

УДК 622.691.4

**Е.С. Васин**, д.т.н., главный инженер экспертно-аналитического центра по оптимизации диагностических и ремонтных работ на линейной части газопроводов ОАО «Оргэнергогаз» (Москва, Россия), e-mail: e.vasin@oeg.gazprom.ru;

**И.И. Велиюлин**, д.т.н., директор экспертно-аналитического центра по оптимизации диагностических и ремонтных работ на линейной части газопроводов ОАО «Оргэнергогаз» (Москва, Россия), e-mail: i.i.veliyulin.@oeg.gazprom.ru

## Развитие аналитического этапа диагностирования для повышения эффективности внутритрубной диагностики магистральных газопроводов

На основе анализа выявляемости дефектов на магистральных газопроводах внутритрубными магнитными дефектоскопами типа TFI и MFL в статье сформулированы направления работ по повышению эффективности внутритрубной диагностики (ВТД): переход от ручной технологии обработки данных к автоматизированной на основе решения задач распознавания дефектов системой искусственного интеллекта, экспериментальное обоснование паспортного порога обнаружения трещин коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), разработка методологии расчета долговечности газопроводов по данным ВТД на основе обобщения результатов испытаний натуральных труб с дефектами на созданном гидравлическом стенде и др. Комплексное выполнение работ по этим направлениям позволит повысить качество разработки, эффективность реализации программ капитального ремонта МГ и в целом надежность и безопасность газопроводов с оптимизацией затрат на ремонт и диагностику.

**Ключевые слова:** внутритрубная диагностика, коррозионное растрескивание под напряжением, порог обнаружения дефекта, автоматизация обработки данных, распознавание дефектов, капитальный ремонт, долговечность, испытания натуральных труб.

Опыт эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) ОАО «Газпром» показывает, что их надежность зависит прежде всего от степени опасности дефектов в металле труб и сварных швах, допущенных при строительстве и/или появившихся, получивших развитие в процессе эксплуатации. При этом основными повреждающими факторами являются:

- стресс-коррозия (дефекты КРН);
- коррозия (общая, локальная, питтинговая, подпленочная) и разрушение изоляционного покрытия как сопутствующий фактор;
- повреждения МГ при строительстве и ремонте (риски, вмятины, вмятины с рисками);

• ошибки проектирования, приводящие к образованию всплывших и оголенных участков, гофрам;

• накопление усталостных повреждений, развитие трещин в основном металле труб и сварных швах.

Из этих факторов наиболее опасными для целостности газопроводов являются трещины КРН (рис. 1).

Для обеспечения безопасной эксплуатации газопроводов необходимо

своевременно обнаружить указанные дефекты методами неразрушающего контроля (наиболее информативный из них – внутритрубная диагностика). При этом важно не только достоверно определить геометрические параметры дефектов по данным ВТД, но и рассчитать степень их опасности, принять решение о времени и методе ремонта и провести качественный ремонт. Мониторинг технического состояния

Ссылка для цитирования (for references):

Васин Е.С., Велиюлин И.И. Развитие аналитического этапа диагностирования для повышения эффективности внутритрубной диагностики магистральных газопроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – No 2. – С. 56–62.

Vasin Ye.S., Veliyulin I.I. Razvitiye analiticheskogo jetapa diagnostirovaniya dlja povysheniya jeffektivnosti vnutritrubnoj diagnostiki magistral'nyh gazoprovodov [Development of the diagnostics analytical stage to enhance efficiency of smart pigging at main gas pipelines]. *Territoriya «NEFTEGAZ» – Oil and Gas Territory*, 2015, No 2. P. 56–62.

газопроводов, контроль развития выявленных дефектов необходимо осуществлять путем периодических диагностических обследований и непрерывного ведения баз данных. В настоящей статье рассматриваются направления работ, составляющие аналитический этап диагностирования (желтый фон на рисунке 2), от эффективности которого во многом зависит эффективность внутритрубной диагностики и в целом системы обеспечения безопасной эксплуатации МГ.

### ОЦЕНКА ВЫЯВЛЯЕМОСТИ ДЕФЕКТОВ КРН ВНУТРИТРУБНЫМИ МАГНИТНЫМИ ДЕФЕКТΟΣКОПАМИ

В ОАО «Оргэнергогаз» проведен статистический анализ состава дефектов на линейной части МГ, обнаруженных при ВТД магнитными дефектоскопами с продольным намагничиванием стенки трубы MFL и с поперечным намагничиванием TFI (ультразвуковые дефектоскопы для диагностики газопроводов не применяются). По данным на 2014 г. информационной системы технического состояния ИСТС «Инфотех», подавляющее большинство дефектов линейной части (71,3%) – это коррозионные дефекты, 13,0% – дефекты сварных швов, 15,4% – прочие дефекты (в основном вмятины, гофры). Вызывает удивление тот факт, что дефекты КРН составляют всего 0,3% от общего количества дефектов линейной части. Выполненный анализ показал, что одной из основных причин этого является то, что в технические отчеты по ВТД вносятся не все обнаруженные дефекты, а лишь дефекты КРН глубиной более 15% от толщины стенки трубы.

Далее по результатам ВТД составляются программы капитального ремонта. При проведении капремонта с заменой изоляции при отбраковке труб выявляются более мелкие дефекты КРН, а согласно инструкции ОАО «Газпром» [1] все трубы с отдельными или взаимодействующими стресс-коррозионными дефектами независимо от их размеров подлежат вырезке. Но в связи с неполной исходной информацией ВТД о наличии дефектов КРН количество труб для замены дефектных участков оказывается недостаточным.

Для исследования влияния фактора глубины дефектов КРН на их выявляемость был проведен анализ для выборки из 2700 дефектов КРН, обнаруженных в шурфах, которые отсутствовали в отчетах по ВТД. Внутритрубная диагностика на рассматриваемых участках МГ проводилась ЗАО «Спецнефтегаз» магнитными дефектоскопами с поперечным намагничиванием TFI в 2012 г. и ранее. Распределение указанных дефектов по глубине (рис. 3) показало, что 94,6% из них – это дефекты глубиной менее

15%, что ниже порога обнаружения дефектов КРН дефектоскопами TFI. Но 5,4% дефектов имели глубину более 15% от толщины стенки и также не были зарегистрированы при ВТД (в т.ч. 67 опасных дефектов глубиной свыше 20%). Причины этого более сложные, чем невключение обнаруженного дефекта в отчет.

Помимо указанной причины можно выделить еще четыре:

1) отсутствие автоматизации технологии обработки данных ВТД (интер-

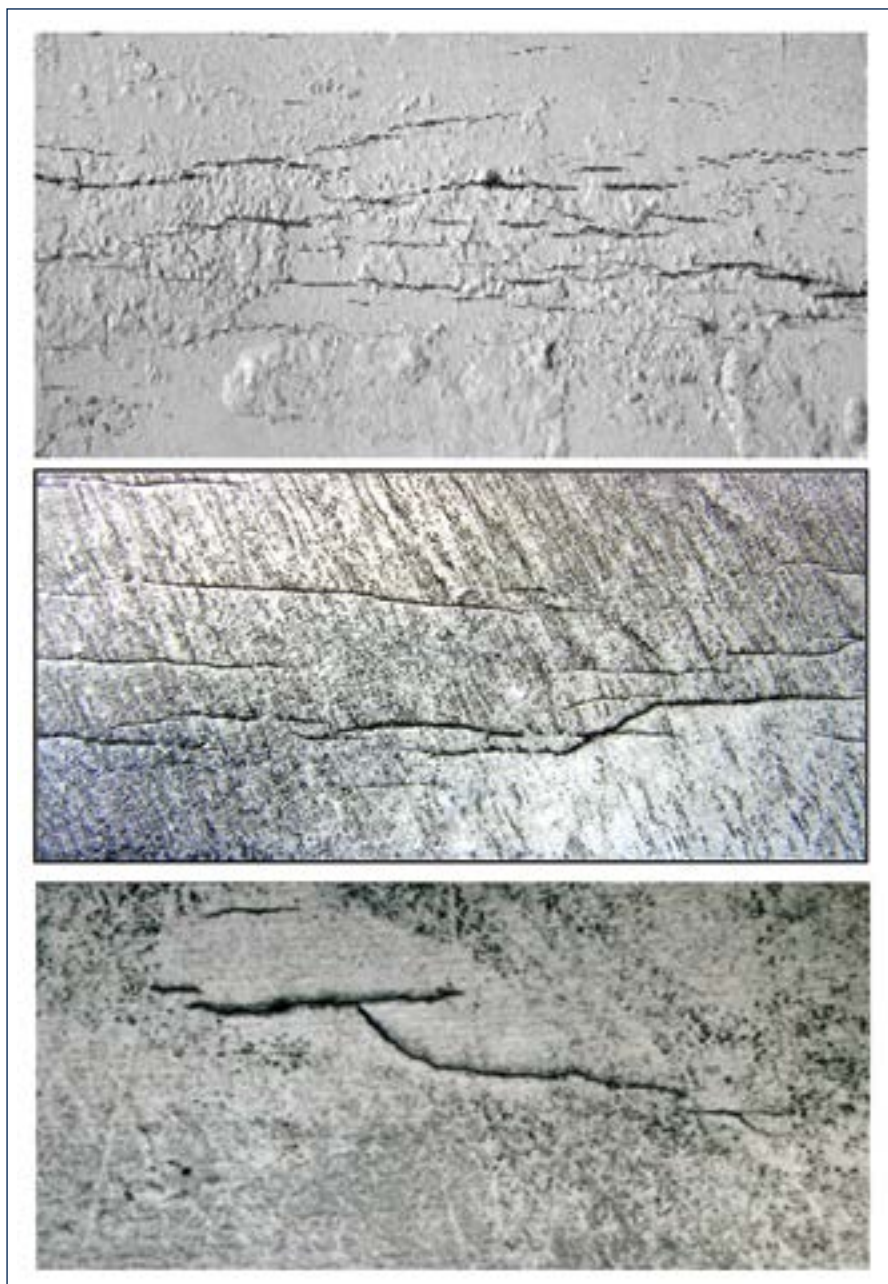


Рис. 1. Примеры трещин КРН на трубах магистральных газопроводов  
Fig. 1. Examples of stress corrosion cracking on pipes of main gas pipelines

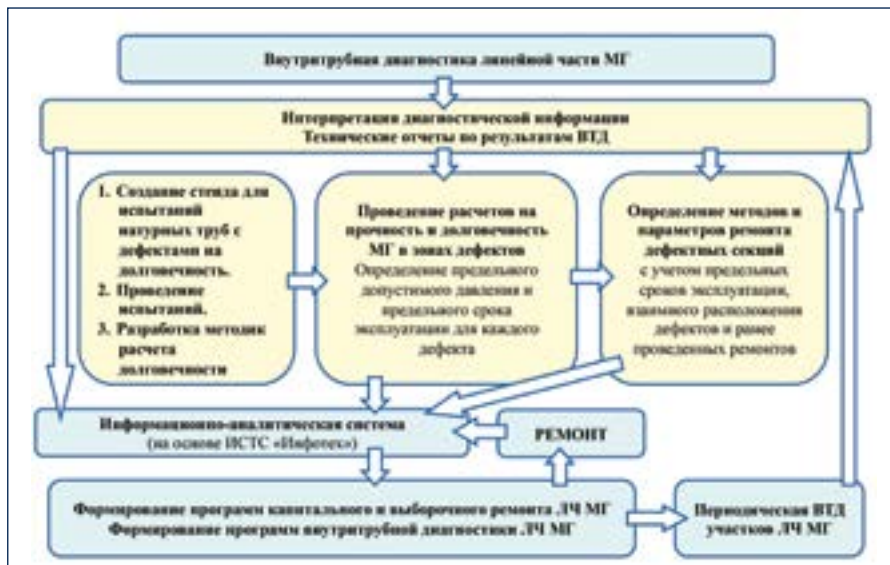


Рис. 2. Повышение эффективности ВТД линейной части МГ за счет развития аналитического этапа диагностирования

Fig. 2. Efficiency enhancement of in-line inspection of the linear part of the main gas pipeline by development of analytical stage of diagnostics

претаторы в ручном режиме на магнитограммах MFL, TFI обнаруживают дефекты, классифицируют их по типам и определяют размеры);

2) отсутствие единых требований к обработке и выдаче результатов ВТД для разных диагностических организаций: методики обработки данных ВТД и типовой формы технического отчета, регламентирующего минимальные параметры дефектов, включаемых в отчет; 3) отсутствие программ совершенствования методик интерпретации дефек-

тов МГ по результатам исследований на полигонах, измерений параметров реальных дефектов в шурфах и отбраковки труб при капитальном ремонте; 4) не решена до конца проблема по снижению скорости дефектоскопов в газопроводе до уровня не более 2,5 м/с и исключению рывков при движении. Необходимо отметить, что экспериментально-статистическое обоснование паспортного и минимального порогов обнаружения дефектов КРН магнитными дефектоскопами TFI отсутствует. В

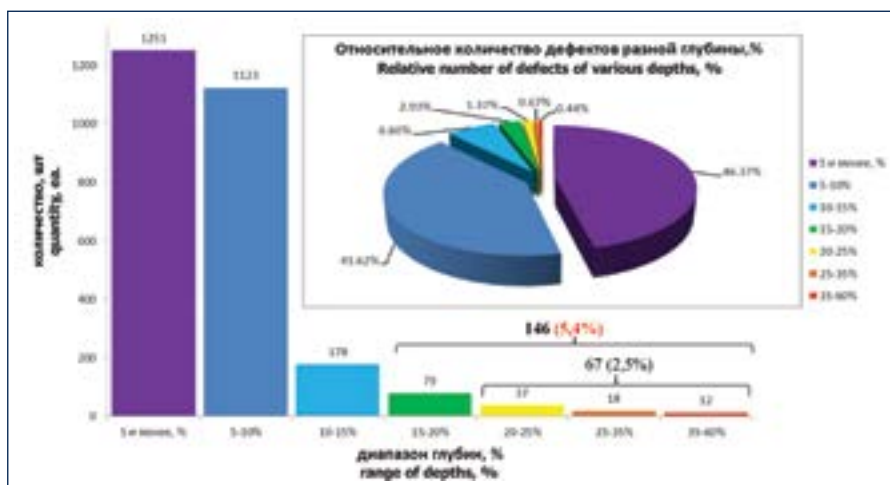


Рис. 3. Распределение по глубине дефектов КРН, отсутствующих в отчетах по ВТД (анализ данных шурфовок)

Fig. 3. Distribution of stress corrosion cracking defects that are missing in the ILI reports (analysis of this pitting) throughout the depth

настоящее время в технические отчеты по ВТД вносятся лишь дефекты КРН глубиной более 15% от толщины стенки трубы. Вместе с тем по магнитограммам реальных дефектов КРН, обнаруженных на МГ дефектоскопами TFI производства ОАО «Оргэнергогаз», установлено, что они способны обнаруживать трещины КРН с глубиной, значительно меньшей 15% (5–10%), в т.ч. в более сложных условиях – в сочетании с коррозионными повреждениями, т.е. дефектоскопы TFI могут выявлять комбинированные дефекты «КРН + коррозия» (рис. 4). Другой вопрос, что уверенное (с вероятностью не ниже 80%) обнаружение и измерение магнитными методами стресс-коррозии глубиной менее 15% от толщины стенки представляет серьезную технико-методологическую проблему и требует проведения комплекса НИР: исследований на полигонах, совершенствования измерительных систем дефектоскопов (в т.ч. для толстостенных труб толщиной 36–40 мм) и методик интерпретации, разработки алгоритмов и программ автоматизированного распознавания дефектов. На сегодняшний день на практике достоверно определить глубину трещины в газопроводах зачастую удается лишь после ее вышlifовки с последующим измерением уменьшения толщины стенки.

## АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ВТД

Отсутствие автоматизации, ручная технология обработки данных ВТД могут приводить к ошибкам, связанным с человеческим фактором: к пропуску дефектов или неверному определению их параметров. Это, в свою очередь, приводит к ошибкам в выборе участков МГ для ремонта и определении сроков проведения ремонта.

Перспективным современным направлением повышения эффективности ВТД является автоматизация обработки данных внутритрубных дефектоскопов на основе решения задач распознавания дефектов системой искусственного интеллекта. Такая автоматизированная технология обработки применяется в системе «Транснефть» для интерпретации результатов внутритрубных инспекций магистральных нефтепро-



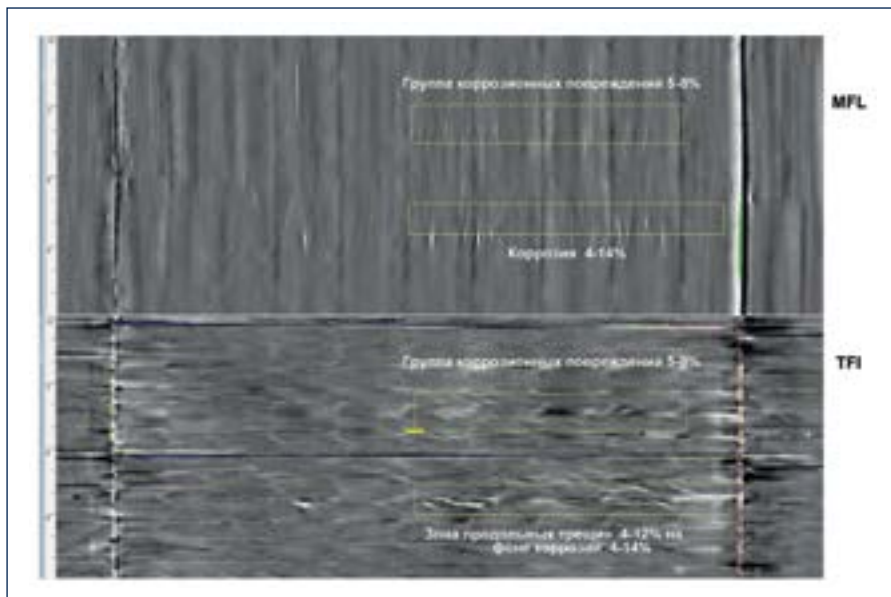


Рис. 4. Совмещенные магнитограммы MFL и TFI дефектоскопов ОАО «Оргэнерггаз» для секции трубы. Пример обнаружения трещин КРН глубиной 4–12% на участке с коррозией  
 Fig. 4. Combined magnetic records of Orgenergogaz OJSC MFL and TFI flaw detectors for a pipe section. Example of finding 4–12% deep stress corrosion cracking at a corroded section

водов дефектоскопами разных типов (магнитные, ультразвуковые, комбинированные).

При анализе магнитных данных (MFL и TFI) программный комплекс автоматически выполняет три этапа обработки информации: составляет раскладку труб, обнаруживает дефекты, определяет параметры дефектов.

В отличие от ручного составления раскладки труб при автоматизированной технологии на первом этапе программа определяет тип каждой трубы (прямошовная, двухшовная, спиралешовная, бесшовная), вычисляет ее толщину и длину, обнаруживает все сварные швы, границы муфт и кожухов, в т.ч. на бесшовных трубах и трубах с коррозией.

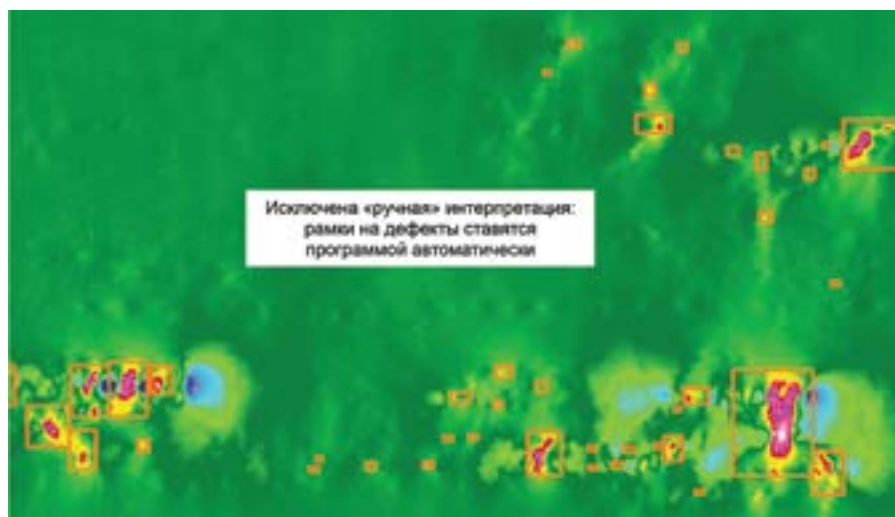


Рис. 5. Автоматизированная обработка данных внутритрубного магнитного дефектоскопа типа MFL на основе решения задач распознавания дефектов системой искусственного интеллекта (автоматическое обнаружение дефектов, классификация по типу и определение параметров)  
 Fig. 5. Automated data processing of MFL in-pipe magnetic flow detector based on solving tasks of defect identification by an artificial intelligence system (automatic detection of defects, classification by type and parameter identification)

При этом многократно ускоряется процесс обработки диагностической информации, исключаются ошибки.

Второй этап – это обнаружение дефектов с помощью программы, основанной на алгоритмах искусственного интеллекта распознавания дефектов. Программа выявляет дефекты трубопровода, т.е. автоматически ставит рамку (рис. 5) на каждый дефект, зарегистрированный магнитной измерительной системой дефектоскопа: коррозию, трещины, риски, дефекты сварных швов, металлургические дефекты (плены, закаты), дефекты геометрии труб (вмятины, гофры). А также автоматически обнаруживает пригрузы, тройники, заплаты, стальные муфты и другие конструктивные элементы трубопровода. При этом обеспечиваются два принципиальных преимущества по сравнению с ручной технологией:

- повышается качество обработки – исключаются пропуски дефектов из-за ошибок интерпретатора: программа находит дефекты, но при этом не реагирует на ложные сигналы;
- ускоряется процесс обработки: интерпретатор не фиксирует вручную каждый дефект, а просматривает результаты программного расчета и лишь в отдельных случаях вносит коррективы.

На третьем этапе программа для каждой рамки автоматически определяет тип дефекта и рассчитывает его геометрические параметры (глубина, длина, ширина, угловое положение), а также параметры магнитного сигнала. Здесь уместно подчеркнуть, что в отличие от ультразвука по магнитному сигналу невозможно «вручную» визуально определить с приемлемой точностью глубину дефекта. При автоматизированной обработке глубина вычисляется на основе методов нейронных сетей. Достигнутый уровень точности измерения при доверительной вероятности 80% составляет: глубина трещин – более 15% от толщины стенки, коррозии – более 10%.

Полная автоматизация обработки данных внутритрубного диагностического комплекса «магнитные снаряды MFL, TFI и профилемер» позволит не менее чем в 2 раза увеличить производительность работы интерпретаторов, обеспечить

выпуск экспресс-отчетов с опасными дефектами на обследованном участке МГ в сжатые сроки, а также повысить качество результатов ВТД – достоверность данных о наличии дефектов и их размерах.

### РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ РАСЧЕТА ДОЛГОВЕЧНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ В ЗОНАХ ДЕФЕКТОВ

Внутритрубная диагностика – это приборный этап диагностирования. Конечный результат также во многом зависит от эффективности аналитического этапа – работ по интерпретации данных ВТД (рассмотрено выше), оценке опасности выявленных дефектов, определения методов и сроков их ремонта. В настоящее время в системе «Газпром» опасность дефектов, обнаруженных при ВТД, определяется путем расчетов на статическую прочность на основе критерия, аналогичного принятому в нормах ANSI/ASME-B31G [2], – для каждого дефекта определяется допустимое давление перекачки. Далее на основе методики [3] проводится прогнозирование технического состояния участка магистрального газопровода путем определения показателей надежности, ожидаемой частоты аварий и оценки показателей риска. Такой подход не дает прямого ответа на вопрос, когда нужно ремонтировать трубу с дефектом.

Для решения этой задачи необходима разработка методологии расчета долговечности труб МГ в зонах дефектов по данным ВТД. Это позволит для каждого дефекта и дефектной секции определять предельный срок эксплуатации и срок ремонта. При этом разработать достоверные, научно обоснованные методики расчета долговечности можно только на основе обобщения результатов широкомасштабных циклических испытаний натурных труб газопроводов с реальными дефектами. Для проведения таких экспериментальных исследований в системе «Газпром» необходимо создать гидравлический стенд для испытаний натурных труб на долговечность и прочность при совместном нагружении внутренним давлением и изгибом (рис. 6).

Создание гидравлического стенда и проведение на нем (в составе программ

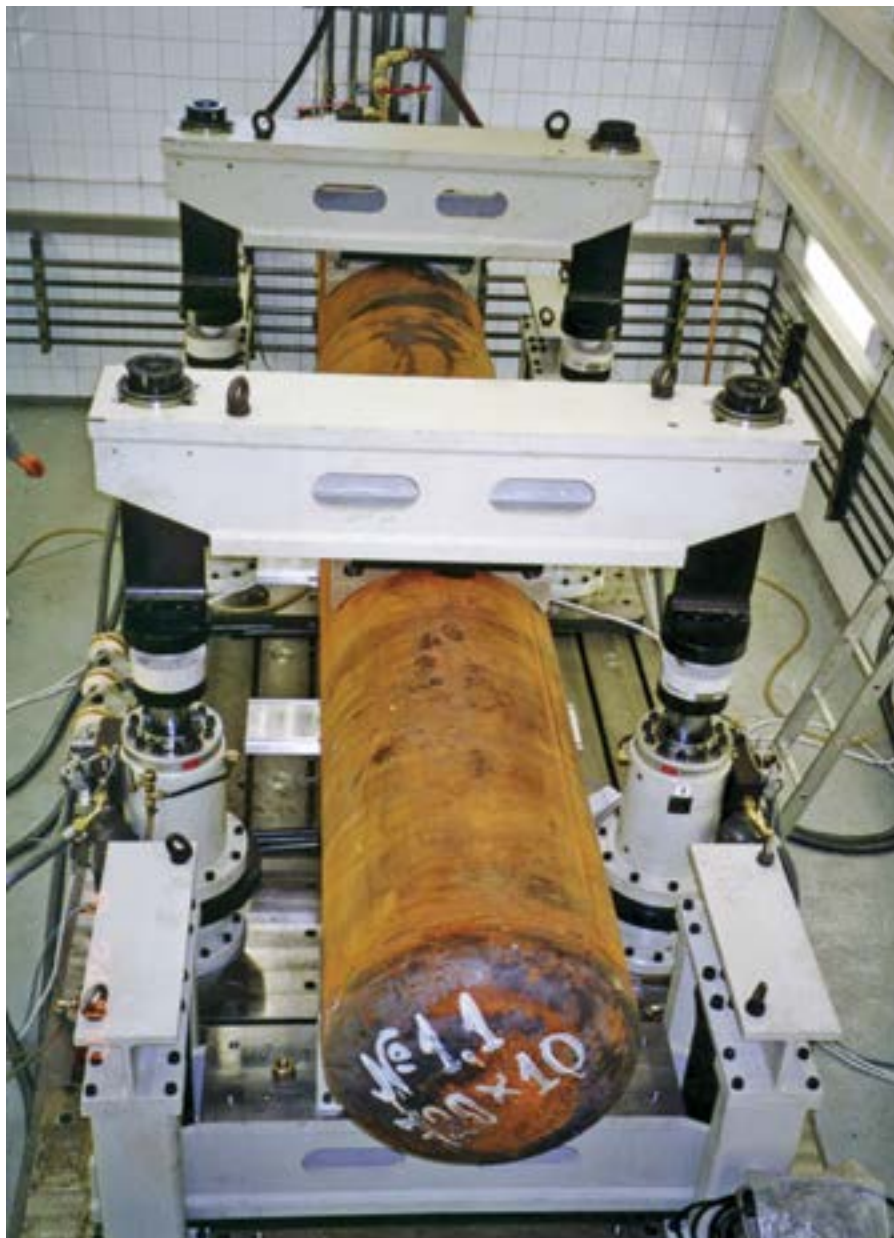


Рис. 6. Гидравлический стенд ОАО «АК «Транснефть» для испытаний натурных труб на долговечность и прочность при совместном нагружении внутренним давлением и изгибом  
Fig. 6. Hydraulic bench of AK Transneft JSC for testing full-sized pipes for longevity and strength under joint loading by internal pressure and bending

НИОКР) экспериментальных исследований натурных труб МГ с дефектами, в т.ч. отремонтированных различными ремонтными конструкциями, позволит решить ряд важнейших для ОАО «Газпром» задач, которые без такого стенда не могли быть решены ранее либо были решены частично:

- разработать методологию расчета долговечности труб газопроводов в зонах дефектов по данным диагностики;

- определить долговечность длительно эксплуатируемых МГ, изготовленных из разных марок сталей различных заводов-изготовителей и в т.ч. газопроводов, проложенных в сложных геологических условиях;
- провести экспериментальные исследования проблемы КРН на МГ, определить фактическую долговечность труб с дефектами КРН, ранжировать их по степени опасности и приоритетности вывода в ремонт;

• определить долговечность и прочность ремонтных конструкций, соединительных деталей, элементов обвязки компрессорных станций и др.

Системное проведение прочностных исследований на созданном гидравлическом стенде и разработка на их основе новых (или совершенствование действующих) нормативных документов по оценке технического состояния и ремонту газопроводов позволят повысить качество разработки и эффективность реализации программ капитального ремонта МГ и в целом надежность и безопасность газопроводов с оптимизацией затрат на ремонт и диагностику.

## ПРЕДЛОЖЕНИЯ

С учетом вышеизложенного предлагаются следующие направления научно-экспериментальных работ по повышению эффективности внутритрубной диагностики линейной части магистральных газопроводов для совершенствования системы планирования капитального ремонта:

1. Повышение достоверности результатов ВТД магнитными дефектоскопами (TFI, MFL) по обнаружению дефектов и определению их размеров:

- переход от ручной технологии обработки данных ВТД к автоматизированной с применением программ распознавания дефектов и определения их размеров на основе систем искусственного интеллекта;

- проведение исследований по обоснованию минимальной пороговой глубины дефектов КРН, обнаруживаемых дефектоскопами TFI с определением минимальной глубины дефектов, включаемых в технический отчет;

- разработка и утверждение в статусе СТО Газпром методик обработки данных ВТД и типовой формы технического отчета, устанавливающих единые для разных диагностических организаций требования к обработке и выдаче результатов ВТД;

- разработка и реализация программ совершенствования методик интерпретации дефектов МГ на основе инфор-

мации обратной связи: по результатам исследований на полигонах, измерений параметров реальных дефектов при дополнительном дефектоскопическом контроле (ДДК) – в шурфах и отбраковке труб при капитальном ремонте.

2. Создание в системе «Газпром» гидравлического стенда для испытаний натуральных труб МГ на долговечность и прочность при нагружении внутренним давлением и изгибом.

3. Проведение широкомасштабных исследований фактической долговечности натуральных труб МГ с реальными и искусственными дефектами разных типов и размеров. Обобщение результатов натурных испытаний, разработка и внедрение методологии расчета долговечности МГ в зонах дефектов по данным ВТД.

4. Реализация новой, уточненной системы планирования капитального ремонта МГ (выбор участков, определение методов и сроков проведения ремонта) на основе расчетной долговечности каждой дефектной трубной секции линейной части.

## Литература:

1. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов. – М.: ОАО «Газпром», 2013.
2. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, ANSI/ASME V31G. The American Society of Mechanical Engineers, 1984.
3. Р Газпром 2-2.3-691-2013 «Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром». – М.: ОАО «Газпром», 2013.

**Ye.S. Vasin**, Chief Engineer of the Expert and Analytical Center for Optimization of Diagnostics and Repair Operations at the Linear Part of Orgenergogaz JSC Gas Pipelines (Moscow, Russia), Doctor of Engineering, e-mail: e.vasin@oeg.gazprom.ru;

**I.I. Veliyulin**, Director of the Expert and Analytical Center for Optimization of Diagnostics and Repair Operations at the Linear Part of Orgenergogaz JSC Gas Pipelines (Moscow, Russia), Doctor of Engineering, e-mail: i.i.veliyulin@oeg.gazprom.ru

## Development of the diagnostics analytical stage to enhance efficiency of smart pigging at main gas pipelines

*According to the analysis of possibility to identify defects at main gas pipelines using in-line magnetic fault detectors of TFI and MFL type, the article describes the areas of work on smart pigging efficiency enhancement: switching from manual data processing technology to an automated one on the basis of solving the problems associated with defects recognition by the artificial intelligence system, experimental substantiation of the datasheet threshold for stress corrosion cracking identification, development of methods for gas pipelines durability calculation according to smart pigging data based on generalizing the results of defective in-situ pipe tests performed on a created hydraulic bench, etc. Performance of the work package in these areas will allow enhancement of MGP overhaul programs development quality and implementation efficiency, as well as reliability and safety of gas pipelines in general with optimization of repair and diagnostics cost.*

**Keywords:** smart pigging, stress corrosion cracking, defect identification threshold, data processing automation, defects identification, overhaul, durability, in-situ pipes testing.

## References:

1. *Instruktsiya po otsenke defektov trub i soedinitel'nykh detaley pri remonte i diagnostirovaniy magistral'nykh gazoprovodov* [Instruction for assessment of pipelines and fittings defects upon repair and diagnostics of the main gas pipelines]. Moscow, Gazprom JSC, 2013.
2. *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*, ANSI/ASME V31G. The American Society of Mechanical Engineers, 1984.
3. *R Gazprom 2-2.3-691-2013 «Metodika formirovaniya programm tekhnicheskogo diagnostirovaniya i remonta ob'ektov lineynoi chasti magistral'nykh gazoprovodov* ОАО «Газпром» [R Gazprom 2-2.3-691-2013 Methods for programming technical diagnostics and repair of the linear part of main gas pipelines of unified gas supply system of Gazprom JSC]. Moscow, Gazprom JSC, 2013.