

Типовые объекты контроля

- Днища и стенки резервуаров
- Трубопроводы различного назначения
- Теплообменное оборудование
- Котлы, бойлеры
- Сосуды, работающие под давлением



Система TS/PS-2000 для контроля труб с внешней стороны



Система Eagle-2000 для внутритрубного контроля



Контроль труб котлов



Система Falcon 2000 Mark II для контроля днищ резервуаров

Преимущества систем Testex

- Сплошной высокопроизводительный контроль через покрытие и зазор
- Минимальные требования к подготовке поверхности
- Обнаружение плавных утонений, трещин, точечной коррозии и других дефектов как с внутренней, так и с наружной поверхностей объекта
- Контроль объектов любой геометрии как ферромагнитных, так и неферромагнитных
- Автоматическое определение типа и глубины дефекта (после предварительной калибровки)



Pipeline Scanning for Inside Diameter Corrosion Using Low Frequency Electromagnetic Technique

R. L 'Heureux',
S. Ramchandran

Sapphire Technologies Inc. has worked with numerous production facilities and pipe line companies that experience internal corrosion in various piping systems such as process piping, produced water, transmission lines and oil production lines. In this article we will discuss specific areas of a produced water disposal line describing what problems the line was experiencing and what solutions were implemented. We will discuss the NDT methods used to locate and identify these flaws.

ВЫЯВЛЕНИЕ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НИЗКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО МЕТОДА

Введение

Станция «Senlac» специализируется на добыче тяжелой нефти с использованием технологии SAGD (гравитационное дренирование при закачке пара). Для безаварийной работы станций SAGD крайне важна надежность технологических трубопроводов. Аварии и вынужденные простои могут стоить компании миллионы долларов потерянного дохода, особенно в период активной работы по добыче нефти. Обследования трубопроводов соответствующими методами НК до и во время плановых остановов могут предотвратить многие из таких вынужденных простоев. Правильный подход к организации работы предполагает изучение опыта эксплуатации трубопроводов и определение наиболее характерных мест возникновения дефектов, на которых следует сосредоточить особое внимание при обследова-

ниях. Задача состоит в том, чтобы распознать потенциальные места разрушения трубопровода и заменить данные секции во время планового отключения. Другой ключевой момент состоит в определении причин разрушений в трубопроводе, что позволило бы принять меры для предотвращения повторного возникновения коррозии. Далее будет рассмотрен конкретный случай, в котором был применен метод НК для локализации областей коррозии и потенциальных мест разрушения. Для выполнения данного обследования компания Sapphire Technologies Inc. использовала метод низкочастотного электромагнитного поля (LFET) наряду с проведением ультразвуковой толщинометрии для подтверждения результатов.

Результаты обследования показали, что три из четырех проконтролированных трубопроводов находились в удовлетворительном состоянии, кое-где была обнаружена незначительная коррозия. В четвертом трубопроводе пластовой воды была обнаружена серьезная коррозия, и он нуждался в замене или ремонте во время планового отключения.

Описание метода контроля

Для обследования трубопроводов с внешней стороны компания Sapphire Technologies Inc. применяет системы TesTex, основанные на технологии LFET (метод низкочастотного электромагнитного поля). Этот метод (рис. 2) состоит в наведении электромагнитного поля внутри исследуемого участка трубы, после чего измеряется электромагнитный сигнал. Любые изменения в сигнале регистрируются и сравниваются с сигналами, полу-

ченными при калибровке для определения величины утонения стенки. Данный метод позволяет обнаруживать дефекты, расположенные как с внешней, так и с внутренней стороны объекта контроля, проводить контроль ферромагнитных и цветных металлов. Метод LFET не требует применения контактной жидкости и зачистки поверхности. Контроль может проводиться через зазор или покрытие толщиной до 5 мм, допускается присутствие однородной поверхностной окислы. Данную технологию можно применять для обследования объектов различной геометрической формы, в том числе трубопроводов различных диаметров и гибов. Стандартный LFET сканер для контроля труб имеет 8 каналов и 16 датчиков (рис. 3). Система легкая, имеет модульное исполнение и состоит из сканера, электронного блока, организующего работу системы, и промышленного ноутбука, обеспечивающего сбор, представление, обработку, хранение и тиражирование информации. Результаты выводятся на экран в виде цветного графического трехмерного изображения с высоким разрешением в режиме реального времени.

Обследование трубопровода методом LFET позволяет обнаружить точеч-



Рис. 1. Объект контроля

Леро Риган

Руководитель термального проекта «Senlac» компании Southern Pacific Resource Corp. (Канада).



Рамчандран Сунил

Вице-президент компании TesTex, Inc., Питтсбург (Пенсильвания, США).

ную и сплошную коррозию и эрозию, точно определить участок локализации коррозии и величину утонения в процентах от номинальной толщины стенки трубы (рис. 4). Для уточнения параметров дефектов, обнаруженных при помощи LFET, может использоваться ультразвуковая толщинометрия (УЗТ). В то время как LFET является количественным методом, а использование УЗТ является простым и удобным в применении, сочетание этих двух методов НК позволяет перепроверить полученные результаты и повысить достоверность контроля.

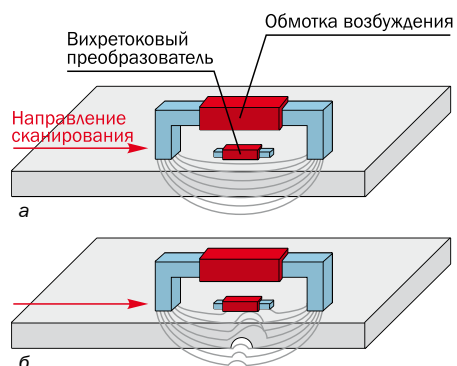


Рис. 2. Принцип работы метода LFET: стальная пластина без дефекта (а) и с дефектом (б); прохода над областью дефекта, преобразователь регистрирует искажение магнитного поля



Рис. 3. Сканеры TesTex для контроля труб

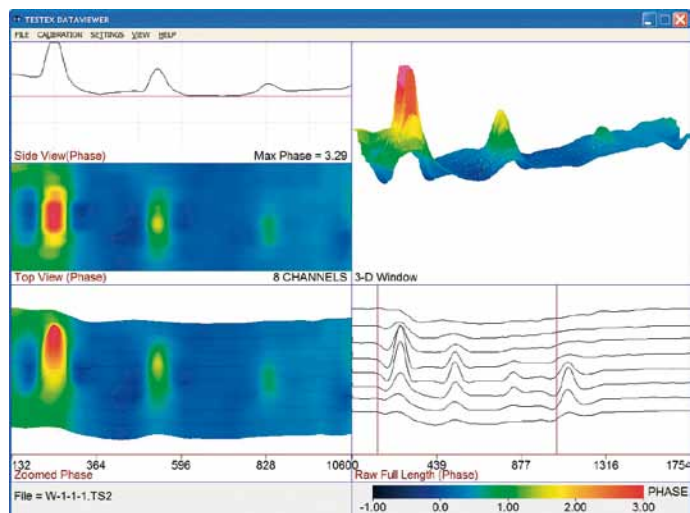


Рис. 4. LFET сигнал от коррозионных язв диаметром 8 мм с утонением стенки 60, 40 и 20 % в трубах из углеродистой стали (внешний диаметр 63,5 мм, толщина стенки 5,16 мм)

Станция SAGD компании «Senlac» находилась в эксплуатации в течение 15 лет и имела первоначальную мощность 6500 баррелей в день. С тремя прямооточными парогенераторами (OTSG) паропроизводительность достигает 9900 баррелей сухого пара в день. На станции используются трубопроводы для перекачки нефти, а также разжижителей и легких фракций. На сегодняшний день с помощью данной установки добыто более 14 млн. баррелей. Предполагается, что всего в резерве остается более 30 млн. баррелей.

29 апреля 2010 г. компания Sapphire Technologies Inc. (ныне входящая в структуру TesTex, Inc.) продемонстрировала специалистам «Senlac» на их объектах систему НК TesTex, основанную на методе LFET. Это оборудование наиболее подходит для сплошного НК трубопроводов, сосудов, работающих под давлением, резервуаров, труб парогенератора OTSG и другого технологического оборудования станции. На этой встрече представители «Senlac» объяснили стоящую перед ними задачу обследования четырех линий наземного трубопровода. Две линии были выведены из эксплуатации, и необходимо было определить, можно ли заново ввести эти трубопроводы в эксплуатацию. Это были трубопроводы для подачи пара и эмульсии. Две другие линии – трубопроводы пластовой воды и для перекачки легких фракций – находились в эксплуатации. В обоих ранее обнаруживалась коррозия, и, поскольку планировалось их дальнейшее использование, специалисты «Senlac» хотели провести оценку их общего состояния и остаточного ресурса.

Согласно данным предыдущих обследований и опыту эксплуатации трубопровод пластовой воды корродировал с южного края, поэтому надо было устано-

вить, насколько далеко распространилась коррозия к северному краю. Общая длина участка составляет приблизительно 400 м. При обслуживании программы контроля было решено, что специалисты «Senlac» удалят изоляцию с нескольких секций трубопроводов. Там, где высота трубопровода находится в пределах 1–2 м, возведение строительных подмостков не потребуется. Для проведения обследования других секций трубопровода, находящихся на высоте приблизительно 5 м, будет использоваться подъемник.

В мае 2010 г. было выполнено обследование всех четырех трубопроводов. В результате проведенного сканирования участков паропровода и трубопровода эмульсии длиной по 4,5 м коррозии выявлено не было. При сканировании трубопровода легких фракций длиной приблизительно 10,6 м были обнаружены небольшие точечные коррозионные язвы (рис. 5). Затем были проконтролированы 36 м трубопровода пластовой воды. В результате по всей длине трубопровода была обнаружена точечная коррозия в основном в нижней части трубы в положении 6 ч. Всего были зафиксированы и измерены 34 наибольшие язвы глубиной от 21 до 57 % от номинальной толщины стенки трубы (оставшаяся толщина стенки составляла 6,08 – 3,3 мм).

Был выполнен расчет минимально допустимых толщин стенки трубы для данного объекта и было установлено, что утонение стенки более чем на 53 % недопустимо. Оценка пригодности для эксплуатации согласно API 579 (Американский нефтяной институт) не выполнялась, так как заказчик предпочел полностью заменить этот участок трубы.

Основные усилия при обследовании были направлены на наиболее вероятную зону коррозии в нижней части трубы в диапазоне 3–9 ч, однако, поскольку

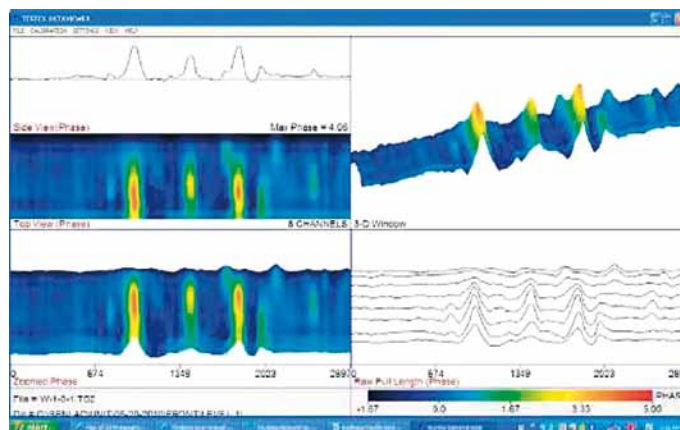


Рис. 5. Изображение LFET сигнала от точечной коррозии глубиной от 30 до 48 % от номинальной толщины стенки трубы (или с оставшейся толщиной от 5,4 до 4,0 мм). Коррозия обнаружена на трубопроводе пластовой воды в положении 3 ч.

ку возможности LFET сканеров позволяли проводить обследование достаточно быстро, было решено сканировать трубу по всей окружности, включая положение 12 ч. Методом LFET было обследовано приблизительно 36 м трубопровода пластовой воды, при этом среди 34 зарегистрированных язв две одиночные язвы глубиной 47% были обнаружены в положении 12 ч (рис. 6).

В сентябре 2010 г. был заключен контракт на обследование других трубопроводов пластовой воды методом LFET. Объем работ по данному проекту включал обследование больших участков трубопровода пластовых вод с целью недопущения возникновения утечек. Тогда же на одном из участков была обнаружена утечка, возникшая в результате сквозной коррозии. На место утечки была наложена временная заплата. Было принято решение провести сплошное обследование трубопровода с использованием метода LFET, при этом глубина язв уточнялась с помощью УЗТ. В результате обследования были обнаружены несколько областей, сильно пораженных коррозией. На рис. 7, 8 приводится изображение LFET сигнала от де-

фектов, обнаруженных в трубопроводе пластовой воды. Номинальная толщина стенки составляла 8,65 мм.

Другие проекты

Кроме работы на станции «Senlac», компания Sapphire Technologies Inc. провела четырехдневное обследование труб другого подразделения компании Southern Pacific, расположенного вблизи города Колд Лейк, Альберта. Заказчик попросил провести обследование методом LFET нескольких трубопроводов, расположенных на территории станции, и на одном трубопроводе за ее пределами. В результате на одном из участков трубопровода была обнаружена незначительная точечная коррозия (рис. 9).

Заключение

Компания «Senlac» за счет использования современных методов НК смогла заново ввести в строй два выведенных из эксплуатации трубопровода (пара и эмульсии) при подготовке установки к предстоящей работе. Были сэкономлены десятки тысяч долларов, поскольку строительство новых трубопроводных си-

стем для подачи пара и эмульсии не потребовалось. Решение «Senlac» обследовать и использовать существующие объекты обеспечило эффективное использование ресурсов и снижение затрат.

На трубопроводе пластовой воды были обнаружены коррозионные язвы глубиной 47% и более не только в нижней, но и в верхней его части в районе 12 и 3 ч, что показало необходимость сплошного сканирования трубопроводов по всей окружности.

В трубопроводе пластовых вод были обнаружены области сильной коррозии с потерянностью толщиной до 57%. Специалисты «Senlac» получили карту коррозии. Затем компания «Senlac» провела замену корродированных участков. Это позволило предотвратить возможные аварийные остановки, сохранить оставшуюся часть трубопровода, снова сэкономив десятки тысяч долларов, что намного превышает затраты на инспекционные услуги и ремонт. Полученные при обследовании результаты специалисты компании «Senlac» использовали для составления графика ремонта и замены трубопроводов.

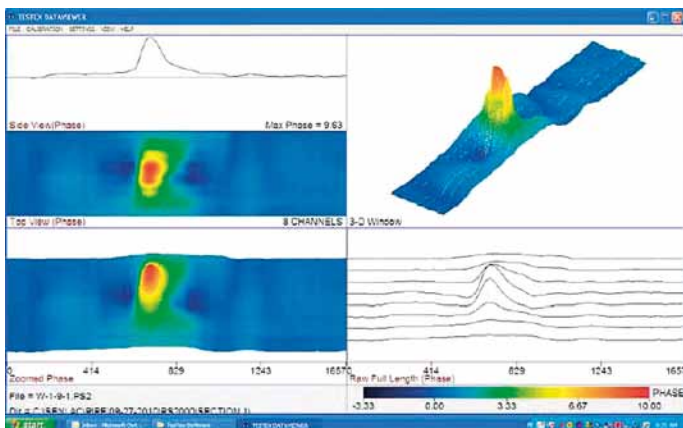


Рис. 6. Изображение LFET сигнала от одной из двух одиночных коррозионных язв глубиной 47% от номинальной толщины стенки трубы (или с оставшейся толщиной 4,0 мм). Коррозия обнаружена на трубопроводе пластовой воды в положении 12 ч. Номинальная толщина стенки составляла 7,7 мм

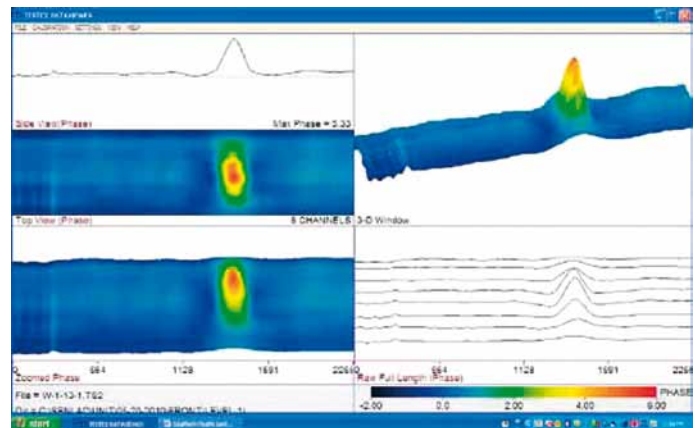


Рис. 7. Сигнал от одиночной коррозионной язвы в положении 6 ч. Утонение стенки 74%, оставшаяся толщина 2,25 мм

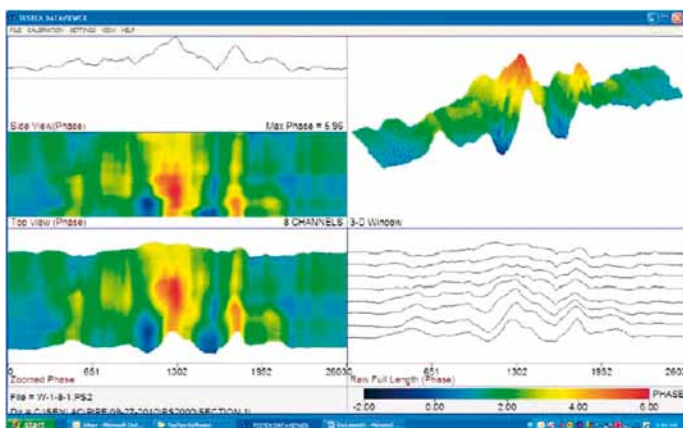


Рис. 8. Сигнал от общего утонения и одиночных язв в положении 6:30 ч. Наибольшее утонение стенки 69%, оставшаяся толщина 2,68 мм

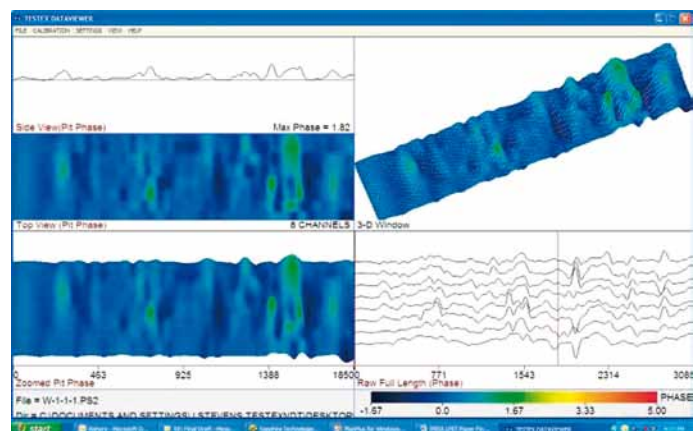


Рис. 9. Сигнал от точечной коррозии на трубопроводе с номинальной толщиной стенки 12,5 мм

Статья получена 18 июля 2011 г.