

УДК 622.691.4

# Методы повышения эффективности внутритрубной диагностики магистральных газопроводов для совершенствования системы планирования капитального ремонта

Е. С. Васин, И. И. Велиюлин (ОАО «Оргэнергогаз», РФ, Москва)

E-mail: e.vasin@oeg.gazprom.ru

**В статье представлены результаты анализа выявляемости дефектов на магистральных газопроводах (МГ) внутритрубными магнитными дефектоскопами типа TFI и MFL. Предложены направления научно-экспериментальных работ по повышению эффективности внутритрубной диагностики (ВТД). Комплексное выполнение работ по этим направлениям позволит повысить качество разработки, эффективность реализации программ капитального ремонта (КР) 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, капитальный ремонт, распознавание дефектов, долговечность, испытания натурных труб.

Опыт эксплуатации МГ и газопроводов компрессорных станций (КС) показывает, что их надежность во многом определяется наличием в металле труб стресс-коррозионных дефектов (дефектов коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), рис. 1). Необнаружение, неправильное измерение и недооценка опасности таких дефектов могут приводить к ошибкам в определении места, сроков и методов проведения ремонта и, как следствие, к авариям.

В ОАО «Оргэнергогаз» проведен статистический анализ состава дефектов на ЛЧМГ, обнаруженных при ВТД. По состоянию информационной системы технического состояния ИСТС «Инфотех» на 2014 г. подавляющее большинство дефектов ЛЧ (71,3 %) – это коррозионные дефекты, 13,0 % – дефекты сварных швов,



Рис. 1. Трещины КРН на ЛЧМГ

15,4 % – прочие дефекты (в основном вмятины). При этом вызывает удивление тот факт, что дефекты КРН составляют всего 0,3 % от общего числа дефектов ЛЧ (рис. 2).

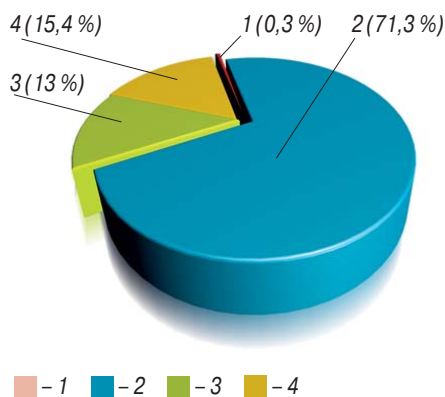
Между тем, по информации той же ИСТС «Инфотех», плотность трещин КРН (т.е. удельное количество на 1 км), обнаруженных на шлейфах КС при диагностическом сопровождении КР, в среднем в 40–50 раз превышает плотность трещин КРН на ЛЧ в тех же регионах, по данным ВТД. С точки

зрения физики стресс-коррозионных процессов, в металле труб такая диспропорция необъяснима.

Проведенный анализ показал, что одной из основных причин данного несоответствия 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, в основном по результатам ВТД, составляются программы КР. При проведении КР с заменой изоляции в ряде случаев при отбраковке выявляются более мелкие дефекты КРН, а согласно Инструкции ОАО «Газпром»<sup>\*</sup> 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 число труб для замены дефектных участков МГ оказывается недостаточным.

Для исследования данной проблемы был выполнен сравнительный анализ данных ВТД, проведенный ЗАО «Спецнефтегаз» магнитными дефектоскопами с поперечным намагничиванием типа TFI для 6 участков МГ (Ямбург – Елец-1, Ямбург – Елец-2, Уренгой – Центр-1, Уренгой – Центр-2, Уренгой – Петровск, Ямбург – Западная граница), и результатов обследований при отбраковке труб во время КР с заменой изоляции в 2012–2014 гг. При ВТД был выявлен 61 дефект, классифицированный как «трещина» и «возможно трещина»,

\* Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов. – М.: ОАО «Газпром», 2013 г.



**Рис. 2. Распределение по типам дефектов, зарегистрированных при ВТД на ЛЧМГ (по данным ИСТС «Инфотех»):**

1 – дефекты КРН; 2 – коррозия; 3 – дефекты сварных швов; 4 – прочие

при отбраковке – 3450 дефектов КРН, т. е. сходимость результатов ВТД и дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК) составила 1,77 %.

Согласно Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании МГ такое несоответствие исходного по данным ВТД числа дефектов КРН и многократно большего при отбраковке привели к необходимости в несколько раз увеличить фактический объем замены труб в 2013–2014 гг. на 8 участках по сравнению с первоначальными планами.

Аналогичные результаты были получены для дефектов КРН, обнаруженных в шурфах в 2013 г. на тех же МГ. Всего при ДДК выявлен 7491 дефект, из них (таблица): отсутствовали в отчетах ранее проведенной ВТД – 5554, неверно идентифицированы при ВТД – 1603, выявлены при ВТД – 334. Таким образом, сходимость результатов ВТД и ДДК составила 4,46 %.

Для исследования влияния фактора глубины дефектов КРН на их выявляемость был проведен анализ для выборки из 2698 дефектов КРН, обнаруженных в шурфах, которые отсутствовали в отчетах по ВТД, проведенной в 2012 г. Распределение этих дефектов по глубине (рис. 3) показало, что 94,6 % из них – это дефекты глубиной менее 15 %, что ниже порога обнаружения дефектов КРН дефектоскопами ТФИ. Однако 146 дефектов (5,4 %) имели глубину более 15 % от толщины стенки и также не были зарегистрированы при ВТД (в том числе 67 опасных дефектов глубже 20 %). Причины

данной несходимости могут быть более глубокими, чем «невключение обнаруженного дефекта в отчет».

Кроме указанной причины можно выделить еще четыре.

1. Отсутствие автоматизации технологии обработки данных ВТД: интерпретаторы в ручном режиме на магнитограммах MFL, TFI обнаруживают дефекты, классифицируют их по типам и определяют размеры.

2. Отсутствие единых для разных диагностических организаций требований к обработке и выдаче результатов ВТД. Отсутствие нормативных документов, имеющих статус СТО Газпром:

- методика обработки данных ВТД;
- типовая форма технического отчета, регламентирующего минимальные параметры дефектов, включаемых в отчет.

3. Отсутствие программ совершенствования методик интерпретации дефектов МГ по результатам исследований на полигонах, измерений параметров реальных дефектов в шурфах и отбраковке труб при КР.

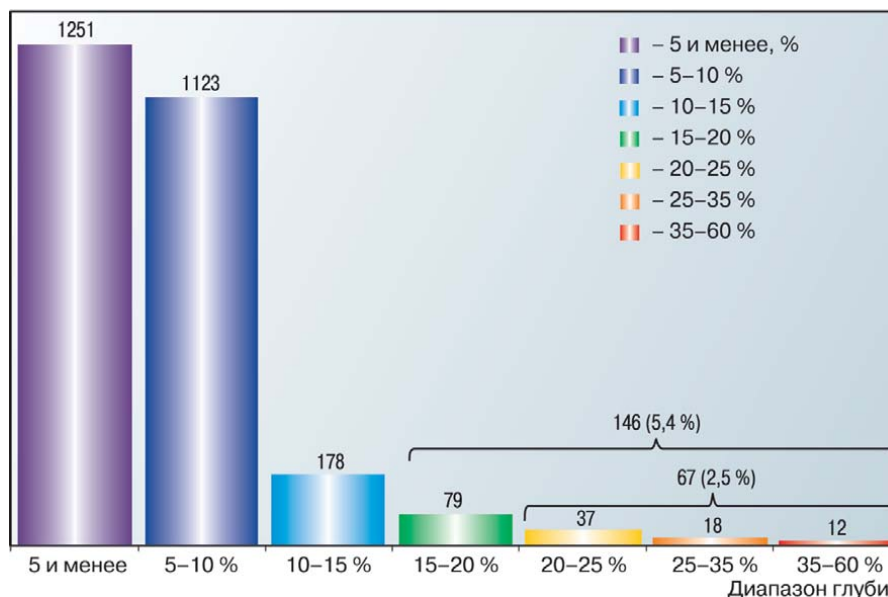
4. Не решена до конца проблема снижения скорости дефектоскопов в газопроводе до уровня не более 2,5 м/с и исключения «рывков» при движении.

Необходимо отметить, что экспериментально-статистическое обоснование минимального паспортного порога обнаружения дефектов КРН магнитными дефектоскопами ТФИ отсутствует. В 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 ТФИ производства ОАО «Оргэнергогаз», установлено, что они способны выявлять трещины КРН с глубиной, значительно меньшей 15%-й планки (5–10 %), в том числе в более сложных условиях – в сочетании с коррозионными повреждениями, т. е. могут выявлять комбинированные дефекты «КРН + коррозия» (рис. 4).

Другой вопрос, что уверенное (с вероятностью не ниже 80 %) обнаружение и измерение магнитными методами стресс-

**Дефекты КРН, выявленные в 2013 г. в шурфах**

Год ВТД	Число дефектов, отсутствовавших в отчетах ВТД	Число дефектов, неверно идентифицированных при ВТД	Выявлено при ВТД
2010	928	281	6
2011	1792	11	26
2012	2698	1245	277
2013	136	66	25
<b>Итого</b>	<b>5554 (74,14 %)</b>	<b>1603 (21,40 %)</b>	<b>334 (4,46 %)</b>



**Рис. 3. Распределение по глубине дефектов КРН, отсутствующих в отчетах по ВТД**

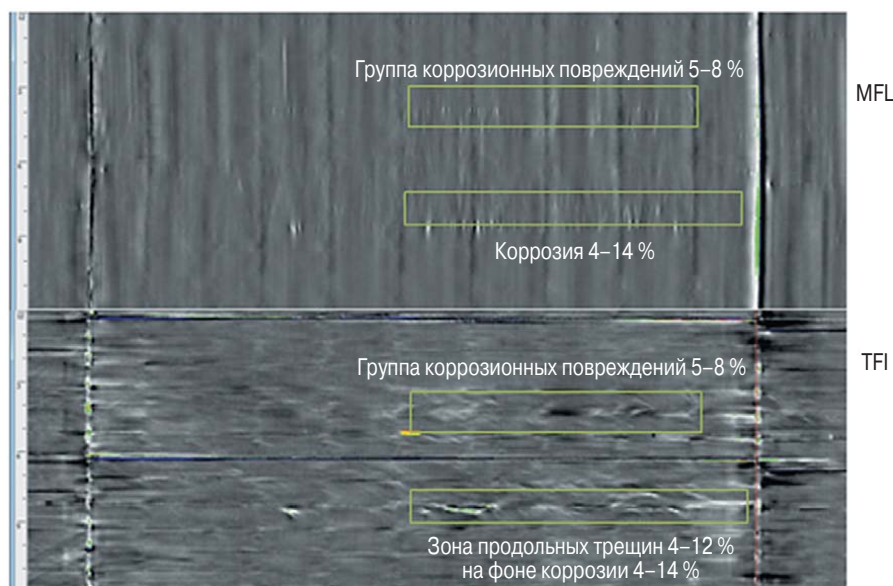


Рис. 4. Совмещенные магнитограммы MFL и TFI дефектоскопов ОАО «Оргэнергогаз» для секции трубы. Пример обнаружения трещин КРН глубиной 4–12 % на участке с коррозией

коррозии глубиной менее 15 % от толщины стенки представляет серьезную проблему и требует проведения комплекса НИР: исследований на полигонах, совершенствования измерительных систем дефектоскопов (в том числе для толстостенных труб толщиной 36–40 мм) и методик интерпретации, разработки технологий автоматического распознавания дефектов. На сегодняшний день на практике достоверно определить глубину трещины в газопроводах за-

стную удается лишь после ее вышлифовки с последующим измерением уменьшения толщины стенки.

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

Перспективным современным направлением повышения эффективности ВТД является автоматизация обработки данных внутритрубных снарядов на основе решения задач распознавания дефектов системой искусственного интеллекта. Такая автоматизированная технология обработки применяется в системе «Транснефть» для интерпретации результатов ВТД магистральных нефтепроводов всеми типами дефектоскопов (ультразвуковые, магнитные, комбинированные).

При анализе магнитных данных (MFL и TFI) программный комплекс автоматически выполняет три этапа обработки данных ВТД (рис. 5): составляет раскладку труб, обнаруживает дефекты, определяет параметры дефектов.

**Первый этап.** Ручное составление раскладки труб представляет трудоемкий процесс с возможными ошибками, которые трудно обнаружить, но они могут нарушить всю последующую технологию обработки данных ВТД. В отличие от этого при автоматизированной технологии программа определяет тип каждой трубы (прямошовная, двухшовная, спиралешовная, бесшовная), вычисляет ее толщину и длину, обнаруживает все сварные швы, границы муфт и кожухов, в том числе на бесшовных трубах и трубах с коррозией. При этом многократно ускоряется процесс обработки диагностической информации и исключаются ошибки.

**Второй этап** автоматизированной обработки – это обнаружение дефектов с помощью программы, основанной на алгоритмах искусственного интеллекта распознавания дефектов. Программа выявляет все дефекты трубопровода, т. е. автоматически ставит рамку на каждый дефект, зарегистрированный магнитной измерительной системой дефектоскопа: трещины, коррозию, риски, дефекты сварных швов, металлургические дефекты (плены, закаты), дефекты геометрии труб (вмятины, гофры). А также автоматически обнаруживает пригрузки, тройники, заплаты, стальные муфты и другие конструктивные элементы трубопровода.

При этом обеспечиваются два принципиальных преимущества по сравнению с ручной технологией:

- повышение качества обработки: исключаются пропуски дефектов из-за ошибок

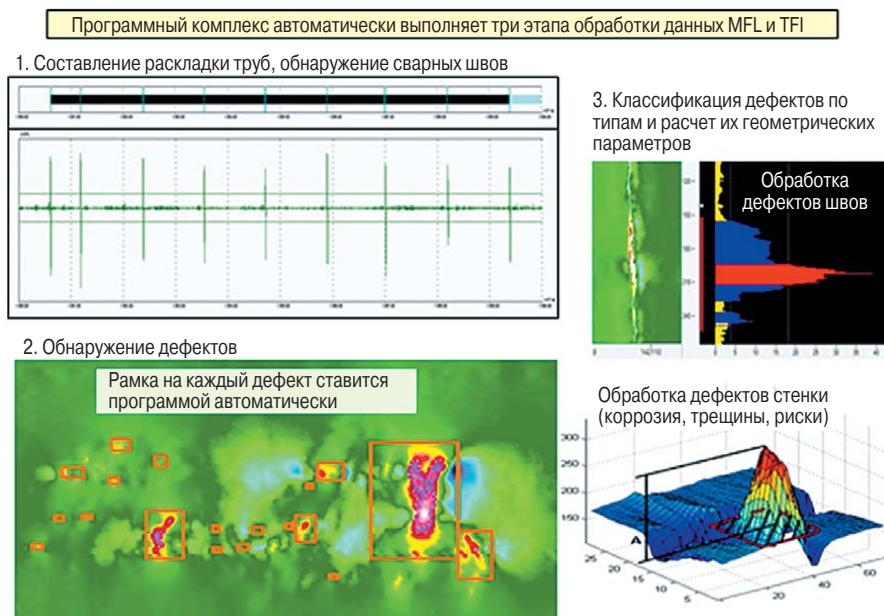


Рис. 5. Автоматизированная обработка данных ВТД на основе решения задач распознавания дефектов системой искусственного интеллекта

интерпретатора: программа находит дефекты, но при этом не реагирует на ложные сигналы;

- ускорение процесса обработки: интерпретатор не фиксирует вручную каждый дефект, а просматривает результаты программного расчета и лишь в отдельных случаях вносит коррективы.

**Третий этап.** 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: для трещин – глубиной более 15 % от толщины стенки, для коррозии – глубиной более 10 %.

Полная автоматизация обработки данных внутритрубного диагностического комплекса «магнитные дефектоскопы MFL, TFI + профилемер» позволит не менее чем в 2 раза увеличить производительность работы интерпретаторов, обеспечить выпуск в сжатые сроки экспресс-отчетов с опасными дефектами на обследованном участке МГ и повысить качество результатов ВТД – достоверность данных о наличии дефектов и их размерах.

ВТД – 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, определению методов и сроков их ремонта. Этот блок направлений работ на схеме (рис. 6) выделен желтым фоном.

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<sup>\*\*</sup>: для каждого дефекта определяется допустимое давление перекачки. Далее проводится оценка надежности газопровода

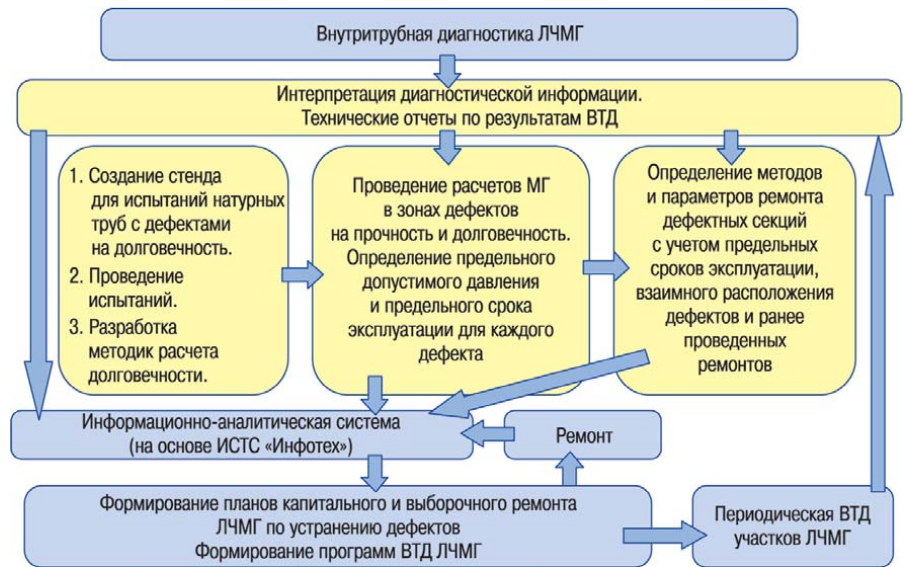


Рис. 6. Повышение эффективности ВТД за счет аналитического этапа диагностирования

с использованием вероятностных методов. Такой методический подход не дает прямого ответа на вопрос, когда нужно ремонтировать трубу с дефектом.

Для решения этой задачи необходима разработка методологии расчета долговечности труб газопроводов в зонах дефектов по данным ВТД. Это позволит для каждого дефекта и дефектной секции определять предельный срок эксплуатации, т.е. срок ремонта. В свою очередь, разработать достоверные, научно обоснованные методики расчета долговечности можно только на основе циклических испытаний натуральных труб с реальными дефектами.

Для проведения таких экспериментальных исследований необходимо создание гидравлического стенда для испытаний натуральных труб газопроводов на долговечность и прочность при совместном нагружении внутренним давлением и изгибом.

Создание гидравлического стенда и проведение на нем экспериментальных исследований натуральных труб МГ с дефектами, в том числе 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):

- разработка методологии расчета долговечности труб газопроводов в зонах дефектов по данным диагностики;

- определение долговечности длительно эксплуатируемых МГ, изготовленных из разных марок сталей различных заводов-изготовителей, и в том числе газопроводов, проложенных в сложных геологических условиях;

- экспериментальные исследования проблемы КРН на МГ, определение фактической долговечности труб с дефектами КРН, ранжирование их по степени опасности и приоритетности вывода в ремонт;

- определение долговечности и прочности ремонтных конструкций, соединительных деталей, элементов обвязки КС 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 позволит повысить качество разработки и эффективность реализации программ КР МГ и в целом надежность и безопасность системы газопроводов с оптимизацией затрат на ремонт и диагностику.

При положительном решении вопроса гидравлический стенд для испытаний натуральных труб на долговечность вполне реально создать в течение трех лет.

С учетом вышеизложенного предлагаются следующие направления научно-экспериментальных работ по повышению

<sup>\*\*</sup> Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, ANSI/ASME B31G –1984. – The American Society of Mechanical Engineers.

эффективности ВТД ЛЧМГ для совершенствования системы планирования КР.

1. Повышение достоверности результатов ВТД магнитными дефектоскопами (MFL, TFI) 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 научно-исследовательских работ по обоснованию минимальной (пороговой) глубины дефектов КРН, обнаруживаемых дефектоскопами TFI с определением минимальной глубины дефектов, включаемых в технический отчет;

● разработка и утверждение в качестве 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 информации «обратной связи»: по результатам исследований на полигонах, измерений параметров реальных дефектов при ДДК – в шурфах и при отбраковке труб при КР.

2. Создание в системе Газпром 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 натуральных испытаний, разработка и внедрение методологии расчета долговечности МГ в зонах дефектов по данным ВТД.

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

## Inspection pigging efficiency improvements will benefit gas pipeline overhauls planning

Vasin E.S., Veliyulin I.I. (OAO Orgenergogaz, RF, Moscow)

E-mail: e.vasin@oeg.gazprom.ru

This paper summarises gas pipeline flaw detectability analysis assuming TFI and MFL magnetic flaw detectors are used. In addition, the authors propose future R&D and experimental research areas aiming to gain progressive improvements with internal pipeline diagnostics. A packaged approach to activities in these areas is expected to help improve quality and performance of major gas pipeline

overhaul programmes as well as gasline operating reliability and security while optimising repair and diagnostics costs. Additional details across all R&D steps are provided by the authors here.

**Keywords:** inspection, pigging, gas pipelines, diagnostics, stress-corrosion cracking, flaw location, threshold, overhauls, flaw recognition, duration, field tests.



## Новости отрасли

### Томскнефть повышает надежность работы трубопроводов

ОАО «Томскнефть» ВНК приступает к использованию беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для контроля трасс трубопроводов и объектов нефтегазодобычи. Испытания «беспилотников» отечественной разработки начались на Советском и Вахском месторождениях, расположенных в Стрежевском регионе.

Учитывая размер территории, на которой работает компания, применение БПЛА позволит решить целый ряд задач: улучшить качество мониторинга состояния нефтепроводов, повысить надежность их эксплуатации, обеспечить обнаружение посторонних лиц в охранной зоне.

Для выполнения этих функций БПЛА оборудованы специализированной аппаратурой для фото- и видеосъемки. Кроме видеонаблюдения при патрулировании будет использоваться тепловизионный канал. За один час «беспилотник» способен облететь территорию в 30 км<sup>2</sup>. Продолжительность полета – в среднем 2,5 ч, крейсерская скорость – около 70 км/ч. Аппарат приспособлен для эксплуатации в Сибири и может использоваться при морозе в 30 °С и в жару 40 °С.

Получаемые данные будут транслироваться с БПЛА в режиме реального времени, а также записываться на карту памяти. Оператор может вручную изменять траекторию движения «беспилотника», вернуть его в нужную точку и сфотографировать объект вновь.

По итогам опытно-промышленных испытаний специалисты «Томскнефти» примут решение о дальнейшей эксплуатации этих машин. БПЛА уже активно используются в одном из крупнейших добычных предприятий ОАО «Газпром нефть» – ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

По информации ОАО «Газпром нефть»