

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА КОРРОЗИЮ ПОДЗЕМНОЙ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

УДК 622.691.4

С.А. Лубенский, к. т. н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ),
S_Lubenskiy@vniigaz.gazprom.ru

В статье представлены результаты исследований, целью которых является оценка возможного влияния изменений природно-климатических условий на коррозию подземной линейной части газопроводов высокого давления. При работе были использованы материалы по расследованию аварий за период с 1971 по 2015 г., причиной которых явилось образование коррозионных повреждений на поверхности металла труб газопроводов высокого давления, проходящих в различных регионах России. Проведенный анализ показывает, что нет однозначной связи между изменениями природно-климатических условий и числом аварий, связанных с коррозионным разрушением металла труб, на магистральных газопроводах (МГ). Таким образом, аварии на газопроводах высокого давления по причине коррозии главным образом зависят от технологии производства труб и состояния изоляционного покрытия.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, КЛИМАТИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ, ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, АВАРИЙНОСТЬ, КОРРОЗИЯ.

Климат – это многолетний режим погоды, свойственный той или иной местности на Земле и являющийся одной из ее географических характеристик [1]. Несмотря на значительное количество исследований, посвященных изменению природно-климатических условий, в том числе в регионах прохождения трасс газопроводов высокого давления, нет единого мнения о причинах и механизмах современных климатических изменений и, как следствие, об ожидаемых эффектах [2–6].

Актуальность данных исследований обусловлена:

- увеличением продолжительности эксплуатации газопроводов и, как следствие, старением изоляционного покрытия, обуславливающим рост числа связанных с коррозией аварий, которые могут вызывать взрывы, пожары, нарушение жизнеобеспечения населения и устойчивой работы объектов экономики страны;



- тенденцией к распределению числа аварий, связанных с коррозией, в зависимости от территории прохождения трасс трубопроводов [7, 8];

- осложнением процесса транспорта добываемого газа и увеличением его себестоимости, обусловленными природно-климатическими факторами;

- фактическим ростом (по сравнению с прогнозной оценкой) объемов замены труб вследствие их неудовлетворительного технического состояния [9], что часто

обусловлено коррозией в местах нарушения сплошности изоляционного покрытия.

Для оценки климатических переменных, характеризующих современный климат, по рекомендации Всемирной метеорологической организации (ВМО) используется стандартный период продолжительностью 30 лет [10]. Согласно экономической системе оценки амортизационного срока эксплуатации труб длительность работы газопровода должна составлять 33 года [11].

Lubensky S.A., Ph.D. in Engineering Sciences, Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, RF), S_Lubenskiy@vniigaz.gazprom.ru

Assessing the possible impact of the changes of climatic and natural conditions upon corrosion of the underground linear part of high pressure gas pipelines

The article presents the results of research whose aim is to assess the possible impact of the changes of climatic and natural conditions upon corrosion of the underground linear part of high pressure gas pipelines. The work used the materials of the investigation into accidents from 1971 to 2015 which were caused by corrosion damage on the metal surface of high pressure gas pipelines which are laid in various regions of Russia. The analysis shows that there is no clear connection between the changes of climatic and natural conditions and the number of accidents caused by corrosion damage of the metal surface of main pipelines (MP). Therefore accidents at high pressure gas pipelines caused by corrosion mainly depend on the pipe manufacturing process and the condition of the insulation coating.

KEY WORDS: MAIN GAS PIPELINE, CLIMATIC CHANGES, SERVICE LIFE, ACCIDENT RATE, CORROSION.

Кроме того, по завершении срока эксплуатации, установленного нормативной, конструкторской и эксплуатационной документацией, дальнейшая эксплуатация объектов транспорта газа не разрешена без проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации [12].

При оценке потенциального влияния изменений природно-климатических условий на коррозию МГ необходимо рассматривать сложную систему «транспортируемый газ – трубы и изоляционное покрытие – внешняя среда».

Анализ работы газопроводов до их разрушения по причине коррозии труб показывает, что наибольшее число аварий (7 %) происходит после 20 лет эксплуатации, далее этот показатель сокращается (рис. 1).

В [13] на основании проведенного анализа автором были определены районы, в которых произошло наибольшее число аварий, и установлено влияние территориального фактора на причины разрушения металла труб. В общей сложности было проанализировано более 1300 актов расследования аварий за 1971–2013 гг.

Для прогноза опасных природных воздействий следует применять структурно-геоморфологические, геологические, геофизические, сейсмологические, инженерно-геологические и гидрогеологические, инженерно-экологические, инженерно-гидрометеорологические и инженерно-геодезические методы исследования как по отдельности, так и в комплексе с учетом сложности природной и природно-тех-

ногенной обстановки территории. Расчет трубопроводов на прочность не учитывает возможности возникновения или развития дефектов в процессе эксплуатации, которые могут образовываться под воздействием окружающей среды.

В настоящее время проведено большое количество исследований, посвященных изменению природно-климатических условий, для отдельных регионов России. Особый интерес представляют регионы прохождения трасс газопроводов, на которых происходили аварии по причине коррозионного разрушения труб.

УРАЛ

Интенсивное строительство МГ в Уральском регионе началось в 1960-х гг. При сооружении применялись в основном трубы диаметром 1020 мм с толщиной стенки 11,2 мм российских и зарубежных заводов-производителей. Использовались также трубы диаметрами 530, 720 и 820 мм с толщинами стенок 8,0–9,0 мм с битумно-резиновой изоляцией, но их доля относительно невелика. Начиная с середины 1970-х гг. использовались трубы диаметром 1220 и 1420 мм с толщинами стенок 11,0–16,5 мм, рассчитанные на рабочие давления 5,5–7,5 МПа. В настоящее время протяженность МГ, проходящих по территории Урала, составляет около 11 % от общей протяженности газопро-

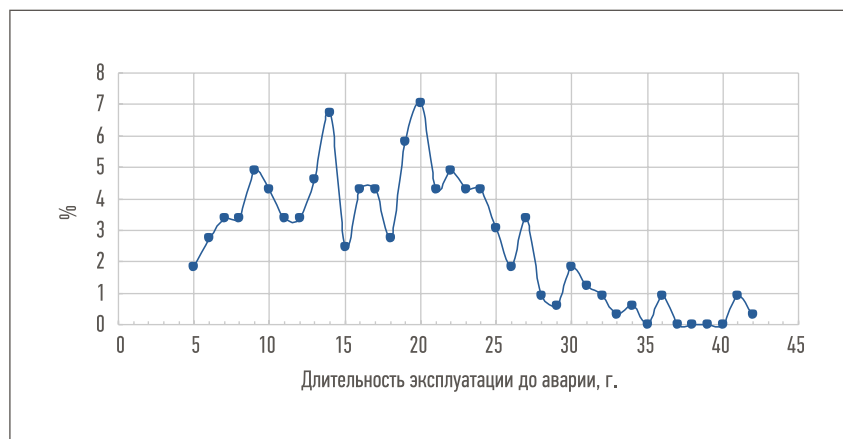


Рис. 1. Частота аварий на МГ по причине коррозии труб на подземной части МГ ПАО «Газпром» в 1971–2013 гг.

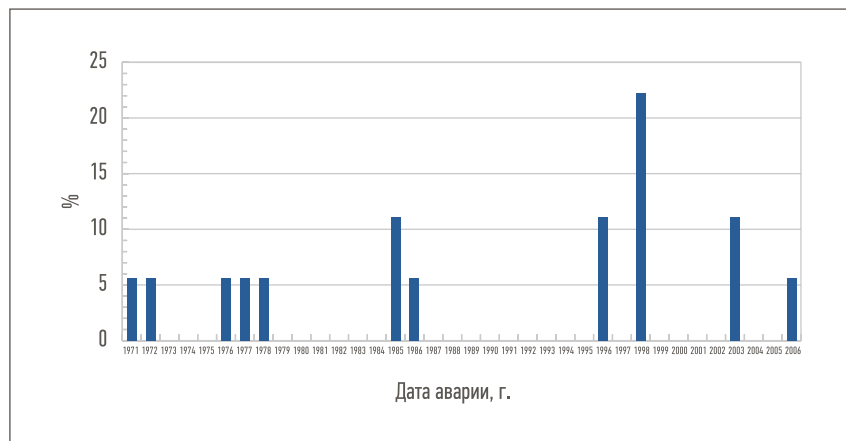


Рис. 2. Число аварий, вызванных коррозией металла труб, на газопроводах на территории Урала в 1971–2006 гг.

водов ПАО «Газпром»: 10 % – МГ, пролегающие по территории Среднего и Южного Урала, 1 % – МГ на территории Полярного Урала.

Изучению природно-климатических изменений на территории Южного Урала посвящены работы [14–16]. Так, в работе [15] подробно представлены результаты картографических и геодезических исследований природных комплексов Камско-Бельской впадины (Южное Предуралье), согласно которым изменение растительности произошло в первую очередь в результате деятельности человека, а формирование планового рисунка гидрологической сети вызвано современными вертикальными тектоническими движениями. На основании анализа осенних и зимних объемов атмосферных осадков и показателей весеннего стока рек бассейна р. Белая за 1936–2000 гг. было установлено влияние антропогенного фактора на связь осадков и

стока. В пределах Южного Предуралья наблюдается сокращение площадей затопляемых земель на фоне понижения уровня грунтовых вод и сокращения объема почвенной влаги в речных долинах [16].

Анализ аварийности МГ, проходящих по территории Челябинской, Курганской обл. и Республики Башкортостан (рис. 2), показал, что с 1971 по 2006 г. наибольшее число разрушений труб по причине коррозии произошло в 1998 г. в Республике Башкортостан. Причиной стало коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) труб, что объясняется следующим:

- при строительстве были использованы трубы, не стойкие к данному виду разрушения (трубы изготовлены по ТУ 14-3-995-81) [7, 17];
- грунтовый электролит содержит коррозионно-агрессивные вещества [7].

С 2007 по 2014 г. аварий по данной причине в регионе не было.

РАЙОНЫ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ

Необходимо учитывать, что при проведении оценки коррозионной агрессивности грунтов в криолитозоне требуется учитывать такие факторы, как геологическое строение верхней части разреза, время года, наличие сезонномерзлого или сезонноталого слоев. Коррозия трубопроводов, проложенных в криолитозоне, наиболее активно протекает в урочищах с частым чередованием осушенных и обводненных участков – на болотах и в торфяниках. Может сказаться и неоднородность мерзлотных условий, проявляющаяся в чередовании мерзлых и талых грунтов [18, 19]. Для п-ова Ямал эта проблема усугубляется активностью геодинамической обстановки, повсеместным развитием экзогенных геологических процессов. К участкам, на которых наиболее вероятно возникновение аварийных ситуаций при оттаивании оснований, относятся:

- участки распространения сильнольдистых грунтов с большой осадкой при оттаивании;
- подводные и балочные переходы через водотоки;
- очаги развития экзогенных процессов;
- склоновые участки [20].

Основные особенности многолетнемерзлых пород – отрицательная температура и состояние свободной влаги в них в виде льда [21–23].

Многолетнемерзлые грунты в северных регионах Республики Коми и Тюменской обл. отлича-

Таблица 1. Возможные последствия воздействия неблагоприятных природно-климатических факторов на надежность эксплуатации МГ

Способ прокладки	Возможные последствия воздействия неблагоприятных природно-климатических факторов	
	Общие	Для каждого способа прокладки
Наземный	Разрушение опор, изгибы трубы в вертикальной и горизонтальной плоскости, механические повреждения трубы и изоляции	Нет
Надземный		Частичное или полное разрушение насыпи, опор
Подземный		Обнажение поверхности труб

Таблица 2. Опасные инженерно-геологические процессы на участке 278–328 км магистрального нефтепровода «Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе»

Опасные инженерно-геологические процессы	Возможные неблагоприятные процессы	Характеристика участка
Заболачивание	Морозное пучение	Болота I и II типа. Мощность торфа 0,3–4,2 м
Пучение	Сезонное пучение	Практически по всей трассе
Многолетнее криогенное пучение	Многолетние бугры пучения	Долины рек, ручьев, болота, берега ручьев
Термокарстовые процессы	Проседание земной поверхности и последующее образование впадин, воронок, котлованов	Ограниченное распространение. Болота и озера
Техногенные условия	Вода в траншее стоит на поверхности	Насыпные грунты

ются высокой льдистостью, дисперсностью, заторфованностью, засоленностью и значительной распространенностью многожильных льдов [24]. Наличие мерзлотных процессов может существенно усложнить строительство и эксплуатацию трубопроводов [25]. В табл. 1 представлены возможные последствия воздействия неблагоприятных климатических факторов на надежность эксплуатации МГ при

различных способах прокладки [26].

Опыт эксплуатации МГ в условиях Крайнего Севера свидетельствует о том, что проектные решения не всегда эффективно противодействуют сложным природно-геокриологическим условиям, поскольку отличительными особенностями района прокладки являются высокая динамичность и реактивность криогенных процессов [27].

На этапах строительства и начальной стадии эксплуатации объектов Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения, несмотря на многовариантную проработку технических решений, ряд проблем остался вне контроля, например активация экзогенных процессов и явлений вблизи инженерных сооружений [28, 29]. Анализ результатов обследования северной (Ямальской) части МГ «Бованенково – Ухта», проводив-



группа компаний
ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ

Консультант **№1** в России*

*1-е место в рейтинге
«Консалтинг в области организации производства».
По данным «Эксперт РА» (2004–2010, 2012 гг.)

**УСЛУГИ
СЛУЖБАМ
ГЛАВНОГО
ИНЖЕНЕРА**

**Экспертиза
промышленной
безопасности**

Энергоаудит

**Специальная
оценка условий
труда**

Проектирование

**Экологический
аудит**

на правах рекламы



Работаем с предприятиями ПАО «Газпром» с 1998 года



Входит в GCE Group («ДжиСиИ Групп»).
Международный консультант по организации производства

Санкт-Петербург: +7 (812) 334 5984 Москва: +7 (499) 176 8772
www.gce.ru

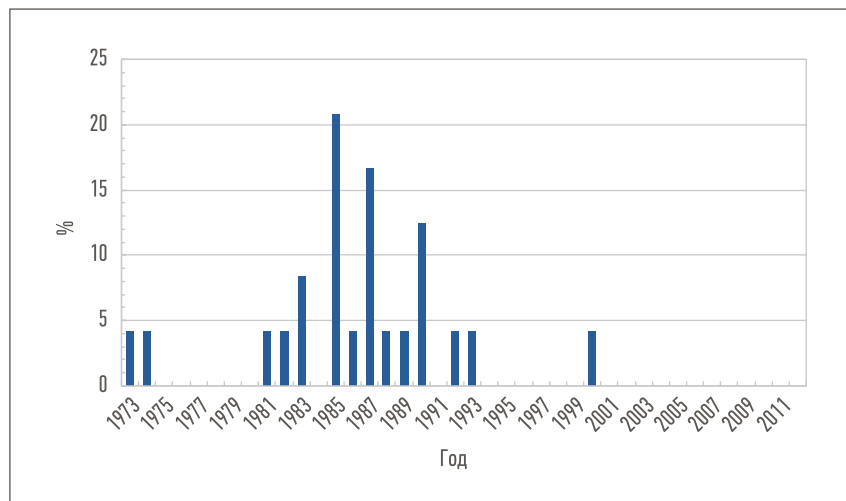


Рис. 3. Доля вызванных коррозией аварий на линейной подземной части МГ в Волгоградской обл. в 1973–2011 гг. [8]

шегося в течение трех лет, показал, что основным негативным фактором к началу эксплуатации МГ является активизация термоэрозионных процессов вдоль траншеи газопровода и размыв насыпных сооружений водными потоками преимущественно в период снеготаяния [30].

В [31] авторами дана оценка инженерно-геологических условий, способствующих развитию опасных процессов (подтопления, заболачивания, морозного пучения и пр.) и возникновению деформаций трубопроводов на примере участка 278–328 км магистрального нефтепровода «Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе» в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого автономного округа (табл. 2).

В [32] подробно рассмотрен опыт эксплуатации двух участков МГ «Надым – Пунга-2». Отмечается, что в результате образования таликов на участках газопровода активизировались неблагоприятные инженерно-геологические процессы: многолетнее пучение грунтов, заболачивание, термокарст, обводнение, повлиявшие на формирование опасных и потенциально опасных участков газопровода. Автор обращает внимание на интенсификацию заболачивания после прокладки

МГ. Однако разрушений по причине коррозии металла труб с 1975 по 2011 г. на данных участках МГ не зафиксировано [8].

В районах многолетней мерзлоты точное количество случаев разрушений труб по причине общей коррозии и КРН незначительно, число аварий за период 2000–2013 гг. не увеличилось [7].

ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В [33] представлены результаты анализа изменений природно-климатических условий юга Западной Сибири. Сделан вывод, что увлажнения аридных районов юго-востока Западной Сибири в

последнее тридцатилетие уменьшаются, в связи с чем вероятен переход отдельных районов исследуемой территории из разряда недостаточно увлажненных в разряд скудно увлажненных, и делается предположение, что засушливые явления повторяются каждые 8–12 лет.

Анализ аварийности в 1977–2012 гг. МГ, проходящих по территории Новосибирской, Томской и Кемеровской обл., показал, что резкого увеличения или уменьшения числа разрушений металла труб по причине коррозии не происходит. На МГ, проходящих по территории Новосибирской обл. (около 1300 км), разрушений труб по причине коррозии не зафиксировано.

ЮЖНЫЕ ОБЛАСТИ РОССИИ

Строительство МГ в Саратовской обл. началось в 1940-х гг. Первый МГ «Саратов – Москва» диаметром 325 мм был введен в эксплуатацию в 1946 г. Далее при строительстве использовались трубы диаметром 325–1220 мм с толщиной стенки 7,0–14,1 мм из сталей 14ХГС, 15Г2С, 15ГСТЮ, 17ГС, 17Г1С, 17Г2СФ. В настоящее время протяженность газопроводов составляет более 5 тыс. км.

Работы по строительству МГ в Волгоградской обл. были начаты в 1960-х гг. Протяженность газотранспортной системы со-

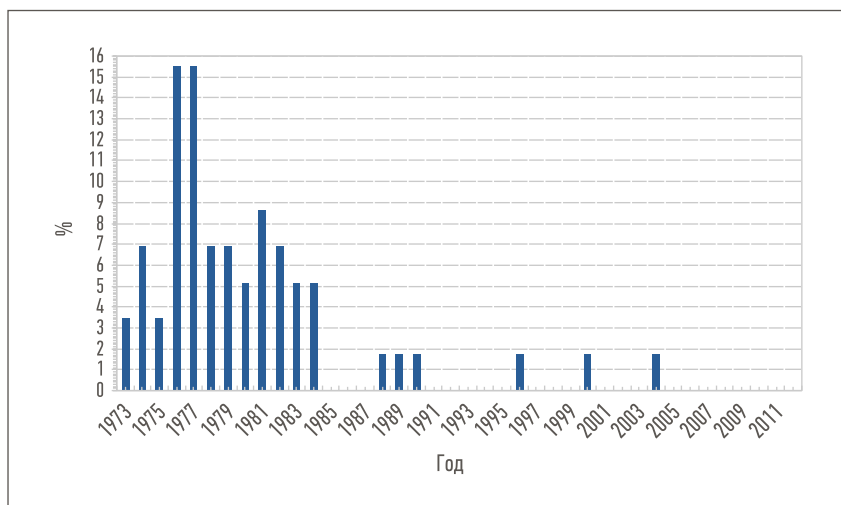


Рис. 4. Доля вызванных коррозией аварий на линейной подземной части МГ в Саратовской обл. в 1971–2011 гг.

ставляет более 5 тыс. км в однониточном исчислении. Система МГ функционирует в различных геологических и климатических условиях. При сооружении использовались трубы диаметрами 530–1220 мм. Длительность эксплуатации до разрушения по причине коррозии – от 6 до 30 лет. Подробная информация о конструкции и состоянии изоляционного покрытия представлена в [8].

Процессы опустынивания земель в южных регионах России подробно описаны в [2]. По данным Госкомзема Волгоградской обл., только за последние 20 лет площадь засоленных земель увеличилась в 2,6 раза, или на 898 тыс. га (8980 км²). Соседняя Саратовская обл. представляет собой низменную равнину, расчлененную руслами рек, солончаками и каналами. При слабой дренируемости равнин подземный сток в них не развивается, и в расходной части баланса грун-

товых вод преобладает испарение. По этой причине происходит засоление грунтов. Грунты, в которых проложены газопроводы, преимущественно суглинистые и глинистые. Грунтовые воды пресные, залегают на глубине 3–20 м. Непроходимые солончаки-соры в период снеготаяния и дождей покрываются слоем воды до 0,5 м. Анализ метеорологических данных на территории Приволжского федерального округа за 1955–2009 гг. позволил установить особенности региональных изменений климата:

- современное потепление, начавшееся в 1960–1970 гг., характеризуется ослаблением в 1980–е гг.;
- за исследуемый период изменения температуры и осадков носили немонотонный характер;
- выявлено уменьшение годового количества общей облачности и осадков, при этом продолжительность многолетних циклов

количества осадков летом вдвое меньше, чем зимой [34].

Анализ причин разрушений МГ, проходящих по территории Волгоградской и Саратовской обл., показал, что наибольшее число разрушений в Волгоградской обл. произошло в 1985–1991 гг., далее число аварий уменьшается (рис. 3).

Наибольшее число аварий происходит после 12 лет эксплуатации. Одной из возможных причин высокой аварийности может являться антропогенный фактор. В начале 1970-х гг. на одном из участков трассы произошли аварии по причине язвенной коррозии. На данном участке вдоль и поперек были построены оросительные каналы для отбора воды поливальными агрегатами, кроме того, в данном месте выращивались бахчевые культуры. Возможно, при их выращивании в качестве удобрений использовались калийные соли, сульфат



V Международная конференция

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



Представители государственных органов, руководители, специалисты и деловые партнеры нефтегазовых компаний, представители российской науки обсудят актуальные вопросы обеспечения экологической и промышленной безопасности, энергоэффективности, охраны труда.

Программа конференции включает Пленарное заседание и Панельные дискуссии:

- Изменение климата: антропогенный прессинг или природный процесс.
- Переход на наилучшие доступные технологии: первые результаты и перспективы.
- Инновационное развитие отрасли – вектор на энергоэффективность и экологичность.
- Повышение энергоэффективности технологических производств – плюсы и минусы для нефтегазовых компаний.
- Управление профессиональными рисками как часть системы управления охраной труда.

Дата проведения конференции: 5–6 декабря 2017 г.

Место проведения конференции: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Россия, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, п. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, владение 15, стр. 1.

Контактная информация:

Тел.: +7 (498) 657-46-66, факс: +7 (498) 657-44-21
e-mail: esgi2017@vniigaz.gazprom.ru <http://vniigaz.gazprom.ru/events/2017/esgi2017/>



аммония, хлористый калий, вызывающие интенсивную язвенную и питтинговую коррозию труб из углеродистых и низколегированных сталей.

В ряде случаев при сооружении МГ на поливных почвах и солончаках вместо покрытия усиленного типа наносилась битумная изоляция нормального типа без усиливающей обертки. Изоляция была нанесена на трубы неравномерно, местами повреждена при укладке в траншею. Необходимо также учитывать, что битум от времени и воздействия солей теряет свои защитные свойства.

В Саратовской обл. наибольшее число разрушений произошло в 1977–1985 гг. (рис. 4).

Основное число аварий в Саратовской обл. произошло после 7 лет эксплуатации МГ, (рис. 5), далее наблюдается уменьшение числа разрушений, связанных с коррозией.

Обобщая результаты исследований причин аварийности газопроводов в южных областях РФ, можно сделать заключение, что, несмотря на процессы опустынивания и засоления территорий, число аварий по причине коррозии не возросло.

ВЫВОДЫ

1. Нет однозначной связи между изменениями природно-климатических условий и числом аварий МГ, связанных с коррозионным разрушением металла труб.

2. Состояние изоляционного покрытия прежде всего влияет на длительность безаварийной эксплуатации подземных газопроводов высокого давления.

3. Аварии на газопроводах высокого давления по причине КРН зависят главным образом от технологии производства труб, применяемых при строительстве, и состояния изоляционного покрытия.

4. Практическое отсутствие конвекции и диффузии в дефектах изоляционного покрытия способствует накоплению коррозионно-агрессивных веществ на поверхности металла, что приводит к образованию коррозионных повреждений (язв, питтингов, трещин). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Большая советская энциклопедия: В 30 т. / Под ред. А.М. Прохорова. 3-е изд. М.: Советская Энциклопедия, 1973. Т. 12: Кварнер – Конгур. 624 с.
2. Бананов В.А., Разумов В.В., Притворов А.П. и др. Картографическое отображение процессов опустынивания земель юга России // Геодезия и картография. 2007. № 10. С. 36–41.
3. Найденов В.И. Гидрология суши: новый взгляд // Вестник РАН. 2001. Т. 71. № 5. С. 405–414.
4. Беспалый В.Г. Климатические ритмы и их отражение в рельефе и осадках. М.: Наука, 1978. 140 с.
5. Исидоров В.А. Органическая химия атмосферы. СПб.: Химиздат, 2001. 3-е изд., перераб. и доп. 352 с.
6. Дзюба А.В., Зекцер И.С. Изменения климата и многолетнемерзлые породы: прямые и обратные связи // Доклады Академии наук. 2009. Т. 429. № 3. С. 402–405.
7. Лубенский С.А. Трубы для газопроводов и скважин газоконденсатных месторождений, эксплуатирующихся в коррозионно-агрессивных природных средах. М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. 197 с.
8. Велиюлин И.И., Лубенский С.А., Велиюлин Э.И., Решетников А.Д. Анализ причин разрушения газопроводных труб большого диаметра в различных регионах России. М.: МАКС Пресс, 2012. 232 с.
9. Будзуляк Б.В. ГТС ЕСГ: ремонт, реконструкция и обеспечение устойчивости в 2004 г. // Газовая промышленность. 2005. № 7. С. 9–10.
10. Божилкина Е.А., Сорокина В.Н., Салихова Н.З. Картографирование изменений температурного режима на Европейской территории России за разные временные периоды (1881–1935 гг. и 1961–1990 гг.) // Геодезия и картография. 2014. № 2. С. 27–35.
11. Медведев В.Н., Тухбатуллин Ф.Г., Докутович А.Б. Информационно-аналитическая система планирования ремонтно-восстановительных работ систем магистрального транспорта газа // Наука и техника в газовой промышленности. 2011. № 3 (47). С. 63–71.
12. СТО Газпром 2-3.5-252–2008. Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/59/59474/> (дата обращения: 15.08.2017).
13. Лубенский С.А. Принципы зонирования регионов по степени их коррозионной опасности для действующих газопроводов высокого давления // Проблемы анализа риска. 2013. Т. 10. № 4. С. 30–37.
14. Васильев Д.Ю., Гавра Н.К., Кочеткова Е.С., Ферапонтов Ю.И. Корреляция сумм атмосферных осадков со средними и максимальными расходами воды весеннего половодья в бассейне р. Белая // Метеорология и гидрология. 2013. № 5. С. 79–90.
15. Турикешев Г.Т.-Г., Дадукалова Г.А., Кутушев Ш.-И. Б., Мухамедова З.А. О результатах картографических и геодезических исследований природных комплексов Камско-Бельской впадины (Южное Предуралье) // Геодезия и картография. 2013. № 9. С. 41–48.
16. Турикешев Г.Т.-Г., Кутушев Ш.-И.Б., Миннихметов И.С., Мусалимов Р.С. О результатах исследований растительности на территории Предуральского краевого прогиба по данным картографических и космосъемочных материалов // Геодезия и картография. 2014. № 1. С. 15–20.
17. Альбом аварийных разрушений на объектах газопроводов ООО «Севергазпром» 1982–2002 гг. Ухта, 2002. 338 с.
18. Зыков Ю.Д., Червинская О.П. К вопросу об оценке коррозионной агрессивности грунтов // Инженерные изыскания. 2009. № 4. С. 56–58.
19. Великоцкий М.А., Марахтанов В.П. Новые критерии выявления коррозионной опасности северных ландшафтов для магистральных газопроводов // Газовая промышленность. 2013. № 2. С. 55–58.
20. Староверов О. Геоэкологическое обеспечение надежности эксплуатации газотранспортных систем в условиях полуострова Ямал // Инженерные изыскания. 2009. № 3. С. 31–33.
21. Геологический словарь. М.: Недра, 1978. Т. 1. 99 с.
22. Мохов И.И., Елисеев А.В. Моделирование глобальных климатических изменений в XX–XXIII вв. при новых сценариях антропогенных воздействий РСР // Доклады Академии наук. 2009. Т. 443. № 6. С. 732–736.
23. Елисеев А.В., Демченко П.Ф., Аржанов М.М., Мохов И.И. Гистерезис зависимости площади приповерхностной вечной мерзлоты от глобальной температуры // Доклады Академии наук. 2009. Т. 444. № 4. С. 444–447.
24. Трофимов В.И., Кондратьев В.Г. Учет инженерно-геокриологических особенностей грунтовых условий полуострова Ямал при проектировании и строительстве транспортных сооружений // Инженерные изыскания. 2010. № 3. С. 35–38.
25. Новаковский Б.А., Прасолова А.И., Каргашин П.Е., Кужанов Д.А. Геоинформационный модуль для расчета и картографирования аварийности на магистральных нефтепроводах // Геодезия и картография. 2013. № 12. С. 39–44.
26. Пендин В.В., Дубинина Т.П., Овсянникова О.С. Инженерно-геологическое обследование объектов транспорта углеводородов как метод раннего предупреждения развития негативных ситуаций // Инженерные изыскания. 2010. № 3. С. 46–51.
27. Яковлев А.Я., Алеников С.Г., Романцов С.В. Расчетная модель всплывающей и осадки магистрального газопровода «Бованенково – Ухта» при оттаивании многолетнемерзлых грунтов // Газовая промышленность. 2014. № 2. С. 39–43.
28. Васильева А.О., Витченко А.С., Осокин А.Б. Геотехнический мониторинг как составляющая часть работ по обеспечению промышленной безопасности газопромышленных объектов // Инженерные изыскания. 2013. № 10–11. С. 92–94.

29. Баранов А.В., Унанян К.Л., Наполов О.Б. Экологический мониторинг в районе перехода МГ «Бованенково – Ухта» через Байдарацкую губу // Газовая промышленность. 2010. № 2. С. 85–87.
30. Крюков А.В., Булдович С.Н., Хилимонюк В.З. Оценка и анализ инженерно-геокриологических процессов на трассе магистрального газопровода «Бованенково – Ухта» (п-ов Ямал) // Инженерные изыскания. 2013. № 6. С. 56–61.
31. Галиакметова А.В., Ядзинская М.Р., Канева И.В. Оценка природных и техногенных факторов для целей инженерной защиты трубопроводов в криолитозоне // Инженерные изыскания. 2013. № 1. С. 52–55.
32. Кротошкин А.И. Применение комплексного количественного анализа информации при прогнозной оценке взаимодействия подземного газопровода с многолетнемерзлыми грунтами // Инженерные изыскания. 2012. № 8. С. 58–64.
33. Безуголова Н.Н., Зинченко Г.С., Пузанов А.В. Современные тенденции изменения климата в аридных районах юга Западной Сибири // Метеорология и гидрология. 2012. № 11. С. 38–45.
34. Переведенцев Ю.П., Шанталинский К.М., Важнова Н.А. Пространственно-временные изменения основных показателей температурно-влажностного режима в Приволжском федеральном округе // Метеорология и гидрология. 2014. № 4. С. 32–48.

REFERENCES

1. Great Soviet Encyclopedia: in 30 Volumes. Edited by A.M. Prokhorov, 3rd Edition. Moscow, Soviet Encyclopedia, 1973, Vol. 12: Kvarner – Kongur, 624 p. (In Russian)
2. Bananov V.A., Razumov V.V., Pritvorov A.P., et al. Cartographic Representation of the Land Desertification of the South of Russia. Geodeziya i kartografiya = Geodesy and Cartography, 2007, No. 10, P. 36–41. (In Russian)
3. Naydenov V.I. Land Hydrology: New View. Vestnik RAN = Bulletin of the Russian Academy of Sciences, 2001, Vol. 71, No. 5, P. 405–414. (In Russian)
4. Bespaly V.G. Climatic Rhythms and their Representation in the Relief and Precipitations. Moscow, Nauka, 1978, 140 p. (In Russian)
5. Isidorov V.A. Organic Chemistry of the Atmosphere. Saint Petersburg, Khimizdat, 2001, 3rd Edition, Updated and Revised, 352 p. (In Russian)
6. Dzzyuba A.V., Zektser I.S. Climate Changes and Perpetually Frozen Soil: Direct and Back Action. Doklady Akademii nauk = Reports of the Academy of Sciences, 2009, Vol. 429, No. 3, P. 402–405. (In Russian)
7. Lubensky S.A. Pipes for Gas Pipelines and Wells of Gas Condensate Fields which are Operated in Corrosive Aggressive Environments. Moscow, Gazprom VNIIGAZ LLC, 2010, 197 p. (In Russian)
8. Veliyulin I.I., Lubensky S.A., Veliyulin E.I., Reshetnikov A.D. Analysis of the Causes of Destruction of Large Diameter Gas Pipes in Various Regions of Russia. Moscow, MAX Press, 2012, 232 p. (In Russian)
9. Budzulyak B.V. Gas Transport System of the Uniform Gas Supply System: Repair, Reconstruction and Sustainability in 2004. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2005, No. 7, P. 9–10. (In Russian)
10. Bozhilina E.A., Sorokina V.N., Salikhova N.Z. Mapping the Temperature Regime Changes in the European Part of Russia in Various Periods of Time (1881–1935 and 1961–1990). Geodeziya i kartografiya = Geodesy and Cartography, 2014, No. 2, P. 27–35. (In Russian)
11. Medvedev V.N., Tukhbatullin F.G., Dokutovich A.B. Information and Analytical Planning System of Repair and Restoration Works of Gas Main Pipeline Systems. Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti = Science and Engineering in the Gas Industry, 2011, No. 3 (47), P. 63–71. (In Russian)
12. Gazprom Company Standard 2-3.5-252-2008. Method of Prolonging the Safe Operation Life of Gas Main Pipelines of Gazprom OJSC [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/59/59474/> (Access date: August 15, 2017). (In Russian)
13. Lubensky S.A. Principles of Region Zoning by Corrosion Hazard Level for the Existing High Pressure Gas Pipelines. Problemy analiza riska = Risk Analysis Problems, 2013, Vol. 10, No. 4, P. 30–37. (In Russian)
14. Vasilyev D.Yu., Gavra N.K., Kochetkova E.S., Ferapontov Yu.I. Correlation of Sums of Atmosphere Precipitations with Average and Maximum Spring Flood Water Rates in the Catchment Area of the Belaya River. Meteorologiya i gidrologiya = Meteorology and Hydrology, 2013, No. 5, P. 79–90. (In Russian)
15. Turikeshev G.T.-G., Dadukalova G.A., Kutushev Sh.-I.B., Mukhamedova Z.A. On the Results of Cartographic and Geodesic Research of the Natural Complexes of the Kamsko-Belskaya Basin (South Pre-Ural Region). Geodeziya i kartografiya = Geography and Cartography, 2013, No. 9, P. 41–48. (In Russian)
16. Turikeshev G.T.-G., Kutushev Sh.-I.B., Minnikhmetov I.S., Musalimov R.S. On the Results of Research of Vegetation in the Territory of the Pre-Ural Fore Deep According to the Data of Cartographic and Space Registered Materials. Geodeziya i kartografiya = Geography and Cartography, 2014, No. 1, P. 15–20. (In Russian)
17. Book of Destructive Accidents at the Gas Pipeline Facilities of Severgazprom LLC, 1982–2002. Ukhta, 2002, 338 p. (In Russian)
18. Zikov Yu.D., Chervinskaya O.P. On the Matter of Assessing Corrosive Aggressiveness of Soil. Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey, 2009, No. 4, P. 56–58. (In Russian)
19. Velikotsky M.A., Marakhtanov V.P. New Criteria for the Identification of Corrosion Danger of North Landscapes for Gas Main Pipelines. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2013, No. 2, P. 55–58. (In Russian)
20. Staroverov O. Geological Reliability Assurance of the Operation of Gas Transport Systems in the Content of the Yamal Peninsula. Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey, 2009, No. 3, P. 31–33. (In Russian)
21. Geological Vocabulary. Moscow, Nedra, 1978, Vol. 1, 99 p. (In Russian)
22. Mokhov I.I., Eliseev A.V. Modeling Global Climatic Changes in the 20th – 23rd Centuries in New Scenarios of Man-Induced Impacts RCP. Doklady Akademii nauk = Reports of the Academy of Sciences, 2009, Vol. 443, No. 6, P. 732–736. (In Russian)
23. Eliseev A.V., Demchenko P.F., Arzhanov M.M., Mokhov I.I. Hysteresis of the Dependence of the Area of Near Surface Perpetually Frozen Soil on the Global Temperature. Doklady Akademii nauk = Reports of the Academy of Sciences, 2009, Vol. 444, No. 4, P. 444–447. (In Russian)
24. Trofimov V.I., Kondratyev V.G. Accounting Engineering and Geocryological Peculiarities of the Ground Conditions of the Yamal Peninsula when Designing and Constructing Transport Facilities. Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey, 2010, No. 3, P. 35–38. (In Russian)
25. Novakovskiy B.A., Prasołova A.I., Kargashin P.E., Kuzhanov D.A. Geoinformation Module for the Calculation and Mapping the Accident Rate at Oil Main Pipelines. Geodeziya i kartografiya = Geodesy and Cartography, 2013, No. 12, P. 39–44. (In Russian)
26. Pendlin V.V., Dubinina T.P., Ovsyannikova O.S. Engineering and Geological Exploration of Hydrocarbon Transport Facilities as a Method of Early Warning of Any Negative Situations. Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey, 2010, No. 3, P. 46–51. (In Russian)
27. Yakovlev A.Ya., Alennikov S.G., Romantsov S.V. Surfacing Prediction Model and Sediments of the Gas Main Pipeline «Bovanenko – Ukhta» when Perpetually Frozen Soil is Melting. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2014, No. 2, P. 39–43. (In Russian)
28. Vasilyeva A.O., Vitchenko A.S., Osokin A.B. Geotechnical Monitoring as a Component Part of Works on Ensuring Industrial Safety of Gas Field Facilities. Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey, 2013, No. 10–11, P. 92–94. (In Russian)
29. Baranov A.V., Unakyan K.L., Napolov O.B. Environmental Monitoring in the Area of Crossing of the «Bovanenko – Ukhta» Main Pipeline over the Baydaratskaya Bay. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2010, No. 2, P. 85–87. (In Russian)
30. Kryukov A.V., Buldovich S.N., Khilimonyuk V.Z. Assessment and Analysis of Engineering and Geocryological Processes on the Route of the «Bovanenko – Ukhta» Main Pipeline (Yamal Peninsula). Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey, 2013, No. 6, P. 56–61. (In Russian)
31. Galiakhmetova A.V., Yadzinskaya M.R., Kaneva I.V. Assessment of Natural and Man-Induced Factors for the Purpose of Engineering Protection of Pipelines in the Cryolithic Zone. Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey, 2013, No. 1, P. 52–55. (In Russian)
32. Kropotkin A.I. Use of the Comprehensive Quantitative Analysis of Information when Making Prediction Appraisal of the Interaction of an Underground Gas Pipeline with Perpetually Frozen Soil. Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey, 2012, No. 8, P. 58–64. (In Russian)
33. Bezuglova N.N., Zinchenko G.S., Puzanov A.V. Modern Tendencies of the Climatic Changes in Arid Regions of the South of Western Siberia. Meteorologiya i gidrologiya = Meteorology and Hydrology, 2012, No. 11, P. 38–45. (In Russian)
34. Perevedentsev Yu.P., Shantalinsky K.M., Vazhnova N.A. Spatial and Temporal Changes of the Main Indicators of the Temperature and Humidity Mode in the Volga Federal District. Meteorologiya i gidrologiya = Meteorology and Hydrology, 2014, No. 4, P. 32–48. (In Russian)