

Таким образом, результаты анализа позволили установить:

- 1) наибольшее влияние на толщину зоны реакции оказывает скорость нормального распространения пламени;
- 2) варьирование кинетическими константами в широком диапазоне не приводит к существенному изменению как температурного профиля, так и толщины зоны реакции;
- 3) наличие большого количества водяных газов ведет к увеличению зоны реакции в 1,3...1,5 раза. Однако размеры зоны все же остаются малыми;
- 4) теплофизические свойства, особенно эффективная теплопроводность, оказывают сильное влияние на геометрические параметры зоны реакции.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Кондратьев В. Н., Никитин Е. Е. Кинетика и механизм газофазных реакций. – М., Наука, 1974.
2. Кумагаи С. Горение. – М., Химия, 1979.
3. Басевич В. Я., Когарко С. М., Посвянский В. С. Кинетика реакций при распространении метано-кислородного пламени // Физика горения и взрыва. – 1975. – № 2.
4. Кондратьев В. Н. Кинетика химических газовых реакций. – М., 1958.
5. Демидов П. Г. Горение и свойства горючих веществ. – М., 1962.

Представлена кафедрой  
промышленной теплоэнергетики  
и теплотехники

Поступила 4.11.2002

УДК 622.692

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ КАК ФАКТОР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**ПЁТУХ П. П.**

*ОАО «Белтрансгаз»*

Предприятие «Белтрансгаз» на 01.01.2003 эксплуатирует на территории Беларуси 6931 км газопроводов в одноточном исчислении с рабочим давлением 25...84 атм, восемь газокompрессорных станций, из которых шесть установлены на линейной части магистральных газопроводов, а две производят закачку газа в подземные хранилища, два подземных хранилища газа, 217 газораспределительных станций, восемь узлов редуцирования, 24 автомобильные газонаполнительные компрессорные станции в 17 городах республики. На условиях аренды ОАО «Белтрансгаз» также выполняет функции оператора на объектах ОАО «Газпром» (209 км трансконтинентального газопровода «Ямал – Европа» и компрессорная станция «Несвижская»). Деятельность предприятия «Белтрансгаз» направлена, прежде

всего, на обеспечение устойчивого газоснабжения Республики Беларусь. В газотранспортную систему предприятия в минувшем году поступило 45,1 млрд м<sup>3</sup> природного газа, или 107,7 % по сравнению 2001 г. Для нужд страны поставлено 17,6 млрд м<sup>3</sup> газа (17,3 млрд м<sup>3</sup> в 2001 г.). Рост объемов поставки природного газа обеспечен при существенном росте потребностей в нем на внутрисоюзном рынке.

В нынешнем году в соответствии с контрактами будет обеспечен прирост объемов поставки газа для нужд государства. Ожидаемая загрузка магистральных газопроводов на входе в республику составит около 97 %.

Основным потребителем природного газа в Беларуси является энергетическая отрасль. В 2002 г. концерном «Белэнерго» использовано 9,6 млрд м<sup>3</sup> (54,5 %) поставленного природного газа. На топливном балансе объединения газ составляет более 90 %. Учитывая энергетическую стратегию Российской Федерации, которая в качестве приоритетных направлений определяет использование природного газа не в качестве топлива, а как сырье для производства минеральных удобрений, газохимической промышленности, весьма актуальной является разработка Государственной программы использования в республике местных и альтернативных видов топлива.

Одно из важнейших направлений деятельности предприятия «Белтрансгаз» – обеспечение безаварийной и безопасной эксплуатации объектов газотранспортной системы. Трубопроводные системы проектируются, строятся и испытываются в строгом соответствии со стандартами, строительными нормами и правилами. Потенциальное ухудшение состояния должно прогнозироваться. В связи с этим необходимо установить порядок экономически выгодного проведения контроля, оценки состояния и ремонта трубопровода, которые, в свою очередь, должны обеспечить его дальнейшую пригодность к эксплуатации. На предприятии «Белтрансгаз» разработана система надежности и безопасности магистральных газопроводов (рис. 1).

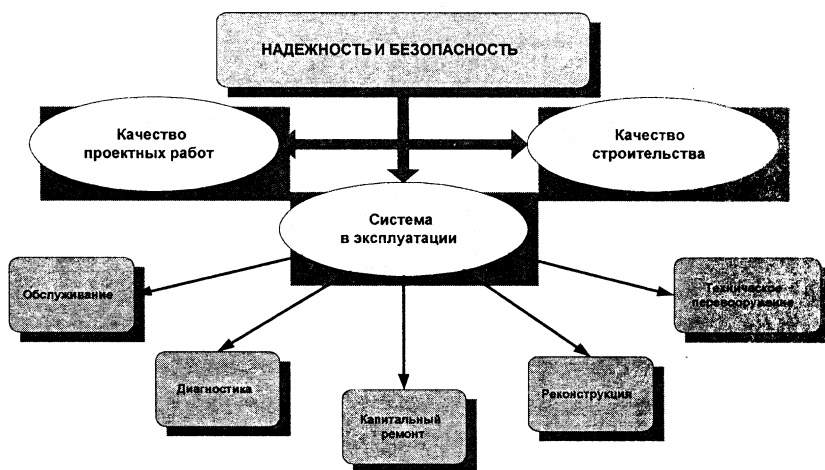


Рис. 1

Первые магистральные газопроводы и газопроводы-отводы были построены в 1960–1961 гг., в дальнейшем интенсивное строительство маги-

стральных газопроводов и их объектов велось в середине 70-х – начале 80-х гг. Со временем в процессе эксплуатации металл трубы, изоляционное покрытие, оборудование теряют свои первоначальные технические характеристики, оборудование морально устаревает, что отрицательно сказывается на надежности эксплуатации газотранспортной системы.

По срокам эксплуатации объекты магистральных газопроводов распределены следующим образом (табл. 1).

Таблица 1

| Срок эксплуатации | Линейная часть, км – % |
|-------------------|------------------------|
| От 20 до 30 лет   | 1666,7 – 25,2          |
| От 30 до 40 лет   | 289,2 – 4,4            |
| Свыше 40 лет      | 663,3 – 10             |

В связи с этим разработана комплексная система диагностики оборудования газопроводов предприятия «Белтрансгаз» (рис. 2), включающая технический осмотр и обследование отработавших 30 и более лет газопроводов с определением остаточного ресурса металла трубы, оборудования компрессорных станций; внутритрубную диагностику магистральных газопроводов; обследование переходов магистральных газопроводов через автомобильные и железные дороги; комплексное обследование коррозионного состояния газопроводов методом «интенсивных» измерений и др.



Рис. 2

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации оборудования необходимо ежегодно выполнять комплексную диагностику 550...600 км трасс газопроводов. Данные такой диагностики позволяют судить о техническом состоянии объектов, выявляя возможные дефекты до возникновения аварийных ситуаций.

По статистике ИТЦ «Оргтехдиагностика» ОАО «Газпром», коррозионное повреждение наружной поверхности магистральных трубопроводов составляет 70...75 % от всех видов дефектов, вмятины – 15, дефекты сварных швов – 10, гофры, внутренняя коррозия, трещины – 7 %; ежегодный прирост коррозионных дефектов – 2...3 % в год. Ускорению образования коррозионных дефектов способствует повреждение и старение изоляционного покрытия.

На стадии эксплуатации задачей диагностирования газопровода является определение параметров развивающихся во времени факторов, способных привести к разрушению. С целью прослеживания механизма воздействия совокупности аварийно-опасных факторов линейной части газопровода, оценки опасности и разработки мероприятий по устранению неблагоприятных воздействий каждого фактора проведение диагностических обследований предусматривается в два этапа. На первом этапе определяется общее состояние газопровода на всем его протяжении, на втором – углубленно обследуются участки газопровода (локальное обследование).

Общее состояние газопровода (1 этап) устанавливается путем периодических диагностических обследований согласно плану.

Точное определение местоположения и важности аномалий и дефектов с точки зрения структурной целостности трубопровода позволяет организации, эксплуатирующей трубопровод, разработать экономически выгодную политику ремонта без ущерба безопасности.

Для проведения диагностических обследований магистральных газопроводов все активнее используются внутритрубные снаряды-дефектоскопы, перемещающиеся по трубопроводу транспортируемыми продуктами. В основе таких снарядов реализованы методы магнитной, ультразвуковой и электромагнитной (с использованием вихревых токов) дефектоскопии, а также различные методы измерения геометрических параметров трубопровода и его плано-высотного положения. Впервые такой поршень, оснащенный магнитографической контрольно-измерительной аппаратурой для проверки состояния магистрального газопровода во время эксплуатации, был использован в 1968 г. американской компанией «Начурел Гэс Пайплайн». Это был газопровод Ду 600, уложенный более 30 лет назад (на момент обследования).

Метод ультразвуковой дефектоскопии применяется в основном для обследования нефте- и продуктопроводов. Используя перекачиваемый жидкий продукт в качестве проходящей среды, ультразвуковой снаряд-дефектоскоп замеряет толщину стенки трубопровода на всей его протяженности. Ультразвуковые импульсы с определенной скоростью распространения передаются через жидкость на стенки трубопровода. Преобразователи, находящиеся на снаряде, улавливают отраженные сигналы от внутренней и наружной стенок трубопровода. Изменение временного интервала до приема сигнала по сравнению с расчетным временем указывает на аномалии толщины стенки и возможное наличие дефектов. Результаты записываются на магнитный носитель и затем обрабатываются специальной программой. Заказчику выдается отчет с указанием дефектов и их привязки на местности. Основными фирмами, специализирующимися на

выполнении ультразвуковой дефектоскопии, являются РП объединенный (Канада), Н. Rosen Engineering GmbH (Германия), ОАО ЦТД «Диаскан» (Россия) и др.

В связи с тем, что для ультразвуковой дефектоскопии обязательно наличие жидкой фазы между источником излучения ультразвука и его приемником, на газопроводах эти снаряды не применяются. Однако в конце 90-х гг. на промышленном газопроводе ОАО «Газпром» в водяной пробке был проведен запуск ультразвукового снаряда-дефектоскопа.

Метод токовихревой дефектоскопии также находит применение во внутритрубных снарядах-дефектоскопах. На этих снарядах устанавливаются передающая и приемная катушки. Магнитное поле передающей (возбуждающей) катушки проникает через стенку трубы, проходит вдоль нее с относительно малым затуханием и фиксируется приемной катушкой датчика. Напряженность поля вне трубы значительно выше, чем внутри. Любые аномалии на пути магнитного потока вызывают изменение амплитуды и фазы принимаемого сигнала. Из-за малой глубины проникновения токов приборы, использующие эффект вихревых токов, могут применяться только для обследования внутренней поверхности трубы. Фирмы, специализирующиеся на токовихревой дефектоскопии, – РП объединенный (Канада), Russel Technologies и др.

Методы регистрации рассеяния магнитного потока зарекомендовали себя как наиболее надежные и устойчивые к реальным условиям трубопроводов. Они успешно применяются для технической диагностики и дефектоскопии газопроводов, нефтепроводов и продуктопроводов.

При использовании метода магнитной дефектоскопии стенки трубы намагничиваются блоком магнитов до насыщения. Для улучшения контакта с трубой применяются магнитопроводящие стальные щетки. Аномалии в стенке трубопровода вызывают изменение однородности магнитного

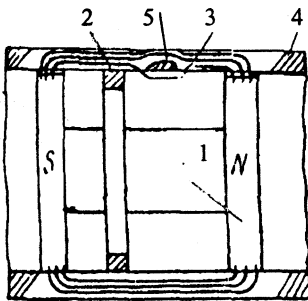


Рис. 3. Конструктивная схема магнитографического дефектоскопа: 1 – магниты; 2 – датчики; 3 – силовые линии магнитного поля; 4 – стенки трубы; 5 – дефект в стенке трубы

потока рассеивания, которые при перемещении снаряда фиксируются магнитными датчиками. Метод магнитографического контроля состояния трубопровода изнутри заключается в следующем: два внутренних круглых магнита образуют продольное магнитное поле в трубе. Уменьшение толщины стенки труб вызывает «утечку» магнитного потока из стенки (рис. 3). Датчики магнитного потока, состоящие из катушек круглой формы, проходя через места утечки магнитного потока, подают определенный сигнал. Сигнал поступает в инструментальный отсек, имеющий электронное записывающее оборудование, способное обрабатывать и закладывать в память полученную информацию.

Каждый дефектоскопический снаряд оснащен большим количеством датчиков, записывающих сигналы с шагом в несколько миллиметров по окружности и вдоль трубы. Такая оптимизированная конструкция снарядов

и магнитного контура обеспечивает высокую разрешающую способность и позволяет обнаруживать даже самые незначительные, с точки зрения структурной целостности и безопасности трубопровода, дефекты. К регистрируемым аномалиям относятся – утончение стенки, связанные с коррозией внутренней и внешней поверхности трубы различные повреждения, твердые включения и наплавки, а также изменение магнитной проницаемости материала трубы. Поскольку в качестве магнитных датчиков используются индукционные градиентометры, их реакция сильно зависит от формы дефекта и скорости движения дефектоскопа.

Организации, эксплуатирующие трубопроводы, имеют возможность получить информацию о потенциально опасных участках на ранней стадии возникновения и развития дефектов и принять своевременные меры к их устранению. Основными фирмами, проводящими магнитные дефектоскопии, являются РП объединенный (Канада), Н. Rosen Engineering GmbH (Германия), ПО «Спецнефтегаз» (Россия) и др.

Диагностические системы способны обнаруживать многие дефекты, включая дефекты «потери металла» и др.

Дефекты «потери металла»:

- находящиеся в теле трубы, а также в поперечных, продольных и спиральных сварных швах;

- возникшие в результате задира;
- связанные с вмятинами (включая идентификацию самих вмятин);
- находящиеся под кожухами;
- находящиеся под ремонтными муфтами и т. п.

Другие обнаруживаемые дефекты:

- производственные/металлургические дефекты;
- повреждения, возникшие при строительстве трубопровода;
- изменение толщины стенки трубопровода;
- трещины в поперечных сварных швах;
- металлические предметы, находящиеся вблизи трубопровода, представляющие угрозу целостности изоляционного покрытия или эффективности системы катодной защиты;
- кожухи, включая эксцентрические кожухи, степень эксцентricности которых может повлиять на целостность изоляционного покрытия или эффективность системы катодной защиты.

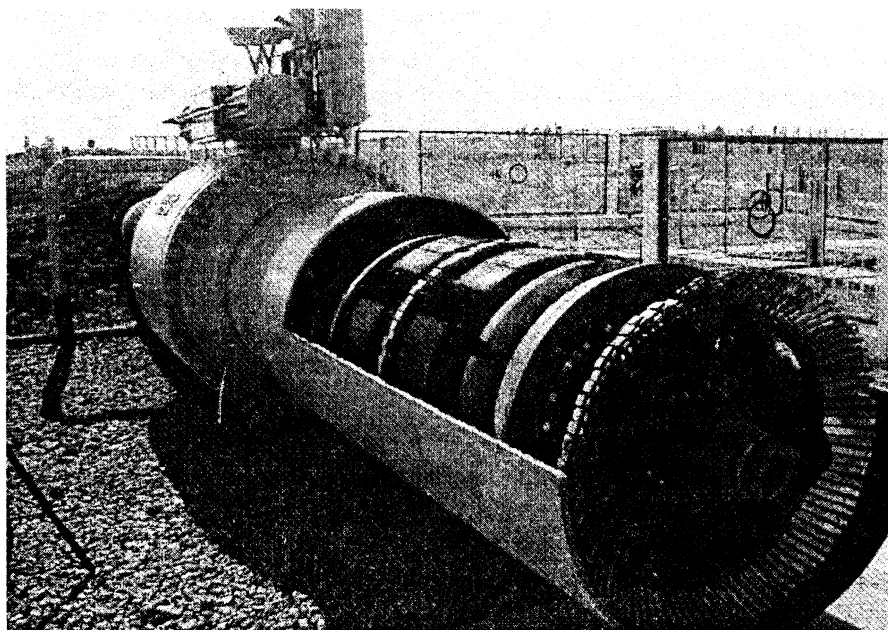
Износостойкие и надежные высокоточные дефектоскопические снаряды для обнаружения дефектов, связанных с «потерей металла», существуют в диапазоне диаметров (типоразмеров) 150...1200 мм. Скорость продукта при обычной эксплуатации снарядов – 0,5...4,0 м/с. Фирма Н. Rosen Engineering GmbH разработала новый тип поршня, который не зависит от скорости движения продукта. Корпус снаряда оснащен байпасным отверстием для контролируемого перепуска продукта.

Дефектоскопические снаряды большинства диаметров способны проходить крутые изгибы радиусом до  $1,5D$ . Трубопроводы большой протяженности диагностируются в несколько пропусков с использованием программируемого электронного оборудования.

Технология обследования магистральных газопроводов методом внутритрубной диагностики предусматривает этап подготовки, в процессе которого должны быть изучены и определены:

- оценка мест запуска и приема для анализа осуществимости диагностического контроля;
- планирование регулирования потоков, режимов работы трубопровода, скорости движения потоков, составления графика пропусков смежных снарядов и т. п.;
- возможности и условия доставки диагностического и специализированного оборудования для запуска и приема снарядов;
- наличие крутых изгибов, типы отводов, кранов или других элементов трубопровода, способных повлиять на безопасное прохождение дефектоскопического снаряда;
- установка электронных маркеров в определенных реперных точках по всей протяженности трубопровода для последующего определения координат дефектов;
- использование системы отслеживания снарядов.

Следующим обязательным этапом является освобождение трубопровода от загрязнения, мусора и сварочных электродов для обеспечения надежного качества диагностики путем пропуска очистных поршней (допустимый критерий очистки фирмы H. Rosen Engineering GmbH – 2...3 кг грязи и 10...15 электродов при запуске контрольного очистного поршня) (рис. 4).



*Рис. 4. Запуск электронного поршня*

Для определения возможности прохождения снаряда-дефектоскопа и контроля качества очистки внутренней полости проводится пропуск калибровочного снаряда.

Затем производится пропуск снаряда-профилемера с целью контроля и поиска дефектов геометрии внутреннего сечения, определения фактической длины обследуемого участка газопровода (по желанию заказчика, плановые и высотные отметки газопровода и геодезическую привязку его с помощью спутников к системе координат).

После пропуска дефектоскопического снаряда записанные данные воспроизводятся в полевых условиях с целью проверки их полноты и качественности. После подтверждения успешного пропуска лента с данными направляется в бюро для анализа и расшифровки данных диагностической инспекции.

При определении рабочих характеристик снарядов для широкого набора диаметров используется испытательный стенд, что позволяет осуществлять калибровочные протяжки снарядов в условиях, максимально приближенных к реальным. В связи с этим нет необходимости осуществлять калибровочные вскрытия на самих трубопроводах.

Анализ сигналов и распознавание дефектов – один из наиболее важных аспектов технической диагностики. В процессе типового пропуска записывается несколько сот миллионов индивидуальных измерений, которые после обработки преобразовываются в перечень дефектов и элементов трубопровода с указанием их размеров и координат. Передовые методики математического анализа, разработанные для технической диагностики, являются важной частью процесса аналитической обработки данных диагностической инспекции.

Результаты обследования обрабатываются, и заказчику выдаются рекомендации по ремонту. Перечисленные дефекты (аномалии) обрабатываются в ФТИ НАН Беларуси в соответствии с разработанной методикой по оценке несущей способности магистральных газопроводов по данным внутритрубной диагностики, в соответствии с которой дефекты ранжируются на первоочередные, наиболее опасные, опасные и т. д. Производится локальное обследование неразрушающими методами контроля первоочередных дефектов, затем – расчеты напряженно-деформированного состояния, на статическую, остаточную прочность этих дефектов, определение коэффициента запаса прочности дефектной трубы, выдача рекомендаций по методам и вариантам ремонта выявленных дефектов. Затем силами заказчика производится ремонт этих дефектов.

Отказы трубопроводов могут возникать как в теле трубы, так и в сварных швах. Некоторые дефектоскопические снаряды подвержены влиянию выступающих частей сварных швов и неоднородности трубного материала в зоне поперечных сварных швов. В результате диагностические инспекции поперечных сварных швов оказываются неэффективными или низкого качества.

В отдельных конкретных случаях происходили отказы кольцевых сварных швов при проведении гидростатических испытаний новых трубопроводов. Подобного рода отказы в большинстве случаев связаны с низким качеством сварочных работ. При наличии большого количества дефектных сварных швов их идентификация с помощью проведения последовательных гидростатических испытаний может оказаться весьма дорогостоящим мероприятием. Использование снарядов для дефектоскопии и диагностики сварных соединений позволяет проводить идентификацию, определение местоположения и выборочную замену дефектных сварных швов.

Во многих случаях качественная диагностика, включающая контроль кольцевых сварных швов, может использоваться для проверки качества строительства новых трубопроводов и служить базой данных первоначаль-



ного состояния трубопровода для сравнительного анализа в ходе его последующей эксплуатации.

За последние шесть лет на предприятии «Белтрансгаз» была проведена внутритрубная диагностика магистральных газопроводов Торжок – Минск – Ивацевичи (1-я нитка) на участке КС Орша – КС Ивацевичи; Ивацевичи – Долина (1-я нитка), на участке КС Ивацевичи – граница с Украиной; Минск – Вильнюс на участке КС Минская – камера приема Воложин – Госграница с Литвой; Торжок – Минск – Ивацевичи (2-я нитка) на участке КС Орша – КС Несвиж (всего 1045 км). Службами ЛЭС Оршанского, Крупского, Минского, Несвижского, Слонимского и Кобринского УМГ проведен большой объем работ по обработке данных внутритрубной диагностики магистральных газопроводов. На обследованных участках выявлено 5093 аномалии. Физико-техническим институтом Академии наук Беларуси обработаны все выявленные места аномалий, проведена их классификация по опасности и выданы рекомендации по обследованию предполагаемых дефектов. За эти годы отшурфовано 970 и обследовано 967 мест с наибольшими дефектами. В обследованных местах обнаружено 346 недопустимых дефектов, отремонтировано 260 дефектов и установлено 18 бандажей. В дальнейшем будет продолжена работа по обследованию и ремонту дефектных мест.

Осуществляя программу внутритрубной диагностики магистральных газопроводов, предприятие «Белтрансгаз» с 1995 г. успешно сотрудничает с фирмой Н. Rosen Engineering GmbH (Германия).

Итоги работы предприятия «Белтрансгаз» по обеспечению безопасной и надежной работы объектов магистральных газопроводов можно оценить, проанализировав частоту аварий на газопроводах. Так, за последние 10...12 лет, благодаря организованной системе обслуживания, диагностики, планово-предупредительным ремонтам частота аварий на магистральных газопроводах колебалась в пределах 0,1 случай на 1000 км/год. По данным ОАО «Газпром», аварийность за последние годы составила 0,2 случая/1000 км газопроводов/год.

Таким образом, за 40 лет деятельности предприятие «Белтрансгаз» заняло важное место в экономике Беларуси. Его стабильная работа предопределяет успешную деятельность многих предприятий и целых отраслей экономики, которые обеспечивают энергетическую безопасность государства.

Представлена  
НТС ОАО «Белтрансгаз»

Поступила 15.04.2003