

Система обнаружения и локализации дефектов (размышления на тему)

Барабашов В.В., Мониц В.В., Кулаков М.И.

АО «Томскнефть» ВНК, Томск, Россия

kulakovmi@tomskneft.ru

Аннотация

Организация рассматривает вопрос о приобретении системы обнаружения и локализации утечек (СОУ). Она требует тестирования и настройки, которую надо осуществить на участке трубопровода при наличии течи, то есть надо найти наиболее аварийно опасные дефекты на трубе. С этой целью осуществлена диагностика трубопроводов методом акустической томографии. На основании полученных данных в конкретных местах осуществлена шурфовка и экспертиза технического состояния трубопровода. Используя оценку остаточного рабочего ресурса трубы в месте дефекта, намечены участки для тестирования СОУ и проведения профилактических ремонтных работ.

Материалы и методы

Метод диагностики — акустическая томография.

Ключевые слова

трубопровод, течь, диагностика, аварийно опасный дефект

Для цитирования

Барабашов В.В., Мониц В.В., Кулаков М.И. Система обнаружения и локализации дефектов (размышления на тему) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 94–96. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-94-96

Поступила в редакцию: 15.11.2022

PIPELINE

UDC 620.1 | Original Paper

Defect search and localization system (thoughts on the subject)

Barabashov V.V., Monich V.V., Kulakov M.I.

“Tomskneft” VNK JSC, Tomsk, Russia

kulakovmi@tomskneft.ru

Abstract

The organization is considering the purchase of the leak search and localization system (LSS). It requests testing and installing that should be performed on a pipeline section with detected leak, i. e. it is needed to find accidentally dangerous pipe defects. For this purpose the diagnostics via the Acoustic Tomography method was carried out. Based on the received data selective prospecting and expertise of pipeline technical condition was conducted. Using the evaluation of pipeline remaining working life at the defect position several sections were chosen for LSS testing and conducting preventive maintenance work.

Materials and methods

The acoustic tomography method.

Keywords

pipeline, leak, diagnostics, accidentally dangerous defect

For citation

Barabashov V.V., Monich V.V., Kulakov M.I. Defect search and localization system (thoughts on the subject). Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 94–96. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-94-96

Received: 15.11.2022

Своевременное обнаружение и локализация утечек транспортируемого по нефтепроводу продукта является одной из важнейших задач для организации эксплуатации трубопроводов. Образование течи приводит к загрязнению окружающей среды и к значительному экономическому ущербу предприятия в виде:

- остановки добывающего фонда;
- выплаты штрафов за загрязнение окружающей среды;
- траты на аварийно-восстановительные ремонтные работы.

В настоящее время для своевременного (на ранней стадии образования) обнаружения течей на нефтепроводах разработаны системы обнаружения и локализации утечек (СОУ) [1]. Обнаружение факта утечки и определение ее местоположения осуществляются параметрическими методами на основе данных, измеряемых контролируруемыми пунктами телемеханики.

Организация АО «Томскнефть» ВНК, рассматривая возможность приобретения и использования СОУ, обратила внимание на следующее требование к указанным

системам [2]: «Ввод в эксплуатацию СОУ, смонтированной на МН (магистральный нефтепровод), допускается только при условии положительных результатов опытной эксплуатации и комплексного опробования СОУ». То есть первоначально приобретается, монтируется и используется «тестовый» комплект оборудования СОУ. Критерием эффективности его работы является факт срабатывания, когда на трубопроводе образовалась течь. Для этого его надо разместить на тех участках, где есть наиболее аварийно опасные дефекты. Поэтому мы и решили

в первую очередь найти эти дефекты на нефтепроводах, осуществив их диагностику.

При рассмотрении различных методов диагностики трубопроводов большое внимание привлекли результаты сравнения данных, полученных при внутритрубной диагностике и методом акустической томографии (АТ-метод) [3–5]:

- возможность осуществления диагностики на трубопроводах, находящихся в режиме эксплуатации;
- мобильность применения (условий ограничения применения нет, требований по предварительной подготовке трубопровода нет)
- относительно невысокая стоимость оборудования.

Был приобретен комплект прибора Каскад-3. Мы начали диагностировать участки нефтепроводов, находящиеся в эксплуатации более 10 лет при наличии факторов интенсификации коррозии (например, болото).

Порядок работы следующий. Намеченный для диагностики участок нефтепровода разбивали на единичные интервалы длиной около 200–300 м и осуществляли шурфовку для обеспечения доступа к трубе. В шурфах на концах единичного интервала на трубу устанавливались вибродатчики, входящие в комплект прибора Каскад-3. Осуществлялась запись шума тока нефти по трубе. Полученные записи обрабатывались на ПК с помощью программы АТ-Каскад.

Ниже приведены примеры полученных данных на одном из участков нефтепровода ДУ 159. Фактор интенсификации коррозии – болото. Участок разбили на два единичных интервала.

Интервал № 1. Длина 190 м.

Результаты диагностики АТ-методом представлены на графике (рис. 1), где по оси «Х» расстояние от датчика «А», по оси «У» — уровень аварийной опасности в условных единицах. Критические дефекты выделены красным цветом.

На данном интервале обнаружено три дефектных отрезка: отметки 90–100 м, 145–155 м, 170–180 м.

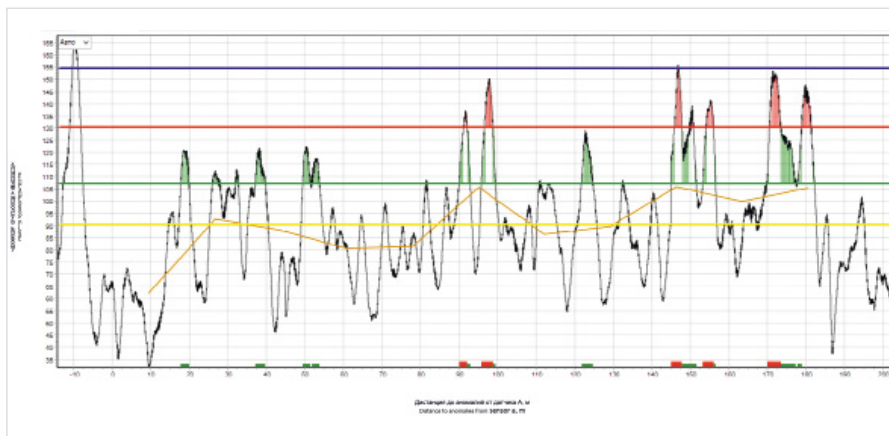


Рис. 1. Результаты диагностики интервала № 1

Fig. 1. Interval № 1 diagnostics results

Исходя из возможности подъезда экскаваторной техники, на отметке 170 м был осуществлен шурф для проведения работ по экспертизе технического состояния трубы.

В ходе визуального осмотра на указанной отметке были обнаружены: коррозионные повреждения с отслоением, язвенная коррозия (фото 1).

Минимальная замеренная толщина стенки трубы составила 5,8 мм.

Вывод на основании экспертизы: обнаруженные дефекты допускают дальнейшую эксплуатацию трубопровода около пяти лет.

Интервал № 2. Длина 278 м.

Результаты диагностики АТ-методом представлены на графике (рис. 2).

На данном интервале обнаружено два дефектных отрезка: отметки 210 и 230 м.

На интервале 210–235 м было осуществлено вскрытие трубопровода для проведения работ по экспертизе технического состояния трубы. В ходе визуального осмотра были обнаружены: коррозионные повреждения с отслоением, язвенная коррозия (фото 2).

Максимальное утончение стенки трубы было обнаружено на отметке 231 м —

остаточная толщина 4,2 мм. Есть основания полагать, что остаточный ресурс трубы в этом месте на уровне трех лет.

Таким образом, представленный участок нефтепровода ДУ159 общей длиной 468 м пригоден для тестирования системы СОУ.

За минувший период было продиагностировано 9 370 п. м трубопровода. Обнаружено 152 критические anomalies. На основании данных АТ-метода об аварийной опасности выявленных дефектов на 9 участках проведены шурфовка и экспертиза технического состояния трубопровода. На шести интервалах обнаружены аварийно опасные дефекты с остаточным рабочим ресурсом около трех лет. На одном интервале значительного утончения стенки трубы не обнаружено.

Таким образом, задача по определению участков для тестового использования системы СОУ решена.

При этом диагностика АТ-методом позволяет существенно сократить время на поиск дефектов, негативно влияющих на состояние трубопровода, что в свою очередь позволяет проводить точечный ремонт, получая при этом энергетический и экономический эффект.



Фото 1. Визуальный осмотр на Интервале № 1
Photo 1. Interval № 1 visual inspection

Дополнительно. Прибор Каскад-3 является также и корреляционным течеискателем. Мы его опробовали на одном участке. Точность определения местоположения течи по факту «ноль», то есть программа выдала одинаковую дистанцию течи с ее фактическим местоположением.

Итоги

Основной целью представленных работ было определение аварийно опасных дефектных участков для перспективного тестирования СОУ. Использование метода диагностики трубопроводов «акустическая томография» позволило решить эту задачу — аварийно опасные дефекты обнаружены.

Выводы

По результатам диагностики осуществлены шурфовки и замеры толщины стенки трубы — достоверность АТ-метода на уровне 90 %. По ряду выявленных дефектных интервалов рассматривается вопрос о проведении локальных профилактических ремонтных работ с целью предотвращения образования течей.

Литература

1. Контроль целостности трубопровода. Системы обнаружения и локализации утечек (СОУ). URL: <https://www.atgs.ru/products/kontrol-czelostnosti-truboprovoda-sistemy-obnaruzheniya-i-lokalizaczii-utechek-sou>
2. Системы обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. ОТТ-13.320.00-КТН-051-12. п 5.6
3. Евсеев С.В., Хайрулин В.Р., Самойлов Е.В. Акустический метод диагностики промышленных нефтепроводов // Инженерная практика. 2015. № 10.
4. Самойлов Е.В., Евсеев С.В., Артеменко С.Ю.

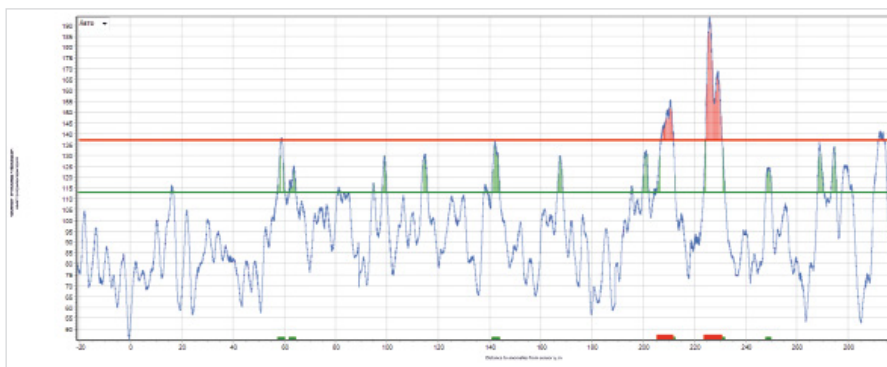


Рис. 2 Результаты диагностики интервала №2
Fig. 2. Interval №2 diagnostics results



Фото 2. Часть дефектов на вскрытом интервале
Photo 2. Some defects on the opened interval

Диагностика нефтепроводов методом Акустическая томография. Практика применения // Инженерная практика. 2016. № 9.

5. Самойлов Е.В. Акустическая томография и внутритрубная диагностика. Сопоставление результатов // Новости теплоснабжения. 2016. № 10.

ENGLISH

Results

The main purpose of the conducted research was to detect accidentally dangerous pipe defects for perspective LSS testing. The Acoustic Tomography Method for pipeline diagnostics coped with the task - the accidentally dangerous pipe defects were found.

References

1. Pipeline integrity monitoring. Leak detection and localization systems (LSS); URL: <https://www.atgs.ru/products/kontrol-czelostnosti-truboprovoda-sistemy-obnaruzheniya-i-lokalizaczii-utechek-sou> (In Russ).
2. Leak detection systems on main oil

Conclusions

Based on the diagnostics results selective prospecting and pipe wall measurements were carried out. The AT method reliability proved to be around 90 %. Regarding the detected defective intervals it is planned to conduct local preventive maintenance work to avoid leaks.

- pipelines and oil product pipelines. ОТТ-13.320.00-КТН-051-12. 5.6. (In Russ).
3. Evseev S.V., Khairulin V.R., Samoilov E.V. Acoustic method of field oil pipeline diagnostics. Engineering Practice, 2015, № 10. (In Russ).
4. Samoilov E.V., Evseev S.V., Artemenko S.Y. Diagnosis of oil pipelines by acoustic

tomography method. The practice of application. Engineering Practice, 2016, № 9. (In Russ).

5. Samoilov E.V. Acoustic tomography and in-line diagnostics. Comparison of results. Heat Supply News. 2016, № 10. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Барабашов Владимир Викторович, начальник управления эксплуатации трубопроводов, АО «Томскнефть» ВНК, Томск, Россия

Монич Виталий Викторович, заместитель начальника управления, главный инженер управления эксплуатации трубопроводов, АО «Томскнефть» ВНК, Томск, Россия

Кулаков Максим Иванович, начальник лаборатории неразрушающего контроля, АО «Томскнефть» ВНК, Томск, Россия
Для контактов: kulakovmi@tomskneft.ru

Barabashov Vladimir Viktorovich, head of pipeline operation department, “Tomskneft” VNK JSC, Tomsk, Russia

Monich Vitaliy Viktorovich, deputy head of department, chief engineer of pipeline operation department, “Tomskneft” VNK JSC, Tomsk, Russia

Kulakov Maksim Ivanovich, head of nondestructive testing laboratory, “Tomskneft” VNK JSC, Tomsk, Russia
Corresponding author: kulakovmi@tomskneft.ru