

МОНИТОРИНГ КОРРОЗИИ В ПРОЦЕССАХ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

*Руководство по выбору
решений для непрерывного
мониторинга коррозии*



EMERSON™



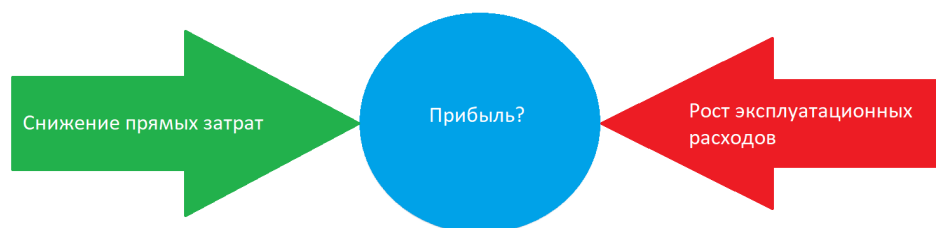
EMERSON™

1 ВВЕДЕНИЕ

Увеличивающееся давление в нефтеперерабатывающей отрасли с целью увеличения прибыли особенно заметно в компаниях с высокой степенью вертикальной диверсификации, которые стремятся компенсировать огромные затраты при добыче. Изменчивые цены на нефть приводят к непостоянному уровню прибыли нефтеперерабатывающих заводов, что затрудняет выбор сорта нефти и оптимизацию ассортимента нефтепродуктов. Сроки закупок нефти измеряются неделями, и принятые ранее решения о выборе сорта могут больше не быть наиболее прибыльными. А переход с одного сорта нефти на другой с существенным отличием по качеству может быть выполнен «на ходу».

Гибкость при выборе сорта нефти помогает увеличивать прибыль НПЗ, а в некоторых случаях гарантировать безубыточность самого завода. Стоимость «выгодных» сортов нефти ниже номинальной цены на эталонную нефть в связи с их сложными для переработки свойствами, в частности коррозионной активностью, на которую влияют общее кислотное число сырой нефти (метод лабораторных испытаний, используемый для характеристики нефти, способной вызывать коррозию под действием нафтеновых кислот), присутствие хлороводорода, меркаптанов, а также применение на пунктах подготовки нефти реагентов – поглотителей сероводорода на основе формальдегида.

Рис. 1. «Выгодные» сорта сырой нефти: снижение прямых затрат, но увеличение риска целостности установки (и сопутствующих расходов)



Добыча сланцевой нефти и добыча на истощающихся нефтяных месторождениях часто связаны с применением методов химического воздействия на пласт агрессивными растворами, которые попадают вместе с сырьем на нефтеперерабатывающий завод. Риск разрушения оборудования возрастает, если на пунктах подготовки нефти используются поглотители сероводорода, продукты их реакции с сероводородом вызывают большое количество отложений, забивающих верхние тракты колонн отбензинивания и атмосферной перегонки нефти и стабилизации бензина с возможной коррозией металла под отложениями.

Применение формальдегидсодержащих поглотителей сероводорода вызывает образование осадков в оборудовании, стимулирует коррозионное разрушение металла, блокирует действие ингибиторов коррозии. Кроме формальдегида в нефть вовлекаются ингибиторы коррозии и солеотложений, противотурбулентные присадки, деэмульгаторы и др. При превышении рекомендуемых дозировок эти компоненты попадают на НПЗ, разлагаются в процессах первичной переработки и влияют на химико-технологическую защиту.

Периодическое резкое ухудшение качества сырья увеличивает риск нарушения целостности оборудования из-за повышенной коррозии и вероятности незапланированных остановов. Если проблема остается незамеченной и неустраненной, коррозия может привести к утечке углеводородов, а в худшем случае, к взрыву или пожару, которые могут стать причиной человеческих жертв, длительных простоев, привести к потере заказчиков, увеличить затраты на капитальный ремонт оборудования, а также повлиять на репутацию бренда компании и увеличение числа нормативных проверок.

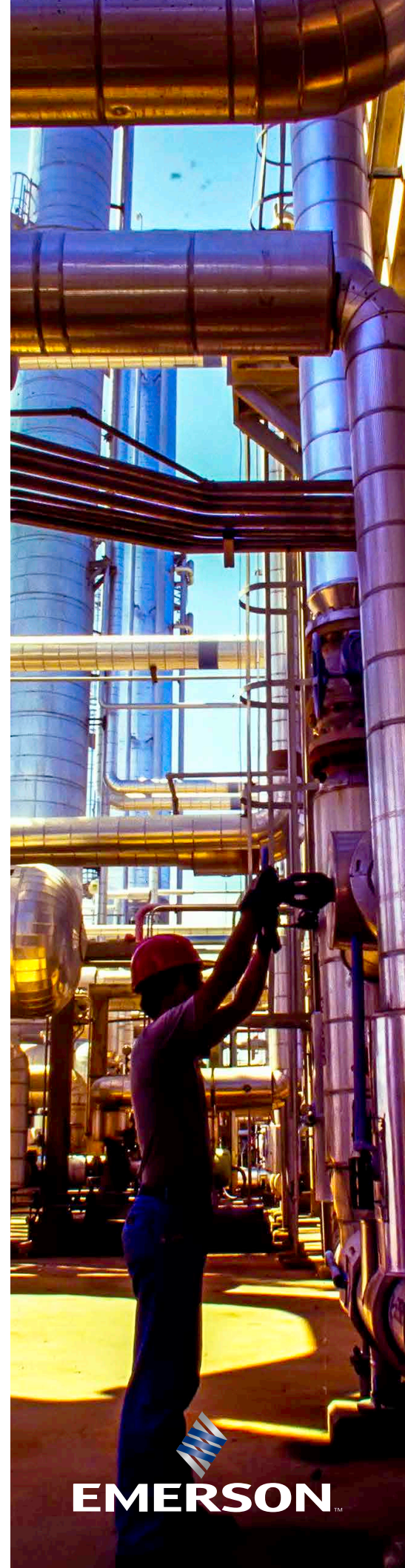




Рис. 2. Выбор баланса между ценой/качеством сырой нефти и повышенным риском возникновения проблем с целостностью установки (и сопутствующими расходами)

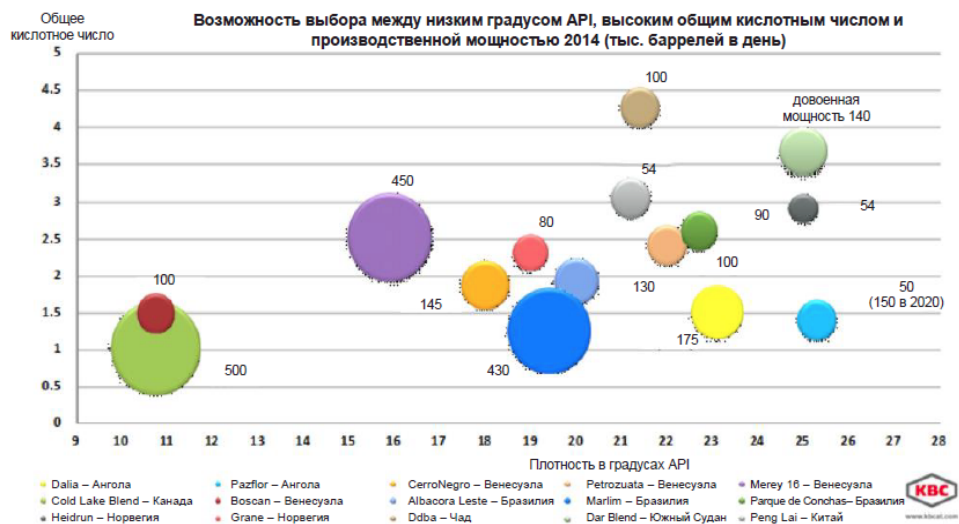


Внеплановые остановки важной технологической установки, как правило, сводят на нет прибыль, полученную от переработки более агрессивных сортов нефти, поэтому НПЗ приходится выбирать между максимизацией прибыли и эксплуатационными расходами. Учитывая необходимость снижения затрат, в частности сокращение штата и привлечение подрядчиков, возможность поддерживать надлежащий уровень контроля за целостностью технологических объектов еще больше ограничивается.

Во всем мире нефтеперерабатывающие предприятия решают эту задачу, внедряя системы непрерывного неразрушающего контроля коррозии в критических местах. Персонал точно определяет, какие технологические операции или конкретное сырье ускоряют коррозию. Данные в режиме реального времени о фактическом состоянии целостности технологических объектов позволяют выстраивать наиболее эффективную стратегию по замедлению процессов коррозии.

2 НЕОБХОДИМОСТЬ ГИБКОСТИ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОЙ НЕФТИ

Рис. 3. Зависимость общего кислотного числа от градуса API для новых видов сырой нефти, появляющихся на рынке [предоставлено KBC Energy Economics]



Данные, предоставленные KBC Energy Economics (см. рис. 3), показывают, что многие сорта нефти, которые появляются на рынке, являются проблемными с точки зрения технологических свойств, в частности кислотности или общего кислотного числа. Многие из существующих в мире нефтеперерабатывающих заводов были рассчитаны на переработку сырья с общим кислотным числом 0,3 мгКОН/г или менее, в то время как график, представленный выше, показывает, что большинство мирового производства получает нефть с общим кислотным числом на уровне 1 мгКОН/г или более. Цены на эту нефть ниже на несколько долларов за баррель по сравнению с марками эталонной нефти, такими как Brent или WTI.

Разница всего 0,5 долл./баррель при переходе к низкобюджетным сортам может повысить прибыль НПЗ производительностью 200 тыс. баррелей в день на 35 млн. долл. в год. Это намного превышает затраты на ингибирование и мониторинг, и время окупаемости при реализации программы ингибирования/мониторинга часто можно измерить несколькими месяцами.

Принимая решение о переработке более коррозионно-активного сырья, специалисты учитывают его влияние на целостность установок, рассчитывают предполагаемую стоимость замены критически важных элементов оборудования в будущем. Если объект не имеет многолетних накопленных данных и не выполнил несколько циклов обработки конкретного типа сырья, эти допуски будут «оценочным предположением», связывающим конкретный тип нефти с соответствующей скоростью коррозии на критических участках.

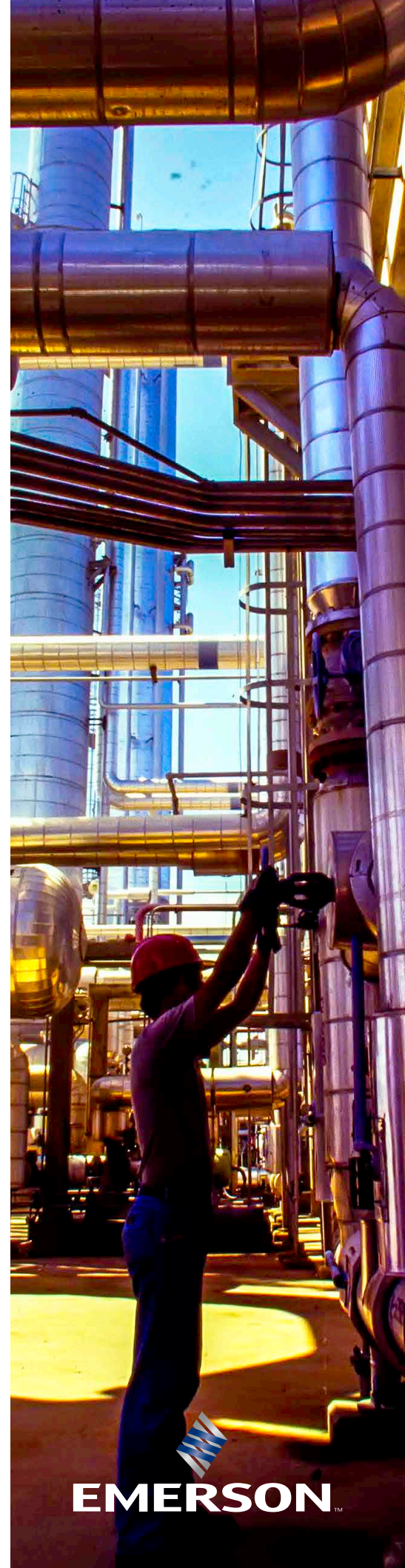
3 КОРРОЗИЯ ПОД ДЕЙСТВИЕМ НАФТЕНОВЫХ КИСЛОТ

В данной брошюре мы более подробно рассматриваем коррозию, вызываемую нафтеновыми кислотами. Нефть с высоким общим кислотным числом вызывает коррозию под действием нафтеновых кислот — особенно агрессивный и часто локализованный механизм коррозии, который характеризуется эффектом «апельсиновой корки», показанным на рис. 4. Проблема в основном характерна для установок первичной переработки нефти и вакуумной дистилляции, но газойль и продукты переработки, подаваемые на последующие установки преобразования и гидроочистки, также могут демонстрировать высокое общее кислотное число, представляющее опасность для оборудования из углеродистой стали.

Рис. 4. Коррозия под действием нафтеновых кислот [данные предоставлены Nalco Champion]



Скорость коррозии под действием нафтеновых кислот зависит от четырех основных параметров установки.





3.1 Температура

Наиболее агрессивно нафтенные кислоты воздействуют на установки атмосферной и вакуумной перегонки при температуре выше 200–220 °С, начиная с горячей части линии нагрева, на змеевики печи, нижнюю часть колонны, отводы фракций легких и тяжелых газойлей, отбора продуктов переработки, до тех пор, пока они не охладятся ниже этого критического температурного порога.

Рис. 5. Изменение скорости коррозии под действием нафтенных кислот в зависимости от температуры [предоставлено Nalco Champion]

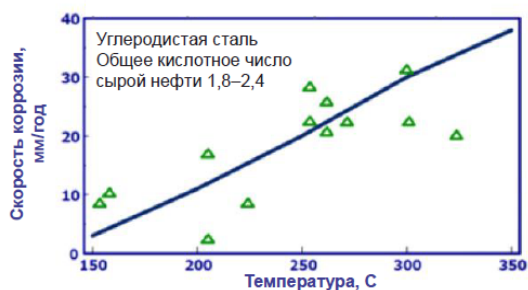
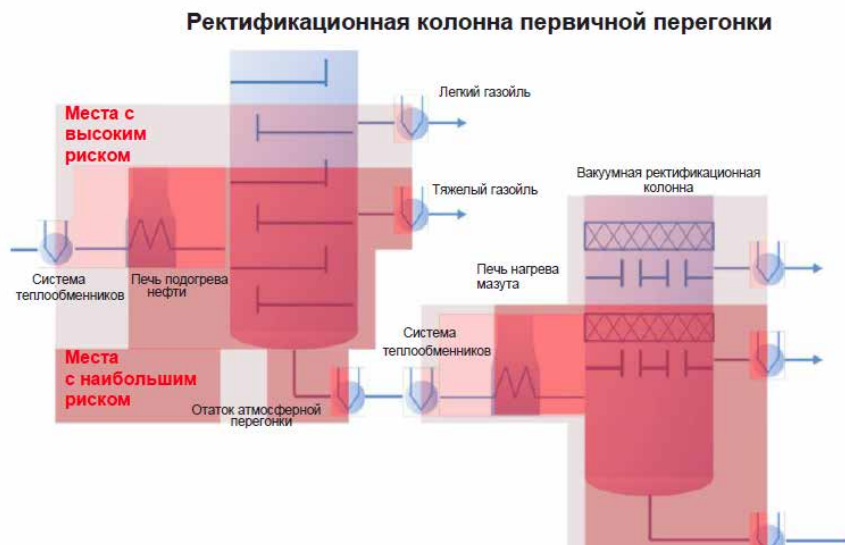


Рис. 6. Критичные места воздействия нафтенных кислот в первичной переработке нефти



3.2 Состав металла

Воздействие нафтенных кислот наиболее опасно для углеродистой стали, скорость коррозии может составлять от 40 до 50 мм в год при использовании сырья с общим кислотным числом 3 мгКОН/г или более при температуре выше 300 °С. Нержавеющая сталь демонстрирует гораздо большую стойкость, хотя разные марки обеспечивают различные уровни коррозионной стойкости в определенных температурных диапазонах, как показано ниже.

Рис. 7. Изменение скорости коррозии под действием нафтенных кислот в зависимости от материала [предоставлено Nalco Champion]

Температура	Кислотное число	Углеродистая сталь	мм/год		
			410	304	316
377 °С	3+	48+ (1890+)	22 (870)	0.09 (3.5)	0.06 (2.3)
342 °С	3.6	49+ (1930+)	0.5 (20)	33 (1300)	0.08 (3.1)
338 °С	3.6	48+ (1890+)	30 (1180)	30 (1180)	4.8 (190)
300 °С	4.1	37 (1460)	5.8 (230)	10 (390)	0.01 (0.04)

3.3 Скорость потока

Сами по себе молекулы нефтяных кислот относительно инертны до тех пор, пока не «активируются» высокой скоростью потока при сужении и расширении трубопровода, наличием изгибов, колен и тройников, или другими изменениями профиля потока, например, на выходе насоса, инжекторных патрубках или врезных зондах. Это делает такие области наиболее восприимчивыми к коррозии.

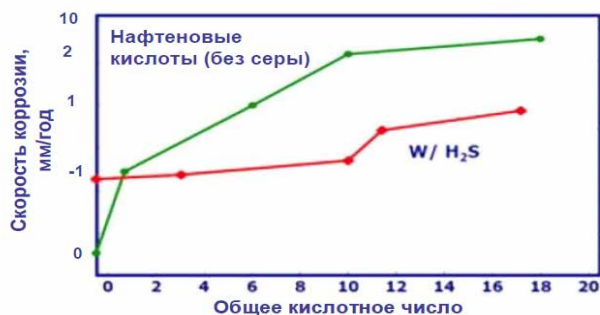
Рис. 8. Изменение скорости коррозии под действием нефтяных кислот в зависимости от скорости потока [предоставлено Nalco Champion]

Материал	Общее кислотное число	Линейная скорость потока, м/сек	Скорость коррозии в угловых патрубках, мм/год
Угл. сталь	1.5	73 (22.5)	12 (472)
C.S.	1.5	26 (8)	6 (236)
5Cr-1/2Mo	1.5	73 (22.5)	2 (79)
5Cr-1/2Mo	1.5	26 (8)	0.6 (24)
9Cr-1Mo	1.5	73 (22.5)	0.7 (28)

3.4 Содержание серы в сырой нефти

В некоторых случаях повышенное содержание серы в сырой нефти с высоким общим кислотным числом может снизить ее агрессивность. При высоком содержании серы в нефти на поверхности металла формируется пассивирующий слой сульфида железа, который защищает поверхность от агрессивной среды. Некоторые ингибиторы работают по тому же принципу пассивации. Но слой сульфида железа сам постоянно разъедает металл. Это явление нестабильное, которое пропадает, например, при останове установки или изменении скорости потока.

Рис. 9. Изменение скорости коррозии под действием нефтяных кислот в зависимости от содержания серы [предоставлено Nalco Champion]



3.5 Разделение нефтяных кислот по температуре кипения

Разные виды нефти с одинаковым общим кислотным числом могут содержать различные формы молекул нефтяных кислот, которые разделяются при разных температурах кипения. На рисунке 10 показано, что наиболее агрессивное воздействие нефтяных кислот нефти марок Gryphon, Captain и Cerro Negro будет на колонну первичной перегонки, в то время как воздействие нефтяных кислот нефти марки Doba — на вакуумную установку. Знание распределения нефтяных кислот по температуре имеет решающее значение при определении стратегии мониторинга.

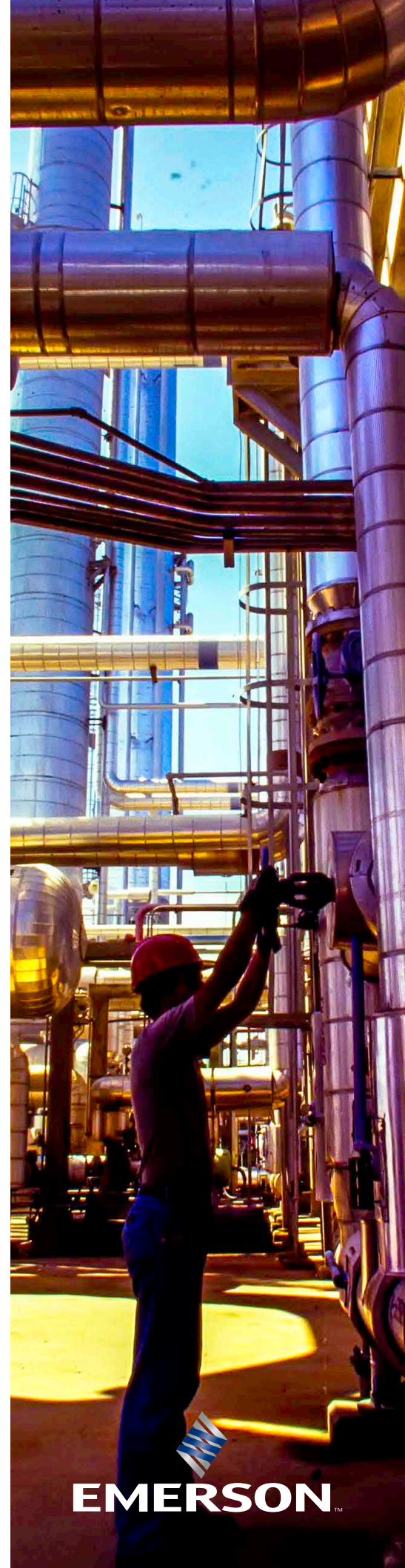
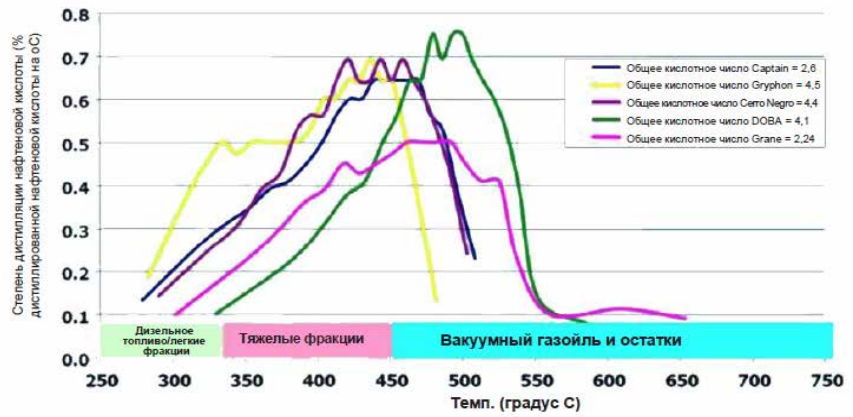




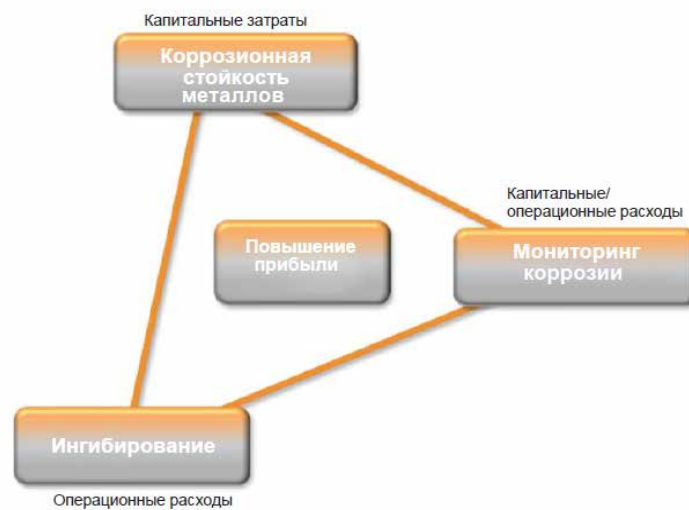
Рис. 10. Изменение общего кислотного числа по температуре кипения для различных типов нефти [предоставлено Nalco Champion]



4 КОНТРОЛЬ КОРРОЗИИ

В нефтеперерабатывающей промышленности применяются две основные стратегии смягчения последствий коррозии — замена чувствительных участков металлических конструкций на более коррозионностойкие и/или установка новых точек дозирования ингибитора там, где ранее не наблюдались проблемы с коррозией. Обе стратегии должны сочетаться с непрерывным мониторингом коррозии в критических местах для проверки распределения ингибиторов и/или коррозионной стойкости металла на усиленных участках. Бюджеты на капитальные ремонты сокращаются, установки модернизируются постепенно, но более половины опасных объектов отработало нормативные сроки службы, поэтому НПЗ выбирают непрерывный мониторинг и автоматическое ингибирование, как наиболее оптимальное решение борьбы с коррозией. Тем более, что подачу ингибитора и монтаж мониторинговых систем для контроля целостности можно проводить на ходу без остановки процесса.

Рис. 11. Замена материалов установки и химическое ингибирование для снижения влияния коррозии под действием нефтяных кислот



5 НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИИ

Существует несколько методов для контроля коррозии на нефтеперерабатывающих заводах. Наиболее распространенные – погружные зонды коррозии и портативный ультразвуковой контроль.

5.1 Зонды для контроля коррозии

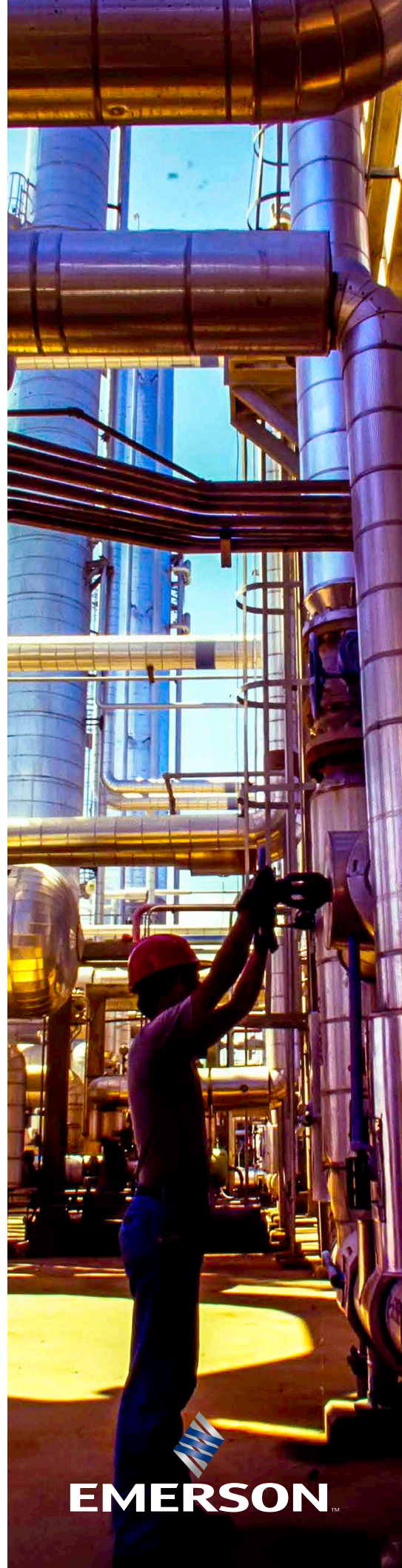
Погружные зонды коррозии используются с 1960-х годов и представляют хорошо отработанную технологию. Эта технология основана на применении элемента с расходным наконечником, который находится в рабочей среде и как правило изготовлен из материала той же марки, что и окружающие контактирующие со средой элементы. По мере коррозии наконечника его удельное электрическое сопротивление изменяется и регистрируется (обычно на локальном регистраторе данных, но встречаются и беспроводные решения). По уровню коррозии самого наконечника определяется уровень коррозии окружающего металла.

Погружные зонды коррозии имеют ряд недостатков:

- ➔ Непрямое измерение. По косвенным параметрам определяется коррозия оборудования. Зачастую коррозия зонда и трубопровода не одинаковы из-за различий в материале и влияния скорости потока.
- ➔ Очень часто наконечник корродирует после двух-трех-четырех лет (или даже быстрее при «высокой чувствительности»), а время между капитальными ремонтами многих нефтеперерабатывающих заводов составляет более 5 лет, и зонд приходится заменять на ходу. Требуется соблюдение строгих процедур для обеспечения безопасности и регулярное обучение технического персонала. Несмотря на это, случается, что с высокой скоростью остаточным давлением выбрасываются зонды, что может привести к человеческим жертвам. Ряд международных нефтяных компаний запретили снимать интрузивные зонды во время работы установки, в результате чего они работают «вслепую» с точки зрения коррозии в течение последних наиболее важных лет пробега.
- ➔ Интрузивный характер этих зондов означает, что их нельзя установить во время штатной работы, поскольку для них необходимы специальные монтажные фланцы, которые необходимо сверлить и приваривать к трубопроводу.
- ➔ Интрузивный зонд создает возмущение в потоке жидкости, потенциально способное вызвать коррозию, которая возникнет дальше по технологической схеме.
- ➔ Многие модели зондов передают данные на регистратор, закрепленный рядом с местом их установки. А для загрузки и передачи информации необходим физический доступ к местоположению зонда, сбор данных в таких случаях проводят специалисты предприятия. Подобные зонды имеют низкую скорость сбора данных и непостоянную подачу информации.

5.2 Портативный ультразвуковой контроль

Ультразвуковая дефектоскопия применяется в нефтегазовой промышленности более 50 лет и является хорошо отработанным методом. Технология основана на генерации ультразвука излучателем преобразователя, который размещается непосредственно на измеряемой металлической поверхности. Ультразвук проходит через металл до тех пор, пока не отразится от внутренней поверхности стенки. Отраженный ультразвуковой





сигнал (или развертка типа А) записывается, и разница во времени между передаваемым и отраженным сигналами обеспечивает измерение толщины стенки.

Процесс выполнения полного комплекса измерений для НПЗ среднего размера с числом контрольных точек более 80 000 (часто называемыми «точками замера толщины») является очень кропотливым и трудоемким, поэтому толщина стенки в отдельной точке низкой или средней критичности может измеряться один раз в 5 лет. Очень трудно проводить измерения в ключевых местах с достаточной частотой, чтобы с какой-либо достоверностью определять скорости коррозии или привязывать периоды быстрого уменьшения толщины стенки к конкретному сырью или технологическим операциям (для которых измерения будут полезными только в том случае, если они будут выполняться с интервалом в несколько дней).

Кроме того, будучи относительно простыми, портативные ультразвуковые методы имеют следующие недостатки:

- ➔ Ошибки повторяемости и воспроизводимости: мало вероятно, что последовательные измерения будут проводиться в фиксированном месте одним и тем же специалистом технического надзора с использованием одного и того же прибора. На приведенной ниже диаграмме показаны результаты ручных измерений в одной точке за период с 1984 по 2013 год. Очевидно, что с течением времени после каждого измерения могут быть сделаны различные выводы относительно толщины стенок и скорости коррозии. Исходя из таких данных, можно сделать вывод о том, что погрешность портативного ультразвукового контроля составляет от $\pm 0,5$ до 1 мм.

Рис. 12. Портативные ультразвуковые измерения в фиксированном месте с течением времени [предоставлено Chevron]



- ➔ Восприимчивость к шероховатости внутренней поверхности металла: при местной точечной коррозии ограничивается использование ультразвуковой технологии, так как незначительные дефекты на внутренней поверхности металла будут рассеивать ультразвук и создавать искажения в отраженной волне. Это может проявляться в явном увеличении измерений толщины металлической стенки по сравнению с более ранними данными, что, конечно, невозможно. Обратите внимание на человеческий фактор, дефектоскопист будет стремиться сгладить результат измерений, слегка сдвигая зонд в ту или иную сторону до тех пор, пока не будет получено «нормальное» показание (т. е. равное предыдущему показанию или меньше него). Такое ограничение ультразвукового контроля может привести к тому, что будет упущена очень ценная информация о начале изменений шероховатости внутренней поверхности, указывающая на наличие коррозионной активности.

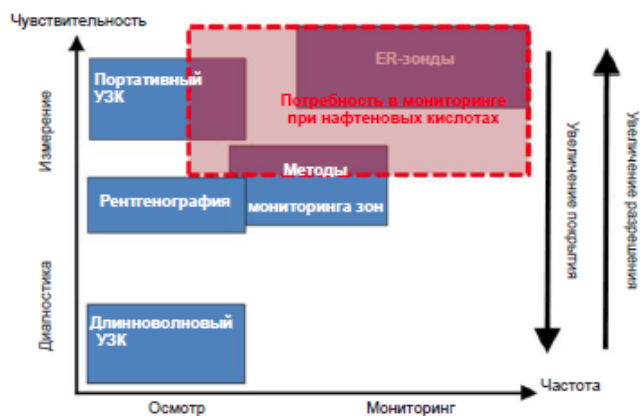
- ➔ Травмы персонала и поломки приборов при высоких температурах: температура выше 100 °С может привести к необратимому повреждению электроники преобразователя. Кроме того, персоналу опасно работать в непосредственной близости от горячих металлоконструкций даже при наличии защитного снаряжения.
- ➔ Физический доступ к месту измерения: дефектоскопист должен иметь доступ к оборудованию в требуемых точках измерения, поэтому необходимы строительные леса (возможно, постоянно установленные) и демонтаж изоляции, чтобы обеспечить доступ к поверхности металлоконструкций для выполнения ручных измерений, с сопутствующими затратами и потерями энергии.

6 СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА КОРРОЗИИ

Современные подходы к непрерывному мониторингу коррозии направлены на преодоление недостатков интрузивных зондов и портативного ультразвукового контроля. Эти методы делятся на две основные категории:

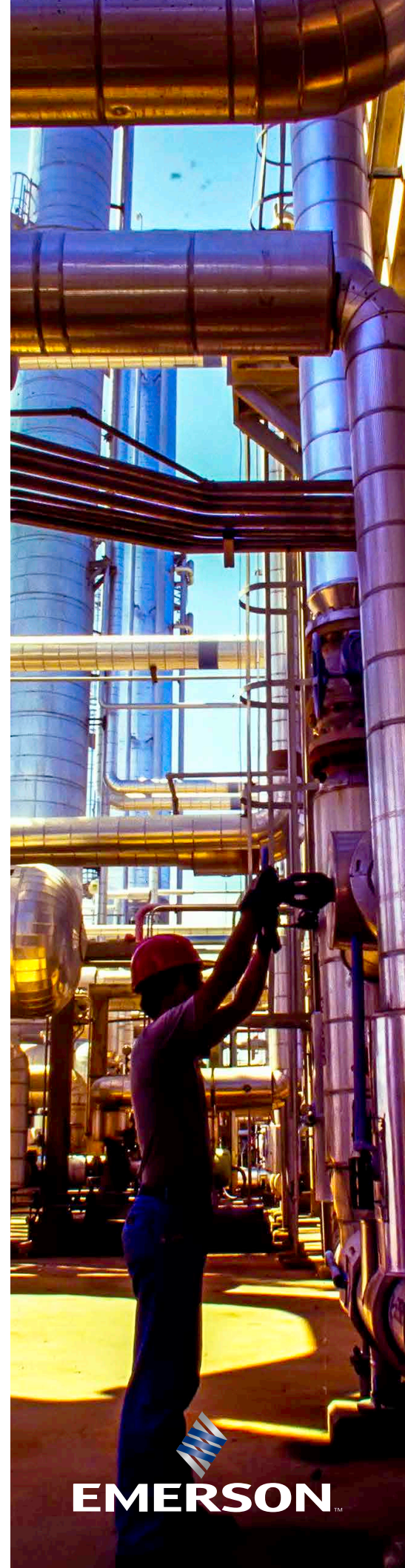
- ➔ точечный мониторинг;
- ➔ мониторинг зон.

Рис. 13. Сегментация методов – чувствительность в зависимости от частоты измерений



На рисунке 13 показана классификация различных технологий, включая интрузивные зонды коррозии (ER) и портативный ультразвуковой контроль, в зависимости от того, является ли это методом диагностики или измерения и может ли этот метод использоваться для осмотра или мониторинга.

Методы мониторинга зон с большой достоверностью выявляют коррозионные процессы и в приблизительной степени общую потерю металла. Увеличение зоны мониторинга связано с уменьшением разрешения или чувствительности измерений. Если приборы показывают потерю объема металла на 1 % от всей области измерения, необходимо привлечь высококвалифицированных специалистов, чтобы определить, представляет ли это явление равномерную потерю металла по всей площади или потерю металла из одной раковины, которая может затронуть всю толщину стенки. На практике при диагностике часто отдают предпочтение мониторингу зон. Однако, обработка данных, собираемых подобными системами, требует дополнительных материальных и временных затрат. Кроме того, как правило, это многокомпонентное оборудование, что делает его дорогим решением как в приобретении, так и в обслуживании. После установки эти системы не подлежат перемещению.





Для точечных измерений характерны следующие недостатки:

- ➔ Не подходят для высокотемпературных применений из-за чувствительности излучателей или электронных модулей.
- ➔ Искажение ультразвукового отражения от шероховатых внутренних поверхностей приводит к дезориентации при определении изменения толщины стенок.
- ➔ Высокие затраты на установку из-за прокладки кабелей между различными компонентами системы мониторинга, например между преобразователями и соответствующими электронными модулями/регистраторами данных, что приводит к низкому качеству данных или высоким затратам на обслуживание системы.
- ➔ Чрезмерные объемы данных низкого качества: накопление большого количества измерений низкого качества приводит к необходимости ресурсоемкой интерпретации данных, прежде чем можно будет получить какое-либо значение.

Красный сегмент, показанный на рис. 13, указывает частоту и чувствительность измерения, необходимые для эффективного наблюдения за скоростью коррозии под действием нефтяных кислот. Это означает, что портативный метод ультразвукового контроля, методы мониторинга зон и ER-зонды могут предоставить часть решения, но ни один из этих методов не отвечает всем требованиям.

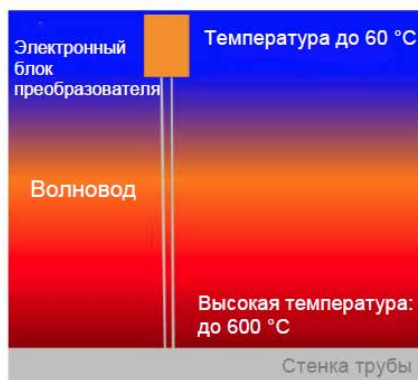
7 ОБЗОР ТЕХНОЛОГИИ

Разработки Emerson для мониторинга коррозии и эрозии позволяют преодолеть вышеупомянутые ограничения, что делает их более выгодным решением для мониторинга коррозии — они обладают чувствительностью к малым изменениям толщины стенок и стойкостью к экстремальным условиям, просты и экономичны при монтаже.

7.1 Стойкость к высокой температуре

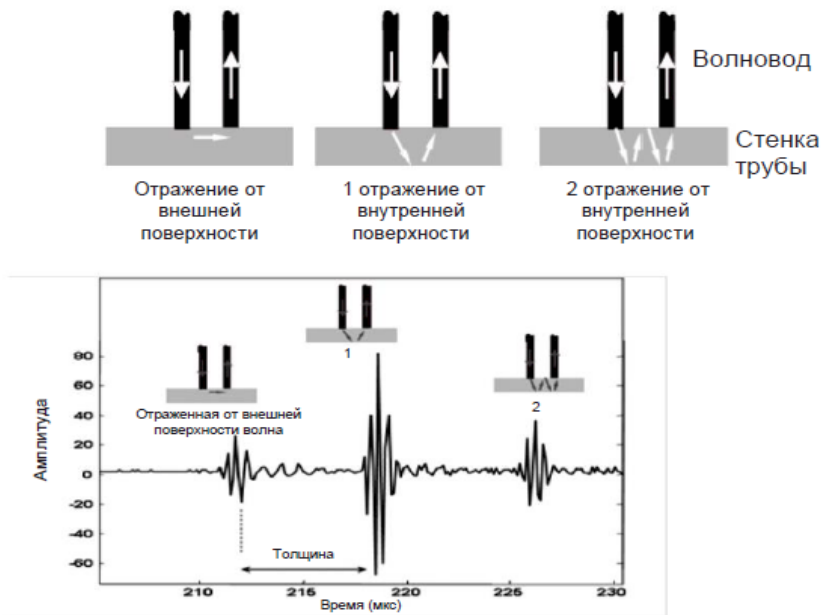
Уникальная запатентованная конструкция волноводов датчика WT210 позволяет проводить измерения на поверхностях с температурой до 600 °C (см. рис. 14). Волноводы изготовлены из нержавеющей стали и играют роль термокомпенсатора, поэтому электроника надежно защищена от горячей поверхности. Это единственная технология точечного измерения, которая доступна на рынке в настоящее время и может работать при таких экстремальных температурах.

Рис. 14. Эффективность запатентованной технологии для защиты электроники от высоких температур



Ультразвуковая волна передается от излучателя вниз по одному волноводу, а отраженная волна передается по другому волноводу к «принимающему» преобразователю. Разность «времени полета» между отраженными сигналами от внешней и внутренней поверхностей стенки обеспечивает измерение толщины, как показано на рисунке ниже.

Рис. 15. Распространение ультразвуковой волны



7.2 Решение задачи негативного влияния эффектов шероховатости

Данные от более чем 20 000 датчиков, установленных в нефтегазовой отрасли, с 2008 года анализируются (более 26 миллионов измерений толщины стенок с объектов в эксплуатации), компания Emerson постоянно разрабатывает новые методы обработки данных и технологии измерений.

Уникальный запатентованный метод обработки ультразвукового сигнала Adaptive Cross Correlation (AXC) — Адаптивная Кросс Корреляция — решил проблему измерений шероховатых или изъеденных поверхностей. После получения ультразвуковой волны (при сильно изъеденной поверхности у 1-го отражения от внутренней поверхности нет четко выраженного пика) АХС использует формы предыдущих волн для повышения надежности обнаружения пика 1-го отражения даже при наличии искажений от шероховатой внутренней поверхности.

АХС позволяет отделить измерение толщины стенки от начала шероховатости внутренней поверхности — степень изменения шероховатости фиксируется отдельно в виде цветной полосы (фактор PSI — Permasense Shape Indicator). Данные точки мониторинга, где начинается коррозия, показаны на рис. 16.

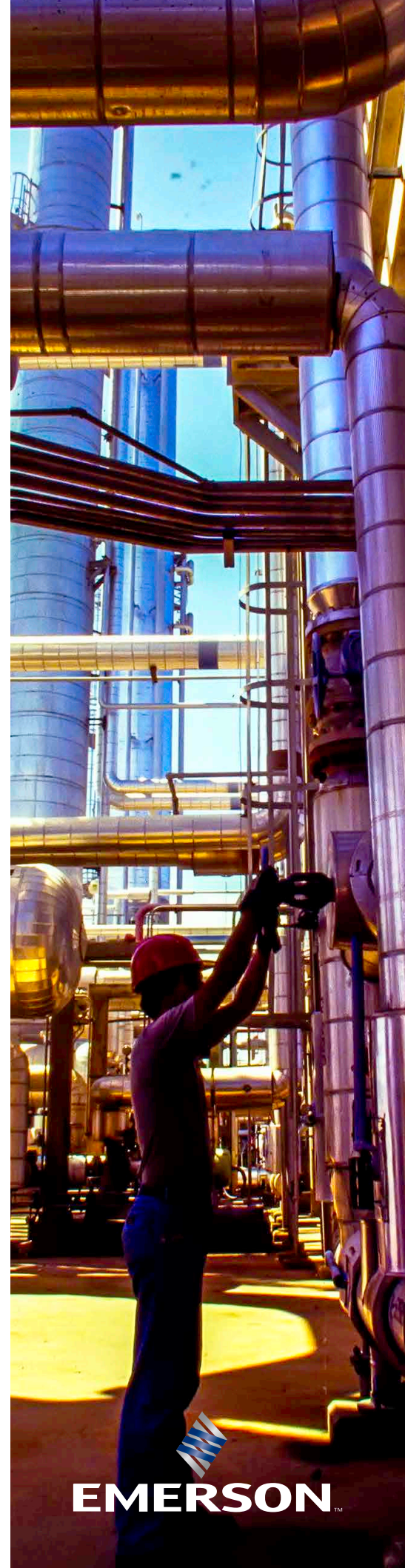




Рис. 16. Изменения толщины стенки по данным стационарно установленного ультразвукового датчика с использованием стандартной обработки сигнала

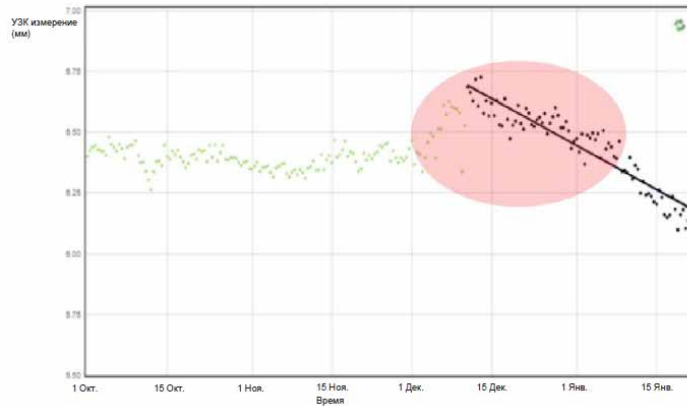
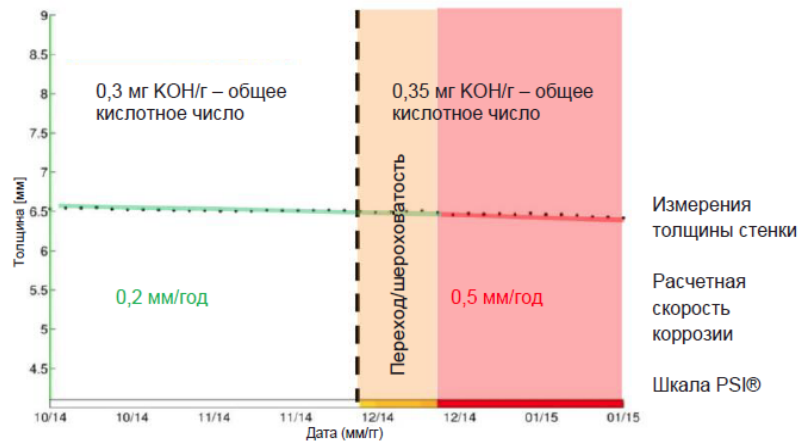


Рис. 17. Измерение толщины стенки, обработанные по методу АХС



В рассмотренном примере вскоре после того, как общее кислотное число нефти было увеличено (от 0,3 до 0,35 мгКОН/г), шкала PSI очень быстро изменила цвет на желтый, показывая появление шероховатости на внутренней поверхности. Как только скорость коррозии изменилась (примерно через неделю), шкала PSI стала красной, что указывает на быстрое изменение формы внутренней поверхности металла. Измерения толщины стенок показали, что скорость коррозии заметно увеличилась с 0,2 до 0,5 мм/год. Этот улучшенный метод обработки значительно упрощает интерпретацию ультразвуковых измерений толщины.

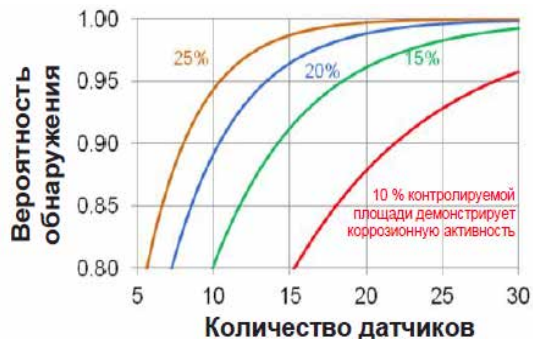
8 ТОЧЕЧНЫЙ / ЗОНАЛЬНЫЙ МОНИТОРИНГ

Система спроектирована так, чтобы обеспечить низкую стоимость установки благодаря беспроводной технологии и автономных модулей питания, что исключает необходимость в прокладке кабелей с последующим армированием, прокладкой кабелепровода или кабельного лотка. Простота установки делает эти датчики идеальными для использования в удаленных местах, которые доступны только во время регламентных работ.

Каждый датчик измеряет площадь около 1 см², что аналогично портативному ультразвуковому контролю. И вероятность обнаружения местной коррозии, например, под действием нафтеновых кислот, с использованием одного датчика будет достаточно мала. Чтобы повысить вероятность обнаружения, датчики устанавливают в виде многоточечных матриц в местах наибольшего риска, определенного на основе влияния температуры, типа металла, геометрии оборудования и распределения профиля кипения кислоты для определенного типа нефти.

Количество датчиков, необходимых для каждой матрицы, определяется по уже накопленным данным о характере коррозии или расчетным путем. Чем меньше отношение пораженной коррозией площади к общей площади контроля, тем больше датчиков требуется для определения коррозии с 90 % вероятностью.

Рис. 18. Вероятность обнаружения коррозии в зависимости от количества датчиков и площади поражения



На рис. 18 показаны результаты математического анализа, проведенного отделом неразрушающего контроля в Имперском колледже Лондона, и взаимосвязь между количеством датчиков, площадью коррозионной активности в виде доли от общей контролируемой площади и вероятностью обнаружения.

В результате данного анализа разработаны предложения по установке 26 датчиков для мониторинга технологической линии (см. пример на рис. 19) и по установке 14 датчиков для мониторинга колена трубопровода (см. рис. 20).

Рис. 19. Схема компоновки датчиков для мониторинга точек технологической линии из подогревателя сырой нефти в колонну на действующей установке нефтеперерабатывающего завода в США

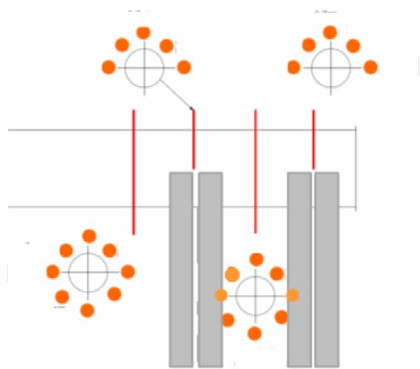
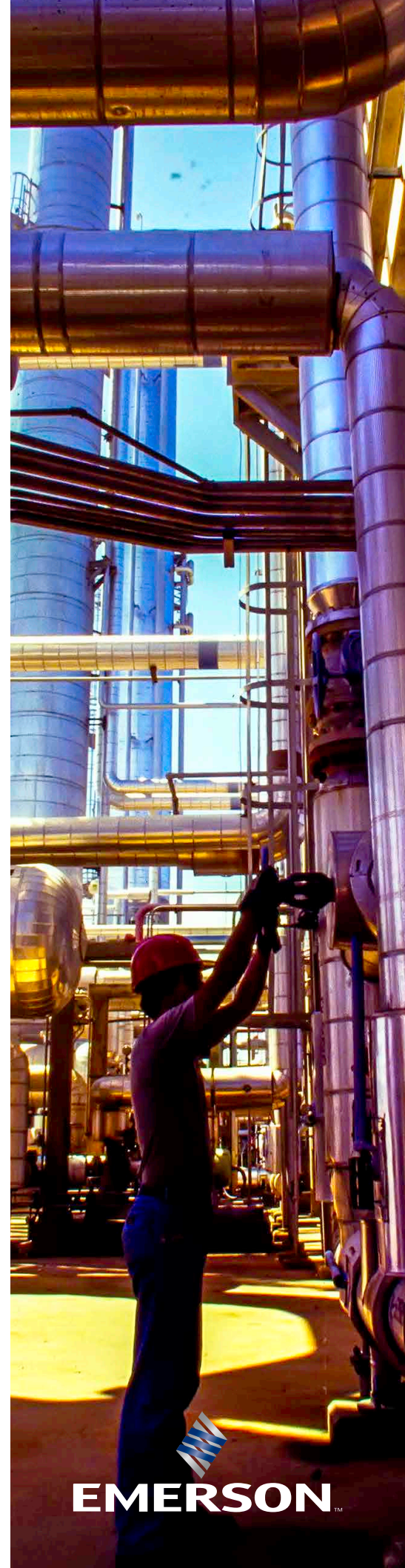
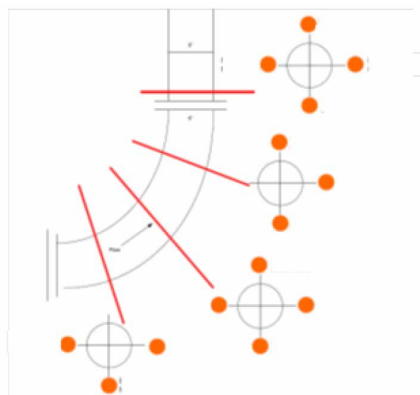


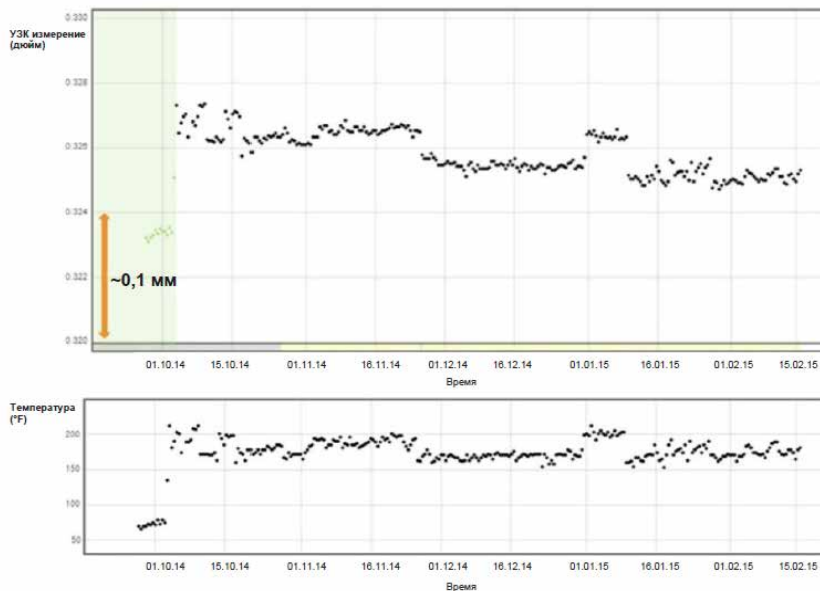
Рис. 20. Схема компоновки датчиков для мониторинга изгиба трубопровода действующей установки



9 РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ВЛИЯНИЯ ПЕРЕПАДОВ ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

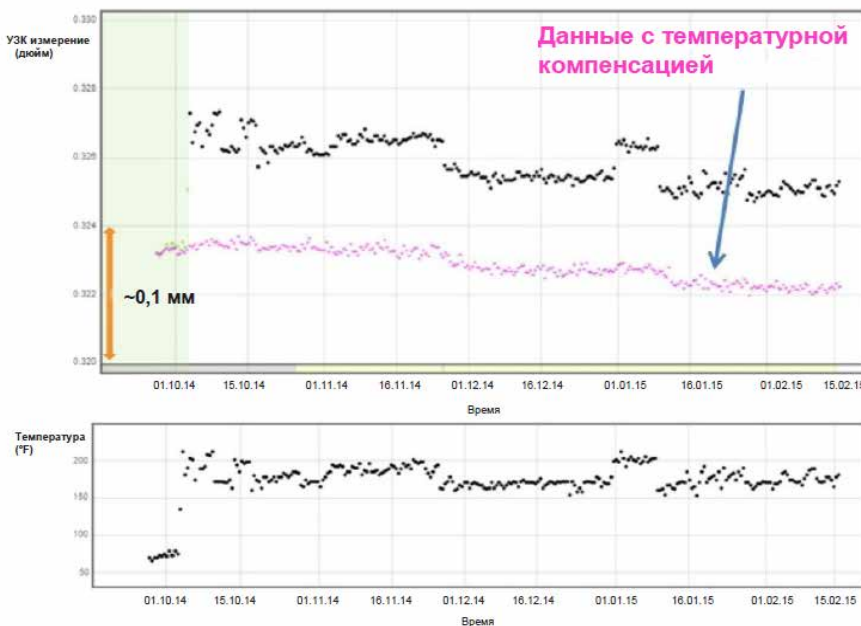
Изменение температуры технологического процесса влияет на все ультразвуковые измерения, это связано с изменением скорости прохождения звука через металл.

Рис. 21. Изменение толщины стенки и температуры стенки в одной точке с течением времени



На рис. 21 показано изменение толщины стенки, измеренное с помощью стационарного ультразвукового датчика. При увеличении масштаба видно, что разница в измерениях составляет порядка 0,05 мм для колебаний температуры 20 °С. Данная разница не подходит для определения краткосрочных расчетов скорости коррозии, что заставляет некоторых специалистов продолжать полагаться на «высокочувствительные» интрузивные зонды, несмотря на все их характерные проблемы (обсуждавшиеся ранее). Датчики WT210, ET210, ET310 используют встроенную термопару для измерения температуры поверхности металла и система мониторинга коррозии и эрозии Permasense пересчитывает толщину стенки при изменениях температуры процесса, как показано на рис. 21 для тех же данных, что представлены на рис. 22.

Рис. 22. Измерение толщины стенки с температурной компенсацией



Данные с температурной компенсацией показывают стабильность и повторяемость с точностью до 10 мкм. Такая степень точности позволяет обнаруживать гораздо меньшие и кратковременные изменения скорости коррозии. Точность, достижимая с помощью новейших ультразвуковых датчиков и автоматической обработки данных, сравнима с точностью высокочувствительных интрузивных зондов, но без присущих зондам проблем с безопасностью и сложностью эксплуатации.

Рис. 23. Чувствительность в зависимости от частоты измерений и применимость для мониторинга коррозии под действием нефтяных кислот

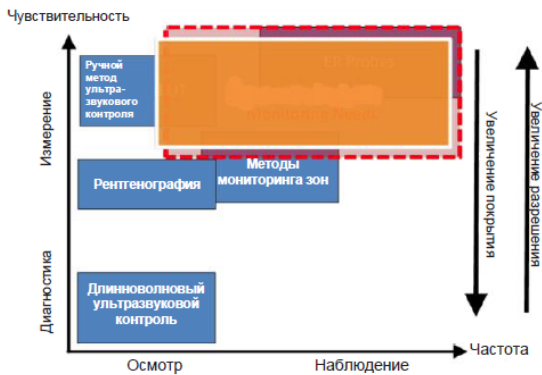
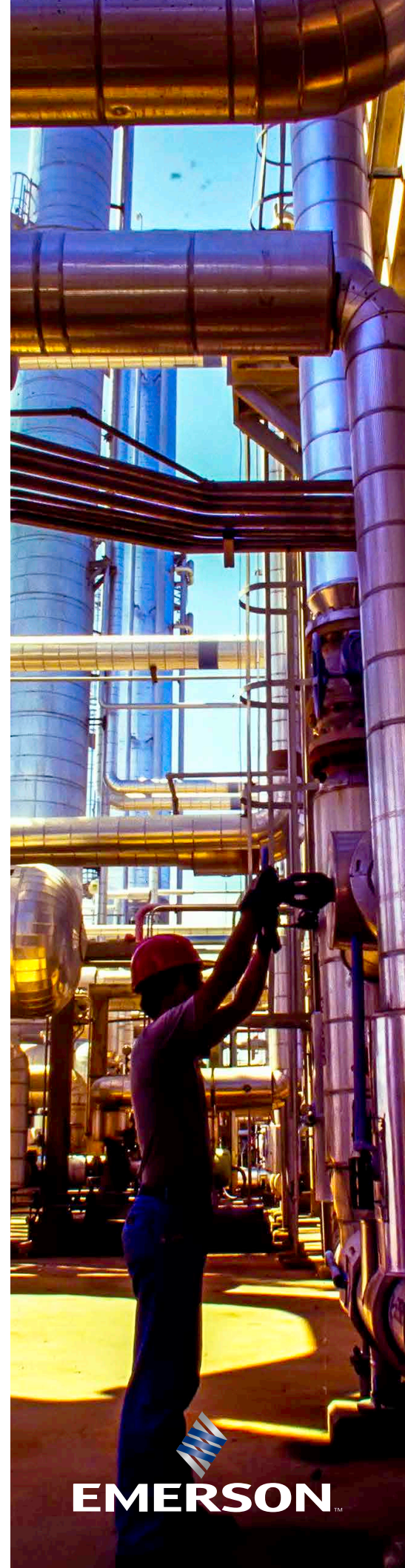


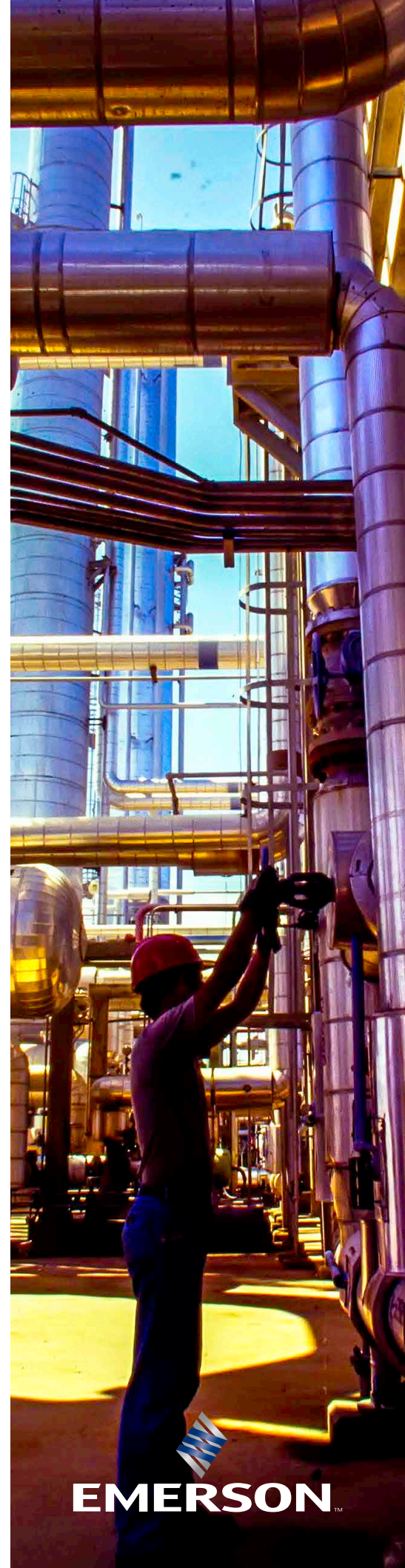
Рис. 23 повторяет рис. 13, но теперь он показывает применимость технологии, которая включает новейшие достижения для компенсации шероховатости внутренней поверхности и колебаний температуры процесса, наложенные на требования к эффективному мониторингу коррозии под действием нефтяных кислот. Если на график добавить третье измерение, такая технология была бы уникальной для мониторинга коррозии под действием нефтяных кислот, связанной с высоким общим кислотным числом нефти.



10 ВЫВОДЫ

1. Рыночные условия заставляют нефтеперерабатывающие заводы искать новые способы повышения прибыли, например, переработку более агрессивных сортов нефти, так называемые «выгодные сорта». При этом возрастает риск выхода из строя оборудования, из-за воздействия коррозии.
2. Распространение нефти с высоким общим кислотным числом приводит к выбору между усилением коррозионной стойкости материалов установки и дополнительным ингибированием с качественным мониторингом коррозии. При ограничении бюджета выбор падает на химическое ингибирование и более строгий мониторинг. Время окупаемости внедрения стратегии ингибирования/расширенного мониторинга около 2 месяцев, предполагая применение системы мониторинга из 100 датчиков.
3. Агрессивное воздействие нафтеновых кислот проявляется при высоких температурах и в определенных местах установок. Это обусловлено составом металла и геометрией трубопроводов и сосудов. Эффективный мониторинг требует применения технологии, устойчивой к высоким температурам, чувствительной к изменениям шероховатости внутренней поверхности, чтобы обеспечить достоверное обнаружение точечной коррозии, а также простой и экономичной в установке.
4. Интрузивные зонды для мониторинга коррозии обладают необходимой чувствительностью и скоростью реагирования. Однако они сложны в установке и обслуживании, а также несут большой риск безопасности для обслуживающего персонала. Погружные зонды используют одноточечное измерение, которое определяет влияние коррозионной активности рабочей среды на стенки оборудования. Портативные методы ультразвукового контроля не обеспечивают повторяемость измерений из-за непостоянства условий и человеческого фактора. Здесь, как и во всех ультразвуковых технологиях, полученный сигнал можно спутать с эффектами рассеяния, вызванными локальной шероховатостью внутренней поверхности. Методы мониторинга зон не обеспечивают желаемой детализации и простоты интерпретации данных, чтобы использовать их для контроля коррозии под действием нафтеновых кислот.
5. Не только нафтеновые кислоты вызывают коррозию, в нефти присутствуют и другие компоненты, например, хлороводород, меркаптаны. Однако, это не меняет принцип контроля коррозии, который подробно расписан в данной брошюре. В зависимости от преобладающих компонентов в сырой нефти на нефтеперерабатывающем заводе определяется схема химико-технологической защиты.
6. Современная технология с применением многоточечного монтажа, обеспечивает стойкость к высоким температурам, локальную точность и требуемый охват критических зон, что позволяет ей стать идеальным решением для мониторинга коррозии. Запатентованная ультразвуковая обработка сигналов с адаптивной кросс-корреляцией (АХС) позволяет с уверенностью обнаруживать начало локализованной шероховатости и точечной коррозии, решая проблемы рассеяния ультразвука, непреодолимые для всех других ультразвуковых методов. Датчики последнего поколения способны обеспечить точность, эквивалентную «высокочувствительным» интрузивным зондам, используя температурную компенсацию и позволяя с уверенностью измерять краткосрочные изменения скорости коррозии, но без дополнительных рисков безопасности обслуживающего персонала.

7. Установленные на более чем 200 объектах по всему миру более чем за 10 лет системы непрерывного мониторинга коррозии и эрозии Permasense предоставили более 26 миллионов измерений в реальном времени для принятия обоснованных решений по оптимизации и повышению безопасности технологического процесса.



EMERSON[™]



Emerson Automation Solutions

Россия, 115054, г. Москва,
ул. Дубининская, 53, стр.5
Телефон: +7(495)995-95-59
Факс: +7(495)424-88-50
Info.Ru@Emerson.com
www.emerson.ru/automation

Азербайджан, AZ-1025, г. Баку
Проспект Ходжалы, 37
Demirchi Tower
Телефон: +994(12)498-2448
Факс: +994(12)498-2449
e-mail: Info.Az@Emerson.com

Казахстан, 050060, г. Алматы
ул. Ходжанова 79, этаж 4
БЦ Аврора
Телефон: +7(727)356-12-00
Факс: +7(727)356-12-05
e-mail: Info.Kz@Emerson.com

Промышленная группа «Метран»

Россия, 454003, г. Челябинск,
Новоградский проспект, 15
Телефон: +7(351)799-51-52
Факс: +7(495)799-55-90
Info.Metran@Emerson.com
www.metran.ru

Украина, 04073, г. Киев
Курневский переулок, 12,
строение А, офис А-302
Телефон: +38(044)4-929-929
Факс: +38(044)4-929-928
e-mail: Info.Ua@Emerson.com

Технические консультации по выбору и применению
продукции осуществляет Центр поддержки Заказчиков
Телефон: +7(351)799-51-52
Факс: +7(495)799-55-90



Emerson.ru/automation



www.facebook.com/EmersonCIS



twitter.com/EmersonRuCIS



www.youtube.com/user/EmersonRussia

Стандартные условия продажи можно найти на сайте www.Emerson.com/en-us/pages/Terms-of-Use.aspx.
Логотип Emerson является товарным знаком и сервисным знаком компании Emerson Electric Co. Все другие
товарные знаки являются собственностью соответствующих владельцев.

© Emerson, 2017. Все права защищены.

EMERSON™