



УДК 621.743.1/2

ДИАГНОСТИКА КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

С. Г. ПОЛЯКОВ, д-р техн. наук, Л. И. НЫРКОВА, канд. хим. наук,
С. Л. МЕЛЬНИЧУК, Н. А. ГАПУЛА, инженеры (Ин-т электросварки им. Е. О. Патона НАН Украины)

Приведены результаты лабораторных исследований по разработке теоретических основ и методического подхода к обследованию и контролю внутренней коррозии нефтепроводов и резервуаров. Представлена структурная схема диагностики коррозионного состояния внутренней поверхности нефтепровода и разработаны первичные преобразователи для ее обследования.

Ключевые слова: сварной нефтепровод, внутренняя коррозия, диагностика, скорость коррозии, потенциал, первичные преобразователи

Коррозия металлов в неэлектролитах, т. е. в жидких неэлектропроводных средах (в нефти, нефтепродуктах и других органических соединениях), очень опасна для систем транспорта и хранения нефти.

Нефть является смесью различных углеводородов с неуглеводородными компонентами (спиртами, фенолами, соединениями серы, кислородом,

и др.). Чистые нефтепродукты неэлектропроводны, и поэтому электрохимическая коррозия в них невозможна. Однако в нефтепродуктах всегда присутствуют коррозионные агенты (вода и кислород) в количестве, достаточном для того, чтобы вызвать коррозию на внутренней поверхности нефтепроводов во время их эксплуатации. Коррозия донной части нефтепровода протекает вследствие присутствия в нем подтоварной воды, содержащей растворенные соли и кислоты.

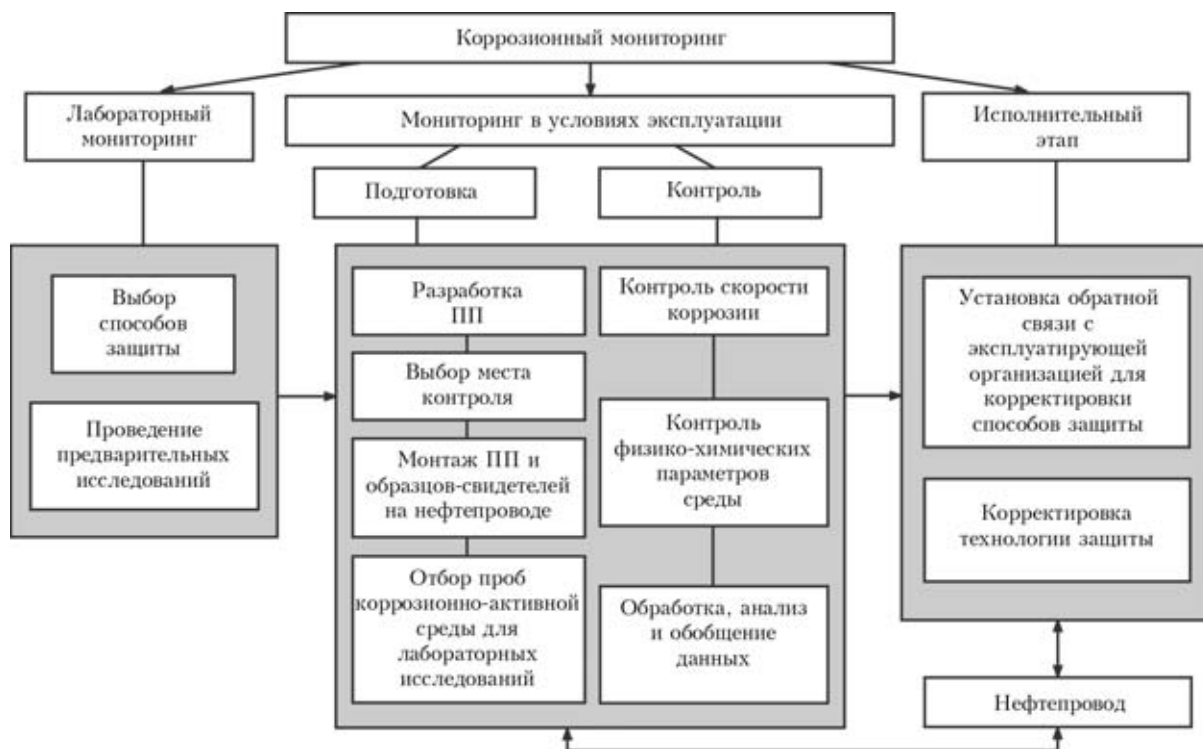


Рис. 1. Структурная схема диагностики коррозионного состояния внутренней поверхности нефтепровода

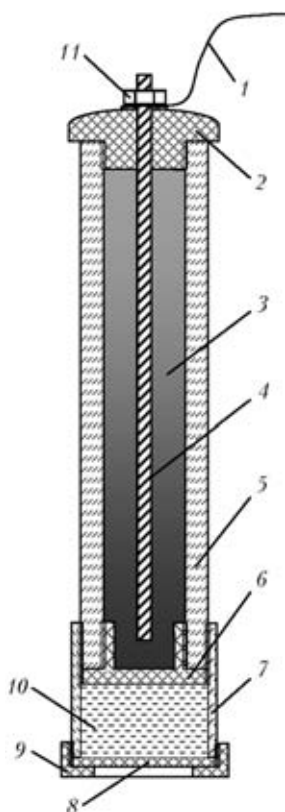


Рис. 2. Схема ПП для измерения потенциала внутренней поверхности нефтепроводов и резервуаров: 1 — токоотвод; 2 — крышка; 3 — насыщенный раствор CuSO_4 ; 4 — медный стержень; 5 — корпус; 6 — пористая пробка; 7 — дополнительная емкость; 8 — наномембрана; 9 — прижимная гайка; 10 — насыщенный раствор KCl ; 11 — гайка

Особую опасность для нефтепровода представляют участки на понижениях рельефа с поворотами (кривыми вставками) трубы, а также механические и коррозионные дефекты сварных монтажных швов, где задерживаются влага и соли, ускоряя тем самым локальные коррозионные процессы в десятки и сотни раз. В таких условиях активизируется биологический фактор, весьма вероятно также изменение природы коррозионного процесса: кислородная деполяризация может переходить, например, в водородную за счет изменения уровня pH внутри дефекта.

Из упомянутого выше следует, что коррозия нефтепроводов — процесс неизбежный. Однако знание механизма коррозии и методик ее оценки позволяет влиять на коррозионный процесс, обеспечивая тем самым безотказную работу нефтепроводов на протяжении длительного времени. Разработка правильного методического подхода к измерению и оценке скорости внутренней коррозии нефтепроводов необходима для их надежной и безопасной эксплуатации [1–3]. Изучению этой проблемы и посвящена данная работа.

Для обследования и контроля коррозионного состояния внутренней поверхности нефтепроводов разработана структурная схема ее диагностики (рис. 1). В соответствии с ней диагностику

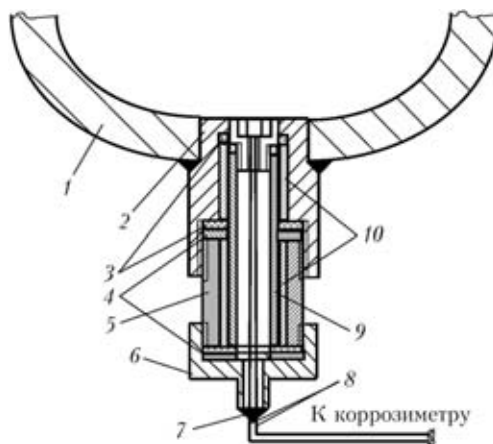


Рис. 3. Схема двухэлектродного ПП для измерения скорости коррозии, смонтированного на нефтепроводе: 1 — трубопровод; 2 — монтажный патрубок; 3 — шайба-уплотнитель; 4 — шайба металлическая; 5 — прижимная гайка; 6 — крышка; 7 — герметик; 8 — токоотводы; 9 — труба-штанга; 10 — втулка-уплотнитель

предлагается проводить в три этапа — лабораторный мониторинг, мониторинг в условиях эксплуатации и исполнительный этап. Следует отметить, что указанная структурная схема описывает общий план работ и может корректироваться в зависимости от цели диагностики и имеющегося оборудования для контроля.

Для мониторинга внутренней коррозии нефтепроводов и резервуаров разработаны два вида первичных преобразователей (ПП) — для измерения потенциала (рис. 2) и скорости коррозии (двух- (рис. 3) и одноэлектродный).

Важным этапом коррозионного мониторинга является проведение лабораторных исследований коррозионной активности среды. Для повышения точности измерений скорости коррозии в нефтяной среде создан влагоудерживающий слой (ВУС), который наносили на поверхность ПП. Дополнительно в ВУС вводили добавки, способствующие поглощению и удерживанию влаги. Экспериментальным путем определено, что оптимальным для исследований в трассовых условиях является ВУС с добавкой 10 % LiCl .

Работоспособность ПП с ВУС проверена путем измерения скорости коррозии стали 17Г1С в нефтеводной эмульсии разного состава и безводной нефти. Результаты эксперимента (рис. 4) показали, что разработанный ПП с модернизированным ВУС позволяет определить значения скорости коррозии при всех исследованных концентрациях воды в нефтеводной эмульсии. Полученный результат очень важен, поскольку при измерениях скорости коррозии в нефти обычные ПП, как правило, показывают нулевые значения. По двум методикам измерена скорость коррозии трубной стали 17Г1С в пробах нефти (№ 1–5) и воды (№ 6).

Согласно первой методике отмеренные одинаковые объемы нефти и дистиллированной воды

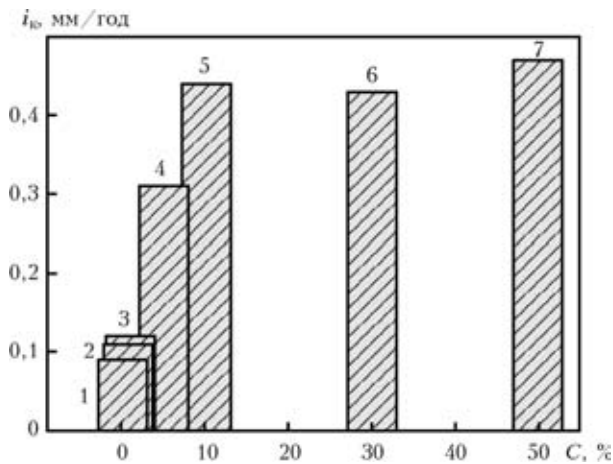


Рис. 4. Изменение скорости коррозии i_k стали 17Г1С в зависимости от содержания C 3%-го NaCl в нефтеводной эмульсии, %: 1 — 0; 2 — 0,5; 3 — 1; 4 — 5; 5 — 10; 6 — 30; 7 — 50

перемешивали с помощью магнитной мешалки со скоростью 300 об/мин в течение 30 мин и оставляли до полного расслоения эмульсии. Водорастворимые агрессивные компоненты нефти, которые являются причиной коррозии стенки трубы, переходят в водную фазу и остаются в ней. После расслоения нефтеводной эмульсии с помощью воронки водную фазу отделяли от нефти. На трех параллельных ПП измеряли скорость коррозии стали 17Г1С в водной фазе, обогащенной коррозионно-активными компонентами. Полученные результаты сравнивали с результатами электрохимических исследований стали 17Г1С в дистиллированной воде. Эмульсии, изготовленные из проб № 1 и 2, не расслаивались, поэтому определить в них содержание воды было невозможно. Измерения проводили непосредственно в нефтеводной эмульсии. Методом поляризационного сопротивления установлено, что скорость коррозии в этих пробах составляла соответственно 0,00063 и 0,00059 мм/год (рис. 5, а). Очевидно,

полученные результаты измерения скорости коррозии были не совсем правильные.

В связи с этим испытания провели также по второй методике. Поверхность ПП перед измерениями покрывали ВУС. Мгновенную скорость коррозии измеряли в пробах нефти в состоянии поставки (рис. 5, б). Из полученных данных следует, что применение ПП с ВУС позволяет повысить точность измерений скорости коррозии в нефтяной среде, обеспечить работоспособность ПП на длительное время и более точно измерить скорость коррозии локально в месте скопления влаги.

Одним из важнейших этапов подготовки к мониторингу в условиях эксплуатации является выбор места контроля. Выбор места, где планируется проводить мониторинг внутренней поверхности нефтепровода, можно осуществлять путем ее сканирования с помощью ПП для измерения потенциалов (см. рис. 2). На наш взгляд, целесообразно рассмотреть способ введения ПП для измерения потенциалов на инспекционном снаряде для внутритрубной диагностики. Модульная конструкция инспекционных снарядов типа «Розен» позволяет соединить в одном снаряде несколько технологий внутритрубного обследования. В связи с этим модуль для измерения потенциалов можно использовать в комбинации с такими технологиями, как регистрация данных о нефтепроводе (о температуре, давлении и других физических параметрах), определение внутренней геометрии нефтепровода, выявление поперечно и продольно ориентированных дефектов, обнаружение трещин и других дефектов сварных швов.

Рассмотрим порядок проведения обследования внутренней поверхности нефтепроводов на лабораторном стенде, который представляет собой фрагмент трубы со сварным швом, имеющем искусственные дефекты. Геометрия дефектов тако-

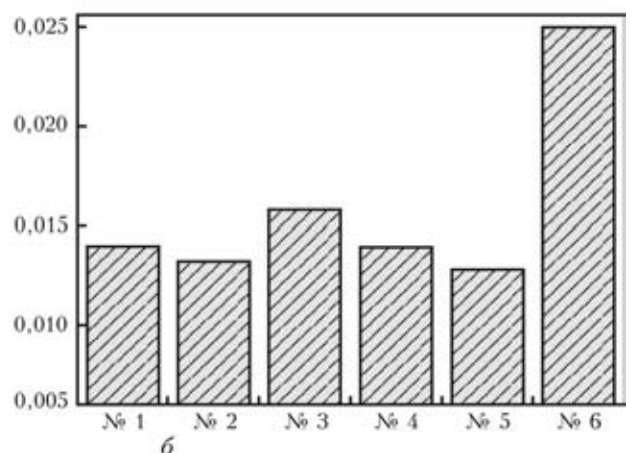
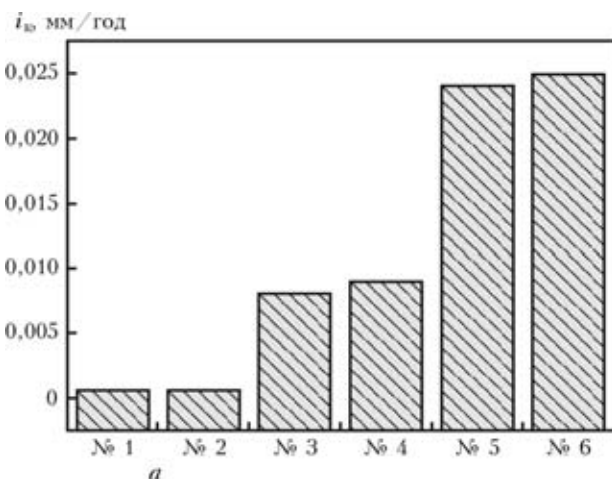


Рис. 5. Результаты измерений скорости коррозии трубной стали 17Г1С в пробах нефти (№ 1–5) и воды (№ 6), полученные по первой (а) и второй (б) методикам

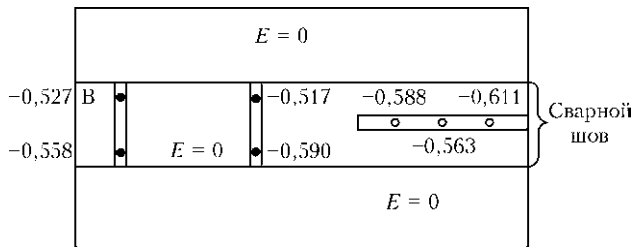


Рис. 6. Результаты измерения потенциала E на лабораторном стенде: m, l — соответственно дефект, заполненный отработанным сварочным флюсом, пропитанным 3%-м раствором NaCl, и дистиллированной водой

ва, что в них могут задерживаться вода и продукты коррозии.

К фрагменту трубы винтами крепили прижимную ячейку с крышкой. Крышка свободно перемещается вдоль ячейки и отверстия для крепления первичных преобразователей для измерения потенциала или скорости коррозии для того, чтобы можно было проводить измерения внутри дефектов сварного шва. Дефекты сварного шва заполняли водой и увлажненным флюсом, который выступал в качестве влаго- и солеудерживающего слоя, а ячейку — нефтью. Результаты измерений потенциала представлены на рис. 6. Установлено, что в точках на поверхности нефтепровода, где влаги не было, потенциал равнялся нулю, а в искусственно созданных дефектах его значения колебались от $-0,5$ до $-0,6$ В.

В местах, где значения потенциала стенки трубы, полученные с помощью ПП для измерения потенциалов, отличаются от нуля, продукты коррозии задерживаются, возникает опасная коррозионная ситуация, при этом необходим более детальный контроль внутренней коррозии в динамике. В таких местах целесообразно устанавливать ПП для измерения скорости коррозии (одноили двухэлектродный). Вид ПП для измерения скорости коррозии и способ его монтажа зависят от особенностей и геометрических размеров опасного участка. Скорость коррозии во времени определяли для различных дефектов на лабораторном стенде, где с помощью ПП для измерения потенциала установлено наличие влаги. В результате проведенных исследований установлено, что коррозия протекала в дефектах, где скапливалась влага, а в местах, расположенных в непосредственной близости от них, поверхность образца коррозионному разрушению практически не поддавалась (рис. 7). Наиболее интенсивно локальная коррозия происходила под слоем флюса в дефектах сварного шва, на что указывали более отрицательные значения потенциала и большие скорости коррозии.

Апробацию разработанной методики и ПП для измерения скорости коррозии на внутренней стенке нефтепровода проводили на тестовых катушках ОАО «Укртранснафта». Три катушки были уста-

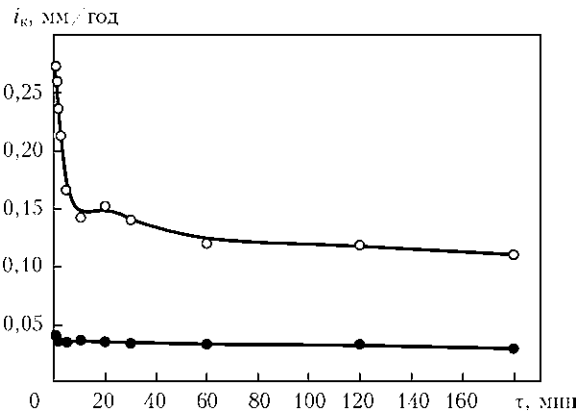


Рис. 7. Динамика измерения скорости коррозии i_k в дефектах сварного шва на лабораторном стенде (m, l — см. рис. 6)

новлены на НПС «Луганская». Катушка № 1 заполнена чистой нефтью, № 2 — нефтью с ингибитором (2%-й раствор ингибитора ТАЛ-25-13Р в нефти), катушка № 3 была пустой (имитация очищенной от нефти трубы).

В тестовые катушки помещали образцы-свидетели для массометрических измерений. В нижнюю часть катушек были вмонтированы ПП таким образом, чтобы их рабочая поверхность стала частью внутренней поверхности нефтепровода (рис. 8). Именно такое расположение ПП необходимо для объективного отображения коррозионного состояния внутренней стенки нефтепровода. Из результатов измерения скорости коррозии, приведенных в таблице, видно, что в нижней части тестовых катушек скорость коррозии составляла, мм/год: катушка № 1 — 0,00080; № 2, 3 — 0,00240. С помощью метода поляризационного сопротивления получены следующие значения скорости коррозии, мм/год: катушка № 1 — 0,01; № 2 — 0,011; № 3 — 0,02.

На основании результатов исследований можно заключить, что данные измерений, полученные с помощью метода поляризационного сопротивления, являются более достоверными. В гирлянде образцы-свидетели, которые находились в ниж-

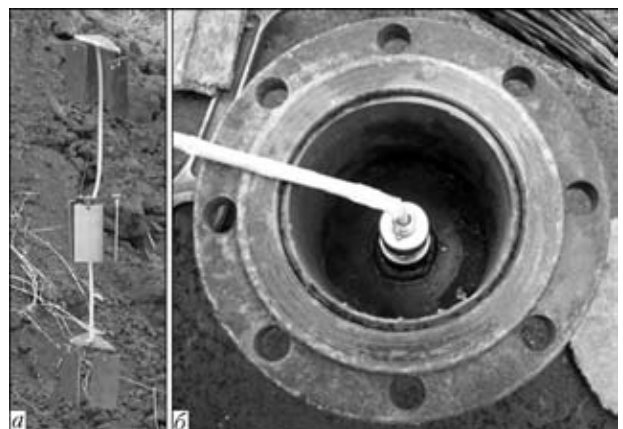


Рис. 8. Гирлянда образцов-свидетелей (а) и внешний вид ПП для измерения скорости внутренней коррозии нефтепровода (б)



Результаты измерений скорости коррозии (мм/год) на тестовых катушках (№ 1–3) НПС «Луганская», полученные различными методами

Место проведения анализа в катушке	Метод массометрии	Метод поляризационного сопротивления
№ 1		
Верх	0,00081	0,010
Середина	0	
Низ	0,00080	
№ 2		
Верх	0,00081	0,011
Середина	0	
Низ	0,00240	
№ 3		
Верх	0,00321	0,020
Середина	0,00078	
Низ	0,00240	

ней части тестовой катушки, располагалась перпендикулярно нижней поверхности нефтепровода, при этом вода не задерживалась на поверхности образца, а стекала с него и скапливалась на дне катушки. Расположение ПП предусматривало, что его рабочая поверхность является частью внутренней поверхности нефтепровода, где скапливалась влага, поэтому коррозионная картина на поверхности ПП более приближена к реальной. Это объясняет расхождение в данных о скорости коррозии, полученных методами поляризационного сопротивления и массометрии. Кроме того, скорость коррозии наиболее высока в первый момент контакта металлической повер-

ности с коррозионной средой и существенно замедляется во времени. Апробация ПП для измерения скорости внутренней коррозии, проведенная на трех тестовых катушках ОАО «Укртранснафта», подтвердила их работоспособность.

Таким образом, разработана структурная схема диагностики коррозионного состояния внутренней поверхности магистральных нефтепроводов. При проведении мониторинга важным условием является организация и поддержание обратной связи между нефтепроводом и эксплуатирующей организацией, что позволяет оперативно корректировать технологию и способ защиты нефтепровода. С помощью ПП с модернизированным ВУС можно определить значения скорости коррозии при любых концентрациях воды в нефтewодной эмульсии, а также в безводной нефти. Установлено, что наиболее интенсивно локальная коррозия протекает под слоем флюса в дефектах сварного шва. Проведенная апробация разработанных ПП для определения скорости коррозии внутренней стенки нефтепровода на тестовых катушках ОАО «Укртранснафта» продемонстрировала их работоспособность.

1. Чвірук В. П., Поляков С. Г., Герасименко Ю. С. Електрохімічний моніторинг техногенних середовищ. — К.: Академперіодика, 2007. — 322 с.
2. Методический подход к изучению внутренней коррозии магистральных нефтепроводов / С. Поляков, Л. Ниркова С. Мельничук и др. // Физ.-хим. мех. материалов. — 2008. — № 7. — С. 756–760.
3. Оцінка корозійно-електрохімічного стану внутрішньої поверхні магістрального нафтопроводу з використанням наномембран / С. Поляков, Л. Ниркова, С. Мельничук, Н. Гапула // Там же. — 2010. — № 8. — С. 631–634.
4. Пат. на корисну модель 41966 Україна, МПК G 01 N 17/00. Первинний корозійно-вимірвальний перетворювач / С. Г. Поляков, Н. О. Гапула, С. Л. Мельничук, Л. І. Ниркова. — Опубл. 25.06.2009.

The paper gives the results of laboratory studies on development of theoretical fundamentals and procedural approach to inspection and monitoring of inner corrosion of oil pipelines and tanks. Flow chart of diagnostics of corrosion state of inner surface of oil pipeline is presented. Primary transducers were developed for inspection of oil pipeline inner surface.

Поступила в редакцию 08.06.2010