



CENTRAL ASIAN JOURNAL OF THEORETICAL AND APPLIED SCIENCES

Volume: 02 Issue: 12 | Dec 2021 ISSN: 2660-5317

Совершенствование Устройства Для Внутритрубного Ремонта И Подбор Оптимальных Методов Диагностики Магистральных Газопроводов Без Остановки Транспортировки Газа

Эшкobilов Джамшид Хайитмурад угли

Магистр Ташкентского Государственного технического университета имени Ислама Каримова

Уринов Улугбек Комилжонович

Доктор технических наук (DSc), профессор- декан факультета Нефти и газа Ташкентского
Государственного технического университета имени Ислама Каримова

Амиркулов Нуритдин Сайфуллаевич

Доктор философии PhD по техническим наукам (PhD), профессор факультета Нефти и газа
Ташкентского Государственного технического университета имени Ислама Каримова

Хабибуллаев Саидазиз Шохсуворович

Доктор философии PhD по техническим наукам (PhD), доцент факультета Нефти и газа
Ташкентского Государственного технического университета имени Ислама Каримова

Received 28th Oct 2021, Accepted 38th Nov 2021, Online 22th Dec 2021

Аннотация: Анализ технического состояния действующих магистральных газопроводов и современные методы ремонта газопроводов. Для Узбекистана транзитный газовый потенциал имеет важное стратегическое, геополитическое и экономическое значение. Поэтому развитие транзитных мощностей газотранспортной магистрали проходящей по территории Республики является приоритетным в деятельности газовых компании в целях обеспечения всевозрастающих объемов международного транзита природного газа и более эффективного использования имеющихся активов трубопроводной системы

Ключевые слова: магистральный газопровод, трубопровод, газотранспортной магистрал, математическая модель, инфраструктура, компрессорные станции, линейные сооружения.

Система магистрального трубопроводного транспорта природного газа имеет важное стратегическое, экономическое и геополитическое значение для Республики Узбекистан, поэтому обеспечение надежной и безопасной транспортировки газа является приоритетной задачей газовых компаний.

Одной из главных проблем эксплуатации объектов газотранспортной системы являются сквозные дефекты, через которые теряются значительные объемы газа. Результатами утечек природного газа могут стать: загрязнение окружающей среды, повреждения зданий и сооружений, травмы и смерть

людей из-за горения или взрыва газозвдушной смеси, недопоставки газа потребителям и штрафные санкции. Большинство газопроводов подвержены коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН). Такой вид разрушения для подземных магистральных трубопроводов является опасным, так как процесс эксплуатации происходит без видимых нарушений, но лишь до того момента, пока трещина не достигнет критического размера, за которым следует аварийный разрыв газопровода.

Для обеспечения эффективной и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов необходимо решение задач своевременного обнаружения, ликвидации утечек и определения величины потерь природного газа. Разработка новых технологий по устранению утечек газа через микротрещины без прекращения перекачки газа, одной из главных задач системы газоснабжения является необходимость в разработке и внедрении новых технических средств, которые позволят продлить срок службы трубопроводной системы и обеспечат бесперебойную поставку газа до потребителей - получены зависимости величины утечек газа от давления в месте образования дефекта внутри и снаружи газопровода, которые могут быть применены для определения объёмов утечек газа в нестационарных условиях; - разработано устройство для внутритрубного ремонта магистральных газопроводов без прекращения перекачки газа.

Основные факторы, влияющие на техническое состояние длительно эксплуатирующихся магистральных газопроводов; - математическая модель, основанная на пропорционально-интегральном законе регулирования газодинамических параметров, позволяющая моделировать утечки газа из трубопровода; - определение объёмов утечек газа в нестационарных условиях с помощью детандера объёмного типа; - способ и устройство для ликвидации повреждений газопровода без остановки транспортировки газа.

Анализ технического состояния действующих магистральных газопроводов и современные методы ремонта газопроводов. Для Узбекистана транзитный газовый потенциал имеет важное стратегическое, геополитическое и экономическое значение. Поэтому развитие транзитных мощностей газотранспортной магистрали проходящей по территории Республики является приоритетным в деятельности газовых компании в целях обеспечения всевозрастающих объёмов международного транзита природного газа и более эффективного использования имеющихся активов трубопроводной системы. Сегодня Узбекистан активно осваивает новые газовые рынки, в частности, является одним из основных игроков евразийской газотранспортировки.

Концепция развития газового сектора Республики до 2030 года определяет видение и основные подходы к поэтапному реформированию и комплексному развитию газового сектора Республики. АО «Узтрансгаз» является национальным оператором в сфере газа и газоснабжения Республики, представляющим интересы государства на газовом рынке страны и в мире. Узбекистан стремится развивать все экономически выгодные маршруты по транзиту и экспортным поставкам природного газа. Для эффективного использования газотранспортного потенциала и увеличения экспортной и транзитной составляющей в доходах компания нацелена на развитие транзитного потенциала. Надежное и эффективное обеспечение потребителей и диверсификация рынков сбыта газа являются одними из приоритетных направлений деятельности компании.

Пропускная способность газовой транспортной инфраструктуры развита в соответствии с потенциальным ростом производства газа в стране. Поэтому для обеспечения бесперебойной поставки газа до потребителей и увеличения экономических показателей газовые компании уделяют особое внимание возможным рискам при транспортировке. Основными рисками при перекачке газа являются отказы магистральных газопроводов, которые приводят к полному или частичному прекращению перекачки, нарушают нормальную работу всей газотранспортной

системы, а также могут стать причиной аварий, сопровождающихся пожарами, взрывами и выбросами вредных веществ в окружающую среду и к человеческим жертвам .

Причины отказов магистральных газопроводов могут быть различные. Наиболее сложным случаем являются утечки из подземных газопроводов, так как фильтрация газа в грунте, его распространение от места утечки и накапливание в подземных пустотах определяются большим количеством факторов. Повреждения подземных газопроводов происходят по следующим причинам: механические воздействия при производстве земляных работ, вследствие отступления от правил безопасности и порядка производства работ; коррозионное разрушение металла труб в результате нарушений во время строительства или недостаточном контроле технического состояния; разрыв стыков и раскрытие швов трубопроводов из-за некачественного проведения строительно-монтажных работ.

Анализ отказов магистральных газопроводов и причины их возникновения для того, чтобы дать правильную оценку технического состояния магистральных газопроводов, предотвратить аварийные ситуации и рекомендовать наиболее подходящий и безопасный способ эксплуатации необходимо провести анализ причин отказов. Вопросам и задачам по изучению трубопроводного транспорта газа и моделированию газодинамических процессов посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных учёных: В.М. Лурье, В.И.Чеботарев, М.М.Волков, А.А. Александров, И.И.Велиюлин, Е.Е.Новгородский, Г.Н.Абромович, Н.П.Бусленко, С.К.Годунов, В.И.Ларионов, С.А.Сарданашвили, Н.А.Мухатов, А.Л. Михеев, М.Е.Дейч, В.Куммер, Л.Дж.Левеки и другие.

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта является сохранение нормального состояния линейной части промысловых и магистральных трубопроводов. Техническая диагностика магистрального трубопровода и разработка стратегии развития предприятия подхода к совершенствованию диагностики , технического обслуживания и ремонта магистральных газопроводов.

Обслуживания, ремонта и реконструкции трубопроводных систем без нарушений режимов эксплуатации трубопроводов . Подземные трубопроводы, работающие при нормальных режимах, сохраняются, по крайней мере, несколько десятков лет. Так, например, некоторые трубопроводы, проработавшие около двадцати лет, полностью сохранились и не требуют ремонта. Этому способствовало то большое внимание, которое уделяется систематическому контролю состояния подземных и надземных трубопроводов и своевременная ликвидация появляющихся дефектов. Как правило, большинство дефектов на трубопроводах появляются в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера которых связаны с рядом трудностей и большими материальными затратами.

Совершенно очевидно, что вскрытие трубопровода для его непосредственного визуального обследования экономически неоправданно. К тому же обследовать можно только внешнюю поверхность трубопровода. Поэтому в течение последних лет в нашей стране и за рубежом усилие специализированных научно-исследовательских и проектных организаций направлено на решение проблемы определения состояния подземных и надземных промысловых, магистральных газопроводов без их вскрытия. Эта проблема связана с большими техническими трудностями, однако при использовании современных методов и средств измерительной техники она успешно решается. В настоящее время уже имеются некоторые методы и средства, которые позволяют контролировать состояние трубопроводов, и появляется новое направление «Техническая диагностика». Целью технической диагностики являются определение возможности и условий

дальнейшей эксплуатации диагностируемого оборудования и в конечном итоге повышение промышленной и экологической безопасности.

Задачами технической диагностики, которые необходимо решить для достижения поставленной цели, являются: -обнаружение дефектов и несоответствий, установление причин их появления и на этой основе определение технического состояния оборудования; прогнозирование технического состояния и остаточного ресурса (определение с заданной вероятностью интервала времени, в течение которого сохранится работоспособное состояние оборудования). Решение перечисленных задач, особенно для сложных технических систем и оборудования, позволяет получить большой экономический эффект и повысить промышленную безопасность соответствующих опасных производственных объектов. Объект диагностирования магистральным газопроводом (МГ) называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку из района добычи в районы его потребления.

Движение газа по магистральному газопроводу обеспечивается компрессорными станциями (КС), сооружаемыми по трассе через определенные расстояния. Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к МГ и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям. Магистральные газопроводы классифицируются по величине рабочего давления и по категориям. В зависимости от рабочего давления в трубопроводе магистральные газопроводы подразделяются на два класса: класс - рабочее давление от 2,5 до 10 МПа включительно; и класс - рабочее давление от 1,2 МПа до 2,5 МПа включительно. Газопроводы, эксплуатируемые при давлениях ниже 1,2 МПа, не относятся к магистральным, это внутрипромысловые, внутризаводские, подводящие газопроводы, газовые сети в городах и населенных пунктах, а также другие газопроводы. В зависимости от назначения и диаметра, с учетом требований безопасности эксплуатации магистральные газопроводы и их участки подразделяются на пять категорий: V, I, II, III и IV. Категория газопроводов определяется способом прокладки, диаметром и условиями монтажа.

Основные объекты и сооружения магистрального газопровода в состав МГ входят следующие основные объекты: головные сооружения; компрессорные станции; газораспределительные станции (ГРС); подземные хранилища газа; линейные сооружения. На головных сооружениях производится подготовка добываемого газа к транспортировке (очистка, осушка и т.п.). В начальный период разработки месторождений давление газа, как правило, настолько велико, что необходимости в головной компрессорной станции нет. Ее строят позднее, уже после ввода газопровода в эксплуатацию. Компрессорные станции предназначены для перекачки газа. Кроме того на КС производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка.

Газ из магистрального газопровода через открытый кран поступает в блок пылеуловителей. После очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами (ГНА) далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения (АВО) и через обратный клапан поступает в магистральный газопровод. Объекты компрессорной станции, где происходит очистка, компримирование и охлаждение, т.е. пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и она, называются основными, для обеспечения их нормальной работы сооружают объекты вспомогательного назначения: системы водоснабжения, электроснабжения, вентиляции, маслоснабжения и т.д.

Газораспределительные станции сооружают в конце каждого магистрального газопровода или отвода от него. Высоконапорный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, не может быть непосредственно подан потребителям, поскольку газовое оборудование, применяемое

в промышленности и в быту, рассчитано на сравнительно низкое давление. Кроме того, газ должен быть очищен от примесей (механических частиц и конденсата), чтобы обеспечить надежную работу оборудования. Наконец, для обнаружения утечек газу должен быть придан резкий специфический запах.

Операцию придания газу запаха называют одоризацией. Понижение давления газа до требуемого уровня, его очистка, одоризация и измерение расхода осуществляются на газораспределительной станции (ГРС). Газ по входному трубопроводу поступает на ГРС. Здесь он последовательно очищается в фильтре, нагревается в подогревателе и редуцируется в регуляторах давления, далее расход газа измеряется расходомером в него с помощью одоризатора вводятся одорант - жидкость, придающая газу запах. Необходимость подогрева газа перед редуцированием связана с тем, дросселирование давления сопровождается (согласно эффекту Джоуля-Томсона) охлаждением газа, создающим опасность закупорки трубопроводов ГРС газовыми гидратами.

Подземные хранилища газа служат для компенсации неравномерности газопотребления. Использование подземных структур для хранения газа позволяет очень существенно уменьшить металлозатрат и капиталовложения в хранилища. Линейные сооружения газопроводов отличаются от аналогичных сооружений нефте- нефтепродуктопроводов тем, что вместо линейных задвижек используются линейные шаровые краны, а кроме того для сбора выпадающего конденсата сооружаются конденсатосборники. Длина магистрального газопровода может составлять от десятков до нескольких тысяч километров, а диаметр - от 150 до 1420 мм. Большая часть газопроводов имеет диаметр от 720 до 1420 мм трубы и арматура магистральных газопроводов рассчитаны на рабочее давление до 7,5 МПа. Трубы для сооружения магистральных газопроводов применяются бесшовные или сварные трубы из низколегированных или малоуглеродистых мартеновских спокойных сталей с максимальным содержанием углерода в металле труб не более 0,27%. Сталь труб должна хорошо свариваться дуговыми методами и стыковой контактной сваркой. Показатели, характеризующие химический состав и механические свойства металла труб, допускаемых к применению для магистральных газопроводов, должны удовлетворять требованиям специальных технических условий или ГОСТ. Схема магистрального газопровода; газосборные сети; промысловый пункт сбора газа; головные сооружения; компрессорная станция; газораспределительная станция; подземные хранилища; магистральный трубопровод; ответвления от магистрального трубопровода; линейная арматура; двухниточный проход через водную преграду. Поставляемые для сооружения магистральных газопроводов трубы имеют сертификаты завода-изготовителя, в которых должны быть указаны: а) номинальный размер труб; б) номер ТУ, по которым изготовлены трубы; в) марка стали; г) результаты механических испытаний; д) результаты гидравлических испытаний. На каждой трубе на расстоянии около 500мм от одного из концов должны быть выбиты клейма: марка стали, месяц и год изготовления трубы, номинальные размеры по толщине стенки и диаметру, товарный знак завода и клеймо ОТК, номер трубы, номера плавок, из которых изготовлена труба. Клеймо выбивается вблизи от продольного шва.

Участок клеймения обводится черной краской. Каждая труба, предназначенная для сооружения магистральных газопроводов, должна подвергаться на заводе-изготовителе гидравлическому испытанию внутренним давлением, создающим в металле труб кольцевые напряжения, равные 90% от текучести металла в готовой трубе. Расчет напряжений по минимальной толщине стенки трубы.

Неисправности и дефекты объекта диагностирования. Дефекты в магистральном газопроводе: а) трещины в сварных стыках; б) коррозионные свищи; в) разрывы трубы вследствие коррозионного прорыва и недоброкачественного заводского проката; г) прорывы прокладок в задвижках и

фланцевых соединениях; д) повреждение электрических распределительных, устройств и трансформаторов; е) обрыв проводов и падение столбов, а также повреждение устройств телефонной связи. Аварией на трубопроводе считается: а) повреждение трубопровода, сопровождающееся пожаром или безвозвратной потерей газопроводов; б) взрыв трубопровода, сопровождающийся пожаром; в) повреждение трубопровода вследствие землетрясения, оползня, наводнения, урагана и других стихийных бедствий.

Повреждения всех видов, в зависимости от тяжести вызываемых последствий для производства, разделяются на три категории. Повреждения трубопроводов возникают в основном из-за некачественного выполнения работ при строительстве, а также из-за несоблюдения правил технической эксплуатации магистральных трубопроводов. Так, неудовлетворительная защита трубопроводов от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, приводит к повреждению стенки трубы в виде сквозных проржавлений свищей; неправильно назначенный тип изоляционного покрытия, а также некачественно приготовленная мастика и несоблюдение толщины наносимого покрытия при изоляционных работах также приводят к сквозным проржавлениям трубопровода. Нарушение технологии сварки, а также применение некачественных сварочных материалов, в частности электродов приводит к разрушению сварных стыков трубопроводов. Дефекты, наблюдаемые в сварных стыках трубопроводов, могут быть разделены на две группы. К первой группе относятся дефекты, вызывающие нарушение герметичности трубопровода, как, например, сквозные поры, трещины, разрывы. Поры имеют обычно групповой характер и приводят к образованию в стыках свищей. Наиболее часто поры наблюдаются в замыкающих участках стыков (замках) при газовой и электродуговой сварке. Ко второй группе относятся дефекты, выявляемые внешним осмотром или просвечиванием швов гамма-лучами радиоактивных элементов в процессе строительства, но не вызвавшие нарушения герметичности трубы.

Метод диагностирования- методы диагностирования позволяют обнаружить дефекты различного происхождения, определять их характер и размеры, а, следовательно, появляется возможность классифицировать их по степени опасности и устанавливать очередность ремонта. При этом значительно сокращаются общие объемы работ, так как ремонт производится выборочно. Методы диагностирования позволяют резко сократить и аварийные ситуации. Определение размеров сварных труб промышленные трубопроводы, построенные, из углеродистой и низколегированной стали, подвержены коррозии и эрозионному износу, приводящие к локальному утонению стенки трубы. Соответственно происходит изменение размеров, связанных с увеличением внутреннего диаметра трубопровода. В связи с этим изменяется режим течения перекачиваемой жидкости, может возникнуть аварийная ситуация, которая может привести к выходу промышленных систем из строя.

Погрешность определения местоположения дефекта (на предварительно очищенной трубе, с использованием одометра, маркерной системы и информации о поперечных сварных швах): 1 м от ближайшего поперечного сварного шва. Максимальная длина трубопровода, диагностируемая за один пропуск прибора: 250 км в газе или в воде, 500 км в нефти. Магнитный дефектоскоп предназначен для высокоточной дефектоскопии трубопроводов методом регистрации рассеяния магнитного потока, обнаружения и определения размеров дефектов потери металла и поперечных трещин по всей окружности трубопровода. Обнаруживаемые дефекты и особенности: 1) дефекты потери металла, связанные с коррозией (внешней и внутренней), включая дефекты потери металла в зоне кольцевых швов, дефекты потери металла, связанные с вмятинами и дефекты потери металла, находящиеся под кожухами; 2) дефекты потери металла, связанные с зазубринами; 3) дефекты потери металла, расположенные под ремонтными муфтами; 4) дефекты потери металла,

связанные с заводскими дефектами; 5) сварные швы - кольцевые, продольные и спиральные; 6) аномалии сварных соединений, включая поперечные трещины (по окружности) внутри кольцевых швов; 7) вмятины, включая любые связанные с ними поперечные трещины; 8) металлургические заводские дефекты; 9) повреждения, возникшие в ходе строительства; 10) изменения номинальной толщины стенки; 11) трубопроводная арматура и фитинги, (включая: тройники, отводы, задвижки, изгибы, аноды, вставки для линейной компенсации, внешние опоры, ремонтные муфты, точки катодной защиты - ферромагнитного типа). 12) металлические предметы вблизи трубопровода, которые обладают потенциалом оказания отрицательного влияния на изоляционное покрытие трубопровода или на систему катодной защиты; 13) кожухи, включая эксцентрические кожухи, где степень эксцентricности представляет угрозу изоляционному покрытию трубопровода или системе катодной защиты; 14) реперные магниты; 15) расслоение поверхности труб. Точность определения размеров и координат дефектов потери металла - 99% Примечание* - дефект потери металла характеризуется минимальной четырехугольной рамкой, определяемой шириной по окружности (W) и длиной по оси (L), которая является площадью части поверхности трубы, пораженной дефектом. Для диагностики промышленных трубопроводов могут применяться множество методов неразрушающего контроля (вихретоковый, оптический, магнитный, радиоволновой, радиационный, акустический, тепловой). Но наиболее универсальными являются акустический и магнитный методы.

Эти два метода позволяют обнаружить на более ранних стадиях развитие таких видов дефектов, возникающих в процессе эксплуатации газонефтепроводов, как: коррозия металла, эрозийный износ стенок, трещины в сварных швах и основном металле, нарушение защитных свойств изоляционных покрытий, изменение пространственного положения элементов трубопровода.

Соответственно акустический и магнитный виды неразрушающего контроля предотвращают - внезапные отказы в работе промышленных трубопроводов, повышают их надежность, эффективность и безопасность при эксплуатации. И так, мы можем сказать, что применение технической диагностики позволяет обнаружить дефекты различного происхождения, определять их характер и размеры, а, следовательно, появляется возможность классифицировать их по степени опасности и устанавливать очередность ремонта. При этом значительно сокращаются общие объемы работ, так как ремонт промышленных трубопроводов производится выборочно. По результатам приведённых методов диагностики может быть рассчитана вероятность риска в отказе работы и прогнозируется остаточный ресурс трубопроводов.

Список литературы

1. Murtazin E.Zh., Kalugin O.A., Kan S.M. Some features of determining filtration capacity of the soil of low-pressure earth dams. // News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. -Almaty. – Vol. 2, №410. - P. 56-61.
2. Dmitrii A.L., Vladimir V.G. Collaborative interpretation of the data obtained by resistivity and ground penetrating radar methods for assessing the permeability of sandy clay soils. // Journal of Mining institute. - Almaty. – Vol. 5, №229. – P.3-13.
3. Харламова Н.А., Соловьева Е.Б. Определение объемов выбросов газа при повреждениях газопроводов высокого и среднего давления // Аграрный научный журнал. – Саратов, 2015. – №2 – С. 53-55.
4. Карпусь Н.И. Оценка потерь газа через дефекты в теле трубопровода // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. - №1 – С. 50-55
5. Belousov A.E., Samigullin G.K., Kleimenov A.V. Modelling of gasdynamic processes at pressure reduction point with the use of a volumetric expander-generator set to assure safe recycling of the

- energy of compressed natural gas // Chemical and petroleum engineering. – 2018. – 54(5-6) – С. 392-398.
6. Луценко Н.А. Численное моделирование трехмерных нестационарных течений газа через пористые объекты с источниками энерговыделения // Вычислительная механика сплошных сред. – 2016. - №3 – С.331-344.
 7. Бакешева А.Т., Иргитаев Т.И. Способы ликвидации утечки в магистральных газопроводах // Вестник КазНИТУ. – Алматы, 2019. - №3(133). С. 330-334.
 8. Велиулин И.И. Повышение эффективности ремонта магистральных газопроводов: концепция, методы, технические средства: дис. док. тех. наук: 25.00.19 / « НИИ природных газов и газовых технологий ВНИИГАЗ». – Москва, 2007. –243-246 с.
 9. Способ и устройство для инспекции и ремонта трубопроводов / Кислов А.В., Саламатов Ю.П.; заявитель и патентообладатель ООО «Институт инновационного проектирования». - №2009120424/06; Бюл. №13 – 12 с.
 10. Пат. 4427 Республика Казахстан, МПК 51F16L 55/18, F16L 55/26, F16L 55/162. Устройство для внутритрубного ремонта газопроводов / заявитель и патентообладатель Бакешева А.Т., Иргитаев Т.И., Молжигитов С.К. - №2019/0691.2; заявл. 01.08.2019; опубл. 08.11.2019, Бюл. №45. – 7 с.
 11. СТО Газпром 2-2.3-173-2007 Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2008. – 28 с.
 12. Шафиков Р.Р. Экономическая эффективность применения методов ремонта газопровода без остановки перекачки газ потребителю // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2009. — №4. - С. 45-47.
 13. Филатов А.А., Велиулин И.И., Романов А.Ю., Виноградов А.В., Городниченко В.И., Темирсултанов Р.З. Предремонтное обоснование вывода газопровода в капитальный ремонт в ООО «Газпром трансгаз Саратов» // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. — №10. - С. 28-33.
 14. Дебердиева Е.М., Глухова М. Г. Экономическая оценка программы восстановления основных производственных объектов газотранспортного предприятия: методические аспекты. – Санкт-Петербург: Недра, 2010. – 146 с.
 15. Белоглазова Т.Н., Челпанов П.А. Техничко-экономическое сравнение методов реконструкции газопроводов при пересечении автомобильных дорог в стесненных условиях // Электронный научный журнал «A priori. Серия: Естественные и технические науки». – 2018. – №5.– С. 1-6.
 16. Machado F., Souza R., Fonseca R. Achieving economically successful deployment of coiled tubing at sea as downline to repair a gas pipeline. // Society of petroleum engineers. – Texas, USA, 2015.
 17. Бондаренко П.М. Новые методы и средства контроля состояния подземных труб. - М.: Машиностроение, 2008. . Дятлов В.А.
 18. Обслуживание и эксплуатация линейной части промысловых трубопроводов. - М.: «Недра», 2009.
 19. Гумеров А.Г. Надёжность, техническое обслуживание и ремонт промысловых нефтепроводов. - Уфа: НИИ Нефти и газа, 1996. . Журнал «Евразия» 2007 №7. .
 20. Гумеров «Обслуживания и ремонт линейной части магистрального газа провода» Москва 2010.
 21. Источник: <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=806149>
 22. Дедешко В.Н. «Техническое состояние магистральных трубопроводов РАО "Газпром" и организация работ по внутритрубной диагностике». Сб. трудов международной деловой встречи "Диагностика-98".- М., ИРЦ Газпром, 1998. С. 3-31
 23. Shumsky, S.A., Yarovoy, A.V. Kohonen Atlas of Russian Banks, in: Deboeck, G. and Kohonen, T. Visual Explorations in Finance with Self-Organizing Maps. Springer, 1998.