

# ИННОВАЦИОННЫЙ СПОСОБ ПОДДЕРЖАНИЯ ДЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА И ГАЗОПРОВОДОВ-ОТВОДОВ ИЗ НИЗКОЛЕГИРОВАННЫХ СТАЛЕЙ ВПЛОТЬ ДО ИХ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ

УДК 622.692

**А.В. Ильин**, д. т. н., ФГУП «ЦНИИ «КМ «Прометей»  
(Санкт-Петербург, РФ)

**А.К. Васильев**, ФГУП «ЦНИИ «КМ «Прометей»

**Т.А. Фоменко**, ООО «Орггазнефть» (Москва, РФ), [fomenko71@mail.ru](mailto:fomenko71@mail.ru)

**В.К. Суринович**, ООО «Экспертсервис» (Москва, РФ), [v.surinovich@mail.ru](mailto:v.surinovich@mail.ru)

В последнее время вопросы контроля качества газа по температуре конденсации углеводородов (ТКУ) приобретают все бóльшую актуальность, что обусловлено внесением импортерами российского газа параметра ТКУ в контракты на поставку и ужесточением требований по ТКУ. В статье представлен анализ работ по техническому диагностированию и экспертизе промышленной безопасности (ЭПБ) отдельных газопроводов – газопроводов-отводов (ГО) – со сроками эксплуатации более 30 лет, не приспособленных к проведению внутритрубной дефектоскопии (ВТД). Предложен подход по поддержанию технического состояния на основе испытаний труб потенциально опасных участков (ПОУ). В рамках предлагаемого подхода авторы применяют двухэтапную ЭПБ, включающую вырезку труб, восстановление противокоррозионной защиты (ПКЗ) и проведение стендовых и металлографических испытаний, на основе чего устанавливается срок дальнейшей эксплуатации обследованного участка газопровода.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ГАЗОПРОВОД-ОТВОД, УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ, ИННОВАЦИОННЫЙ СПОСОБ ПОДДЕРЖАНИЯ ТЕХСОСТОЯНИЯ, СРОК БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ГАЗОПРОВОД С ДЛИТЕЛЬНЫМ СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ (БОЛЕЕ 30 ЛЕТ).

В докладе на VI Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов» (ноябрь 2012 г.) отмечалось, что капитальный ремонт является главным инструментом надежной и безопасной эксплуатации газотранспортной системы и по своим бизнес-планам и материальным затратам сравним с деятельностью ОАО «Газпром» в области капитального строительства [1]. В такой ситуации ожидаемое снижение затрат на ремонт становится важным направлением в разработках специалистов, предлагающих новые методы и технологии капитальных ремонтов в ПАО «Газпром». В частности, метод повторного использования труб, бывших в эксплуатации, значи-

тельно снизил затраты на ремонт и при сохранении финансовых лимитов дает возможность повысить годовые объемы ремонтных работ [2].

На сегодняшний день капитальный ремонт является основным способом обеспечения работоспособности и надежной эксплуатации МГ и ГО с длительным сроком эксплуатации. Главной при принятии решения о проведении капитального ремонта является комплексная оценка технического состояния газопровода, которая осуществляется на основе проведенных диагностических работ на газопроводах и их предремонтного обследования [2–6]. Оценка технического состояния МГ и ГО

характеризуется следующими показателями [2]:

- состоянием металла труб и сварных соединений;
- состоянием изоляционного покрытия и возможностями средств электрохимзащиты.

Необходимо указать, что формирование программы работ по комплексному капитальному ремонту МГ и ГО в настоящее время осуществляется на основе Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром», разработанной ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2009–2012 гг. (СУТС ЛЧМГ), в которой определены ее основные инновационные характеристики [5, 7].

**Ilyin A.V.**, Doctor of Engineering Science, Federal State Unitary Enterprise (FSUE) «Central Research Institute of Structural Materials «Prometey» (Saint Petersburg, RF)

**Vasilyev A.K.**, FSUE «Central Research Institute of Structural Materials «Prometey»

**Fomenko T.A.**, Orggazneft LLC (Moscow, RF), fomenko71@mail.ru

**Surinovich V.K.**, Ekpertservis LLC, (Moscow, RF), v.surinovich@mail.ru

### Innovative method for maintenance of a long state of repair of the main gas pipeline and gas pipeline branch from low alloyed steels upon their decommissioning

The article presents an analysis of the work on technical diagnostics and industrial safety expertise of gas pipeline branches with an operational lifetime of more than 30 years which can not be diagnosed by smart pigging. An approach to maintenance of an engineering state on the basis of testing of potentially hazardous areas of pipelines is offered. In the approach, the authors use a two-stage industrial safety expertise, including detubing, restoration of anticorrosion protection, and bench and metallographic testing. Based on the results of the industrial safety expertise, the period for further operation of the surveyed section of the gas pipeline is determined.

**KEY WORDS:** MAIN GAS PIPELINE, GAS PIPELINE BRANCH, GUIDANCE OF THE ENGINEERING STATUS, INNOVATIVE GUIDANCE METHOD OF THE ENGINEERING STATUS, SAFE WORKING PERIOD, LONG-LIVE GAS PIPELINE (MORE THAN 30 YEARS).

Общая тенденция в подходах к капитальному ремонту МГ и ГО направлена на существенное уменьшение его стоимости (повторное использование труб, уменьшение объемов земляных работ, оптимальных сроков его выполнения, экологичности ремонта).

Следует отметить, что и при сплошной замене труб на участках МГ и ГО до 50 % демонтированных труб возможно использовать повторно [6]. Известны случаи более высокого процента использования труб, бывших в употреблении. Так, при капитальном ремонте МГ САЦ-4-1 и САЦ III в 2003–2005 гг. в ООО «Газпром трансгаз Волгоград» использовано в Палласовском, Усть-Бузулукском и Калачевском ЛПУ от 75 до 88 % труб, эксплуатировавшихся до этого 38–40 лет. В 2011 г. при проведении ЭПБ на этих участках газопроводов срок их безопасной эксплуатации был продлен на 10 лет. Участки газопровода были выполнены из низколегированных труб 1220 x 12, 1220 x 12,4 сталей марок 17Г1С и 17Г2СФ по ГОСТ 19281–2014 [8]. При проведении ЭПБ на МГ «Серпухов – Ленинград» ООО «Лентрансгаз» в период 2002–2004 гг. на участке 447,0–555,2 замена труб не производилась после 45 лет эксплу-

тации ввиду их хорошего технического состояния [9].

Капитальный ремонт МГ и ГО в ПАО «Газпром» планируется на основе определения их технического состояния методами технической диагностики [6, 10–16], которые стали основой технической политики ПАО «Газпром». Здесь возникают некоторые особенности при планировании капитальных ремонтов газопроводов, конструктивно не удовлетворяющих контролепригодности внутритрубными дефектоскопами (неравнопроходные участки, отводы с радиусомгиба менее 1,5 DN, участки с подкладными кольцами). К таким газопроводам относятся почти все газопроводы, построенные в 1957–1985 гг., и сооружены они были из малоуглеродистых и низколегированных сталей, для которых вопрос коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) в принципе не актуален.

В настоящее время протяженность газопроводов различного назначения ПАО «Газпром», технически не приспособленных к внутритрубной диагностике, составляет около 40 %. При этом основная доля таких газопроводов приходится на ГО – 36 428,5 км, или 82 % от общей протяженности ГО. Для таких газопроводов основ-

ными видами обследования являются комплексная электрометрия и приборное обследование технического состояния металла труб в контрольных шурфах [2, 4, 5].

Авторы [2] утверждают, что ежегодные объемы капитального ремонта недостаточны для поддержания надежности и безопасности газотранспортной системы и их нужно увеличить минимум в 3–5 раз. Одновременно предлагаются и пути решения проблемы по поддержанию эксплуатационной надежности и безопасности газотранспортной системы ПАО «Газпром» и ее обновлению до 2030 г. В числе этих путей – и значительное увеличение числа ремонтно-строительных потоков (РСП), а также разработка нового универсального изоляционного комплекса. Авторам настоящей статьи такой подход представляется затратным.

Необходимость установления технического состояния МГ и ГО, где конструктивно и технологически отсутствует возможность проведения ВТД, а эксплуатировать эти участки необходимо, приводит к разработке непрямых методов определения технического состояния ГО. Так, авторы [15] применили интересный методический подход к определению технического состояния ГО, конструк-

тивно не удовлетворяющих требованиям контролепригодности по ВТД, позволяющий повысить эффективность планирования их капитального ремонта.

Предложение авторов данной статьи направлено на создание инновационного способа длительного (не менее 15–30 лет) поддержания технического состояния эксплуатируемых более 30 лет и не приспособленных к внутритрубной инспекции МГ и ГО из низколегированных и малоуглеродистых сталей 19Г, 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 17Г2СФ, 14ГС, 14ХГС, 12Г2С и других аналогичных сталей, которые использовались для сооружения газопроводов всех типов в 1957–1985 гг. Традиционный ремонт может использоваться для вырезки ПОУ в случае их обнаружения в процессе диагностического и предремонтного обследования газопроводов, величины которых, как показывает 15-летний опыт проведения ЭПБ на МГ ПАО «Газпром», может изменяться в пределах 0–15 % величины обследуемого участка газопровода. Так, например, при проведении в 2002–2004 гг. ЭПБ МГ «Серпухов – Ленинград», сооруженного в 1959 г., при продлении срока его безопасной эксплуатации (обследовался МГ 447,0–555,2 км) на 8 лет, как следует из отчета [9] ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей», было установлено:

- в целом обследованные участки МГ «Серпухов – Ленинград» находятся в достаточно хорошем состоянии, что подтверждается толщинометрией и твердометрией труб, контролем структуры и химического состава металла, контролем неразрушающими методами и методом акустической эмиссии. Явных потенциально опасных участков из числа обследованных не выявлено;

- исследование состояния металла труб не выявило явно выраженных изменений в его структуре и механических характеристиках, также не отмечено снижение пластичности.

Относительно инновационности предлагаемого способа обеспечения технического состояния эксплуатируемых МГ и ГО можно сказать, что суть инновационного подхода заключается в использовании патента [17] для установления предельно допустимого срока предстоящей эксплуатации газопровода, отработавшего длительный срок (более 30 лет), при испытаниях труб на гидравлическом стенде по специальной программе и проведении металлографических исследований металла этих труб, вырезанных из исследуемого газопровода в качестве ПОУ. Как правило, величина этих ПОУ не превышает 0–15 % от длины эксплуатируемого длительного время газопровода (участка), что следует из многолетнего опыта выполнения диагностических обследований МГ и ГО. Остальная часть газопровода остается в траншее, и после проведения ремонтных работ (на месте вырезанных ПОУ) газопровод включается в работу. ПКЗ до уровня требований ГОСТ Р 51164–98 [18] обеспечивается реновацией существующей ПКЗ с использованием двухслойных протяженных анодов [19, 17, 22].

Предложение авторов данной статьи направлено на разработку инновационного способа обеспечения технического состояния (ИСОТС) МГ и ГО вплоть до вывода их из эксплуатации по причине достижения допустимого (предельного) срока службы газопровода без проведения «сплошного» традиционного капитального ремонта. Реализуется оно при проведении ЭПБ в два этапа:

- для определения предельного (допустимого) срока эксплуатации используется патент [17];

- восстановление ПКЗ до уровня ГОСТ Р 51164–98 реконструкцией анодного заземления эксплуатируемых защитных установок с использованием двухслойных протяженных гибких анодов [19–21].

На рисунке представлены этапы проведения комплекса работ

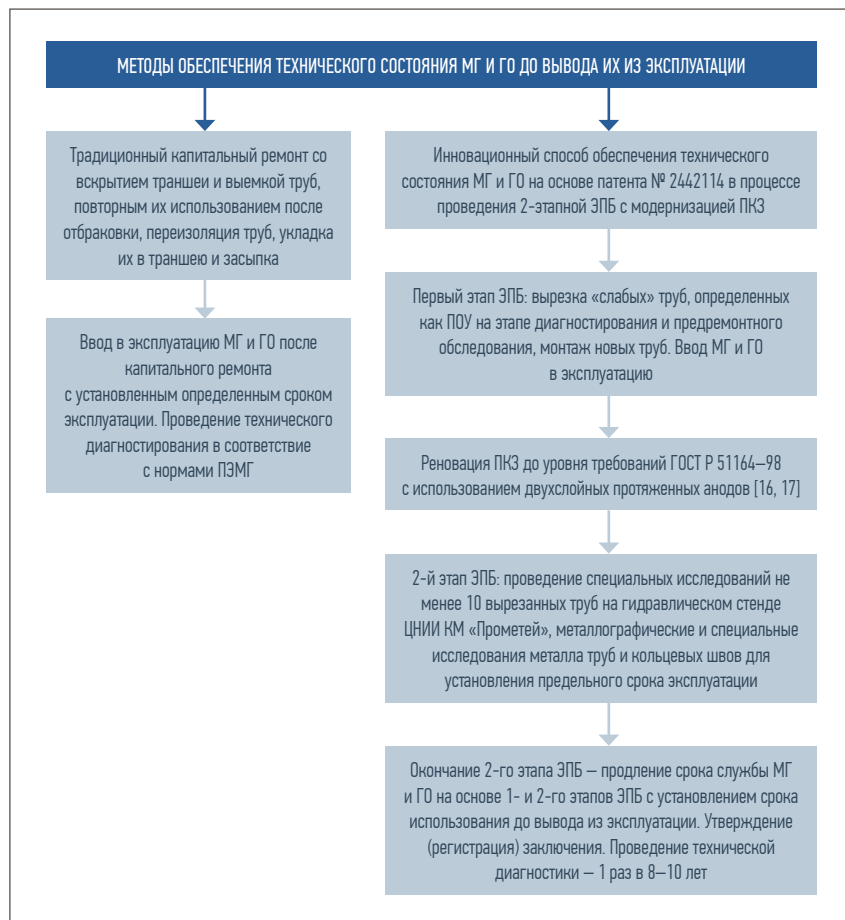
по традиционному капитальному ремонту и ИСОТС МГ и ГО.

На первом этапе ЭПБ изучается технологическая история МГ (участка) за весь период его эксплуатации. Затем существующими в ПАО «Газпром» методами диагностического и предремонтного обследования осуществляется оценка текущего технического состояния МГ и ГО. В процессе этого обследования устанавливаются ПОУ, и на этой основе определяют трубы, подлежащие вырезке. Далее производится монтаж новых изолированных труб взамен вырезанных, т. е. выполняется выборочный ремонт в стандартном варианте. Остальные трубы не извлекаются из траншеи, т. е. она не вскрывается, МГ и ГО включается в работу.

В рамках 2-го этапа ЭПБ производятся специальные испытания определенного количества труб, произвольным образом выбранных из числа вырезанных на 1-м этапе обследуемого участка. Необходимое число труб для их испытаний и исследований металла в целях получения представительного количества экспериментальных данных для заключения окончательной ЭПБ находится в диапазоне 5÷10 труб длиной не менее 7 м каждая (эксплуатирующая организация может изменить количество испытываемых труб). Эти испытания проводятся на специальном гидравлическом стенде в ЦНИИ «КМ «Прометей».

Испытания труб выполняются применительно к Методике стеновых испытаний газонефтепроводных труб при циклическом нагружении, включая испытания с имитаторами дефектов [22]. К имеющимся на отобранных трубах эксплуатационным повреждениям (в основном коррозионного характера) могут быть выполнены имитаторы дефектов различного типа.

Методика циклических испытаний и критерии качества была разработана ФГУП «ЦНИИ «КМ «Прометей» и ООО «Лентрансгаз» и



Этапы проведения комплекса работ по поддержанию технического состояния МГ и ГО, отработавших не менее 30 лет, при традиционном капитальном ремонте и инновационном подходе с использованием патента № 2442114

согласована с НТЦ «Надежность и ресурсы объектов Единой системы газоснабжения «ООО «ВНИИГАЗ» в 2007 г. Для эффективного проведения стендовых испытаний труб МГ, бывших в эксплуатации, может потребоваться адаптация существующей Методики [22] в части:

- дополнительного описания методологии определения «модельного спектра нагружения» опытной трубы, соответствующего эксплуатационному для конкретного участка МГ;
- разработки типовой программы лабораторных и специальных исследований металла труб и металла сварных соединений в целях установления возможного темпа старения металла труб.

Испытания в 2010 г. новых труб на стенде в рамках проекта государственного значения «Магистраль» показали необходимость

проведения полномасштабных усталостных испытаний для комплексной оценки циклического ресурса труб с различными имитаторами дефектов. Установлено, что циклические натурные испытания необходимы для анализа долговечности по отношению к возможности возникновения и развития повреждений от сварных швов и ремонтных накладок [23].

Ресурсные испытания трубы проводятся давлением, изменяющимся по специальной программе, согласно «модельному спектру нагружения», соответствующего эксплуатационному. Для каждого МГ или ГО по диспетчерским данным устанавливается свой характер нагружения испытываемой трубы. После ресурсных испытаний труба подвергается статическому разрушению. При этом определяются циклическая

прочность до образования трещины и циклический ресурс трубы, а также коэффициент снижения конструктивной прочности при наличии дефектов после ресурсных испытаний.

По результатам испытаний труб на стенде, металлографических и специальных исследований металла устанавливается предельно возможный ресурс трубы, взятой из ПОУ. По результатам выполнения двух этапов ЭПБ (газопровод к этому времени уже эксплуатируется) устанавливается новый срок безопасной эксплуатации МГ или ГО, который может составить 15–30 лет. Утверждается (регистрация) текст заключения по ЭПБ. Общий срок работы этих газопроводов из малоуглеродистых и низколегированных сталей класса не выше К60 с учетом продления работы может составить 70–85 лет в зависимости от их нынешнего технического состояния, т. е. до вывода МГ и ГО из эксплуатации.

При использовании инновационного способа обеспечения приемлемого уровня технического состояния МГ и ГО с длительным сроком использования возникает вопрос об обеспечении ПКЗ «восстановленных» МГ и ГО. Это связано с тем, что защитное покрытие этих газопроводов исчерпало свой ресурс и ПКЗ не в полной мере выполняет свои функции [19–21].

Предлагается использовать метод восстановления работоспособности ПКЗ проведением реконструкции анодного заземления существующих защитных установок с использованием двухслойных протяженных гибких анодов. Работы по созданию управляемой ПКЗ выполнены в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», где обеспечена 100%-я защита длительно эксплуатируемого газопровода от коррозии. Здесь использовались установки автономной катодной защиты, протяженные гибкие анодные заземления [20].

Обстоятельные работы в этом направлении проводились на



продуктопроводе «Полоцк – Вентспилс» DN 530, эксплуатируемом 40 лет, имеющем катодную защиту со средней длиной защитной зоны единичной установки около 7 км. Итог: техническое решение по реновации ПКЗ соответствует национальному стандарту ГОСТ Р 51164–98, регламентирующему требования к защите магистральных трубопроводов от подземной коррозии [19].

Для возможности реализации ИСОТС длительно эксплуатируемых МГ и ГО в виде 2-этапной ЭПБ необходимо разработать методику установления допустимого (предельного) срока безопасной эксплуатации длительно эксплуатируемых МГ из малоуглеродистых и низколегированных сталей как предельного случая ЭПБ в виде изменений и дополнений к п. 4–8 Порядка продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах [24]. Разработанный документ утверждается совместно ПАО «Газпром» и Ростехнадзором (проект этого документа разрабатывается ФГУП «ЦНИИ «КМ «Прометей» и экспертной организацией, участвующей в настоящей работе).

Предлагаемый подход по своей идеологии соответствует методам оценки уровня надежности ГТС в зависимости от планируемого уровня капремонтов [7, 25],

т. е. подходам, изложенным в СУТС ЛЧМГ, разработанной ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Авторы данной работы убеждены, что сочетание этих способов может значительно повысить экономические возможности методов поддержания удовлетворительного технического состояния длительно работающих МГ и ГО из низколегированных сталей на ближайшие 30 лет.

В настоящее время в Единой системе газораспределения ПАО «Газпром» функционируют десятки МГ, таких как «Белоусово – Ленинград» DN 1000 из сталей 19Г, 14ХГС, эксплуатируемый без проблем с 1967 г., региональный МГ «Курганинск – Лабинск» DN 300 из стали Ст20, находящийся в эксплуатации более 50 лет в ООО «Газпром трансгаз Краснодар», МГ «Казань – Горький» – более 56 лет в ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и др.

## ВЫВОДЫ

1. Предложен инновационный способ обеспечения надежной эксплуатации МГ и ГО с длительным сроком использования (более 30 лет) на дополнительный срок безопасной эксплуатации в 15–30 лет без проведения традиционного капитального ремонта на базе 2-этапной ЭПБ. Ожидаемый общий срок эксплуатации этих газопроводов составит не менее 70–85 лет в зависимости

от их исходного технического состояния. При реализации этого способа существуют следующие ограничения – с обеспечением надежной работы МГ и ГО без проведения традиционного ремонта на предстоящие 15–30 лет:

- использование указанного способа предполагает обязательное восстановление ПКЗ до уровня ГОСТ Р 51164–98 реконструкцией анодного заземления эксплуатируемых защитных установок с использованием двухслойных протяженных гибких анодов;

- предлагаемое решение относится к МГ и ГО, изготовленным из низколегированных сталей 19Г, 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 14ГС, 12Г2С DN300–1200, введенным в эксплуатацию в 1957–1985 гг.

2. В условиях нарастающего дефицита финансирования капитального ремонта ожидаемые экономические и технологические возможности использования ИСОТС длительно эксплуатируемых МГ и ГО из низколегированных сталей являются одним из способов решения задачи по обеспечению работоспособности этих МГ и ГО при сохранении их технологических возможностей вплоть до вывода их из эксплуатации. Авторы статьи предлагают провести опытно-промышленную апробацию предложенного метода, к примеру, на МГ «Белоусово – Ленинград», эксплуатируемом с 1967 г. ■

## ЛИТЕРАТУРА

1. Итоги VI Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 11. С. 60–61.
2. Велиулин И.И., Решетников А.Д., Мигунов Д.К. и др. Анализ эффективности применяемых технологий и разработка новых подходов к организации ремонта трубопроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 11. С. 76–80.
3. СТО Газпром 2-3.5-454–2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (Дата обращения: 26.10.2017).
4. Самокрутов А.А., Митрохин М.Ю., Велиулин И.И. и др. Автоматизация процесса диагностирования труб при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 11. С. 34–37.
5. Шлепкин В.А. Актуализация Программы комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов на 2016–2020 гг. // Доклад на совещании «Итоги работы газотранспортных обществ по эксплуатации линейной части магистральных газопроводов, конденсатопроводов ПАО «Газпром» за 2015 г. и задачи на 2016 г. Положительный опыт. Проблемы». 17–20 мая 2016 г., Казань.
6. Харионовский В.В. Работоспособность газопроводов с большими сроками эксплуатации // Газовая промышленность. 2017. № 5. С. 56–61.
7. Алимов С.В., Нефедов С.В., Милько-Бутовский Г.А., Курганова И.Н. Оптимизация долгосрочного планирования и ремонта линейной части магистральных газопроводов в Системе управления техническим состоянием и целостностью ГТС ОАО «Газпром» // Вести газовой науки. 2014. № 1 (17). С. 5–12.
8. ГОСТ 19281–2014. Прокат повышенной прочности. Общие технические условия (взамен ГОСТ 19281–89) [Электронный ресурс]. Режим доступа: [www.internet-law.ru/gosts/gost/58183](http://www.internet-law.ru/gosts/gost/58183) (дата обращения: 26.10.2017).
9. Технический отчет «Проведение обязательного и дополнительного обследования магистрального газопровода «Серпухов – Ленинград» на участке 450,1–553,8 км с целью обоснования продления срока службы». СПб.: ЦНИИ КМ «Прометей», 2003. 234 с.
10. Филатов А.А., Халлыев Н.Х., Решетников А.Д. и др. Повышение эффективности капитального ремонта магистральных газопроводов на основе совершенствования диагностики технического состояния // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 2. С. 25–27.
11. Велиулин И.И., Решетников А.Д., Ремизов Д.И. и др. Анализ эффективности диагностических и ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов // Газовая промышленность. 2011. № 6. С. 57–59.

12. Колотовский А.Н. Оценка параметров антикоррозийной защиты газопроводов перед капитальным ремонтом на основе данных интенсивных электроизмерений // Газовая промышленность. 2009. № 5. С. 56–58.
13. Халлыев Н.Х., Антипов Б.Н., Будзуляк Б.В. и др. Концепция продления срока надежной и безопасной эксплуатации ЛЧМГ // Газовая промышленность. 2009. № 6. С. 52–54.
14. Васин Е.С., Велиюлин И.И. Методы повышения эффективности внутритрубной диагностики МГ для совершенствования системы планирования капитального ремонта // Газовая промышленность. 2015. № 720. С. 17–22.
15. Филатов А.А., Митрохин М.Ю., Васков И.В. и др. Планирование капитального ремонта газопроводов-отводов // Газовая промышленность. 2015. № 720. С. 31–35.
16. Салюков В.В., Руденок В.Н. Совершенствование организаций диагностических обследований объектов ОАО «Газпром» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 2. С. 21–25.
17. Патент РФ № 2442114. Способ определения работоспособности стальных газонефтепроводных труб магистральных трубопроводов / Орыщенко А.В., Леонов В.П., Фокин Г.А. и др. Заявлен 23.03.2010, опубл. 10.02.2012.
18. ГОСТ Р 51164–98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии [Электронный ресурс]. Режим доступа: [www.internet-law.ru/gosts/gost/9004/](http://www.internet-law.ru/gosts/gost/9004/) (дата обращения: 26.10.2017).
19. Пritула В.В. Технико-экономическая эффективность противокоррозионной защиты // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2011. № 6 (28). С. 4–7.
20. Попов В.А., Лукин Е.С., Попов А.В. Управляемая система защиты от коррозии газопровода с изоляцией, утратившей свой ресурс // Коррозия «Территории «НЕФТЕГАЗ». 2014. № 1 (27). С. 100–103.
21. Пritула В.В. Инновации ОАО «ВНИИСТ» в области коррозионной диагностики и восстановления уровня противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2012. № 6 (34). С. 4–7.
22. Методика стендовых испытаний газонефтепроводных труб при циклическом нагружении, включая испытания с имитаторами дефектов. СПб., 2007. 38 с.
23. Ильин А.В., Васильев А.К., Глибенко О.В. и др. Стендовые испытания новых труб для магистральных трубопроводов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2011. № 10. С. 16–19.
24. Порядок продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах (утв. Минприроды и экологии РФ Приказом от 30 июня 2009 г. № 195).
25. Мелехин О.Н., Грязин В.Е. Оценка уровня надежности газотранспортной системы в зависимости от планируемых объемов капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов // Вести газовой науки. 2014. № 1 (17). С. 13–15.

#### REFERENCES

1. Results of the 6th International Conference «Maintenance and Repair of Oil and Gas Pipelines». Territorija NEFTEGAS = Oil and Gas Territory, 2012, No. 11, P. 60–61. (In Russian)
2. Veliyulin I.I., Reshetnikov A.D., Migunov D.K., et al. An Effectiveness Evaluation of Using Technologies and Development of a New Approaches to the Organization of Pipelines Repair. Territorija NEFTEGAS = Oil and Gas Territory, 2012, No. 11, P. 76–80. (In Russian)
3. STO Gazprom 2–3.5–454–2010. Standards of Main Gas Pipelines Operation [Electronic resource]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (Access date October 26, 2017) (In Russian)
4. Samokrutov A.A., Mitrokhin M.Yu., Veliyulin I.I., et al. Automation of the Pipes' Diagnostic during the Overhaul Repair of the Linear Section of the Main Gas Pipelines. Territorija NEFTEGAS = Oil and Gas Territory, 2012, No. 11, P. 34–37. (In Russian)
5. Shlepkin V.A. Updating of the Comprehensive Overhaul Program for Linear Parts of the Main Gas Pipelines for 2016–2020. The Presentation at the meeting «The results of the work of gas transportation companies on the operation of the linear part of the trunk gas pipelines, condensate pipelines of Gazprom PJSC for 2015 and tasks for 2016. Positive experience. Problems». May 17–20, 2016, Kazan. (In Russian)
6. Kharionovskiy V.V. Service Life of Gas Pipelines with Long Operation Periods. Gazovaya promyshlennost = Gas Industry, 2017, No. 5, P. 56–61. (In Russian)
7. Alimov S.V., Nefedov S.V., Milko-Butovsky G.A., Kuganova I.N. Optimization of Long-Term Planning of Diagnostics and Repair of the Linear Part of Main Gas Pipelines in the Technical State and Integrity Management System of the GTS of Gazprom. Vesti gazovoy nauki = News of Gas Science, 2014, No. 1 (17), P. 5–12. (In Russian)
8. GOST (State Standard) 19281–2014. High Strength Rolled Steel. General Specification (in supersession of GOST 19281–89) [Electronic resource]. Access mode: [www.internet-law.ru/gosts/gost/58183/](http://www.internet-law.ru/gosts/gost/58183/) (Access date October 26, 2017). (In Russian)
9. Technical Report «Plainly Required and Additional Survey of the Main Gas Pipeline «Serpukhov – Leningrad» at the Section 450.1–553.8 km for the Reason of Equipment Life Extension». St. Peterburg, Central Research Institute of Structural Materials «Prometey», 2003, 234 p. (In Russian)
10. Filatov A.A., Khallyev N.Kh., Reshetnikov A.D., et al. Increase of Efficiency of Overhaul of Main Gas Pipelines on the Basis of Improved Diagnostics of Technical Condition. Territorija NEFTEGAS = Oil and Gas Territory, 2012, No. 2, P. 25–27. (In Russian)
11. Veliyulin I.I., Reshetnikov A.D., Remizov D.I., et al. Analysis of the Efficiency of Diagnostic and Repair Works on the Linear Part of the Main Gas Pipelines. Gazovaya promyshlennost = Gas Industry, 2011, No. 6, P. 57–59. (In Russian)
12. Kolotovskiy A.N. Estimation of Parameters of Anticorrosive Protection of Gas Pipelines before Major Overhaul, on the Basis of Data of Intensive Electrical Measurement. Gazovaya promyshlennost = Gas Industry, 2009, No. 5, P. 56–58. (In Russian)
13. Khallyev N.Kh., Antipov B.N., Budzulyak B.V., et al. The Concept of Extending the Period of Reliable and Safe Operation of the Linear Part of the Main Gas Pipelines. Gazovaya promyshlennost = Gas Industry, 2009, No. 6, P. 52–54. (In Russian)
14. Vasin E.S., Veliyulin I.I. Inspection Piggings Efficiency Improvements will Benefit Gas Pipeline Overhauls Planning. Gazovaya promyshlennost = Gas Industry, 2015, No. 720, P. 17–22. (In Russian)
15. Filatov A.A., Mitrokhin M.Yu., Vaskov I.V., et al. Planning Lateral Gasline Overhauls. Gazovaya promyshlennost = Gas Industry, 2015, No. 720, P. 31–35. (In Russian)
16. Salyukov V.V., Rudenok V.B. Improvement of Organizations of Diagnostic Surveys of OJSC Gazprom's facilities. Territorija NEFTEGAS = Oil and Gas Territory, 2012, No. 2, P. 21–25. (In Russian)
17. Patent of Russian Federation No. 2442114. Method of Assessing Working Capacity of Steel Oil-And-Gas Pipes in Transit Pipelines. Authors: Oryshchenko A.V., Leonov V.P., Fokin G.A., et al. Date of filing March 23, 2010; Date of publication February 10, 2012. (In Russian)
18. GOST R (Russian National Standard) 51164–98. Steel Pipe Mains. General Requirements for Corrosion Protection [Electronic resource]. Access mode: [www.internet-law.ru/gosts/gost/9004/](http://www.internet-law.ru/gosts/gost/9004/) (Access date October 26, 2017). (In Russian)
19. Pritula V.V. Technical and Economic Efficiency of Anticorrosive Protection. Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika = Pipeline Transport: Theory and Practice, 2011, No. 6 (28), P. 4–7. (In Russian)
20. Попов В.А., Лукин Е.С., Попов А.В. Controlled Corrosion Protection System of a Gas Pipeline with Wrapping Insulation that has Exceeded its Life. Korroziya «Territorii «NEFTEGAS» = Corrosion of the Oil and Gas Territory, 2014, No. 1 (27), P. 100–103. (In Russian)
21. Pritula V.V. JSC VNIIST' Innovations in the Corrosion Diagnostics and Restoration of the Anticorrosive Protection of Main Pipelines. Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika = Pipeline Transport: Theory and Practice, 2012, No. 6 (34), P. 4–7. (In Russian)
22. Methodology of Bench Testing of the Gas-Oil Pipes under Cyclic Load, Including Tests with Imitators of Failures. St. Peterburg, 2007, 38 p. (In Russian)
23. Ilyin A.V., Vasilyev A.K., Glibenko O.V., et al. Bench Test of New Tubes for Delivery Pipe-lines. Khimicheskoe i neftegazovoe mashinostroenie = Chemical and Petroleum Engineering, 2011, No. 10, P. 16–19. (In Russian)
24. Procedure for Safe Operation Extension of Technical Devices, Equipment and Structures at Hazardous Production Facilities (approved by Order of the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation No. 195 dated June 30, 2009). (In Russian)
25. Melekhin O.N., Gryazin V.E. Estimation of the Level of Reliability of the Gas Transportation System depending on the Planned Volumes of Overhaul of the Linear Part of the Main Gas Pipelines. Vesti gazovoy nauki = News of Gas Science, 2014, No. 1 (17), P. 13–15. (In Russian)