повреждения газопровода и опор – вибрации, сплющивание, смещение газопровода относительно проектного положения по вертикали и/или горизонтали; просадка, изгиб и повреждения опор:	Дефекты сварных соединений газопровода:
	– общее количество мест ПЗП, выявленных с начала эксплуатации газопровода	– общее количество мест ПГО, выявленных с начала эксплуатации газопровода	– общее количество мест ДСС, выявленных с начала эксплуатации газопровода
	– рост количества ПЗП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	– рост количества ПГО за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	– рост количества ДСС за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием

5.8 Решение о соответствии технического состояния газопровода одному из устанавливаемых при оценке состояний (работоспособному, частично

неработоспособному, неработоспособному, предельному) принимают на основании сопоставления величин рассчитанных рисков отказов в соответствии с рекомендациями, изложенными в разделе 8.

5.9 Акты оценки технического состояния газопровода оформляют по формам, приведённым в приложении А, содержащим предложения по дальнейшей эксплуатации и необходимости проведения технического диагностирования (для подземных газопроводов).

6 Комплексный учёт влияния факторов, определяющих техническое состояние газопровода

6.1 Балльная оценка факторов, характеризующих техническое состояние газопровода

6.1.1 Применение балльной оценки при выявлении технического состояния газопроводов даёт возможность учесть в совокупности:

– значительное количество факторов, определяющих условия эксплуатации газопровода;

– существенное отличие учитываемых факторов по степени их влияния;

– различную достоверность (неопределённость) имеющейся в ГРО информации о техническом состоянии эксплуатируемых газопроводов.

6.1.2 Отбор факторов, учитываемых при балльной оценке технического состояния газопроводов, произведён:

– для стальных подземных газопроводов – путём выполнения многофакторного корреляционно-регрессионного анализа статистической базы данных о результатах технического диагностирования [4];

– для полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов – по результатам экспертных оценок информации, полученной из ГРО.

6.1.3 Факторы, отобранные для проведения балльной оценки технического состояния газопроводов, разделены на четыре группы:

– конструктивно-технологические показатели;

– внешние условия;

– параметры, определяющие технического состояния газопровода;

– дефекты и повреждения, выявленные при мониторинге за время эксплуатации газопровода.

6.1.4 Интегральную балльную оценку технического состояния газопровода $B_{ГП}$ определяют по формуле

$$B_{ГП} = \sum_{i=1}^{I} \alpha_i \cdot \sum_{j=1}^{J} \beta_{ij} \cdot b_{ijk}, \qquad (1)$$

где α_i – весовая доля *i*-й группы факторов в интегральной балльной оценке, доли единицы;

β_{ij} – весовая доля *j*-го фактора в *i*-й группе, доли единицы;

b_{ijk} – числовое значение балльной оценки *j*-го фактора в *i*-й группе, в зависимости от степени влияния оцениваемого фактора на техническое состояние подземного газопровода принимается в диапазоне от 0 до 10.

Значения α_i, β_{ij} и b_{ijk} для проведения балльных оценок газопроводов приведены в приложении Г, где также показаны граничные (минимальные и максимальные) значения балльных оценок для каждого фактора и суммарно для оцениваемого газопровода.

6.1.5 В случае отсутствия данных по отдельным факторам, интегральную балльную оценку $B_{ГП}$ корректируют по формуле

$$B^{*}_{ГП} = \frac{B_{ГП}}{(1 - \sum_{m=1}^{M} \alpha_i \cdot \beta_{im})}, \qquad (2)$$

где $B_{ГП}$ – интегральная балльная оценка, определённая по формуле (1), доли единицы;

* Интегральная бальная оценка $B_{ГП}$ в случае отсутствия данных по m-му фактору.

α_i – весовая доля *i*-й группы факторов, в которую входит *m*-й неоценённый фактор, доли единицы;

β_{im} – весовая доля *m*-го неоценённого фактора в *i*-й группе, доли единицы.

6.1.6 В случаях различия конструктивно-технологических показателей по протяжённости газопровода балльную оценку рассчитывают отдельно для каждого участка с последующим усреднением оценки пропорционально протяжённостям участков.

6.2 Учёт совместного влияния различных факторов на техническое состояние газопровода

6.2.1 Величину балльной оценки технического состояния газопровода с учётом различных сочетаний (комбинаций) влияющих факторов $B_{ГП}^{СВ}$ определяют по формуле

$$B_{ГП}^{СВ} = B_{ГП} \cdot k^{СВ}, \qquad (3)$$

где $B_{ГП}$ – интегральная балльная оценка технического состояния газопровода, определённая по формулам (1) или (2);

$k^{СВ}$ – коэффициент, учитывающий совместное влияние различных факторов при их возможных сочетаниях (комбинациях).

6.2.2 Значения коэффициента $k^{СВ}$ для некоторых возможных сочетаний влияющих факторов (от весьма благоприятного до чрезвычайно опасного) при проведении балльной оценки газопровода приведены в приложении Д.

6.3 Расчёт прогнозных значений параметров потоков отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода

6.3.1 Критические отказы, возникающие вследствие технического состояния газопровода и приводящие к нарушению работоспособного состояния последнего, приведены в таблице 3.

В методических положениях, изложенных в разделе 7, допускают возможность учитывать при оценке технического состояния газопровода другие виды отказов, характерных для стальных и полиэтиленовых газопроводов.

Таблица 3 – Критические отказы, обусловленные техническим состоянием газопроводов

Газопроводы	Признаки нарушения работоспособного состояния газопровода	Обозначение параметра потока отказов
Стальные подземные	Сквозные коррозионные повреждения металла трубы газопровода	$\omega_{СКП}^{ТС}$
	Повреждения защитного покрытия газопровода	$\omega_{ПЗП}^{ТС}$
Полиэтиленовые	Сквозные повреждения труб (кроме механических повреждений труб при проведении земляных работ в охранной зоне газопровода)	$\omega_{СП}^{ТС}$
	Дефекты сварных соединений газопровода	$\omega_{ДСС}^{ТС}$
Стальные надземные	Коррозионные повреждения газопровода – на поверхности трубы, на участках опирания на опоры, в местах входа и выхода из земли	$\omega_{КПГ}^{ТС}$
	Повреждения газопровода и опор – вибрации, сплющивания, смещения газопровода относительно проектного положения по вертикали и/или горизонтали; просадка, изгиб и повреждения опор	$\omega_{ПГО}^{ТС}$

Справочные сведения о различных отказах, повреждениях и авариях на распределительных газопроводах (по данным различных организаций) приведены в приложении Е.

6.3.2 Показателем, объективно характеризующим текущее техническое состояние как конкретного газопровода, так и совокупности газопроводов, входящих в сети газораспределения, является осреднённый параметр потока отказов ω.

6.3.3 Среднестатистические значения параметра потока отказов $\omega^{СР}$, рассчитываемые ежегодно для использования в отчётных материалах (в масштабах России, ОАО «Газпром газораспределение» или отдельной ГРО), формируют на основе сбора и систематизации большого объёма данных об обнаруженных отказах (см. приложение Е) и характеризуют в целом уровень технического состояния сетей газораспределения.

6.3.4 Отличие параметра потока отказов $\omega^{ТС}$, возникающих на конкретном газопроводе, от среднестатистического параметра потока отказов на сетях газораспределения $\omega^{СР}$ обусловлено:

– фактическим техническим состоянием газопровода, условиями его эксплуатации, влияющими факторами;

– изменением $\omega^{ТС}$ на протяжении жизненного цикла газопровода.

6.3.5 Процедура проведения оценки технического состояния газопровода предусматривает поэтапное продление эксплуатации с учётом риска возникновения отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода.

С этой целью прогнозные значения параметров потоков отказов в интервалах между плановыми оценками технического состояния газопровода определяют по формуле

$$\omega_i^{ТС} = \omega_i^{СР} \cdot \frac{В_{ГП}^{СВ}}{В^{СР}}, \qquad (4)$$

где $\omega_i^{ТС}$ – прогнозное значение параметра потока *i*-х отказов газопровода, обусловленных его техническим состоянием, на период от текущей до очередной плановой оценки технического состояния, отказ/(км·год);

$\omega_i^{СР}$ – среднестатистическое значение параметра потока *i*-х отказов, обнаруженных на сетях газораспределения (см. приложение Е), отказ/(км·год);

$В_{ГП}^{СВ}$ – величина балльной оценки технического состояния газопровода с учётом различных сочетаний (комбинаций) влияющих факторов, определённая по формуле (3);

$В^{СР}$ – средняя балльная оценка технического состояния газопроводов сетей газораспределения (см. приложение Г).

Примеры расчётов средней балльной оценки $В^{СР}$ для стальных подземных, полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов приведены в приложении Г (см. таблицу Г.4, Г.5 и Г.6).

7 Расчёт величины риска отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода

7.1 Риск отказа газопровода в интервалах между плановыми оценками его технического состояния

7.1.1 В качестве критерия при проведении оценки технического состояния газопровода принято соотношение величин риска отказов, рассчитанных для двух вариантов эксплуатации газопровода:

– с продолжением эксплуатации на срок до очередной оценки технического состояния газопровода и проведением при этом технического обслуживания и текущих ремонтов;

– с возобновлением эксплуатации после проведения капитального ремонта (или реконструкции) газопровода (или его участка).

7.1.2 Под риском понимают связанное с техническим состоянием газопровода сочетание последствий возможных отказов и соответствующих вероятностей применительно к альтернативным вариантам развития событий:

– в случае обнаружения отказов при мониторинге – с затратами на проведение технического обслуживания и текущих ремонтов при прогнозных значениях параметров потоков отказов на срок до очередной оценки технического состояния газопровода;

– в случае необнаружения отказа – с возможными ущербами от аварии при значении её вероятности, рассчитанном с учётом технического состояния газопровода.

7.1.3 На протяжении периода эксплуатации газопровода между двумя очередными оценками его технического состояния величину риска отказов на газопроводе $R^{ТС}$, руб., рассчитывают по формуле

$$R^{ТС} = L_{ГП} \cdot \Delta T_{ОТС} \cdot \sum_{i=1}^{I} З_{Pi}^{ТР} \cdot \omega_i^{ТС} + У_{АВ}^{\Sigma} \cdot P_{АВ}^{ТС}, \qquad (5)$$

где $L_{ГП}$ – протяжённость газопровода, км;

$\Delta T_{ОТС}$ – продолжительность интервала времени между очередными оценками технического состояния газопровода, год;

$З_{Pi}^{ТР}$ – суммарные затраты на производство работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту газопровода при возникновении *i*-го отказа, руб./отказ;

i – вид отказа, обусловленного техническим состоянием газопровода (см. таблицу 3);

$\omega_i^{ТС}$ – прогнозное значение параметра потока *i*-х отказов, рассчитываемое по формуле (4) на период от текущей до очередной плановой оценки технического состояния газопровода, отказ/(км·год);

$У^{\Sigma}_{АВ}$ – интегральный ущерб от аварии, произошедшей в результате возникновения утечки газа из газопровода, руб.;

$Р^{ТС}_{АВ}$ – вероятность возникновения аварии в результате утечки газа из газопровода в интервалах между очередными оценками его технического состояния, доли единицы.

7.1.4 Расчёт составляющих затрат $З^{ТР}_{Р}$ приведен в приложении Ж, а необходимые для расчётов данные – в приложении И.

Оценка интегрального ущерба от аварии $У^{\Sigma}_{АВ}$ и оценка вероятности возникновения аварии в результате утечки газа из газопровода $Р^{ТС}_{АВ}$ приведены в приложении К.

7.2 Риск отказа после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода

7.2.1 Величину риска отказов на газопроводе после проведения капитального ремонта (реконструкции) $R^{ПР}$, руб., оценивают по формуле

$$R^{ПР} = L_{ГП}\left[З_{ТД} + \frac{L_{уч}}{L_{ГП}} \cdot \left(З_{ПИР} \cdot k_{ПИР} + З^{КР}_{СМР}\right) + \Delta T_{ОТС} \sum_{i=1}^{I} З^{ТР}_{Pi} \cdot \omega_i^{ПР}\right] + У^{\Sigma}_{АВ} \cdot Р^{ПР}_{АВ}, \qquad (6)$$

где $L_{ГП}$ – протяжённость газопровода, км;

$З_{ТД}$ – удельная стоимость услуг по техническому диагностированию и экспертизе промышленной безопасности подземного газопровода, руб./км;

$L_{уч}$ – протяженность участка (участков) газопровода, на котором (которых) производится его (их) капитальный ремонт (реконструкция), км;

$З_{ПИР}$ – удельная стоимость проектно-изыскательских работ, руб./км;

$k_{ПИР}$ – договорной коэффициент;

$З^{КР}_{СМР}$ – суммарные удельные затраты на производство строительно-монтажных работ по капитальному ремонту (реконструкции) газопровода, руб./км;

$\Delta Т_{ОТС}$ – продолжительность интервала времени между очередными оценками технического состояния газопровода, год;

$З^{ТР}_{Рi}$ – суммарные затраты на производство работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту газопровода при возникновении *i*-го отказа, руб./отказ;

$\omega^{ПР}_{i}$ – прогнозное значение параметра потока *i*-х отказов, рассчитываемое по формуле (4) после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода, отказ/(км·год);

$У^{\Sigma}_{АВ}$ – интегральный ущерб от аварии, произошедшей в результате возникновения утечки газа из газопровода, руб.;

$Р^{ПР}_{АВ}$ – вероятность возникновения аварии в результате утечки газа из газопровода после проведения его капитального ремонта (реконструкции), доли единицы.

7.2.2 Удельную стоимость услуг по техническому диагностированию и экспертизе промышленной безопасности газопроводов $З_{ТД}$ принимают на уровне среднерыночных значений для конкретного региона.

7.2.3 Удельная стоимость проектно-изыскательских работ $З_{ПИР}$ в зависимости от протяжённости газопровода приведена в приложении И (см. таблицу И.2).

7.2.4 Расчёт составляющих затрат $З^{КР}_{СМР}$ приведен в приложении Ж, а необходимые для расчётов данные – в приложении И.

Оценка вероятности возникновения аварии на газопроводе $Р^{ПР}_{АВ}$ приведена в приложении К.

8 Результаты проведения оценки технического состояния газопровода

8.1 Техническое состояние газопровода оценивают в зависимости от соотношения величин рисков отказов $R^{ТС}$ и $R^{ПР}$, рассчитанных для двух вариантов эксплуатации газопровода (см. таблицу 4):

– при продолжении эксплуатации газопровода до проведения очередной плановой оценки его технического состояния ($R^{ТС}$, см. подраздел 7.1);

– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода или его участка ($R^{ПР}$, см. подраздел 7.2).

Т а б л и ц а 4 – Оценка технического состояния газопровода

Соотношение $R^{ТС}$ и $R^{ПР}$	Оценка технического состояния газопровода	Принимаемое решение
$R^{ТС} < 0{,}2R^{ПР}$	Работоспособное	Дальнейшая эксплуатация продлевается до следующей процедуры оценки технического состояния с проведением технического обслуживания и текущего ремонта
$0{,}2R^{ПР} < R^{ТС} < 0{,}8R^{ПР}$	Частично неработоспособное	Дальнейшая эксплуатация продлевается до следующей процедуры оценки технического состояния с проведением технического обслуживания, текущего и/или капитального ремонта
$0{,}8R^{ПР} \le R^{ТС} \le 0{,}8R^{ПР}$	Неработоспособное	Определяется необходимость проведения технического диагностирования, по результатам которого устанавливается предельный срок дальнейшей эксплуатации подземного газопровода*
$R^{ТС} > R^{ПР}$	Предельное	Газопровод (участок газопровода) выводится из эксплуатации с проведением консервации и утилизации (ликвидации)
* Для стальных надземных газопроводов предельный срок дальнейшей эксплуатации (прогнозируемый переход в предельное состояние) определяется по результатам проведения оценки технического состояния.		

8.2 Результаты проведения оценки технического состояния газопровода оформляют актами по формам, приведенным в приложении А.

8.3 После проведения очередной оценки технического состояния ее результаты вносят в эксплуатационный паспорт газопровода в форме таблицы 5.

Т а б л и ц а 5 – Результаты оценки технического состояния газопровода

Дата оценки	Величина риска отказов, тыс.руб.		Оценка технического состояния газопровода	Предложения по дальнейшей эксплуатации (проведение технического обслуживания, текущего и/или капитального ремонта, реконструкции, другое)	Необходимость проведения технического диагностирования
	$R^{ТС}$	$R^{ПР}$			

Приложение А
(рекомендуемое)

Формы актов оценки технического состояния газопровода

Акт оценки технического состояния подземного газопровода №_____ от «_____»_____20_____г.

1 Место прокладки газопровода_____

2 Давление газа расчётное, МПа_____

3 Протяженность газопровода, м _____ наружный диаметр ,мм _____

4 Материал газопровода _____; толщина стенки, мм _____

5 Вероятность аварии в результате утечки газа из газопровода:

при продолжении эксплуатации газопровода до проведения очередной плановой оценки его технического состояния $P_{АВ}^{ТС}$ = _____

при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода (участка газопровода) $P_{АВ}^{ПР}$ = _____

6 Риск отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода:

при продолжении эксплуатации газопровода до проведения очередной плановой оценки его технического состояния, руб., $R^{ТС}$ = _____

при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода (участка газопровода), руб., $R^{ПР}$ = _____

7 Принятая оценка технического состояния газопровода

_____

(работоспособное, частично неработоспособное, неработоспособное, предельное)

8 Предложения по дальнейшей эксплуатации _____

_____

(проведение технического обслуживания, текущего и/или капитального ремонта, реконструкции, другое)

9 Необходимость проведения технического диагностирования _____

10 Дата очередной оценки технического состояния подземного газопровода_____

Представитель газораспределительной организации

_____ _____ _____ «___» _____ 20__г.

должность, наименование организации — инициалы, фамилия — личная подпись

Представитель производителя работ

_____ _____ _____ «___» _____ 20__г.

должность, наименование организации — инициалы, фамилия — личная подпись

Акт оценки технического состояния надземного газопровода №_____ от «_____»_____20_____г.

1 Место прокладки газопровода_____

2 Давление газа расчётное, МПа_____

3 Протяженность газопровода, м_____ наружный диаметр, мм _____

4 Материал газопровода_____ толщина стенки, мм _____

5 Вероятность аварии в результате утечки газа из газопровода:

при продолжении эксплуатации газопровода до проведения очередной плановой оценки его технического состояния P_{AB}^{TC} = _____

при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода (участка газопровода) $P_{AB}^{ПР}$ = _____

6 Риск отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода:

при продолжении эксплуатации газопровода до проведения очередной плановой оценки его технического состояния, руб., R^{TC} = _____

при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода (участка газопровода), руб., $R^{ПР}$ = _____

7 Принятая оценка технического состояния газопровода

_____

(работоспособное, частично неработоспособное, неработоспособное, предельное)

8 Предложения по дальнейшей эксплуатации _____

_____

(проведение технического обслуживания, текущего и/или капитального ремонта, реконструкции, другое)

9 Дата очередной оценки технического состояния надземного газопровода_____

Представитель газораспределительной организации

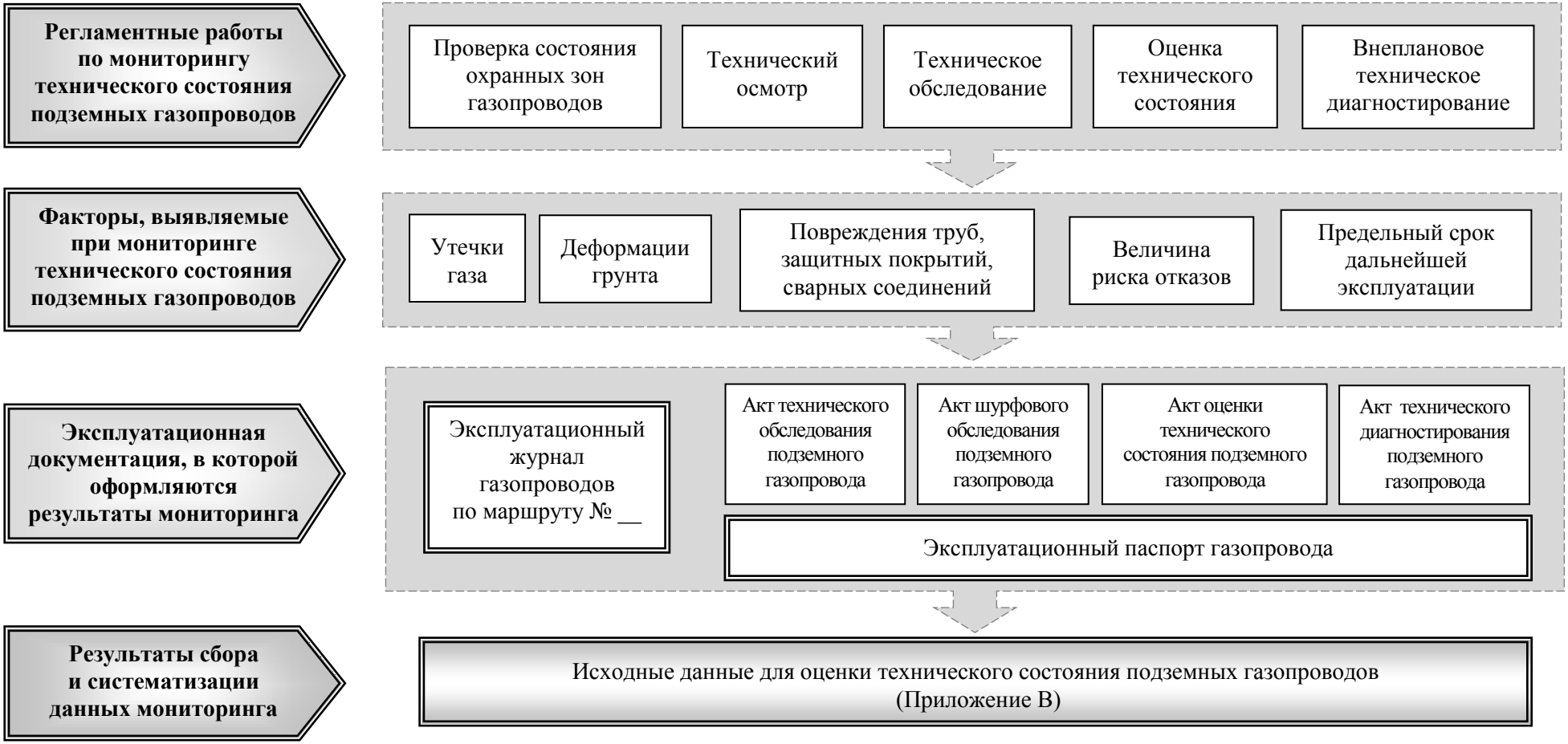
_____	_____	_____	«___» _____ 20__г.
должность, наименование организации	инициалы, фамилия	личная подпись	

Представитель производителя работ

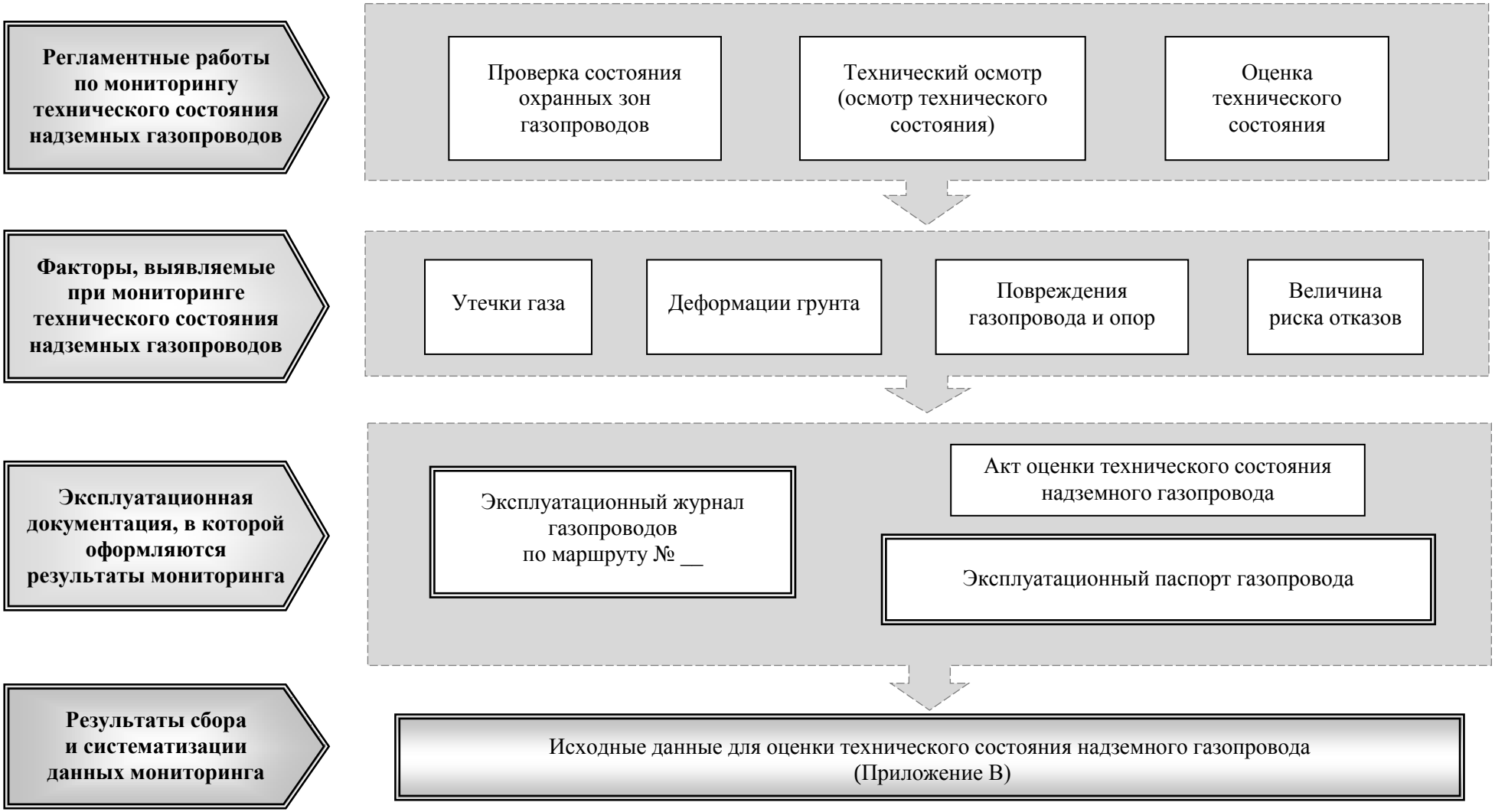
_____	_____	_____	«___» _____ 20__г.
должность, наименование организации	инициалы, фамилия	личная подпись	

Приложение Б
(справочное)

Схема формирования исходных данных для оценки технического состояния газопроводов



Р и с у н о к Б.1 – Схема формирования исходных данных для оценки технического состояния подземных газопроводов



Р и с у н о к Б.2 – Схема формирования исходных данных для оценки технического состояния надземных газопроводов

Приложение В
(рекомендуемое)

Исходные данные для оценки технического состояния газопроводов

Таблица В.1 – Исходные данные, необходимые для оценки технического состояния стального подземного газопровода

Наименование фактора	Значение (состояние) фактора		Рекомендуемый источник информации
	возможное	фактическое	
1 Конструктивно-технологические показатели			
Протяженность газопровода (участка газопровода), км	До 0,1 включ.		Эксплуатационный паспорт газопровода
	Св. 0,1 до 0,5 включ.		
	Св. 0,5 до 1,0 включ.		
	Св. 1,0 до 2,0 включ.		
	Свыше 2,0		
Наружный диаметр газопровода, мм	До 100 включ.		
	Св. 100 до 350 включ.		
	Свыше 350		
Толщина стенки газопровода, мм	До 4 включ.		
	Св. 4 до 10 включ.		
	Свыше 10		
Давление газа расчётное, МПа	До 0,005 включ.		
	Св. 0,005 до 0,3 включ.		
	Св. 0,3 до 0,6 включ.		
	Св. 0,6 до 1,2 включ.		
	Свыше 1,2		
2 Внешние условия			
Опасное влияние блуждающих токов	Отсутствует		Эксплуатационный паспорт газопровода
	Имеется		
Коррозионная агрессивность грунта	Низкая		
	Средняя		
	Высокая		
Место прокладки газопровода	Межпоселковый		
	В поселениях		
Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	Нет		
	От 1 до 5 включ.		
	Св. 5 до 15 включ.		
	Св. 15 до 30 включ.		
	Свыше 30		

Окончание таблицы В.1

Наименование фактора	Значение (состояние) фактора		Рекомендуемый источник информации
	возможное	фактическое	
3 Определяющие параметры технического состояния газопровода			
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:			Эксплуатационный паспорт газопровода
– адгезии защитного покрытия	Соответствует		
	Не соответствует		
– переходного сопротивления защитного покрытия	Соответствует		
	Не соответствует		
– защищённости участка газопровода по времени средствами ЭХЗ	Соответствует		
	Не соответствует		
– ударной вязкости металла трубы	Соответствует		
	Не соответствует		
Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	Отсутствуют		Эксплуатационный журнал газопроводов по маршруту № ____
	Имеются		
4 Выявленные дефекты и повреждения			
Сквозные коррозионные повреждения металла трубы газопровода:			Акт технического обследования подземного газопровода Акт шурфового обследования подземного газопровода Эксплуатационный паспорт газопровода
– общее количество мест СКП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	Нет		
	От 1 до 2 включ.		
	Св. 2 до 5 включ.		
	Св. 5 до 10 включ.		
	Свыше 10		
– рост количества СКП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	Отсутствует		
	Имеет место		
Повреждения защитного покрытия:			Акт технического обследования подземного газопровода Акт шурфового обследования подземного газопровода Эксплуатационный паспорт газопровода
– общее количество мест ПЗП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	Нет		
	От 1 до 20 включ.		
	Св. 20 до 80 включ.		
	Свыше 80		
	Вода под изоляцией		
– рост количества ПЗП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	Отсутствует		
	Имеет место		

Таблица В.2 – Исходные данные, необходимые для оценки технического состояния полиэтиленового газопровода

Наименование фактора	Значение (состояние) фактора		Рекомендуемый источник информации
	возможное	фактическое	
1 Конструктивно-технологические показатели			
Протяженность газопровода (участка газопровода), км	До 0,1 включ.		Эксплуатационный паспорт газопровода
	Св. 0,1 до 0,5 включ.		
	Св. 0,5 до 1,0 включ.		
	Св. 1,0 до 2,0 включ.		
	Свыше 2,0		
Номинальный наружный диаметр газопровода, мм	До 110 включ.		
	Св. 110 до 355 включ.		
	Свыше 355		
Марка полиэтилена	ПЭ 63		
	ПЭ 80		
	ПЭ 100		
Давление газа расчётное, МПа	До 0,005 включ.		
	Св. 0,005 до 0,3 включ.		
	Св. 0,3 до 0,6 включ.		
	Св. 0,6 до 1,2 включ.		
2 Внешние условия			
Наличие трубопроводов, складов, резервуаров и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды)	Отсутствуют		Эксплуатационный паспорт газопровода
	Имеются		
Наличие особых природных и климатических условий	Отсутствуют		
	Имеются		
Место прокладки газопровода	Межпоселковый		
	В поселениях		
Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	Нет		
	От 1 до 5 включ.		
	Св. 5 до 15 включ.		
	Св. 15 до 30 включ.		
	Свыше 30		

Окончание таблицы В.2

Наименование фактора	Значение (состояние) фактора		Рекомендуемый источник информации
	возможное	фактическое	
3 Определяющие параметры технического состояния газопровода			
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:			Эксплуатационный паспорт газопровода
– характеристик труб газопровода	Соответствует		
	Не соответствует		
– соединений «полиэтилен-сталь»	Соответствует		
	Не соответствует		
– других соединительных деталей	Соответствует		
	Не соответствует		
Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	Отсутствуют		Эксплуатационный журнал газопроводов по маршруту № ____
	Имеются		
4 Выявленные дефекты и повреждения			
Сквозные повреждения труб (кроме механических повреждений труб при проведении земляных работ в охранной зоне газопровода):			Акт технического обследования подземного газопровода Акт шурфового обследования подземного газопровода Эксплуатационный паспорт газопровода
– общее количество мест СП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	Нет		
	От 1 до 2 включ.		
	Св. 2 до 5 включ.		
	Св. 5 до 10 включ.		
	Свыше 10		
– рост количества СП за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	Отсутствует		
	Имеет место		
Дефекты сварных соединений газопровода:			Акт технического обследования подземного газопровода Акт шурфового обследования подземного газопровода Эксплуатационный паспорт газопровода
– общее количество мест ДСС, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	Нет		
	От 1 до 2 включ.		
	Св. 2 до 5 включ.		
	Свыше 5		
– рост количества ДСС за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	Отсутствует		
	Имеет место		

Таблица В.3 – Исходные данные, необходимые для оценки технического состояния стального надземного газопровода

Наименование фактора	Значение (состояние) фактора		Рекомендуемый источник информации
	возможное	фактическое	
1 Конструктивно-технологические показатели			
Протяженность газопровода (участка газопровода), км	До 0,1 включ.		Эксплуатационный паспорт газопровода
	Св. 0,1 до 0,5 включ.		
	Св. 0,5 до 1,0 включ.		
	Св. 1,0 до 2,0 включ.		
	Свыше 2,0		
Наружный диаметр газопровода, мм	До 100 включ.		
	Св. 100 до 250 включ.		
	Свыше 250		
Толщина стенки газопровода, мм	До 3 включ.		
	Св. 3 до 8 включ.		
	Свыше 8		
Давление газа расчётное, МПа	До 0,005 включ.		
	Св. 0,005 до 0,3 включ.		
	Св. 0,3 до 0,6 включ.		
	Св. 0,6 до 1,2 включ.		
	Свыше 1,2		
2 Внешние условия			
Наличие деревьев, расстояние от которых до газопровода менее высоты деревьев в течение всего срока эксплуатации газопровода	Отсутствуют		Эксплуатационный журнал газопроводов по маршруту № ____ Эксплуатационный паспорт газопровода
	Имеются		
Наличие особых природных и климатических условий	Отсутствуют		
	Имеются		
Место прокладки газопровода	Межпоселковый		
	В поселениях		
Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	Нет		
	От 1 до 5 включ.		
	Св. 5 до 15 включ.		
	Св. 15 до 30 включ.		
	Свыше 30		

Окончание таблицы В.3

Наименование фактора	Значение (состояние) фактора		Рекомендуемый источник информации
	возможное	фактическое	
3 Определяющие параметры технического состояния газопровода			
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:			Эксплуатационный журнал газопроводов по маршруту № ____ Эксплуатационный паспорт газопровода
– прокладки газопровода	Соответствует		
	Не соответствует		
–установки опор и креплений	Соответствует		
	Не соответствует		
–антикоррозионного защитного покрытия	Соответствует		
	Не соответствует		
– металла трубы	Соответствует		
	Не соответствует		
Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	Отсутствуют		
	Имеются		
4 Выявленные дефекты и повреждения			
Коррозионные повреждения газопровода: на поверхности трубы, на участках опирания на опоры, в местах входа и выхода из земли:			Эксплуатационный журнал газопроводов по маршруту № ____ Эксплуатационный паспорт газопровода
– общее количество мест КП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	Нет		
	От 1 до 2 включ.		
	Св. 2 до 5 включ.		
	Св. 5 до 10 включ.		
	Свыше 10		
– рост количества КП за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	Отсутствует		
	Имеет место		
Повреждения газопровода и опор – вибрации, сплющивание, смещение газопровода относительно проектного положения по вертикали и/или горизонтали; просадка, изгиб и повреждения опор:			Эксплуатационный журнал газопроводов по маршруту № ____ Эксплуатационный паспорт газопровода
– общее количество мест ПГО, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	Нет		
	От 1 до 20 включ.		
	Св. 20 до 50 включ.		
	Свыше 50		
– рост количества ПГО за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	Отсутствует		
	Имеет место		

Приложение Г
(рекомендуемое)

Факторы, влияющие на техническое состояние газопроводов

Т а б л и ц а Г.1 – Балльная оценка факторов, характеризующих техническое состояние стального подземного газопровода

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Граничные значения балльной оценки (по каждому фактору и суммарно)	
						min	max
Конструктивно-технологические показатели	0,014	Протяженность газопровода (участка газопровода), км	0,106	До 0,1 включ.	1	0,001	0,015
				Св. 0,1 до 0,5 включ.	2		
				Св. 0,5 до 1,0 включ.	3		
				Св. 1,0 до 2,0 включ.	5		
				Свыше 2,0	10		
		Наружный диаметр газопровода, мм	0,171	До 100 включ.	1	0,002	0,024
				Св. 100 до 350 включ.	5		
				Свыше 350	10		
		Толщина стенки газопровода, мм	0,276	До 4 включ.	10	0,004	0,039
				Св. 4 до 10 включ.	5		
				Свыше 10	1		
		Давление газа расчётное, МПа	0,447	До 0,005 включ.	1	0,006	0,063
				Св. 0,005 до 0,3 включ.	3		
				Св. 0,3 до 0,6 включ.	6		
				Св. 0,6 до 1,2 включ.	9		
				Свыше 1,2	10		

Продолжение таблицы Г.1

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Граничные значения балльной оценки (по каждому фактору и суммарно)	
						min	max
Внешние условия	0,052	Опасное влияние блуждающих токов	0,567	Отсутствует	0	0,000	0,295
				Имеется	10		
		Коррозионная агрессивность грунта	0,216	Низкая	1	0,011	0,112
				Средняя	3		
				Высокая	10		
		Место прокладки газопровода	0,134	Межпоселковый	3	0,021	0,070
				В поселениях	10		
		Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	0,083	Нет	0	0,000	0,043
				От 1 до 5 включ.	4		
				Св. 5 до 15 включ.	6		
				Св. 15 до 30 включ.	8		
				Свыше 30	10		
Определяющие параметры технического состояния газопровода	0,103	Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:					
		– адгезии защитного покрытия	0,057	Соответствует	0	0,000	0,059
				Не соответствует	10		
		– переходного сопротивления защитного покрытия	0,085	Соответствует	0	0,000	0,088
				Не соответствует	10		
		– защищённости газопровода по времени средствами ЭХЗ	0,201	Соответствует	0	0,000	0,207
				Не соответствует	10		
		– ударной вязкости металла трубы	0,619	Соответствует	0	0,000	0,638
				Не соответствует	10		
		Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	0,038	Отсутствуют	0	0,000	0,039
				Имеются	10		

Окончание таблицы Г.1

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Граничные значения балльной оценки (по каждому фактору и суммарно)	
						min	max
Выявленные дефекты и повреждения	0,831	Сквозные коррозионные повреждения металла трубы газопровода:					
		– общее количество мест СКП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,737	Нет	0	0,000	6,124
				От 1 до 2 включ.	2		
				Св. 2 до 5 включ.	5		
				Св. 5 до 10 включ.	9		
				Свыше 10	10		
		– рост количества СКП, выявленных за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	0,189	Отсутствует	0	0,000	1,571
				Имеет место	10		
		Повреждения защитного покрытия:					
		– общее количество мест ПЗП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,042	Нет	0	0,000	0,349
				От 1 до 20 включ.	2		
				Св. 20 до 80 включ.	6		
				Свыше 80	10		
				Вода под изоляцией	10		
		– рост количества ПЗП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	0,032	Отсутствует	0	0,000	0,266
				Имеет место	10		
Балльная оценка технического состояния стального подземного газопровода $B^{ГП}$						0,046	10,000

Т а б л и ц а Г.2 – Балльная оценка факторов, характеризующих техническое состояние полиэтиленового газопровода

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Граничные значения балльной оценки (по каждому фактору и суммарно)	
						min	max
Конструктивно-технологические показатели	0,014	Протяженность газопровода (участка газопровода), км	0,106	До 0,1 включ.	1	0,001	0,015
				Св. 0,1 до 0,5 включ.	2		
				Св. 0,5 до 1,0 включ.	3		
				Св. 1,0 до 2,0 включ.	5		
				Свыше 2,0	10		
		Номинальный наружный диаметр газопровода, мм	0,171	До 110 включ.	1	0,002	0,024
				Св. 110 до 355 включ.	5		
				Свыше 355	10		
		Марка полиэтилена	0,276	ПЭ 63	10	0,004	0,039
				ПЭ 80	4		
				ПЭ 100	1		
		Давление газа расчётное, МПа	0,447	До 0,005 включ.	1	0,006	0,063
				Св. 0,005 до 0,3 включ.	5		
				Св. 0,3 до 0,6 включ.	8		
				Св. 0,6 до 1,2 включ.	10		

Продолжение таблицы Г.2

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Граничные значения балльной оценки (по каждому фактору и суммарно)	
						min	max
Внешние условия	0,052	Наличие трубопроводов, складов, резервуаров и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды)	0,567	Отсутствуют	0	0,000	0,295
				Имеются	10		
		Наличие особых природных и климатических условий	0,216	Отсутствуют	0	0,000	0,112
				Имеются	10		
		Место прокладки газопровода	0,134	Межпоселковый	3	0,021	0,070
				В поселениях	10		
		Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	0,083	Нет	0	0,000	0,043
				От 1 до 5 включ.	4		
				Св. 5 до 15 включ.	6		
				Св. 15 до 30 включ.	8		
				Свыше 30	10		
Определяющие параметры технического состояния газопровода	0,103	Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:					
		– характеристик труб газопровода	0,566	Соответствует	0	0,000	0,583
				Не соответствует	10		
		– соединений «полиэтилен-сталь»	0,234	Соответствует	0	0,000	0,241
				Не соответствует	10		
		– других соединительных деталей	0,162	Соответствует	0	0,000	0,167
				Не соответствует	10		
		Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	0,038	Отсутствуют	0	0,000	0,039
				Имеются	10		

Окончание таблицы Г.2

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Граничные значения балльной оценки (по каждому фактору и суммарно)	
						min	max
Выявленные дефекты и повреждения	0,831	Сквозные повреждения труб (кроме механических повреждений труб при проведении земляных работ в охранной зоне газопровода):					
		– общее количество мест СП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,4	Нет	0	0,000	3,324
				От 1 до 2 включ.	2		
				Св. 2 до 5 включ.	5		
				Св. 5 до 10 включ.	9		
				Свыше 10	10		
		– рост количества СП, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,1	Отсутствует	0	0,000	0,831
				Имеет место	10		
		Дефекты сварных соединений газопровода:					
		– общее количество мест ДСС, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,4	Нет	0	0,000	3,324
				От 1 до 2 включ.	2		
				Св. 2 до 5 включ.	6		
				Свыше 5	10		
		– рост количества ДСС, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,1	Отсутствует	0	0,000	0,831
				Имеет место	10		
Балльная оценка технического состояния полиэтиленового газопровода $В^{ГП}$						0,035	10,000

Т а б л и ц а Г.3 – Балльная оценка факторов, характеризующих техническое состояние стального надземного газопровода

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Граничные значения балльной оценки (по каждому фактору и суммарно)	
						min	max
Конструктивно-технологические показатели	0,014	Протяженность газопровода (участка газопровода), км	0,106	До 0,1 включ.	1	0,001	0,015
				Св. 0,1 до 0,5 включ.	2		
				Св. 0,5 до 1,0 включ.	3		
				Св. 1,0 до 2,0 включ.	5		
				Свыше 2,0	10		
		Наружный диаметр газопровода, мм	0,171	До 100 включ.	1	0,002	0,024
				Св. 100 до 250 включ.	5		
				Свыше 250	10		
		Толщина стенки газопровода, мм	0,276	До 3 включ.	10	0,004	0,039
				Св. 3 до 8 включ.	5		
				Свыше 8	1		
		Давление газа расчётное, МПа	0,447	До 0,005 включ.	1	0,006	0,063
				Св. 0,005 до 0,3 включ.	3		
				Св. 0,3 до 0,6 включ.	6		
				Св. 0,6 до 1,2 включ.	9		
				Свыше 1,2	10		

Продолжение таблицы Г.3

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Граничные значения балльной оценки (по каждому фактору и суммарно)	
						min	max
Внешние условия	0,052	Наличие деревьев, расстояние от которых до газопровода менее высоты деревьев в течение всего срока эксплуатации газопровода	0,567	Отсутствуют	0	0,000	0,295
				Имеются	10		
		Наличие особых природных и климатических условий	0,216	Отсутствуют	0	0,000	0,112
				Имеются	10		
		Место прокладки газопровода	0,134	Межпоселковый	3	0,021	0,070
				В поселениях	10		
		Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	0,083	Нет	0	0,000	0,043
				От 1 до 5 включ.	4		
				Св. 5 до 15 включ.	6		
				Св. 15 до 30 включ.	8		
				Свыше 30	10		
Определяющие параметры технического состояния газопровода	0,103	Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:					
		– прокладки газопровода	0,135	Соответствует	0	0,000	0,139
				Не соответствует	10		
		– установки опор и креплений	0,315	Соответствует	0	0,000	0,324
				Не соответствует	10		
		– антикоррозионного защитного покрытия	0,151	Соответствует	0	0,000	0,156
				Не соответствует	10		
		– металла труб газопровода	0,362	Соответствует	0	0,000	0,373
				Не соответствует	10		
		Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне	0,037	Отсутствуют	0	0,000	0,038
				Имеются	10		

Окончание таблицы Г.3

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Граничные значения балльной оценки (по каждому фактору и суммарно)	
						min	max
Выявленные дефекты и повреждения	0,831	Коррозионные повреждения газопровода - на поверхности трубы, на участках опирания на опоры, в местах входа и выхода из земли:					
		– общее количество мест КПГ, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,429	Нет	0	0,000	3,565
				От 1 до 2 включ.	2		
				Св. 2 до 5 включ.	5		
				Св. 5 до 10 включ.	9		
				Свыше 10	10		
		– рост количества КПГ, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,189	Отсутствует	0	0,000	1,571
				Имеет место	10		
		Повреждения газопровода и опор - вибрации, сплющивание, смещение газопровода относительно проектного положения по вертикали и/или горизонтали; просадка, изгиб и повреждения опор:					
		– общее количество мест ПГО, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,250	Нет	0	0,000	2,078
				От 1 до 20 включ.	2		
				Св. 20 до 50 включ.	6		
				Свыше 50	10		
		– рост количества ПГО, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,132	Отсутствует	0	0,000	1,097
				Имеет место	10		
Балльная оценка технического состояния стального надземного газопровода $В^{ГП}$						0,035	10,000

Т а б л и ц а Г.4 – Средняя балльная оценка технического состояния стальных подземных газопроводов

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Конструктивно-технологические показатели	0,014	Протяженность газопровода, км	0,106	До 0,1 включ.	1	0,176	3,021	0,011
				Св. 0,1 до 0,5 включ.	2	0,390		
				Св. 0,5 до 1,0 включ.	3	0,205		
				Св. 1,0 до 2,0 включ.	5	0,168		
				Свыше 2,0	10	0,061		
		Наружный диаметр газопровода, мм	0,171	До 100 включ.	1	0,216	5,211	0,030
				Св. 100 до 350 включ.	5	0,569		
				Свыше 350	10	0,215		
		Толщина стенки газопровода, мм	0,276	До 4 включ.	10	0,097	5,033	0,047
				Св. 4 до 10 включ.	5	0,790		
				Свыше 10	1	0,113		
		Давление газа расчётное, МПа	0,447	До 0,005 включ.	1	0,750	1,827	0,028
				Св. 0,005 до 0,3 включ.	3	0,186		
				Св. 0,3 до 0,6 включ.	6	0,019		
				Св. 0,6 до 1,2 включ.	9	0,045		
				Свыше 1,2	10	0,000		

Продолжение таблицы Г.4

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Внешние условия	0,052	Опасное влияние блуждающих токов	0,567	Отсутствует	0	0,698	3,020	0,217
				Имеется	10	0,302		
		Коррозионная агрессивность грунта	0,216	Низкая	1	0,206	4,590	0,125
				Средняя	3	0,508		
				Высокая	10	0,286		
		Место прокладки газопровода	0,134	Межпоселковый	3	0,010	9,930	0,168
				В поселениях	10	0,990		
		Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	0,083	Нет	0	0,641	1,866	0,020
				От 1 до 5 включ.	4	0,217		
				Св. 5 до 15 включ.	6	0,089		
				Св. 15 до 30 включ.	8	0,033		
				Свыше 30	10	0,020		

Продолжение таблицы Г.4

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Определяющие параметры технического состояния газопровода	0,103	Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:						
		– адгезии защитного покрытия	0,057	Соответствует	0	0,368	6,320	0,090
				Не соответствует	10	0,632		
		– переходного сопротивления защитного покрытия	0,085	Соответствует	0	0,898	1,020	0,022
				Не соответствует	10	0,102		
		– защищённости газопровода по времени средствами ЭХЗ	0,201	Соответствует	0	0,814	1,860	0,094
				Не соответствует	10	0,186		
		– ударной вязкости металла трубы	0,619	Соответствует	0	1,000	0,000	0,000
				Не соответствует	10	0,000		
		Нарушение ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	0,038	Отсутствуют	0	0,500	5,000	0,048
				Имеются	10	0,500		

Окончание таблицы Г.4

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Выявленные дефекты и повреждения	0,831	Сквозные коррозионные повреждения:						
		– общее количество мест СКП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,737	Нет	0	0,994	0,020	0,030
				От 1 до 2 включ.	2	0,004		
				Св. 2 до 5 включ.	5	0,001		
				Св. 5 до 10 включ.	9	0,001		
				Свыше 10	10	0,000		
		– рост количества СКП, выявленных за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	0,189	Отсутствует	0	1,000	0,000	0,000
				Имеет место	10	0,000		
		Повреждения защитного покрытия:						
		– общее количество мест ПЗП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,042	Нет	0	0,637	0,827	0,070
				От 1 до 20 включ.	2	0,339		
				Св. 20 до 80 включ.	6	0,022		
				Свыше 80	10	0,002		
				Вода под изоляцией	10	0,000		
		– рост количества ПЗП, выявленных за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	0,032	Отсутствует	0	1,000	0,000	0,000
				Имеет место	10	0,000		
Средняя балльная оценка технического состояния подземных стальных газопроводов B^{CP}							0,411	1,000

Т а б л и ц а Г.5 – Средняя балльная оценка технического состояния полиэтиленовых газопроводов

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Конструктивно-технологические показатели	0,014	Протяженность газопровода, км	0,106	До 0,1 включ.	1	0,200	4,200	0,012
				Св. 0,1 до 0,5 включ.	2	0,200		
				Св. 0,5 до 1,0 включ.	3	0,200		
				Св. 1,0 до 2,0 включ.	5	0,200		
				Свыше 2,0	10	0,200		
		Номинальный наружный диаметр газопровода, мм	0,171	До 110 включ.	1	0,372	3,827	0,018
				Св. 110 до 355 включ.	5	0,565		
				Свыше 355	10	0,063		
		Марка полиэтилена	0,276	ПЭ 63	10	0,200	4,300	0,033
				ПЭ 80	4	0,500		
				ПЭ 100	1	0,300		
		Давление газа расчётное, МПа	0,447	До 0,005 включ.	1	0,657	2,804	0,034
				Св. 0,005 до 0,3 включ.	3	0,073		
				Св. 0,3 до 0,6 включ.	6	0,193		
				Св. 0,6 до 1,2 включ.	10	0,077		

Продолжение таблицы Г.5

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Внешние условия	0,052	Наличие трубопроводов, складов, резервуаров и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды)	0,567	Отсутствуют	0	0,970	0,300	0,017
				Имеются	10	0,030		
		Наличие особых природных и климатических условий	0,216	Отсутствуют	0	0,600	4,000	0,088
				Имеются	10	0,400		
		Место прокладки газопровода	0,134	Межпоселковый	3	0,279	8,047	0,110
				В поселениях	10	0,721		
		Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	0,083	Нет	0	0,400	3,400	0,029
				От 1 до 5 включ.	4	0,300		
				Св. 5 до 15 включ.	6	0,150		
				Св. 15 до 30 включ.	8	0,100		
				Свыше 30	10	0,050		

Продолжение таблицы Г.5

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Определяющие параметры технического состояния газопровода	0,103	Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:						
		– характеристик труб газопровода	0,566	Соответствует	0	0,940	0,600	0,069
				Не соответствует	10	0,060		
		– соединений "полиэтилен-сталь"	0,234	Соответствует	0	0,898	1,020	0,048
				Не соответствует	10	0,102		
		– других соединительных деталей	0,162	Соответствует	0	0,814	1,860	0,061
				Не соответствует	10	0,186		
		Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	0,038	Отсутствуют	0	0,500	5,000	0,038
				Имеются	10	0,500		

Окончание таблицы Г.5

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Выявленные дефекты и повреждения	0,831	Сквозные повреждения труб (кроме механических повреждений труб при проведении земляных работ в охранной зоне газопровода):						
		– общее количество мест СП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,4	Нет	0	0,945	0,200	0,130
				От 1 до 2 включ.	2	0,035		
				Св. 2 до 5 включ.	5	0,013		
				Св. 5 до 10 включ.	9	0,005		
				Свыше 10	10	0,002		
		– рост количества СП, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,1	Отсутствует	0	1,000	0,000	0,000
				Имеет место	10	0,000		
		Дефекты сварных соединений газопровода:						
		– общее количество мест ДСС, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,4	Нет	0	0,840	0,480	0,313
				От 1 до 2 включ.	2	0,130		
				Св. 2 до 5 включ.	6	0,020		
				Свыше 5	10	0,010		
		– рост количества ДСС, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,1	Отсутствует	0	1,000	0,000	0,000
				Имеет место	10	0,000		
Средняя балльная оценка технического состояния полиэтиленовых газопроводов B^{CP}							0,510	1,000

Т а б л и ц а Г.6 – Средняя балльная оценка технического состояния стальных надземных газопроводов

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Конструктивно-технологические показатели	0,014	Протяженность газопровода, км	0,106	До 0,1 включ.	1	0,200	4,200	0,005
				Св. 0,1 до 0,5 включ.	2	0,200		
				Св. 0,5 до 1,0 включ.	3	0,200		
				Св. 1,0 до 2,0 включ.	5	0,200		
				Свыше 2,0	10	0,200		
		Наружный диаметр газопровода, мм	0,171	До 100 включ.	1	0,709	2,344	0,005
				Св. 100 до 250 включ.	5	0,255		
				Свыше 250	10	0,036		
		Толщина стенки газопровода, мм	0,276	До 3 включ.	10	0,200	4,800	0,016
				Св. 3 до 8 включ.	5	0,500		
				Свыше 8	1	0,300		
		Давление газа расчётное, МПа	0,447	До 0,005 включ.	1	0,657	2,727	0,014
				Св. 0,005 до 0,3 включ.	3	0,073		
				Св. 0,3 до 0,6 включ.	6	0,193		
				Св. 0,6 до 1,2 включ.	9	0,077		
				Свыше 1,2	10	0,000		

Продолжение таблицы Г.6

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Внешние условия	0,052	Наличие деревьев, расстояние от которых до газопровода менее высоты деревьев в течение всего срока эксплуатации газопровода	0,567	Отсутствуют	0	0,930	0,700	0,017
				Имеются	10	0,070		
		Наличие особых природных и климатических условий	0,216	Отсутствуют	0	0,500	5,000	0,047
				Имеются	10	0,500		
		Место прокладки газопровода	0,134	Межпоселковый	3	0,279	8,047	0,047
				В поселениях	10	0,721		
		Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	0,083	Нет	0	0,400	3,400	0,012
				Св. 1 до 5 включ.	4	0,300		
				Св. 5 до 15 включ.	6	0,150		
				Св. 15 до 30 включ.	8	0,100		
				Свыше 30	10	0,050		

Продолжение таблицы Г.6

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Определяющие параметры технического состояния газопровода	0,103	Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:						
		– прокладки газопровода	0,135	Соответствует	0	0,940	0,600	0,007
				Не соответствует	10	0,060		
		– установки опор и креплений	0,315	Соответствует	0	0,898	1,020	0,028
				Не соответствует	10	0,102		
		– антикоррозионного защитного покрытия	0,151	Соответствует	0	0,382	6,180	0,081
				Не соответствует	10	0,618		
		– металла труб газопровода	0,362	Соответствует	0	0,814	1,860	0,058
				Не соответствует	10	0,186		
		Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	0,037	Отсутствуют	0	0,500	5,000	0,016
				Имеются	10	0,500		

Окончание таблицы Г.6

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Среднестатистическая доля значения фактора [4]	Средняя балльная оценка фактора	Доля фактора в суммарной балльной оценке газопроводов
Выявленные дефекты и повреждения	0,831	Коррозионные повреждения газопровода - на поверхности трубы, на участках опирания на опоры, в местах входа и выхода из земли:						
		– общее количество мест КП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,429	Нет	0	0,600	1,170	0,351
				Св. 1 до 2 включ.	2	0,320		
				Св. 2 до 5 включ.	5	0,050		
				Св. 5 до 10 включ.	9	0,020		
				Свыше 10	10	0,010		
		– рост количества КП, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,189	Отсутствует	0	1,000	0,000	0,000
				Имеет место	10	0,000		
		Повреждения газопровода и опор - вибрации, сплющивание, смещение газопровода относительно проектного положения по вертикали и/или горизонтали; просадка, изгиб и повреждения опор:						
		– общее количество мест ПГО, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,250	Нет	0	0,400	1,680	0,294
				Св. 1 до 20 включ.	2	0,500		
				Св. 20 до 50 включ.	6	0,080		
				Свыше 50	10	0,020		
		– рост количества ПГО, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,132	Отсутствует	0	1,000	0,000	0,000
				Имеет место	10	0,000		
Средняя балльная оценка технического состояния стальных надземных газопроводов $B^{СР}$							1,187	1,000

Приложение Д
(рекомендуемое)

Учёт совместного влияния различных факторов на техническое состояние газопроводов

Т а б л и ц а Д.1 – Коэффициент, учитывающий совместное влияние различных факторов на техническое состояние стальных подземных газопроводов

Наименование показателей	Возможное сочетание влияющих факторов					
	весьма благоприятное	благоприятное	удовлетворительное	неудовлетворительное	опасное	чрезвычайно опасное
Конструктивно-технологические показатели						
Протяженность газопровода свыше 1 км	нет	нет	да	нет	да	да
Наружный диаметр газопровода свыше 100 мм	нет	нет	да	нет	да	да
Толщина стенки газопровода менее 4 мм	нет	да	да	да	нет	да
Давление газа рабочее свыше 0,3 МПа	нет	нет	нет	да	да	да
Внешние условия						
Опасное влияние блуждающих токов	нет	нет	нет	да	да	да
Высокая коррозионная агрессивность грунта	нет	да	да	нет	нет	да
Прохождение газопровода через застроенную часть поселений	нет	да	да	да	да	да
Наличие пересечений или параллельной прокладки газопровода с дорогами (автомобильными, железными) и инженерными коммуникациями	нет	нет	нет	да	да	да
Определяющие параметры технического состояния газопровода						
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:						
– адгезии защитного покрытия	да	нет	да	нет	нет	нет
– переходного сопротивления защитного покрытия	да	да	да	нет	нет	нет
– защищённости газопровода по времени средствами ЭХЗ	да	да	нет	нет	да	нет
– ударной вязкости металла трубы	да	да	да	да	да	нет
Наличие нарушений ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	нет	нет	да	да	да	да

Окончание таблицы Д.1

Наименование показателей	Возможное сочетание влияющих факторов					
	весьма благоприятное	благоприятное	удовлетворительное	неудовлетворительное	опасное	чрезвычайно опасное
Выявленные дефекты и повреждения						
Сквозные коррозионные повреждения:						
– выявлены за время эксплуатации газопровода	нет	нет	нет	нет	да	да
– количество СКП возросло за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	нет	нет	нет	нет	да	да
Повреждения защитного покрытия:						
– выявлены за время эксплуатации газопровода	нет	да	да	да	да	да
– количество ПЗП возросло за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	нет	нет	да	да	да	да
Коэффициент $k_{св}$, учитывающий совместное влияние различных факторов при их возможных сочетаниях	1,0	3,0	5,0	7,0	8,5	10,0

Таблица Д.2 – Коэффициент, учитывающий совместное влияние различных факторов на техническое состояние полиэтиленовых газопроводов

Наименование показателей	Возможное сочетание влияющих факторов					
	весьма благоприятное	благоприятное	удовлетворительное	неудовлетворительное	опасное	чрезвычайно опасное
Конструктивно-технологические показатели						
Протяженность газопровода свыше 1 км	нет	нет	да	нет	да	да
Наружный диаметр газопровода свыше 110 мм	нет	нет	да	нет	да	да
Марка полиэтилена ПЭ 63	нет	да	да	да	нет	да
Давление газа в газопроводе свыше 0,3 МПа	нет	нет	нет	да	да	да

Окончание таблицы Д.2

Наименование показателей	Возможное сочетание влияющих факторов					
	весьма благоприятное	благоприятное	удовлетворительное	неудовлетворительное	опасное	чрезвычайно опасное
Внешние условия						
Наличие трубопроводов, складов, резервуаров и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды)	нет	нет	нет	да	да	да
Наличие особых природных и климатических условий	нет	да	да	нет	да	да
Прохождение газопровода через застроенную часть поселений	нет	да	да	да	да	да
Наличие пересечений или параллельной прокладки газопровода с дорогами (автомобильными, железными) и инженерными коммуникациями	нет	нет	нет	да	да	да
Определяющие параметры технического состояния газопровода						
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:						
– характеристик труб газопровода	да	нет	да	нет	да	нет
– соединений «полиэтилен-сталь»	да	да	да	нет	нет	нет
– других соединительных деталей	да	да	нет	нет	да	нет
Наличие нарушений ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	нет	нет	да	да	да	да
Выявленные дефекты и повреждения						
Сквозные повреждения труб (кроме повреждений при земляных работах):						
– выявлены за время эксплуатации газопровода	нет	нет	нет	нет	да	да
– количество СП возросло за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	нет	нет	нет	нет	нет	да
Дефекты сварных соединений газопровода:						
– выявлены за время эксплуатации газопровода	нет	да	да	да	да	да
– количество ДСС возросло за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	нет	нет	да	да	да	да
Коэффициент $k_{св}$, учитывающий совместное влияние различных факторов при их возможных сочетаниях	1,0	3,0	5,0	7,0	8,5	10,0

Таблица Д.3 – Учёт совместного влияния различных факторов на техническое состояние стальных надземных газопроводов

Наименование показателей	Возможное сочетание влияющих факторов					
	весьма благоприятное	благоприятное	удовлетворительное	неудовлетворительное	опасное	чрезвычайно опасное
Конструктивно-технологические показатели						
Протяженность газопровода свыше 1 км	нет	нет	да	нет	да	да
Наружный диаметр газопровода свыше 100 мм	нет	нет	да	нет	да	да
Толщина стенки газопровода менее 3 мм	нет	да	да	да	нет	да
Давление газа в газопроводе свыше 0,3 МПа	нет	нет	нет	да	да	да
Внешние условия						
Наличие деревьев, расстояние от которых до газопровода менее высоты деревьев в течение всего срока эксплуатации газопровода	нет	нет	нет	да	да	да
Наличие особых природных и климатических условий	нет	да	да	нет	да	да
Прохождение газопровода через застроенную часть поселений	нет	да	да	да	да	да
Наличие пересечений или параллельной прокладки газопровода с дорогами (автомобильными, железными) и инженерными коммуникациями	нет	нет	нет	да	да	да
Определяющие параметры технического состояния газопровода						
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:						
– прокладки газопровода	да	нет	да	нет	да	нет
– установки опор и креплений	да	да	да	нет	нет	нет
– антикоррозионного защитного покрытия	да	да	нет	нет	да	нет
– металла труб газопровода	да	да	да	да	да	нет
Наличие нарушений ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	нет	нет	да	да	да	да

Окончание таблицы Д.3

Наименование показателей	Возможное сочетание влияющих факторов					
	весьма благоприятное	благоприятное	удовлетворительное	неудовлетворительное	опасное	чрезвычайно опасное
Выявленные дефекты и повреждения						
Коррозионные повреждения газопровода – на поверхности трубы, на участках опирания на опоры, в местах входа и выхода из земли:						
– выявлены за время эксплуатации газопровода	нет	нет	нет	нет	да	да
– количество КПГ возросло за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	нет	нет	нет	нет	нет	да
Повреждения газопровода и опор – вибрации, сплющивание, смещение газопровода относительно проектного положения по вертикали и/или горизонтали; просадка, изгиб и повреждения опор:						
– выявлены за время эксплуатации газопровода	нет	да	да	да	да	да
– количество ПГО возросло за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	нет	нет	да	да	да	да
Коэффициент $k_{св}$, учитывающий совместное влияние различных факторов при их возможных сочетаниях	1,0	3,0	5,0	7,0	8,5	10,0

Приложение Е
(справочное)

Сведения об отказах, повреждениях и авариях на газопроводах

Таблица Е.1 – Осреднённые параметры потока отказов, вызванных сквозными коррозионными повреждениями на стальных подземных газопроводах

Год	Количество выявленных сквозных коррозионных повреждений, отказ		Протяженность стальных подземных газопроводов, км	Осреднённый параметр потока отказов, отказ/(км·год)	
	по техническому паспорту	по карточке аварийности		по техническому паспорту	по карточке аварийности
По данным ОАО «Гипрониигаз» [4]					
1989	299	–	142 645,7	0,00210	–
1990	113	–	156 037,0	0,00072	–
1991	150	–	165 357,2	0,00091	–
1992	265	–	178 822,3	0,00150	–
1993	219	52	185 811,3	0,00118	0,00028
1994	146	83	196 485,5	0,00074	0,00042
1995	340	100	212 609,4	0,00160	0,00047
1996	175	94	225 787,3	0,00078	0,00042
1997	203	114	240 264,9	0,00084	0,00047
1998	529	103	248 625,8	0,00213	0,00041
1999	514	123	260 403,2	0,00197	0,00047
2000	370	–	279 007,5	0,00133	–
2001	368	–	289 225,9	0,00127	–
2002	497	–	296 443,5	0,00168	–
2003	–	–	307 994,0	–	–
2004	650	–	319 063,2	0,00204	–
Среднее значение	323	96	–	0,00130	0,00042
По данным ОАО «Газпром газораспределение»					
2010[1)]	198	–	63 500	0,00312	–
2010[2)]	649	–	270 000	0,00240	–
2011[1)]	142	–	63 500	0,00224	–
2011[2)]	366	–	270 000	0,00136	–
Среднее значение	338,8	–	–	0,00228	–
2011[3)]	77	–	4 697	0,01639	–
2011[4)]	43	–	112	0,38462	–

[1)] По результатам технических обследований, проведённых в ОАО «Газпром газораспределение».
[2)] Выявлено всего в дочерних газораспределительных организациях ОАО «Газпром газораспределение».
[3)] Выявлено при технических обследованиях в Северо-Кавказском федеральном округе.
[4)] Обнаружено на сетях газораспределения ОАО «Газпром газораспределение Назрань».

Т а б л и ц а Е.2 – Распределение причин возникновения аварий на стальных подземных газопроводах [4]

Показатели	Ежегодное количество аварий по различным причинам, отказ														Среднее значение
	1979	1980	1982	1983	1984	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	
По данным ОАО "Гипрониигаз" (для всех ГРО, представивших информацию)															
Механические повреждения	10	9	30	13	49	36	31	16	-	18	23	22	16	51	25
Сквозные коррозионные	3	3	2	2	21	5	11	14	-	20	17	14	10	45	13
Разрыв стыков	1	3	0	2	8	4	4	9	-	4	5	3	2	7	4
Прочие	1	0	0	3	4	5	3	3	-	3	7	3	2	0	3
Всего:	15	15	47	20	82	50	49	42	-	45	52	42	30	103	46
По данным ОАО "Гипрониигаз" (для 35 ГРО, г. Москва и г. Санкт-Петербург)															
Механические повреждения	–	–	–	–	–	62	80	75	85	64	78	67	–	–	73
Сквозные коррозионные	–	–	–	–	–	51	86	104	96	115	101	122	–	–	96
Разрыв стыков	–	–	–	–	–	38	48	52	51	69	59	38	–	–	51
Прочие	–	–	–	–	–	50	34	45	33	34	33	14	–	–	35
Всего:	–	–	–	–	–	201	248	276	265	282	271	241	–	–	255
По данным Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор)															
Механические повреждения	–	–	–	–	–	15	12	4	10	8	14	12	11	–	11
Сквозные коррозионные	–	–	–	–	–	2	3	0	3	1	3	1	1	–	2
Разрыв стыков	–	–	–	–	–	2	2	1	3	0	4	2	6	–	3
Прочие	–	–	–	–	–	2	6	1	4	8	4	5	10	–	5
Всего:	–	–	–	–	–	21	23	6	20	17	25	20	28	–	20

Т а б л и ц а Е. 3 – Средняя интенсивность аварий, возникающих по различным причинам на стальных подземных газопроводах [4]

Показатели	Протяженность газопроводов, км, и интенсивность аварий, отказ/(км·год)								Среднее значение
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
По данным ОАО "Гипрониигаз" (для всех ГРО, представивших информацию)									
Протяженность газопроводов	164993,5	165089,0	163060,6	–	174983,1	158558,8	156826,6	–	-
Механические повреждения	0,00022	0,00019	0,00010	–	0,00010	0,00015	0,00014	–	0,00015
Сквозные коррозионные	0,00003	0,00007	0,00009	–	0,00011	0,00011	0,00009	–	0,00008
Разрыв стыков	0,00002	0,00002	0,00006	–	0,00002	0,00003	0,00002	–	0,00003
Прочие	0,00003	0,00002	0,00002	–	0,00002	0,00004	0,00002	–	0,00002
Всего:	0,00030	0,00030	0,00026	–	0,00026	0,00033	0,00027	–	0,00029
По данным ОАО "Гипрониигаз" (для 35 ГРО, г. Москва и г. Санкт-Петербург)									
Протяженность газопроводов	105159,48	110712,84	117366,95	124056	131221	134111	138682	–	-
Механические повреждения	0,00059	0,00072	0,00064	0,00069	0,00049	0,00058	0,00048	–	0,00060
Сквозные коррозионные	0,00048	0,00078	0,00089	0,00077	0,00088	0,00075	0,00088	–	0,00078
Разрыв стыков	0,00036	0,00043	0,00044	0,00041	0,00053	0,00044	0,00027	–	0,00041
Прочие	0,00048	0,00031	0,00038	0,00027	0,00026	0,00025	0,00010	–	0,00029
Всего:	0,00191	0,00224	0,00235	0,00214	0,00215	0,00202	0,00174	–	0,00208
По данным Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор)									
Протяженность газопроводов	185811,3	196485,5	212609,4	225787,3	240264,9	248625,8	260403,2	279007,5	–
Механические повреждения	0,00008	0,00006	0,00002	0,00004	0,00003	0,00006	0,00005	0,00004	0,00005
Сквозные коррозионные	0,00001	0,00002	0,00000	0,00001	0,00000	0,00001	0,00000	0,00000	0,00001
Разрыв стыков	0,00001	0,00001	0,00000	0,00001	0,00000	0,00002	0,00001	0,00002	0,00001
Прочие	0,00001	0,00003	0,00000	0,00002	0,00003	0,00002	0,00002	0,00004	0,00002
Всего:	0,00011	0,00012	0,00003	0,00009	0,00007	0,00010	0,00008	0,00010	0,00009

Т а б л и ц а Е.4 – Средняя интенсивность гибели и травмирования людей при авариях на сетях газораспределения РФ и США

Год	Коли чество аварий	Количество пострадавших, чел./год		Среднее количество пострадавших в одной аварии, чел./авария		Средняя интенсивность гибели и травмирования людей, чел./(км·год)	
		погибших	травмиро ванных	погибших	травмиро ванных	гибели	травмиро вания
На сетях газораспределения РФ в 1981-2000 гг. (по данным ОАО «Гипрониигаз» [4])							
1981	51	1	5	0,020	0,098	0,000012	0,000058
1982	48	3	6	0,063	0,125	0,000031	0,000061
1983	20	0	4	0	0,200	0	0,000037
1984	83	3	13	0,036	0,157	0,000028	0,000120
1988	52	2	5	0,038	0,096	0,000015	0,000036
1989	38	0	1	0	0,026	0	0,000007
1990	83	0	2	0	0,024	0	0,000013
1991	64	0	4	0	0,063	0	0,000024
1992	55	0	1	0	0,018	0	0,000006
1993	49	0	0	0	0	0	0
1994	49	1	2	0,020	0,041	0,000005	0,000010
1995	41	0	0	0	0	0	0
1996	83	2	6	0,024	0,072	0,000009	0,000027
1997	47	0	0	0	0	0	0
1998	52	0	7	0	0,135	0	0,000028
1999	42	0	0	0	0	0	0
2000	30	0	11	0	0,367	0	0,000039
Среднее значение	49,3	0,67	3,72	0,011	0,079	0,000005	0,000026
На сетях газораспределения США в 1986-2009 гг. (по данным Агентства по безопасной эксплуатации трубопроводов и обращению с опасными веществами (PHMSA))							
1986	142	29	104	0,204	0,732	0,000014	0,000052
1987	163	11	115	0,067	0,706	0,000005	0,000054
1988	201	23	114	0,114	0,567	0,000010	0,000052
1989	177	20	91	0,113	0,514	0,000009	0,000041
1990	110	6	52	0,055	0,473	0,000002	0,000021
1991	162	14	77	0,086	0,475	0,000006	0,000032
1992	103	7	65	0,068	0,631	0,000003	0,000027
1993	121	16	84	0,132	0,694	0,000006	0,000034
1994	141	21	91	0,149	0,645	0,000008	0,000034
1995	97	16	43	0,165	0,443	0,000006	0,000016
1996	110	47	109	0,427	0,991	0,000018	0,000041
1997	102	9	67	0,088	0,657	0,000003	0,000025

Окончание таблицы Е.4

Год	Количество аварий	Количество пострадавших, чел./год		Среднее число пострадавших в одной аварии, чел./авария		Средняя интенсивность гибели и травмирования людей, чел./(км·год)	
		погибших	травмированных	погибших	травмированных	гибели	травмирования
1998	137	18	64	0,131	0,467	0,000007	0,000023
1999	118	16	80	0,136	0,678	0,000006	0,000029
2000	154	22	59	0,143	0,383	0,000008	0,000021
2001	124	5	46	0,040	0,371	0,000002	0,000016
2002	102	10	44	0,098	0,431	0,000003	0,000015
2003	141	11	58	0,078	0,411	0,000004	0,000019
2004	173	18	41	0,104	0,237	0,000006	0,000013
2005	170	12	39	0,071	0,229	0,000004	0,000012
2006	142	18	30	0,127	0,211	0,000006	0,000010
2007	153	9	36	0,059	0,235	0,000003	0,000011
2008	150	6	56	0,040	0,373	0,000002	0,000017
2009	159	10	52	0,063	0,327	0,000003	0,000016
Среднее значение	140	16	67	0,115	0,495	0,000006	0,000026

Таблица Е.5 – Средняя величина материального ущерба при авариях на сетях газораспределения РФ и США

Год	Количество аварий		Материальный ущерб		
	всего	с подсчитанным материальным ущербом	тыс.руб./год	долл. США/год	долл. США/(авария·год)
На сетях газораспределения РФ в 1979-2000 гг. (по данным ОАО «Гипрониигаз» [4])					
1979	15	5	26,2	40 308	8 062
1980	15	8	100,7	–	–
1981	51	15	105,0	–	–
1982	48	11	70,6	–	–
1983	20	3	4,2	–	–
1984	83	13	125,0	–	–
1988	52	14	20,2	6 733	481
1989	38	12	6,5	1 625	135
1990	83	15	194,9	32 483	2 166
1991	64	7	282,3	35 288	5 041
1992	55	9	125,5	12 550	1 394
1993	49	14	18 161,9	19 424	1 387
1994	49	8	13 011,0	5 842	730
1995	41	0	0	0	0
1996	83	4	43 213,0	8 275	2 069
1997	47	3	9 534,0	1 654	550

Окончание таблицы Е.5

Год	Количество аварий		Материальный ущерб		
	всего	с подсчитанным материальным ущербом	тыс.руб. / год	долл. США / год	долл. США / (авария·год)
1998	52	3	52,2	3 925	1 308
1999	42	4	40,1	–	–
2000	30	9	2 457,0	–	–
Среднее значение	48,3	8,7	-	15 282,5	2 120
На сетях газораспределения США в 1986-2009 гг. (по данным Агентства по безопасной эксплуатации трубопроводов и обращению с опасными веществами (PHMSA))					
1986	142	142	–	11 078 800	78 020
1987	163	163	–	11 736 125	72 001
1988	201	201	–	12 131 436	60 355
1989	177	177	–	8 675 816	49 016
1990	110	110	–	7 694 040	69 946
1991	162	162	–	7 765 748	47 937
1992	103	103	–	6 777 500	65 801
1993	121	121	–	15 346 655	126 832
1994	141	141	–	53 260 166	377 732
1995	97	97	–	10 950 673	112 894
1996	110	110	–	16 252 842	147 753
1997	102	102	–	12 493 163	122 482
1998	137	137	–	19 055 118	139 088
1999	118	118	–	25 913 658	219 607
2000	154	154	–	23 398 834	151 940
2001	124	124	–	14 071 486	113 480
2002	102	102	–	23 804 202	233 375
2003	141	141	–	21 032 408	149 166
2004	173	173	–	37 682 406	217 817
2005	170	170	–	498 048 741	2 929 698
2006	142	142	–	24 535 967	172 789
2007	153	153	–	26 110 142	170 655
2008	150	150	–	57 677 214	384 515
2009	159	159	–	32 022 150	201 397
Среднее значение	140	140	–	40 729 804	267 262

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Расчёт риска отказов, обусловленных техническим состоянием газопроводов

Ж.1 Расчёты величин риска отказов $R^{ТС}$ и $R^{ПР}$, возникающих вследствие технического состояния газопроводов, производят в соответствии с разделом 7:

– на протяжении периода эксплуатации газопровода между двумя очередными оценками его технического состояния $R^{ТС}$ – по формуле (5);

– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода $R^{ПР}$ – по формуле (6).

Ж.2 При определении величин риска отказов $R^{ТС}$ и $R^{ПР}$ по формулам (5) и (6) учитывают затраты на производство работ:

– по техническому обслуживанию и текущему ремонту газопровода – $З_{Р}^{ТР}$;

– по капитальному ремонту (реконструкции) газопровода – $З_{СМР}^{КР}$.

В данные ремонтные работы входят земляные и монтажные работы, а также контроль выполненных работ.

Ж.3 Среднюю величину затрат на производство работ, выполняемых при техническом обслуживании и текущем ремонте газопровода в случае возникновения i-го отказа $З_{Pi}^{ТР}$, руб./отказ, определяют по формуле

$$З_{Pi}^{ТР} = И_{СС} \cdot \sum_{j=1}^{J} ВР_j \cdot Ц_j \ , \qquad (Ж.1)$$

где $И_{СС}$ – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ;

$ВР_j$ – средний объем j-го вида работ, выполняемых при возникновении i-го отказа, единица измерения работ/отказ;

$Ц_j$ – стоимость выполнения j-го вида работ, руб./единицу измерения работ;

j – вид работ, выполняемых при возникновении i-го отказа (см. приложение И).

Ж.4 Значения индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ $И_{СС}$ по внешним инженерным сетям газоснабжения, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, рекомендует Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации ежеквартально для всех регионов России (см. на сайте Минстроя России).

Ж.5 Перечень видов работ и средний объем j-го вида работ $ВР_j$, выполняемых при возникновении i-го отказа, определяют в соответствии с видом газопровода и сложившейся практикой работы конкретной ГРО.

Ж.6 Стоимость выполнения j-го вида работ $Ц_j$, руб./единицу измерения работ, рассчитывают по формуле

$$Ц_j = ПЗ_j + ФОТ_j \cdot \left(НР_j + СП_j\right), \qquad (Ж.2)$$

где $ПЗ_j$ – прямые затраты на производство j-го вида работ, руб./ единицу измерения работ;

$ФОТ_j$ – фонд оплаты труда рабочих при производстве j-го вида работ, руб. /единицу измерения работ;

$НР_j$ – норматив накладных расходов от ФОТ, %;

$СП_j$ – норматив сметной прибыли от ФОТ, %.

Данные по величинам $ПЗ_j$, $ФОТ_j$, $НР_j$, $СП_j$ и $Ц_j$ для различных видов работ (земляных, монтажных, контроля выполненных работ), производимых при техническом обслуживании, текущих и капитальных ремонтах, реконструкции газопроводов, приведены в приложении И (см. таблицу И.1).

Ж.7 Величину суммарных удельных затрат на производство строительно-монтажных работ, выполняемых при проведении капитального ремонта (реконструкции) газопровода $З^{КР}_{СМР}$, руб./км, определяют по формуле

$$З^{КР}_{СМР} = И_{СС} \cdot \sum_{k=1}^{K} ВР_k \cdot Ц_k \ , \qquad (Ж.3)$$

где $И_{СС}$ – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (см. п.Ж.4);

$ВР_k$ – средний объем k-го вида работ, выполняемых при проведении капитального ремонта (реконструкции) газопровода, единица измерения работ/км.

$Ц_k$ – стоимость выполнения k-го вида работ, руб./единицу измерения работ;

k – вид работ, выполняемых при возникновении i-го отказа (см. приложение И).

Ж.8 В целях сокращения объёмов расчётов, выполняемых при определении величин затрат $З_Р^{ТР}$ и $З_{СМР}^{КР}$, допускают применение укрупненных нормативов цены строительства НЦС 81-02-15-2014 [11].

В составе укрупненных нормативов цены строительства [11] учтены затраты на проектно-изыскательские работы.

Приложение И
(справочное)

Данные для расчёта риска отказов, обусловленных техническим состоянием газопроводов

Т а б л и ц а И.1 – Расценки на выполнение работ

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
1 Земляные работы (ФЕР 81-02-01-2001) [5]							
01-01-009-14	Разработка грунта в траншеях экскаватором "обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,5 м3 в отвал, группа грунтов 2	1 000 $м^3$	3 009,00	406,22	95	50	3 598,02
01-01-009-20	Разработка траншей экскаватором "обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,4 м3, группа грунтов 2	1 000 $м^3$	3 895,12	521,78	95	50	4 651,70
01-01-033-02	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л.с.), группа грунтов 2	1 000 $м^3$	544,53	119,75	95	50	718,17
01-01-033-05	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами мощностью 79 кВт (108 л.с.), группа грунтов 2	1 000 $м^3$	334,44	60,19	95	50	421,72
01-01-034-02	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами мощностью 96 кВт (130 л.с.), группа грунтов 2	1 000 $м^3$	632,15	96,62	95	50	772,25
01-01-034-05	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами мощностью 121 кВт (165 л.с.), группа грунтов 2	1 000 $м^3$	336,60	37,13	95	50	390,44
01-01-035-02	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами мощностью 132 кВт (180 л.с.), группа грунтов 2	1 000 $м^3$	313,75	33,84	95	50	362,82
01-02-057-02	Разработка грунта вручную в траншеях глубиной до 2 м без креплений с откосами, группа грунтов 2	100 $м^3$	1 201,20	1 201,20	80	45	2 702,70
1-02-061-02	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям, группа грунтов 2	100 $м^3$	729,00	729,00	80	45	1 640,25

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
2 Монтажные работы (ФЕР 81-02-24-2001) [6]							
2.1 Газопровод из стальных труб							
24-02-030	Укладка в траншею изолированных стальных газопроводов условным диаметром:						
24-02-030-01	до 50 мм	100 м	6 035,80	264,68	130	89	6 615,45
24-02-030-02	до 80 мм	100 м	10 554,87	281,20	130	89	11 170,70
24-02-030-03	до 100 мм	100 м	11 613,49	376,42	130	89	12 437,85
24-02-030-04	до 150 мм	100 м	20 831,31	541,46	130	89	22 017,11
24-02-030-05	до 200 мм	100 м	27 943,45	714,70	130	89	29 508,64
24-02-030-06	до 250 мм	100 м	43 230,11	842,83	130	89	45 075,91
24-02-030-07	до 300 мм	100 м	51 805,40	890,54	130	89	53 755,68
24-02-030-08	до 350 мм	100 м	59 957,58	983,80	130	89	62 112,10
24-02-030-09	до 400 мм	100 м	77 270,76	1 203,15	130	89	79 905,66
24-02-020	Изоляция термоусаживающимися лентами сварных стыков газопроводов условным диаметром:						
24-02-020-01	до 50 мм	1 стык	30,89	5,55	130	89	43,04
24-02-020-02	до 80 мм	1 стык	36,81	5,55	130	89	48,96
24-02-020-03	до 100 мм	1 стык	42,01	6,17	130	89	55,52
24-02-020-04	до 125 мм	1 стык	46,90	6,17	130	89	60,41
24-02-020-05	до 150 мм	1 стык	54,77	7,40	130	89	70,98

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
24-02-020-06	до 200 мм	1 стык	70,07	7,28	130	89	86,01
24-02-020-07	до 300 мм	1 стык	91,60	7,91	130	89	108,92
24-02-020-08	до 350 мм	1 стык	101,30	7,91	130	89	118,62
24-02-020-09	до 400 мм	1 стык	118,16	10,68	130	89	141,55
24-02-020-10	до 500 мм	1 стык	140,64	11,92	130	89	166,74
24-02-020-11	до 600 мм	1 стык	159,93	11,92	130	89	186,03
24-02-021	Изоляция комбинированным мастично-ленточным материалом типа ленты "Лиам" сварных стыков газопроводов условным диаметром:						
24-02-021-01	50 - 200 мм	1 $м^2$	199,31	30,33	130	89	265,73
24-02-021-02	200 - 400 мм	1 $м^2$	208,56	39,58	130	89	295,24
24-02-090	Врезка штуцером в действующие стальные газопроводы низкого давления под газом со снижением давления, условный диаметр врезаемого газопровода:						
24-02-090-01	до 50 мм	10 врезок	883,17	335,49	130	89	1 617,89
24-02-090-02	до 80 мм	10 врезок	1 427,70	484,00	130	89	2 487,66
24-02-090-03	до 100 мм	10 врезок	1 751,87	546,96	130	89	2 949,71
24-02-090-04	до 125 мм	10 врезок	2 302,63	644,04	130	89	3 713,08
24-02-090-05	до 150 мм	10 врезок	2 975,06	801,28	130	89	4 729,86
24-02-090-06	до 200 мм	10 врезок	4 465,84	1 063,07	130	89	6 793,96
24-02-090-07	до 250 мм	10 врезок	5 936,06	1 255,93	130	89	8 686,55
24-02-090-08	до 300 мм	10 врезок	7 030,55	1 444,72	130	89	10 194,49

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
24-02-090-09	до 400 мм	10 врезок	11 167,54	2 087,74	130	89	15 739,69
24-02-090-10	до 500 мм	10 врезок	17 201,30	2 548,93	130	89	22 783,46
24-02-090-11	до 600 мм	10 врезок	22 669,89	2 978,56	130	89	29 192,94
24-02-091	Врезка муфтой в действующие стальные газопроводы низкого давления под газом со снижением давления, условный диаметр врезаемого газопровода:						
24-02-091-01	до 50 мм	10 врезок	382,89	136,30	130	89	681,39
24-02-091-02	до 80 мм	10 врезок	637,97	204,14	130	89	1 085,04
24-02-091-03	до 100 мм	10 врезок	801,12	234,73	130	89	1 315,18
24-02-091-04	до 125 мм	10 врезок	1 032,11	270,03	130	89	1 623,48
24-02-091-05	до 150 мм	10 врезок	1 410,71	372,99	130	89	2 227,56
24-02-091-06	до 200 мм	10 врезок	2 038,57	497,98	130	89	3 129,15
24-02-091-07	до 250 мм	10 врезок	2 664,81	600,46	130	89	3 979,82
24-02-091-08	до 300 мм	10 врезок	3 191,41	688,75	130	89	4 699,77
24-02-091-09	до 400 мм	10 врезок	4 876,48	982,97	130	89	7 029,18
24-02-091-10	до 500 мм	10 врезок	7 332,29	1 201,81	130	89	9 964,25
24-02-091-11	до 600 мм	10 врезок	9 739,05	1 376,00	130	89	12 752,49
24-02-091-12	до 700 мм	10 врезок	11 988,56	1 462,01	130	89	15 190,36
24-02-092	Врезка штуцером в действующие стальные газопроводы низкого давления под газом без снижения давления, условный диаметр врезаемого газопровода:						

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
24-02-092-01	до 50 мм	10 врезок	665,22	260,49	130	89	1 235,69
24-02-092-02	до 70 мм	10 врезок	890,15	332,52	130	89	1 618,37
24-02-092-03	до 80 мм	10 врезок	1 034,17	370,20	130	89	1 844,91
24-02-092-04	до 100 мм	10 врезок	1 291,14	417,43	130	89	2 205,31
24-02-100	Отключение и заглушка под газом действующих стальных газопроводов, условный диаметр газопровода:						
24-02-100-01	до 50 мм	10 отключений	902,21	301,81	130	89	1 563,17
24-02-100-02	до 80 мм	10 отключений	1 383,73	408,20	130	89	2 277,69
24-02-100-03	до 100 мм	10 отключений	1 714,20	496,28	130	89	2 801,05
24-02-100-04	до 125 мм	10 отключений	1 871,36	535,82	130	89	3 044,81
24-02-100-05	до 150 мм	10 отключений	2 426,03	664,88	130	89	3 882,12
24-02-100-06	до 200 мм	10 отключений	3 822,27	893,93	130	89	5 779,98
24-02-100-07	до 250 мм	10 отключений	4 797,66	999,66	130	89	6 986,92
24-02-100-08	до 300 мм	10 отключений	5 955,05	1 103,19	130	89	8 371,04
24-02-100-09	до 350 мм	10 отключений	8 121,99	1 508,94	130	89	11 426,57
24-02-100-10	до 400 мм	10 отключений	10 123,57	1 747,34	130	89	13 950,24
24-02-100-11	до 500 мм	10 отключений	14 159,37	2 157,17	130	89	18 883,57
24-02-100-12	до 600 мм	10 отключений	20 936,13	2 612,53	130	89	26 657,57
24-02-030*	Демонтаж в траншее стальных газопроводов условным диаметром:						
24-02-030-01*	до 50 мм	100 м	551,69	158,81	130	89	899,48

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
24-02-030-02*	до 80 мм	100 м	572,60	168,72	130	89	942,10
24-02-030-03*	до 100 мм	100 м	777,43	225,85	130	89	1 272,04
24-02-030-04*	до 150 мм	100 м	1 090,87	324,88	130	89	1 802,36
24-02-030-05*	до 200 мм	100 м	1 409,23	428,82	130	89	2 348,35
24-02-030-06*	до 250 мм	100 м	1 576,64	505,70	130	89	2 684,12
24-02-030-07*	до 300 мм	100 м	1 689,31	534,32	130	89	2 859,47
24-02-030-08*	до 350 мм	100 м	1 877,16	590,28	130	89	3 169,87
24-02-030-09*	до 400 мм	100 м	2 281,89	721,89	130	89	3 862,83
	* В соответствии с МДС 81-36.2004 [7] (п.п. 3.3.1 г)						
24-02-040	Монтаж металлических опор высотой 1 м для надземной прокладки стальных газопроводов условным диаметром:						
24-02-040-01	до 50 мм	100 м	1 668,10	166,32	130	89	2 032,34
24-02-040-02	до 65 мм	100 м	1 547,72	151,42	130	89	1 879,33
24-02-040-03	до 80 мм	100 м	1 285,46	124,26	130	89	1 557,59
24-02-040-04	до 100мм	100 м	2 441,86	185,97	130	89	2 849,13
24-02-040-05	до 150 мм	100 м	2 179,12	161,95	130	89	2 533,79
24-02-040-06	до 200 мм	100 м	2 555,89	164,88	130	89	2 916,98
24-02-040-07	до 250 мм	100 м	2 586,21	165,55	130	89	2 948,76
24-02-040-08	до 300 мм	100 м	2 198,09	138,89	130	89	2 502,26

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
24-02-040	Монтаж металлических опор высотой 2,2 м для надземной прокладки стальных газопроводов условным диаметром:						
24-02-040-09	50 мм	100 м	2 490,51	210,60	130	89	2 951,72
24-02-040-10	65 мм	100 м	2 303,11	193,02	130	89	2 725,82
24-02-040-11	80 мм	100 м	1 902,07	157,94	130	89	2 247,96
24-02-040-12	100 мм	100 м	3 369,70	221,48	130	89	3 854,74
24-02-040-13	150 мм	100 м	3 052,72	203,46	130	89	3 498,30
24-02-040-14	200 мм	100 м	3 777,85	197,13	130	89	4 209,56
24-02-040-15	250 мм	100 м	3 807,97	197,61	130	89	4 240,74
24-02-040-16	300 мм	100 м	3 218,03	165,67	130	89	3 580,85
24-02-040	Монтаж металлических опор высотой 5 м для надземной прокладки стальных газопроводов условным диаметром:						
24-02-040-17	100 мм	100 м	5 214,75	260,97	130	89	5 786,27
24-02-040-18	150 мм	100 м	4 609,49	229,19	130	89	5 111,42
24-02-040-19	200 мм	100 м	6 267,29	242,81	130	89	6 799,04
24-02-040-20	250 мм	100 м	6 297,41	243,28	130	89	6 830,19
24-02-040-21	300 мм	100 м	5 291,82	203,85	130	89	5 738,25
24-02-041	Надземная прокладка стальных газопроводов на металлических опорах, условный диаметр газопровода:						
24-02-041-01	50 мм	100 м	4 540,37	353,92	130	89	5 315,45
24-02-041-02	65 мм	100 м	5 549,40	365,99	130	89	6 350,92

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
24-02-041-03	80 мм	100 м	8 694,34	372,94	130	89	9 511,08
24-02-041-04	100 мм	100 м	10 626,73	492,84	130	89	11 706,05
24-02-041-05	150 мм	100 м	14 888,30	680,46	130	89	16 378,51
24-02-041-06	200 мм	100 м	25 176,29	841,99	130	89	27 020,25
24-02-041-07	250 мм	100 м	29 983,70	1 091,39	130	89	32 373,84
24-02-041-08	300 мм	100 м	35 973,32	1 189,42	130	89	38 578,15
2.2 Защита от коррозии (ФЕР 81-02-13-2001) [8]							
13-06-003-01	Очистка щетками поверхности стальных газопроводов условным диаметром:						
13-06-003-01	50 мм	100 м	120,58	120,58	130	89	384,65
13-06-003-01	65 мм	100 м	156,75	156,75	130	89	500,03
13-06-003-01	80 мм	100 м	192,92	192,92	130	89	615,41
13-06-003-01	100 мм	100 м	241,15	241,15	130	89	769,27
13-06-003-01	150 мм	100 м	361,73	361,73	130	89	1 153,92
13-06-003-01	200 мм	100 м	482,30	482,30	130	89	1 538,54
13-06-003-01	250 мм	100 м	602,88	602,88	130	89	1 923,19
13-06-003-01	300 мм	100 м	723,46	723,46	130	89	2 307,84
13-06-004-01	Обеспыливание поверхности стальных газопроводов условным диаметром:						
13-06-004-01	50 мм	100 м	17,58	13,35	130	89	46,82

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
13-06-004-01	65 мм	100 м	22,86	17,35	130	89	60,86
13-06-004-01	80 мм	100 м	28,13	21,35	130	89	74,89
13-06-004-01	100 мм	100 м	35,17	26,69	130	89	93,62
13-06-004-01	150 мм	100 м	52,75	40,04	130	89	140,44
13-06-004-01	200 мм	100 м	70,34	53,38	130	89	187,24
13-06-004-01	250 мм	100 м	87,92	66,73	130	89	234,06
13-06-004-01	300 мм	100 м	105,50	80,07	130	89	280,85
13-07-001-02	Обезжиривание уайт-спиритом поверхности стальных газопроводов условным диаметром:						
13-07-001-02	50 мм	100 м	47,80	12,46	130	89	75,09
13-07-001-02	65 мм	100 м	62,14	16,20	130	89	97,62
13-07-001-02	80 мм	100 м	76,48	19,94	130	89	120,15
13-07-001-02	100 мм	100 м	95,60	24,92	130	89	150,17
13-07-001-02	150 мм	100 м	143,40	37,38	130	89	225,26
13-07-001-02	200 мм	100 м	191,20	49,84	130	89	300,35
13-07-001-02	250 мм	100 м	239,00	62,30	130	89	375,44
13-07-001-02	300 мм	100 м	286,80	74,76	130	89	450,52
13-03-002-04	Огрунтовка ручным способом за один раз грунтовкой ГФ-021 стальных газопроводов условным диаметром:						
13-03-002-04	50 мм	100 м	46,40	9,76	130	89	67,77

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
13-03-002-04	65 мм	100 м	60,31	12,68	130	89	88,08
13-03-002-04	80 мм	100 м	74,23	15,61	130	89	108,42
13-03-002-04	100 мм	100 м	92,79	19,52	130	89	135,54
13-03-002-04	150 мм	100 м	139,19	29,27	130	89	203,29
13-03-002-04	200 мм	100 м	185,58	39,03	130	89	271,06
13-03-002-04	250 мм	100 м	231,98	48,79	130	89	338,83
13-03-002-04	300 мм	100 м	278,38	58,55	130	89	406,60
13-03-004-26	Окраска ручным способом эмалью ПФ-115 в два слоя стальных газопроводов условным диаметром:						
13-03-004-26	50 мм	100 м	111,30	12,00	130	89	137,58
13-03-004-26	65 мм	100 м	144,69	15,60	130	89	178,85
13-03-004-26	80 мм	100 м	178,08	19,20	130	89	220,13
13-03-004-26	100 мм	100 м	222,60	24,00	130	89	275,16
13-03-004-26	150 мм	100 м	333,91	36,00	130	89	412,75
13-03-004-26	200 мм	100 м	445,21	48,00	130	89	550,33
13-03-004-26	250 мм	100 м	556,51	60,00	130	89	687,91
13-03-004-26	300 мм	100 м	667,81	72,00	130	89	825,49
2.3 Газопровод из полиэтиленовых труб							
24-02-031	Укладка газопроводов из полиэтиленовых труб в траншею со стационарно установленного барабана, диаметр газопровода:						
24-02-031-01	63 мм	100 м	2 672,68	60,71	130	89	2 805,63

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
24-02-031-02	110 мм	100 м	6 424,08	63,90	130	89	6 564,02
24-02-031-03	160 мм	100 м	13 317,95	73,49	130	89	13 478,89
24-02-032	Укладка газопроводов из полиэтиленовых труб в траншею с подвижного барабана, диаметр газопровода:						
24-02-032-01	63 мм	400 м	10 424,60	39,23	130	89	10 510,51
24-02-032-02	110 мм	400 м	25 440,45	45,27	130	89	25 539,59
24-02-032-03	160 мм	400 м	52 920,81	45,27	130	89	53 019,95
24-02-034	Укладка газопроводов из одиночных полиэтиленовых труб в траншею, диаметр газопровода:						
24-02-034-01	до 110 мм	100 м	6 435,04	9,04	130	89	6 454,84
24-02-034-02	до 225 мм	100 м	28 861,82	30,86	130	89	28 929,40
24-02-001	Сварка "встык" полиэтиленовых труб нагревательным элементом при ручном управлении процессом сварки, диаметр труб:	при 100 % контроле стыков ультразвуковым методом					
24-02-001-01	63 мм	1 соединение	20,47	9,32	130	89	40,88
24-02-001-02	110 мм	1 соединение	28,74	12,86	130	89	56,90
24-02-001-03	160 мм	1 соединение	41,38	18,41	130	89	81,70
24-02-001-04	225 мм	1 соединение	63,58	34,19	130	89	138,46
24-02-002	Сварка полиэтиленовых труб при помощи соединительных деталей с закладными нагревателями, диаметр труб:						
24-02-002-02	63 мм	1 соединение	175,47	13,97	130	89	206,06
24-02-002-03	110 мм	1 соединение	355,07	21,96	130	89	403,16

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
24-02-002-04	160 мм	1 соединение	521,78	34,60	130	89	597,55
24-02-002-05	225 мм	1 соединение	765,17	57,51	130	89	891,12
24-02-003	Выравнивание концов полиэтиленовых труб, диаметр труб:						
24-02-003-01	до 63 мм	1 конец	4,67	1,92	130	89	8,87
24-02-003-02	110 мм	1 конец	10,15	2,89	130	89	16,48
24-02-003-03	160 мм	1 конец	13,53	3,85	130	89	21,96
24-02-004	Механическая резка полиэтиленовых труб, диаметр труб:						
24-02-004-01	до 63 мм	1 конец	0,67	0,38	130	89	1,50
24-02-004-02	110 мм	1 конец	3,49	0,77	130	89	5,18
24-02-004-03	160 мм	1 конец	5,04	1,15	130	89	7,56
24-02-004-04	225 мм	1 конец	6,60	1,54	130	89	9,97
3 Контроль выполненных работ							
3.1 Внешний осмотр и измерения (ФЕРм 81-03-39-2001) [9]							
39-01-001	Очистка металлическими щетками поверхности трубопроводов диаметром:						
39-01-001-01	до 60 мм	1 стык	1,96	1,92	80	60	4,65
39-01-001-02	до 108 мм	1 стык	2,95	2,89	80	60	7,00
39-01-001-03	до 159 мм	1 стык	3,34	3,27	80	60	7,92
39-01-001-04	до 273 мм	1 стык	3,93	3,85	80	60	9,32
39-01-001-05	до 377 мм	1 стык	5,10	5,00	80	60	12,10

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
39-01-001-06	до 478 мм	1 стык	6,38	6,25	80	60	15,13
39-01-001-07	до 550 мм	1 стык	7,85	7,70	80	60	18,63
39-01-001-08	до 630 мм	1 стык	8,24	8,08	80	60	19,55
39-01-001-09	до 720 мм	1 стык	9,03	8,85	80	60	21,42
39-01-002	Протирка ацетоном поверхности трубопровода наружным диаметром:						
39-01-002-01	до 60 мм	1 стык	0,73	0,48	80	60	1,40
39-01-002-02	до 108 мм	1 стык	1,06	0,58	80	60	1,87
39-01-002-03	до 159 мм	1 стык	1,41	0,77	80	60	2,49
39-01-002-04	до 273 мм	1 стык	2,09	0,96	80	60	3,43
39-01-002-05	до 377 мм	1 стык	2,77	1,25	80	60	4,52
39-01-002-06	до 478 мм	1 стык	3,44	1,54	80	60	5,60
39-01-002-07	до 550 мм	1 стык	4,10	1,92	80	60	6,79
39-01-002-08	до 630 мм	1 стык	4,56	2,02	80	60	7,39
39-01-002-09	до 720 мм	1 стык	5,10	2,21	80	60	8,19
39-02-001	Визуальный и измерительный контроль сварных соединений трубопроводов, диаметр:						
39-02-001-01	до 28 мм	1 стык	0,91	0,89	80	60	2,16
39-02-001-02	до 60 мм	1 стык	1,13	1,11	80	60	2,68
39-02-001-03	до 108 мм	1 стык	1,36	1,33	80	60	3,22
39-02-001-04	до 219 мм	1 стык	1,81	1,77	80	60	4,29

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
39-02-001-05	до 273 мм	1 стык	2,26	2,22	80	60	5,37
39-02-001-06	до 377 мм	1 стык	2,83	2,77	80	60	6,71
39-02-001-07	до 465 мм	1 стык	3,16	3,10	80	60	7,50
39-02-001-08	до 530 мм	1 стык	3,62	3,55	80	60	8,59
39-02-001-09	до 680 мм	1 стык	4,18	4,10	80	60	9,92
39-02-001-10	до 720 мм	1 стык	4,74	4,65	80	60	11,25
3.2 Неразрушающий контроль сварных соединений трубопроводов физическими методами (ФЕРм 81-03-39-2001) [9]							
39-02-006	Ультразвуковая дефектоскопия трубопровода одним преобразователем сварных соединений перлитного класса с двух сторон, прозвучивание поперечное, диаметр трубопровода:						
39-02-006-01	36 мм, толщина стенки до 8 мм	1 стык	5,71	3,24	80	60	10,25
39-02-006-02	65 мм, толщина стенки до 8 мм	1 стык	7,62	4,58	80	60	14,04
39-02-006-04	89 мм, толщина стенки до 8 мм	1 стык	9,01	5,40	80	60	16,57
39-02-006-07	114 мм, толщина стенки до 8 мм	1 стык	12,10	7,55	80	60	22,67
39-02-006-10	194 мм, толщина стенки до 8 мм	1 стык	14,65	9,06	80	60	27,33
39-02-006-11	194 мм, толщина стенки до 14 мм	1 стык	18,27	11,87	80	60	34,89
39-02-006-14	299 мм, толщина стенки до 8 мм	1 стык	22,00	14,03	80	60	41,64
39-02-006-15	299 мм, толщина стенки до 14 мм	1 стык	26,43	17,26	80	60	50,59
39-02-006-20	377 мм, толщина стенки до 8 мм	1 стык	28,49	18,34	80	60	54,17
39-02-006-21	377 мм, толщина стенки до 14 мм	1 стык	34,39	22,66	80	60	66,11

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
39-02-006-26	465 мм, толщина стенки до 8 мм	1 стык	35,01	22,66	80	60	66,73
39-02-006-27	465 мм, толщина стенки до 14 мм	1 стык	42,39	28,05	80	60	81,66
39-02-006-32	550 мм, толщина стенки до 8 мм	1 стык	41,54	26,98	80	60	79,31
39-02-006-33	550 мм, толщина стенки до 14 мм	1 стык	51,49	34,53	80	60	99,83
39-02-006-38	720 мм, толщина стенки до 8 мм	1 стык	51,23	33,45	80	60	98,06
39-02-006-39	720 мм, толщина стенки до 14 мм	1 стык	61,55	41,00	80	60	118,95
39-02-012	Рентгенографический контроль трубопровода через две стенки, диаметр трубопровода:						
39-02-012-01	60 мм, толщина стенки до 5 мм	1 снимок	22,88	12,91	80	60	40,95
39-02-012-03	114 мм, толщина стенки до 5 мм	1 снимок	25,95	14,20	80	60	45,83
39-02-012-04	114 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	30,84	15,49	80	60	52,53
39-02-012-07	159 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	35,59	16,78	80	60	59,08
39-02-012-08	159 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	41,80	21,95	80	60	72,53
39-02-012-10	273 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	46,90	18,07	80	60	72,20
39-02-012-11	273 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	53,07	23,24	80	60	85,61
39-02-012-13	377 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	67,04	20,66	80	60	95,96
39-02-012-14	377 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	73,21	25,82	80	60	109,36
39-02-012-16	465 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	68,66	21,95	80	60	99,39
39-02-012-17	465 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	74,82	27,11	80	60	112,77
39-02-012-19	550 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	53,07	23,24	80	60	85,61

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
39-02-012-20	550 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	63,80	32,28	80	60	108,99
39-02-012-22	660 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	62,46	25,82	80	60	98,61
39-02-012-23	660 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	71,86	33,57	80	60	118,86
39-02-015	Гаммаграфический контроль трубопровода через две стенки, диаметр трубопровода:						
39-02-015-02	60 мм, толщина стенки до 5 мм	1 снимок	36,57	11,62	80	60	52,84
39-02-015-04	108 мм, толщина стенки до 5 мм	1 снимок	40,70	12,26	80	60	57,86
39-02-015-05	108 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	49,59	14,20	80	60	69,47
39-02-015-09	159 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	54,67	14,20	80	60	74,55
39-02-015-10	159 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	67,88	18,07	80	60	93,18
39-02-015-14	273 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	70,67	16,78	80	60	94,16
39-02-015-15	273 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	83,88	20,66	80	60	112,80
39-02-015-19	377 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	93,50	18,07	80	60	118,80
39-02-015-20	377 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	106,11	21,95	80	60	136,84
39-02-015-24	465 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	97,92	19,37	80	60	125,04
39-02-015-25	465 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	111,12	23,24	80	60	143,66
39-02-015-29	550 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	88,91	21,95	80	60	119,64
39-02-015-30	550 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	105,27	27,11	80	60	143,22
39-02-015-33	680 мм, толщина стенки до 10 мм	1 снимок	106,71	25,82	80	60	142,86
39-02-015-34	680 мм, толщина стенки до 15 мм	1 снимок	133,13	33,57	80	60	180,13

Продолжение таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
3.3 Испытание газопровода (ФЕР 81-02-24-2001) [6]							
24-02-120	Очистка полости трубопровода продувкой воздухом, условный диаметр газопровода:						
24-02-120-01	до 50 мм	100 м	23,94	5,95	130	89	36,97
24-02-120-02	до 100 мм	100 м	23,94	5,95	130	89	36,97
24-02-120-03	до 150 мм	100 м	35,96	8,98	130	89	55,63
24-02-120-04	до 200 мм	100 м	35,96	8,98	130	89	55,63
24-02-120-05	до 250 мм	100 м	37,16	9,28	130	89	57,48
24-02-120-06	до 300 мм	100 м	41,93	10,45	130	89	64,82
24-02-120-07	до 400 мм	100 м	50,37	12,60	130	89	77,96
24-02-120-08	до 500 мм	100 м	71,94	17,97	130	89	111,29
24-02-120-09	до 600 мм	100 м	83,86	20,89	130	89	129,61
24-02-122	Подъем давления при испытании воздухом газопроводов низкого и среднего давления (до 0,3 МПа) условным диаметром:						
24-02-122-01	до 50 мм	100 м	9,07	1,17	130	89	11,63
24-02-122-02	до 100 мм	100 м	11,45	1,75	130	89	15,28
24-02-122-03	до 200 мм	100 м	15,99	2,34	130	89	21,11
24-02-122-04	до 300 мм	100 м	29,59	4,10	130	89	38,57
24-02-122-05	до 400 мм	100 м	41,05	5,86	130	89	53,88
24-02-122-06	до 500 мм	100 м	61,56	8,79	130	89	80,81
24-02-122-07	до 600 мм	100 м	82,09	11,72	130	89	107,76

Окончание таблицы И.1

Номер расценки по ФЕР-2001	Наименование и характеристика работ	Единица измерения	Прямые затраты, руб.	ФОТ рабочих, руб.	Нормативы от ФОТ, %		Всего с накладными расходами и сметной прибылью от ФОТ, руб.
					накладных расходов	сметной прибыли	
24-02-123	Подъем давления при испытании воздухом газопроводов высокого давления (до 0,6 МПа) условным диаметром:						
24-02-123-01	до 50 мм	100 м	9,07	1,17	130	89	11,63
24-02-123-02	до 100 мм	100 м	11,45	1,75	130	89	15,28
24-02-123-03	до 200 мм	100 м	25,06	3,52	130	89	32,77
24-02-123-04	до 300 мм	100 м	42,24	6,15	130	89	55,71
24-02-123-05	до 400 мм	100 м	67,29	9,67	130	89	88,47
24-02-123-06	до 500 мм	100 м	108,34	15,53	130	89	142,35
24-02-123-07	до 600 мм	100 м	149,39	21,39	130	89	196,23
24-02-124	Выдержка под давлением до 0,6 МПа при испытании на прочность и герметичность газопроводов условным диаметром:						
24-02-124-01	50-300 мм	1 участок испытания газопровода	1 436,55	205,10	130	89	1 885,72
24-02-124-02	400-500 мм	1 участок испытания газопровода	2 667,89	380,90	130	89	3 502,06
24-02-124-03	600 мм	1 участок испытания газопровода	5 130,55	732,50	130	89	6 734,73
24-02-125	Выдержка под давлением от 0,6 до 1,2 МПа при испытании на прочность и герметичность газопроводов условным диаметром:						
24-02-125-01	50-300 мм	1 участок испытания газопровода	2 158,88	243,95	130	89	2 693,13
24-02-125-02	400-500 мм	1 участок испытания газопровода	4 009,36	453,05	130	89	5 001,54
24-02-125-03	600 мм	1 участок испытания газопровода	7 710,30	871,25	130	89	9 618,34

Т а б л и ц а И.2 – Стоимость проектно-изыскательских работ для подземных газопроводов различной протяженности [10]

Протяженность газопровода L, км	Проектные работы				Инженерные изыскания, в том числе						Общая стоимость ПИР, тыс. руб.	
	коэффициенты в уравнении C=(a + b·L)·k			стоимость, тыс. руб.	геодезические		геологические	экологические	суммарная стоимость, тыс. руб.			
	a	b	k		на незастроенной территории	на городской территории			на незастроенной территории	на городской территории	на незастроенной территории	на городской территории
до 0,1	11,501	-	8,62	99,1	3,8	12,9	40,1	50,0	93,9	103,0	193,0	202,1
свыше 0,1 до 0,5	3,164	83,370		242,9	10,0	31,0	45,2	100,0	155,2	176,2	398,1	419,1
свыше 0,5 до 1,0	21,571	46,556		486,9	28,5	96,7	75,3	150,0	253,8	322,0	740,7	808,9
свыше 1,0 до 2,0	40,006	28,121		708,5	57,0	193,4	145,1	250,0	452,1	588,5	1 160,6	1 297,0
свыше 2,0 до 4,0	61,496	17,376		979,4	114,0	386,7	272,0	250,0	636,0	908,7	1 615,4	1 888,1
свыше 4,0 до 10,0	69,216	15,446		1 528,7	228,0	644,5	546,0	250,0	1 024,0	1 440,5	2 552,7	2 969,2
свыше 10,0 до 20,0	93,806	12,987		2 487,8	532,0	1 288,0	1 027,5	250,0	1 809,5	2 565,5	4 297,3	5 053,3
свыше 20,0 до 30,0	125,306	11,412		3 539,4	911,0	2 011,0	1 712,5	250,0	2 873,5	3 973,5	6 412,9	7 512,9

Приложение К
(рекомендуемое)

Оценка интегрального ущерба от аварии и вероятности её возникновения в результате утечки газа из газопровода

К.1 «Дерево событий» возникновения аварий и инцидентов в результате утечки газа из газопровода

К.1.1 «Дерево событий» применительно к возникновению аварий и инцидентов на подземных и надземных газопроводах (городских, поселковых и межпоселковых) приведено на рисунках К.1, К.2 и К.3, где отражены основные варианты возникновения утечек газа, развития событий и конечных последствий, приводящих к значительным ущербам.

Представленные алгоритмы последовательности событий разработаны с учетом наличия в ГРО информации по аварийности.

К.1.2 При эксплуатации стальных и полиэтиленовых газопроводов источниками потенциальных аварий и инцидентов являются следующие опасные (инициирующие) события, приводящие к возникновению утечек газа из газопровода:

- сквозные повреждения (для стальных труб – коррозионные, а для полиэтиленовых - в результате деструктивного разрушения материала труб);

– механические повреждения (в результате проведении земляных работ в охранной зоне газопровода, наезда транспорта, природных явлений, падения деревьев и т.д.);

– разрывы сварных стыков;

– прочие причины.

Каждое из перечисленных событий относят к случайным, вероятность которых не поддается объективному количественному определению.

В качестве вероятностных характеристик для вышеуказанных событий применяют параметры потоков отказов ω, определение которых возможно методами математической статистики.

К.1.3 В случаях возникновения утечек газа из газопроводов последующие стадии развития аварий и инцидентов формируют из случайных событий (см. рисунки К.1, К.2, К.3):

– необнаружение утечек газа при выполнении регламентных работ по мониторингу технического состояния газопровода;

– образование загазованности колодцев, подвалов, нижних этажей зданий, котлованов и др.;

Р и с у н о к К.1 – «Дерево событий» возникновения аварий и инцидентов на подземных газопроводах в городах и поселениях (*для полиэтиленовых газопроводов сквозные повреждения вызваны деструктивным разрушением материала труб и стыков)

Р и с у н о к К.2 – «Дерево событий» возникновения аварий и инцидентов на межпоселковых подземных газопроводах
(*для полиэтиленовых газопроводов сквозные повреждения вызваны деструктивным разрушением материала труб и стыков)

Р и с у н о к К.3 – «Дерево событий» возникновения аварий и инцидентов на стальных надземных газопроводах в городах и поселениях

– выход газа в атмосферу из подземных или надземных газопроводов;

– взрыв или возгорание газа.

К.2 Оценка интегрального ущерба от аварии, возникшей в результате утечки газа из газопровода

К.2.1 Количественную оценку экономического ущерба (убытка, потерь) от возникновения аварий и инцидентов в результате утечки газа из газопровода производят одним из следующих способов:

– по методическим рекомендациям РД 03-496-02 [12];

– в соответствии с последствиями аварий, учтёнными в «дереве событий» для подземных и надземных газопроводов (см. рисунки К.1, К.2, К.3);

– с использованием укрупнённой оценки, основанной на статистических данных о подсчитанном материальном ущербе от аварий на сетях газораспределения.

К.2.2 Порядок оценки ущерба от аварий на опасных производственных объектах, установленный в РД 03-496-02 [12], предусматривает следующую структуру учитываемых составляющих:

– прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект;

– затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;

– социально-экономические потери (затраты, понесённые вследствие гибели и травматизма людей);

– косвенный ущерб;

– экологический ущерб (урон, нанесённый объектам окружающей среды);

– потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности.

Каждая из перечисленных составляющих ущерба включает от двух до пяти слагаемых, при расчёте которых используют многочисленные стоимостные показатели и поправочные коэффициенты, учитывающие специфические особенности рассчитываемых составляющих ущерба.

К.2.3 Для сокращения объёма расчётов при оценке ущербов (потерь, убытков), возникающих от аварий и инцидентов в результате утечек газа из газопроводов, произведён отбор наиболее значимых слагаемых из числа перечисленных в К.2.2.

Оценку величин ущербов $У^{\Sigma}_{АВ}$, руб., применительно к «деревьям событий», показанным на рисунках К.1, К.2 и К.3 (где отражены основные ущербы при авариях), рассчитывают по формуле

$$У^{\Sigma}_{АВ} = \sum_{i=1}^{I} У^{ав}_{i} = У^{ав}_{гл} + У^{ав}_{тл} + У^{ав}_{гтс} + У^{ав}_{жфи} + У^{ав}_{сху} + У^{ав}_{отр} + У^{ав}_{эк}, \qquad (К.1)$$

где $У^{ав}_{гл}$ – ущерб (потери, убытки), обусловленный гибелью людей при возникновении аварии в результате утечки газа из газопровода, руб.;

$У^{ав}_{тл}$ – при травмировании людей, руб.;

$У^{ав}_{гтс}$ – при гибели и травмировании скота, руб.;

$У^{ав}_{жфи}$ – при потере жилищного фонда и имущества, руб.;

$У^{ав}_{сху}$ – при потере сельскохозяйственных угодий, руб.;

$У^{ав}_{отр}$ – при отравлении людей природным газом, руб.;

$У^{ав}_{эк}$ – при экологических потерях, руб.

Укрупнённую оценку каждой из составляющих ущерба $У^{ав}_{i}$, руб., учтённых в формуле (К.1), рассчитывают по формуле

$$У^{ав}_{i} = N^{ав}_{i} \cdot S^{ав}_{i}, \qquad (К.2)$$

где $N^{ав}_{i}$ – единица измерения учитываемого ущерба (количество людей, скота, жилищного фонда, имущества и т.д.), единица измерения ущерба;

$S^{ав}_{i}$ – укрупнённый стоимостной показатель на единицу измерения учитываемого ущерба, руб./единица измерения ущерба.

При выполнении практических расчётов составляющих ущерба $У^{ав}_{i}$, ввиду неопределённости величин $N^{ав}_{i}$ и $S^{ав}_{i}$, допустимо использовать имеющуюся в ГРО информацию о конкретных авариях на сетях газораспределения и подсчитанных при этом материальных ущербах (см. приложение Д).

К.2.4 Альтернативой проведению расчётов, описанных в К.2.2 и К.2.3, может быть интегральная (укрупнённая) оценка $У^{\Sigma}_{АВ}$ с использованием статистических данных о

подсчитанном материальном ущербе от аварий на сетях газораспределения (см. приложение Е, таблица Е.5).

К.3 Оценка вероятности возникновения аварии в результате утечки газа из газопровода

К.3.1 Вероятность возникновения аварии в результате утечки газа оценивают для двух вариантов эксплуатации газопровода:

– при продолжении эксплуатации в интервале между двумя очередными оценками технического состояния газопровода – $P_{АВ}^{ТС}$;

– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта (или реконструкции) газопровода (или его участка) – $P_{АВ}^{ПР}$.

Данные варианты эксплуатации газопровода характеризуют различными значениями параметров потоков i-х отказов $\omega_i^{ТС}$ и $\omega_i^{ПР}$.

К.3.2 Для обоих вариантов эксплуатации газопровода при принятой структуре «дерева событий» (см. рисунки К.1, К.2, К.3) вероятности возникновения аварий и инцидентов в результате утечек газа из газопроводов оценивают в соответствии с теоремой умножения вероятностей для независимых и зависимых событий по следующим формулам:

– для подземных газопроводов в городах и поселениях

$$P_{АВ} = P_{\Sigma}^{ут} \cdot \left(1 - P_{\Sigma}^{м}\right) \cdot p_{заг} \cdot p_{взг} \ , \qquad (К.3)$$

– для подземных межпоселковых газопроводов и надземных газопроводов в городах и поселениях

$$P_{АВ} = P_{\Sigma}^{ут} \cdot \left(1 - P_{\Sigma}^{м}\right) \cdot p_{вга} \cdot p_{взг} \ , \qquad (К.4)$$

где $P_{АВ}$ – вероятность аварии, возникшей в результате утечки газа из газопровода, доли единицы;

$P_{\Sigma}^{ут}$ – интегральная вероятность возникновения утечек природного газа из газопровода, доли единицы;

$P_{\Sigma}^{м}$ – интегральная вероятность обнаружения утечек в процессе регламентных работ по мониторингу технического состояния газопровода, доли единицы;

$1\text{-}P_{\Sigma}^{м}$ – интегральная вероятность необнаружения утечек, доли единицы;

$p_{заг}$ – вероятность возникновения загазованности помещений при условии, что произошла утечка газа из подземного газопровода, доли единицы;

$p_{вга}$ – вероятность выхода газа в атмосферу при условии, что произошла утечка газа из газопровода, доли единицы;

$p_{взг}$ – вероятность возникновения возгорания (взрыва) газа при условии, что произошла утечка газа из газопровода, доли единицы.

К.3.3 Интегральную вероятность возникновения утечек природного газа из газопровода $P_{\Sigma}^{ут}$ в соответствии с теоремой появления хотя бы одного из событий, независимых в совокупности, оценивают по формуле

$$P_{\Sigma}^{ут} = 1-(1-p_{скп}^{ут})\cdot(1-p_{мп}^{ут})\cdot(1-p_{рс}^{ут})\cdot(1-p_{пр}^{ут}), \qquad (К.5)$$

где $p_{скп}^{ут}$ – вероятность возникновения утечки газа из газопровода в результате сквозного коррозионного повреждения для стальных труб или в результате деструктивного разрушения материала полиэтиленовых труб, доли единицы;

$p_{мп}^{ут}$ – в результате механического повреждения (при проведении земляных работ в охранной зоне газопровода, наезде транспорта, природных явлениях, падениях деревьев и т.д.), доли единицы;

$p_{рс}^{ут}$ – в результате разрыва стыка, доли единицы;

$p_{пр}^{ут}$ – по прочим причинам, доли единицы;

К.3.4 Вероятность появления каждой из утечек, обусловленных перечисленными независимыми событиями, за период времени $\Delta T_{ОТС}$ оценивают в соответствии с показательным законом надёжности по формуле

$$p_{i}^{ут} = 1-\exp(-\omega_{i}^{ут}\cdot L_{ГП}\cdot \Delta T_{ОТС}), \qquad (К.6)$$

где $p_{i}^{ут}$ – вероятность возникновения утечки газа из газопровода в результате появления одного из независимых событий, перечисленных в пояснениях к формуле (К.5), доли единицы;

$\omega_{i}^{ут}$ – параметр потока отказов, вызванных одним из перечисленных независимых событий, доли единицы, 1/(км·год);

$L_{ГП}$ – протяжённость газопровода, км;

$\Delta T_{ОТС}$ – продолжительность интервала времени между очередными оценками технического состояния газопровода, год.

К.3.5 Отказы, выражающиеся в возникновении утечек газа из газопроводов, разделены на две группы:

– отказы, обусловленные техническим состоянием газопровода (в результате сквозного коррозионного повреждения стальных труб или сквозного повреждения из-за деструктивного разрушения материала полиэтиленовых труб);

– отказы, не зависящие от технического состояния газопровода, возникающие случайно (из-за механического повреждения, разрыва стыка, прочих причин).

К.3.6 Параметры потоков отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода, оценивают по формуле

$$\omega_i^{ут} = \omega_i^{СР} \cdot \frac{B_{ГП}^{СВ}}{B^{СР}} , \qquad (К.7)$$

где $\omega_i^{ут}$ – прогнозное значение параметра потока i-х отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода, на период от текущей до очередной плановой оценки его технического состояния, отказ/(км·год);

$\omega_i^{СР}$ – среднестатистическое значение параметра потока аналогичных отказов, обнаруженных на сетях газораспределения, отказ/(км·год);

$B_{ГП}^{СВ}$ – величина балльной оценки технического состояния газопровода с учётом различных сочетаний (комбинаций) влияющих факторов, определённая по формуле (3);

$B^{СР}$ – средняя балльная оценка технического состояния газопроводов сетей газораспределения (см. приложение Г).

Среднестатистическое значение параметра потока отказов $\omega_i^{СР}$, возникших из-за технического состояния газопроводов, принимают по данным, обобщённым для сетей газораспределения (см. приложение Е), или оценивают по формуле

$$\omega_i^{СР} = \frac{N_i^{ут}}{L_{\Sigma} \cdot \delta t} = \frac{n_i^{ут}}{\delta t} , \qquad (К.8)$$

где $N_i^{ут}$ – суммарное количество i-х отказов, возникших из-за технического состояния газопроводов и обнаруженных при мониторинге сетей газораспределения за время δt, отказ;

$n_i^{ут}$ – удельное количество обнаруженных i-х отказов на 1 км протяжённости сетей газораспределения, отказ/км;

L_Σ – суммарная протяжённость сетей газораспределения, км.;

δt – продолжительность интервала времени, на котором оценивается параметр потока отказов, год.

Среднестатистические значения параметров потоков отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода:

– для стальных подземных газопроводов $\omega_{скп}^{СР}$ = 0,00228 отказ/(км·год);

– для полиэтиленовых газопроводов $\omega_{сп}^{СР}$ = 0,00057 отказ/(км·год);

– для стальных надземных газопроводов $\omega_{кпг}^{СР}$ = 0,02280 отказ/(км·год).

К.3.7 Среднестатистические значения параметров потоков отказов, не зависящих от технического состояния газопровода, возникающих случайно:

– при механическом повреждении $\omega_{мп}^{ут}$ = 0,00200 отказ/(км·год);

– при разрыве стыка $\omega_{рс}^{ут}$ = 0,00010 отказ/(км·год);

– при прочих причинах $\omega_{пр}^{ут}$ = 0,00030 отказ/(км·год).

К.3.8 Интегральная вероятность обнаружения утечек $P_\Sigma^{м}$ при выполнении регламентных работ по мониторингу технического состояния газопровода зависит от:

– характеристик используемых при мониторинге приборов и оборудования;

– конструктивно-технологических параметров газопровода;

– внешних факторов (наличие помех, тип грунта, его влажность, качество дорожного покрытия и т.д.);

– субъективных факторов (квалификация исполнителей).

По практическим данным [4] максимальные значения вероятности обнаружения дефектов и повреждений при проведении технического диагностирования не превышают:

а) для сквозного коррозионного повреждения:

1) при высоком давлении газа - 0,98;

2) при среднем давлении - 0,95;

3) при низком давлении - 0,90;

б) для повреждения защитного покрытия:

1) в условиях поселений - 0,70;

2) вне поселений - 0,80;

3) при отсутствии адгезии на всем газопроводе - 0,98.

К.3.9 В случае необнаружения утечки газа, возникшей на подземном или надземном газопроводе, дальнейшее развитие аварии происходит по сценариям (см. рисунки К.1, К.2, К.3), представляющим собой комбинации случайных событий, каждое из которых происходит с неопределённой вероятностью:

– возникновение загазованности помещений – $P_{заг}$;

– выход газа в атмосферу – $P_{вга}$;

– возгорание (взрыв) газа – $P_{взг}$.

Достоверные данные о конкретных значениях вероятностей для перечисленных случайных событий отсутствуют.

При выполнении практических расчётов допустимо принимать значения указанных трёх вероятностей $P_{заг}$, $P_{вга}$ и $P_{взг}$ (при условии, что произошла утечка газа из газопровода) в следующих интервалах:

– для подземных газопроводов в городах и поселениях (см. рисунок К.1) на уровне значимости

$$P_{заг} = 0{,}01 – 0{,}05, \quad P_{взг} = 0{,}01 – 0{,}05;$$

– для межпоселковых подземных газопроводов (см. рисунок К.2)

$$P_{вга} = 0{,}20 – 0{,}80, \quad P_{взг} = 0{,}01 – 0{,}05;$$

– для стальных надземных газопроводов в городах и поселениях (см. рисунок К.3)

$$P_{вга} = 1{,}00, \quad P_{взг} = 0{,}01 – 0{,}05.$$

Приложение Л
(справочное)

Примеры оценки технического состояния стальных подземных газопроводов

Таблица Л.1 – Исходные данные для оценки технического состояния стальных подземных газопроводов

Наименование фактора	Единица измерения	Значение (состояние) фактора для оцениваемого газопровода		
		Пример 1	Пример 2	Пример 3
Конструктивно-технологические показатели				
Протяженность газопровода	км	0,34	1,2	3,8
Наружный диаметр газопровода	мм	150	150	150
Толщина стенки трубы газопровода	мм	5	5	5
Расчётное давление газа в газопроводе	МПа	0,005	0,3	0,6
Внешние условия				
Опасное влияние блуждающих токов	–	нет	да	да
Коррозионная агрессивность грунта	–	низкая	средняя	высокая
Место прокладки газопровода	–	в поселении	в поселении	в поселении
Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	шт.	нет	3	16
Определяющие параметры технического состояния газопровода				
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:				
– адгезии защитного покрытия;	–	нет	нет	нет
– переходного сопротивления защитного покрытия;	–	нет	нет	нет
– защищённости газопровода по времени средствами ЭХЗ;	–	да	нет	нет
– ударной вязкости металла трубы.	–	да	да	да
Нарушение ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	–	да	да	да
Выявленные дефекты и повреждения				
Сквозные коррозионные повреждения:				
– общее количество мест СКП, выявленных с начала эксплуатации газопровода;	шт.	2	7	12
– рост количества СКП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием.	–	нет	да	да
Повреждения защитного покрытия:				
– общее количество мест ПЗП, выявленных с начала эксплуатации газопровода;	шт.	9	31	86
– рост количества ПЗП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием.	–	нет	да	да

Т а б л и ц а Л.2 – Балльная оценка стальных подземных газопроводов

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Балльные оценки факторов для трёх примеров газопроводов при двух вариантах их эксплуатации:					
						на срок до очередной оценки технического состояния газопровода			после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода		
						1	2	3	1	2	3
Конструктивно-технологические показатели	0,014	Протяженность газопровода, км	0,106	До 0,1 включ.	1	2	5	10	2	5	10
				Св. 0,1 до 0,5 включ.	2						
				Св. 0,5 до 1,0 включ.	3						
				Св. 1,0 до 2,0 включ.	5						
				Свыше 2,0	10						
		Наружный диаметр газопровода, мм	0,171	До 100 включ.	1	5	5	5	5	5	5
				Св. 100 до 350 включ.	5						
				Свыше 350	10						
		Толщина стенки газопровода, мм	0,276	До 4 включ.	10	5	5	5	5	5	5
				Св. 4 до 10 включ.	5						
				Свыше 10	1						
		Расчётное давление газа в газопроводе, МПа	0,447	До 0,005 включ.	1	1	3	6	1	3	6
				Св. 0,005 до 0,3 включ.	3						
				Св. 0,3 до 0,6 включ.	6						
				Св. 0,6 до 1,2 включ.	9						
				Свыше 1,2	10						

Продолжение таблицы Л.2

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Балльные оценки факторов для трёх примеров газопроводов при двух вариантах их эксплуатации: на срок до очередной оценки технического состояния газопровода			после проведения капитального ремонта (реконструкции)		
						1	2	3	1	2	3
Внешние условия	0,052	Опасное влияние блуждающих токов	0,567	Отсутствует	0	0	10	10	0	10	10
				Имеется	10						
		Коррозионная агрессивность грунта	0,216	Низкая	1	1	3	10	1	3	10
				Средняя	3						
				Высокая	10						
		Место прокладки газопровода	0,134	Межпоселковый	3	10	10	10	10	10	10
				В поселениях	10						
		Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	0,083	Нет	0	0	4	8	0	4	8
				От 1 до 5 включ.	4						
				Св. 5 до 15 включ.	6						
				Св. 15 до 30 включ.	8						
				Свыше 30	10						
Определяющие параметры технического состояния газопровода	0,103	Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:									
		– адгезии защитного покрытия	0,057	Соответствует	0	10	10	10	0	0	0
				Не соответствует	10						
		– переходного сопротивления защитного покрытия	0,085	Соответствует	0	10	10	10	0	0	0
				Не соответствует	10						
		– защищённости газопровода по времени средствами ЭХЗ	0,201	Соответствует	0	0	10	10	0	0	0
				Не соответствует	10						
		– ударной вязкости металла трубы	0,619	Соответствует	0	0	0	0	0	0	0
				Не соответствует	10						
		Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	0,038	Отсутствуют	0	10	10	10	0	0	0
				Имеются	10						

Окончание таблицы Л.2

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Балльные оценки факторов для трёх примеров газопроводов при двух вариантах их эксплуатации: на срок до очередной оценки технического состояния газопровода			после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода		
						1	2	3	1	2	3
Выявленные дефекты и повреждения	0,831	Сквозные коррозионные повреждения металла трубы газопровода:									
		– общее количество мест СКП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,737	Нет	0	2	9	10	0	0	0
				От 1 до 2 включ.	2						
				Св. 2 до 5 включ.	5						
				Св. 5 до 10 включ.	9						
				Свыше 10	10						
		– рост количества СКП, выявленных за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	0,189	Отсутствует	0	0	10	10	0	0	0
				Имеет место	10						
		Повреждения защитного покрытия:									
		– общее количество мест ПЗП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,042	Нет	0	2	6	10	0	0	0
				От 1 до 20 включ.	2						
				Св. 20 до 80 включ.	6						
				Свыше 80	10						
				Вода под изоляцией	10						
		– рост количества ПЗП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	0,032	Отсутствует	0	0	10	10	0	0	0
				Имеет место	10						
Интегральная балльная оценка технического состояния газопровода $B_{ГП}$						1,602	8,423	9,297	0,121	0,473	0,595
Коэффициент, учитывающий совместное влияние различных факторов при их возможных сочетаниях $k^{СВ}$						3,0	8,5	10,0	3,0	3,0	3,0
Балльная оценка технического состояния газопровода с учётом различных сочетаний (комбинаций) влияющих факторов $B^{СВ}_{ГП}$						4,805	71,598	92,975	0,364	1,419	1,785

Т а б л и ц а Л.3 – Вероятность и риск возникновения аварии на стальных подземных газопроводах

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Значение показателя		
			Пример 1	Пример 2	Пример 3
Прогнозная интенсивность возникновения сквозных коррозионных повреждений:					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния	$\omega_{СКП}^{ТС}$	*1/(км·год)*	0,027	0,397	0,516
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$\omega_{СКП}^{ПР}$	*1/(км·год)*	0,002	0,008	0,010
Прогнозная интенсивность возникновения повреждений защитного покрытия газопровода:					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния	$\omega_{ПЗП}^{ТС}$	*1/(км·год)*	5,7	84,5	109,7
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$\omega_{ПЗП}^{ПР}$	*1/(км·год)*	0,4	1,7	2,1
Вероятность аварии					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния	$P_{АВ}^{ТС}$	-	$1{,}2\cdot10^{-5}$	$11{,}4\cdot10^{-5}$	$5{,}0\cdot10^{-5}$
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$P_{АВ}^{ПР}$	-	$0{,}2\cdot10^{-5}$	$0{,}7\cdot10^{-5}$	$1{,}0\cdot10^{-5}$
Риск отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния	$R^{ТС}$	*тыс. руб.*	42,0	2 201,3	9 048,2
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$R^{ПР}$	*тыс. руб.*	584,9	2 518,3	8 908,7

Т а б л и ц а Л.4 – Результаты оценки технического состояния подземных газопроводов

Примеры	Риски отказов			Оценка технического состояния подземного газопровода	Принимаемое решение
	$R^{ТС}$	$R^{ПР}$	$R^{ТС}/R^{ПР}$		
1	42,0	584,9	0,07	Работоспособное	Продлить дальнейшую эксплуатацию до следующей процедуры оценки технического состояния с проведением технического обслуживания и текущего ремонта
2	2 201,3	2 518,3	0,87	Неработоспособное	Необходимо в течение года провести техническое диагностирование, по результатам которого установить предельный срок дальнейшей эксплуатации газопровода
3	9 048,2	8 908,7	1,02	Предельное	Вывести газопровод из эксплуатации

Приложение М
(справочное)

Примеры оценки технического состояния полиэтиленовых газопроводов

Т а б л и ц а М.1 – Исходные данные для оценки технического состояния полиэтиленовых газопроводов

Наименование фактора	Единица измерения	Значение (состояние) фактора для оцениваемого газопровода		
		Пример 1	Пример 2	Пример 3
Конструктивно-технологические показатели				
Протяженность газопровода	км	0,82	1,5	3,1
Номинальный наружный диаметр газопровода	мм	110	110	110
Марка полиэтилена	–	ПЭ 63	ПЭ 63	ПЭ 80
Расчётное давление газа в газопроводе	МПа	0,005	0,3	0,6
Внешние условия				
Наличие трубопроводов, складов, резервуаров и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды)	–	нет	да	нет
Наличие особых природных и климатических условий	–	да	да	да
Место прокладки газопровода	–	в поселении	в поселении	в поселении
Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	шт.	3	8	11
Определяющие параметры технического состояния газопровода				
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:				
– характеристик труб газопровода	–	да	нет	нет
– соединений «полиэтилен-сталь»	–	да	да	нет
– других соединительных деталей	–	нет	да	нет
Нарушение ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	–	да	да	да
Выявленные дефекты и повреждения				
Сквозные повреждения труб (кроме механических повреждений труб при проведении земляных работ в охранной зоне газопровода):				
– общее количество мест СП, выявленных с начала эксплуатации газопровода	шт.	1	8	11
– рост количества СП за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	–	нет	да	да
Дефекты сварных соединений газопровода:				
– общее количество мест ДСС, выявленных с начала эксплуатации газопровода	шт.	2	4	7
– рост количества ДСС за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	–	нет	да	да

Т а б л и ц а М.2 – Балльная оценка полиэтиленовых газопроводов

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Балльные оценки факторов для трёх примеров газопроводов при двух вариантах их эксплуатации:					
						на срок до очередной оценки технического состояния газопровода			после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода		
						1	2	3	1	2	3
Конструктивно-технологические показатели	0,014	Протяженность газопровода, км	0,106	До 0,1 включ.	1	3	5	10	3	5	10
				Св. 0,1 до 0,5 включ.	2						
				Св. 0,5 до 1,0 включ.	3						
				Св. 1,0 до 2,0 включ.	5						
				Свыше 2,0	10						
		Номинальный наружный диаметр газопровода, мм	0,171	До 110 включ.	1	5	5	5	5	5	5
				Св. 110 до 355 включ.	5						
				Свыше 355	10						
		Марка полиэтилена	0,276	ПЭ 63	10	10	10	4	1	1	1
				ПЭ 80	4						
				ПЭ 100	1						
		Расчётное давление газа в газопроводе, МПа	0,447	До 0,005 включ.	1	1	5	8	1	5	8
				Св. 0,005 до 0,3 включ.	5						
				Св. 0,3 до 0,6 включ.	8						
				Св. 0,6 до 1,2 включ.	10						

Продолжение таблицы М.2

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Балльные оценки факторов для трёх примеров газопроводов при двух вариантах их эксплуатации: на срок до очередной оценки технического состояния газопровода			после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода		
						1	2	3	1	2	3
Внешние условия	0,052	Наличие трубопроводов, складов, резервуаров и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды)	0,567	Отсутствуют	0	0	10	0	0	0	0
				Имеются	10						
		Наличие особых природных и климатических условий	0,216	Отсутствуют	0	10	10	10	10	10	10
				Имеются	10						
		Место прокладки газопровода	0,134	Межпоселковый	3	10	10	10	10	10	10
				В поселениях	10						
		Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	0,083	Нет	0	4	6	6	4	6	8
				От 1 до 5 включ.	4						
				Св. 5 до 15 включ.	6						
				Св. 15 до 30 включ.	8						
				Свыше 30	10						
Определяющие параметры технического состояния газопровода	0,103	Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:									
		– характеристик труб газопровода	0,566	Соответствует	0	0	10	10	0	0	0
				Не соответствует	10						
		– соединений "полиэтилен-сталь"	0,234	Соответствует	0	0	0	10	0	0	0
				Не соответствует	10						
		– других соединительных деталей	0,162	Соответствует	0	10	0	10	0	0	0
				Не соответствует	10						
		Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	0,038	Отсутствуют	0	10	10	10	0	0	0
				Имеются	10						

Окончание таблицы М.2

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Балльные оценки факторов для трёх примеров газопроводов при двух вариантах их эксплуатации: на срок до очередной оценки технического состояния газопровода			после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода		
						1	2	3	1	2	3
Выявленные дефекты и повреждения	0,831	Сквозные повреждения труб (кроме механических повреждений труб при проведении земляных работ в охранной зоне газопровода):									
		– общее количество мест СП, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,4	Нет	0	2	9	10	0	0	0
				От 1 до 2 включ.	2						
				Св. 2 до 5 включ.	5						
				Св. 5 до 10 включ.	9						
				Свыше 10	10						
		– рост количества СП, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,1	Отсутствует	0	0	10	10	0	0	0
				Имеет место	10						
		Дефекты сварных соединений газопровода:									
		– общее количество мест ДСС, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,4	Нет	0	2	6	10	0	0	0
				От 1 до 2 включ.	2						
				Св. 2 до 5 включ.	6						
				Свыше 5	10						
		– рост количества ДСС, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,1	Отсутствует	0	0	10	10	0	0	0
				Имеет место	10						
Интегральная балльная оценка технического состояния газопровода $B_{ГП}$						1,796	7,862	9,399	0,226	0,262	0,297
Коэффициент, учитывающий совместное влияние различных факторов при их возможных сочетаниях $k^{СВ}$						3,0	7,0	8,5	3,0	7,0	8,5
Балльная оценка технического состояния газопровода с учётом различных сочетаний (комбинаций) влияющих факторов $B^{СВ}_{ГП}$						5,389	55,035	79,893	0,677	1,837	2,527

Таблица М.3 – Вероятность и риск возникновения аварии на полиэтиленовых газопроводах

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Значение показателя		
			Пример 1	Пример 2	Пример 3
Прогнозная интенсивность возникновения сквозных повреждений труб:					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния;	$\omega_{СП}^{ТС}$	*1/(км·год)*	0,006	0,062	0,089
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$\omega_{СП}^{ПР}$	*1/(км·год)*	0,001	0,001	0,001
Прогнозная интенсивность возникновения дефектов сварных соединений:					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния;	$\omega_{ДСС}^{ТС}$	*1/(км·год)*	2,6	27,0	39,2
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$\omega_{ДСС}^{ПР}$	*1/(км·год)*	0,3	0,4	0,4
Вероятность аварии					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния;	$P_{АВ}^{ТС}$	–	$0{,}8\cdot10^{-5}$	$4{,}8\cdot10^{-5}$	$3{,}8\cdot10^{-5}$
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$P_{АВ}^{ПР}$	–	$0{,}3\cdot10^{-5}$	$0{,}3\cdot10^{-5}$	$0{,}3\cdot10^{-5}$
Риск отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода:					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния;	$R^{ТС}$	*тыс. руб.*	81,0	1 513,2	4 538,7
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$R^{ПР}$	*тыс. руб.*	796,7	1 631,8	3 526,0

Таблица М.4 – Результаты оценки технического состояния полиэтиленовых газопроводов

Примеры	Риски отказов			Оценка технического состояния подземного газопровода	Принимаемое решение
	$R^{ТС}$	$R^{ПР}$	$R^{ТС}/R^{ПР}$		
1	81,0	730,3	0,11	Работоспособное	Продлить дальнейшую эксплуатацию до следующей процедуры оценки технического состояния с проведением технического обслуживания и текущего ремонта
2	1 513,2	1 631,8	0,93	Неработоспособное	Необходимо в течение года провести техническое диагностирование, по результатам которого установить предельный срок дальнейшей эксплуатации газопровода
3	4 655,1	4 111,3	1,13	Предельное	Вывести газопровод из эксплуатации

Приложение Н
(справочное)

Примеры оценки технического состояния стальных надземных газопроводов

Таблица Н.1 – Исходные данные для оценки технического состояния стальных надземных газопроводов

Наименование фактора	Единица измерения	Значение (состояние) фактора для оцениваемого газопровода		
		Пример 1	Пример 2	Пример 3
Конструктивно-технологические показатели				
Протяженность газопровода	км	0,48	1,5	3,2
Наружный диаметр газопровода	мм	150	150	150
Толщина стенки трубы газопровода	мм	4	4	4
Расчётное давление газа в газопроводе	МПа	0,05	0,6	0,6
Внешние условия				
Наличие деревьев, расстояние от которых до газопровода менее высоты деревьев в течение всего срока эксплуатации газопровода	-	да	да	да
Наличие особых природных и климатических условий	-	нет	да	да
Место прокладки газопровода	-	в поселении	в поселении	в поселении
Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	шт.	2	16	13
Определяющие параметры технического состояния газопровода				
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:				
– прокладки газопровода;	-	да	нет	нет
– установки опор и креплений;	-	да	нет	нет
– антикоррозионного защитного покрытия;	-	нет	нет	нет
– металла труб газопровода.	-	да	да	да
Нарушение ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	-	да	да	да
Выявленные дефекты и повреждения				
Коррозионные повреждения газопровода – на поверхности трубы, на участках опирания на опоры, в местах входа и выхода из земли:				
– общее количество мест КПГ, выявленных с начала эксплуатации газопровода;	шт.	2	13	12
– рост количества КПГ за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием.	-	нет	да	да
Повреждения газопровода и опор – вибрации, сплющивания, смещение газопровода; просадка, изгиб и повреждения опор:				
– общее количество мест ПГО, выявленных с начала эксплуатации газопровода;	шт.	4	13	21
– рост количества ПГО за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием.	-	нет	да	да

Т а б л и ц а Н.2 – Балльная оценка стальных надземных газопроводов

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Балльные оценки факторов для трёх примеров газопроводов при двух вариантах их эксплуатации:					
						на срок до очередной оценки технического состояния газопровода			после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода		
						1	2	3	1	2	3
Конструктивно-технологические показатели	0,014	Протяженность газопровода, км	0,106	До 0,1 включ.	1	2	10	10	2	10	10
				Св. 0,1 до 0,5 включ.	2						
				Св. 0,5 до 1,0 включ.	3						
				Св. 1,0 до 2,0 включ.	5						
				Свыше 2,0	10						
		Наружный диаметр газопровода, мм	0,171	До 100 включ.	1	5	5	5	5	5	5
				Св. 100 до 250 включ.	5						
				Свыше 250	10						
		Толщина стенки газопровода, мм	0,276	До 3 включ.	10	5	10	10	5	5	5
				Св. 3 до 8 включ.	5						
				Свыше 8	1						
		Расчётное давление газа в газопроводе, МПа	0,447	До 0,005 включ.	1	1	6	6	1	6	6
				Св. 0,005 до 0,3 включ.	3						
				Св. 0,3 до 0,6 включ.	6						
				Св. 0,6 до 1,2 включ.	9						
				Свыше 1,2	10						

Продолжение таблицы Н.2

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Балльные оценки факторов для трёх примеров газопроводов при двух вариантах их эксплуатации: на срок до очередной оценки технического состояния газопровода			после проведения капитального ремонта (реконструкции)		
						1	2	3	1	2	3
Внешние условия	0,052	Наличие деревьев, расстояние от которых до газопровода менее высоты деревьев в течение всего срока эксплуатации газопровода	0,567	Отсутствуют	0	10	10	10	0	0	0
				Имеются	10						
		Наличие особых природных и климатических условий	0,216	Отсутствуют	0	0	10	10	0	10	10
				Имеются	10						
		Место прокладки газопровода	0,134	Межпоселковый	3	10	10	10	10	10	10
				В поселениях	10						
		Количество пересечений и параллельной прокладки газопровода с дорогами и инженерными коммуникациями	0,083	Нет	0	4	8	6	4	8	6
				От 1 до 5 включ.	4						
				Св. 5 до 15 включ.	6						
				Св. 15 до 30 включ.	8						
				Свыше 30	10						
Определяющие параметры технического состояния газопровода	0,103	Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:									
		– прокладки газопровода	0,135	Соответствует	0	0	10	10	0	0	0
				Не соответствует	10						
		– установки опор и креплений	0,315	Соответствует	0	0	10	10	0	0	0
				Не соответствует	10						
		– антикоррозионного защитного покрытия	0,151	Соответствует	0	10	10	10	0	0	0
				Не соответствует	10						
		– металла труб газопровода	0,362	Соответствует	0	0	0	10	0	0	0
				Не соответствует	10						
		Нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	0,037	Отсутствуют	0	10	10	10	0	0	0
				Имеются	10						

Окончание таблицы Н.2

Наименование группы факторов	Доля группы	Наименование фактора	Доля фактора в группе	Фактическое состояние фактора	Балл	Балльные оценки факторов для трёх примеров газопроводов при двух вариантах их эксплуатации: на срок до очередной оценки технического состояния газопровода			после проведения капитального ремонта (реконструкции)		
						1	2	3	1	2	3
Выявленные дефекты и повреждения	0,831	Коррозионные повреждения газопровода- на поверхности трубы, на участках опирания на опоры, в местах входа и выхода из земли:									
		– общее количество мест КПГ, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,429	Нет	0	2	10	10	0	0	0
				От 1 до 2 включ.	2						
				Св. 2 до 5 включ.	5						
				Св. 5 до 10 включ.	9						
				Свыше 10	10						
		– рост количества КПГ, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,189	Отсутствует	0	0	10	10	0	0	0
				Имеет место	10						
		Повреждения газопровода и опор - вибрации, сплющивание, смещение газопровода относительно проектного положения по вертикали и/или горизонтали; просадка, изгиб и повреждения опор:									
		– общее количество мест ПГО, выявленных с начала эксплуатации газопровода, шт.	0,250	Нет	0	2	10	10	0	0	0
				От 1 до 20 включ.	2						
				Св. 20 до 50 включ.	6						
				Свыше 50	10						
		– рост количества ПГО, выявленных за последние 10 лет по сравнению с предыдущим десятилетием	0,132	Отсутствует	0	0	10	10	0	0	0
				Имеет место	10						
Интегральная балльная оценка технического состояния газопровода $В_{ГП}$						1,572	6,500	9,633	0,110	0,146	0,153
Коэффициент, учитывающий совместное влияние различных факторов при их возможных сочетаниях $k^{СВ}$						3,0	7,0	10,0	3,0	3,0	3,0
Балльная оценка технического состояния газопровода с учётом различных сочетаний (комбинаций) влияющих факторов $В^{СВ}_{ГП}$						4,715	45,499	96,327	0,331	0,438	0,460

Таблица Н.3 – Вероятность и риск возникновения аварии на стальных надземных газопроводах

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Значение показателя		
			Пример 1	Пример 2	Пример 3
Прогнозная интенсивность возникновения коррозионных повреждений газопровода:					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния;	$\omega_{КПГ}^{ТС}$	*1/(км·год)*	0,272	2,622	5,562
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$\omega_{КПГ}^{ПР}$	*1/(км·год)*	0,019	0,022	0,026
Прогнозная интенсивность возникновения повреждений газопровода и опор:					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния;	$\omega_{ПГО}^{ТС}$	*1/(км·год)*	1,9	18,4	38,9
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$\omega_{ПГО}^{ПР}$	*1/(км·год)*	0,13	0,15	0,19
Вероятность аварии					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния;	$P_{АВ}^{ТС}$	-	$101 \cdot 10^{-5}$	$250 \cdot 10^{-5}$	$100 \cdot 10^{-5}$
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$P_{АВ}^{ПР}$	-	$11{,}5 \cdot 10^{-5}$	$34{,}3 \cdot 10^{-5}$	$26{,}5 \cdot 10^{-5}$
Риск отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода:					
– при продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния;	$R^{ТС}$	*тыс. руб.*	50,5	2 198,9	5 682,3
– при возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода	$R^{ПР}$	*тыс. руб.*	557,6	2 283,3	5 622,0

Таблица Н.4 – Результаты оценки технического состояния стальных надземных газопроводов

Примеры	Риски отказов			Оценка технического состояния подземного газопровода	Принимаемое решение
	$R^{ТС}$	$R^{ПР}$	$R^{ТС}/R^{ПР}$		
1	50,5	557,6	0,09	Работоспособное	Продлить дальнейшую эксплуатацию до следующей процедуры оценки технического состояния с проведением технического обслуживания и текущего ремонта
2	2 198,9	2 283,3	0,96	Неработоспособное	Необходимо в течение года по результатам оценки технического состояния установить предельный срок дальнейшей эксплуатации газопровода
3	5 682,3	5 622,0	1,01	Предельное	Вывести газопровод из эксплуатации

Библиография

[1] Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления (утвержден Постановлением Правительства РФ от 29.10.2010 № 870).

[2] Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (ред. от 13.07.2015).

[3] Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании» (ред. от 28.11.2015).

[4] Отчет о НИР: «Разработка системы мониторинга факторов, влияющих на техническое состояние объектов газораспределения». Договор № 639-11-п от 20.04.2011 года с ООО «Газпром трансгаз Казань». Саратов, ОАО «Гипрониигаз», 2011 год. – 599 с.

[5] ФЕР 81-02-01-2001 Государственные сметные нормативы. Федеральные единичные расценки на строительные и специальные строительные работы. Часть 1. Земляные работы (утв. Приказом Минстроя России от 30.01.2014 № 31/пр).

[6] ФЕР 81-02-24-2001 Государственные сметные нормативы. Федеральные единичные расценки на строительные и специальные строительные работы. Часть 24. Теплоснабжение и газопроводы – наружные сети (утв. Приказом Минстроя России от 30.01.2014 № 31/пр).

[7] МДС 81-36.2004 Указания по применению федеральных единичных расценок на строительные и специальные строительные работы (ФЕР-2001) (приняты Постановлением Госстроя РФ от 09.10.2003 № 180).

[8] ФЕР 81-02-13-2001 Государственные сметные нормативы. Федеральные единичные расценки на строительные и специальные строительные работы. Часть 13. Защита строительных конструкций и оборудования от коррозии (утв. Приказом Минстроя России от 30.01.2014 № 31/пр).

[9] ФЕРм 81-03-39-2001 Государственные сметные нормативы. Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования. Часть 39. Контроль монтажных сварных соединений (утв. Приказом Минстроя России от 30.01.2014 № 31/пр).

[10] Справочник базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства (в ред. Письма Росстроя от 10.07.2006 № СК-2832/02).

[11] НЦС 81-02-15-2014 Государственные сметные нормативы. Укрупнённые нормативы цены строительства. Часть 15. Сети газоснабжения (утв. Приказом Минстроя России от 28.08.2014 № 506/пр).

[12] РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (утв. постановлением Госгортехнадзора России от 29.10.02 № 63).

ОКС 75.200

Ключевые слова: газопроводы стальные и полиэтиленовые, эксплуатация, техническое состояние, методика оценки, влияние факторов, комплексный учёт, параметр потока отказов, риск отказов