Табет Наиф Кайед Абдулла
Thabet Nayef Kayed Abdulla

преподаватель,
Аденский университет,
г. Аден,
Республика Йемен

Фетисов В.С.
Fetisov V.S.

доктор технических наук, профессор
кафедры «Информационно-измерительная
техника», Уфимский государственный
авиационный технический университет,
г. Уфа,
Российская Федерация

УДК 620.179.142.5

DOI:

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНА НА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА

Для планирования и эффективного проведения дорогостоящих мероприятий по очистке нефтепроводов от парафиновых отложений нужна достоверная информация о текущей толщине слоя этих отложений. Следовательно, необходимы соответствующие средства измерений. Очень перспективными представляются измерительные преобразователи на основе тепловых методов. Как правило, такие преобразователи имеют электронагреватель и термодатчики, с помощью которых регистрируются параметры процессов теплопередачи, зависящие, в частности, от толщины слоя парафиновых отложений.

После анализа известных тепловых преобразователей авторы предложили новое техническое решение, в основе которого лежит идея локализации области измерений по длине трубы и перенаправления теплового потока от нагревателя внутрь слоя отложений. Это делает преобразователь более чувствительным к толщине слоя отложений. Предлагается измерения толщины слоя отложений в интересующем сечении трубы делать многоточечными, что делает возможным оценку неравномерности отложений по внутренней поверхности трубы.

Предложенный авторами способ назван термодинамическим, поскольку измерения проводятся не в условиях теплового баланса, а задолго до его наступления, и для оценки толщины отложений используются временные и температурные параметры динамики процесса теплопередачи.

Для реализации предложенного способа на трубопроводе соосно с ним располагают основной кольцевой нагреватель, под которым равномерно по окружности располагают несколько термодатчиков. Также устанавливают два дополнительных кольцевых нагревателя-термобарьера на одинаковых расстояниях по обе стороны от основного нагревателя, весь участок трубопровода между нагревателями-термобарьерами теплоизолируют от окружающей среды слоем термоизолятора. Включают одновременно все нагреватели, затем отключают их, при этом непрерывно измеряют температуру на трубе под основным нагревателем с помощью термодатчиков, затем по полученным временным диаграммам изменения температуры определяют толщину отложений.

Ключевые слова: асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО), парафин, нефтепровод, измерение толщины, термодинамический метод, кольцевой электронагреватель, термобарьер, термоизоляция.

THERMODYNAMIC METHOD OF DETERMINATION OF THICKNESS OF PARAFFIN SEDIMENTS ON OIL PIPELINE INNER SURFACE

For planning and effective implementation of expensive operations for cleaning oil pipelines from paraffin deposits it is necessary to get faithful information concerning paraffin sediments thickness. Therefore, corresponding measuring devices are necessary. Measuring transducers based on thermal methods are more preferable. As a rule, such transducers includes electrical heater and temperature sensors for measurement of heat transfer parameters which are dependent on many factors including paraffin sediments thickness.

After analysis of known heat transfer transducers authors proposed the new technical solution based on the idea of localization of measurement area in a pipe and redirection of thermal flow from the heater into the layer of paraffin deposit. It makes the proposed transducer more sensitive to the thickness of paraffin sediments. It was proposed to implement measurement of paraffin deposit thickness as multipoint, that make possible to estimate nonuniformity of paraffin layer on the inner surface of the pipe.

The proposed method was called thermodynamic method, because measurement is implemented not under thermal balance conditions but it is finished long before achievement this state, and temporal and temperature parameters of heat transfer dynamic process are used for estimation of paraffin deposit thickness.

To realize the proposed method it is necessary to install the ring-shaped electrical heater around the pipe. Under the heater a few temperature sensors must be placed with equal distances between neighboring ones. Also two additional the same shape heaters functioning as thermal barriers must be placed on the pipe with equal distances astride the main heater. All the pipe segment between the heaters-barriers must be isolated from the ambient air by the heat-insulating layer.

For measurement implementation it is necessary to switch on all the heaters simultaneously, then switch off them, and all this time to measure temperature under the main heater by the mentioned sensors, then with the received temperature time chart to determine the paraffin deposit thickness.

Key words: asphaltic resinous paraffine sediments (ARPS), paraffin, oil-pipeline, thickness measurement, thermodynamic method, ring-shaped electrical heater, thermal barrier, heat-insulating.

Ежегодно многие страны мира тратят огромные средства на очистку нефтепроводов от вредных асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО). Так как основу этих отложений составляют именно парафины, то далее для простоты будем называть их просто парафиновыми отложениями. Для борьбы с ними периодически проводят специальные мероприятия, связанные с нагревом трубы, применением специальных механических скребков, использованием химических растворителей или промывающей горячей воды. Если вовремя не производить такую очистку, то эффективное сечение нефтепровода может недопустимо сильно сузиться, сильно затруд-

няя или вообще перекрывая при этом транспортировку нефти. Для планирования и эффективного проведения дорогостоящих мероприятий по очистке трубы от парафина нужна достоверная информация о текущей толщине слоя отложений. Следовательно, необходимы соответствующие средства измерений. В нашей предыдущей статье [1] мы сформулировали требования, предъявляемые к измерителям толщины АСПО и рассмотрели различные альтернативные варианты реализации таких устройств на основе различных физических принципов. Очень перспективными с точки зрения соотношения «качество измерений / стоимость» пред-

ставляются измерительные преобразователи на основе тепловых методов.

Наиболее просто реализуются тепловые способы контроля отложений, основанные на изменении условий теплопередачи в трубе при росте толщины отложений. Один из таких способов [2] заключается в том, что в трубу врезают элемент, в котором совмещены нагреватель и датчик температуры, причем чувствительную поверхность датчика располагают так, чтобы она сопрягалась с внутренней поверхностью трубы. Нагреватель включают на определенное время, затем отключают. При этом регистрируют показания температурного датчика. Они будут существенно отличаться для чистой трубы и для трубы с внутренними отложениями, которые ухудшают условия теплообмена. По параметрам зависимостей температуры от времени рассчитывают толщину отложений. Достоинством способа является возможность контроля толщины отложений в любом сечении трубы и в любой точке окружности данного сечения. Однако серьезным недостатком описанного решения является необходимость врезки специальных функциональных элементов в стенку трубопровода, что ограничивает возможности его применения.

От указанного недостатка свободен способ, описанный в [3]. Согласно ему, на наружной поверхности трубы соосно с ней на определенном расстоянии друг от друга располагают кольцевые нагреватель и термодатчик. В этом случае не требуется применять какие-либо механические воздействия на трубопровод и останавливать технологический поток. Нагреватель включают и отключают с определенной периодичностью. Термодатчиком регистрируют форму сигнала, соответствующую количеству тепла, перенесенного по участку трубы. Если внутренняя поверхность трубы чистая, то, благодаря интенсивному теплоотводу в транспортируемую жидкость, до термодатчика будет доходить лишь небольшая часть тепла. Если же внутренняя поверхность трубы теплоизолирована от жидкости слоем отложений, то по стенке трубы до термодатчика будет доходить гораздо большая часть теплового потока.

По параметрам снятых временных диаграмм рассчитывают толщину слоя отложений. Недостаток способа состоит в интегральном характере получаемых результатов (рассчитывается средняя по длине участка трубы толщина отложений и не детализируются неравномерности отложений по окружности в сечениях трубы). Кроме того, чувствительность результата к толщине слоя отложений не очень велика, так как большая часть теплового потока распространяется вдоль стенки трубы в обоих направлениях и никак не связана с отложениями.

Последний из отмеченных отрицательных факторов может быть значительно ослаблен за счет введения нагревателей-термобарьеров. Пример введения такого термобарьера реализован в способе [4]. Суть этого способа состоит в том, что на наружной поверхности трубы кроме основного точечного нагревателя и расположенного под ним термодатчика формируют второй нагреватель, который окружает основной. Одновременное включение нагревателей приводит к тому, что вокруг основного нагревателя в стенке трубы под вторым нагревателем формируется эквиремальная зона, которая изменяет градиент температур. Большая часть теплового потока вместо распространения по стенке трубы направляется внутрь трубы через слой отложений. Вследствие этого зависимость температуры, регистрируемой термодатчиком, от толщины слоя отложений становится более ярко выраженной. Толщина слоя отложений рассчитывается по параметрам снятой временной диаграммы. Однако данный способ ориентирован на точечную оценку толщины отложений, тогда как для надежного контроля отложений требуется определять их толщину в нескольких точках окружности данного сечения трубы. Размещать же несколько описанных структур по окружности на наружной поверхности трубы представляется нецелесообразным и труднореализуемым, особенно для трубопроводов малого диаметра.

Для применения на трубах более удобной представляется кольцеобразная форма нагревателя. Именно такой используется в спо-

собе, описываемом патентом [5]. Способ включает в себя размещение на трубопроводе соосно с ним кольцевого нагревателя и группы термодатчиков, располагаемых в одну линию на поверхности трубопровода параллельно его оси. Кольцевой нагреватель включают, и, после установления термодинамического равновесия, регистрируют распределение температуры вдоль поверхности трубы с помощью группы термодатчиков. С увеличением расстояния от нагревателя температура экспоненциально уменьшается. Крутизна этой зависимости зависит от условий теплообмена с жидкостью: если слоя отложений нет, то температура падает очень быстро; если же отложения имеются, то они ухудшают теплообмен, и чем толще слой, тем медленнее изменяется температура. Таким образом, по параметрам указанной зависимости определяют толщину слоя отложений. Рассмотренный способ имеет невысокую чувствительность к толщине отложений, так как распространение тепла от нагревателя происходит преимущественно внутри стенки трубы, и лишь малая часть попадает в слой отложений и в жидкость, вследствие чего зависимость измеряемого параметра от толщины отложений невелика, а значит, результирующая погрешность определения толщины слоя отложений будет большой. Другим недостатком способа является то, что результат измерений формируется на довольно длинном отрезке трубы, по длине которого отложения могут иметь разную толщину. Результат при этом является осредненным для данного отрезка, а его достоверность (оцениваемая как доверительная вероятность нахождения погрешности в определенных пределах) применительно к отдельному сечению трубы невысока. Достоверность измерений невелика также вследствие того, что в любом сечении трубы толщина отложений по окружности внутренней поверхности трубы также в общем случае непостоянна, а измерения проводятся только для одной точки окружности.

Анализ рассмотренных технических решений позволил авторам выявить неиспользованные возможности в части уменьше-

ния случайной погрешности измерения толщины слоя отложений и повышения достоверности этих измерений за счет сужения области измерений по длине трубы и перенаправления теплового потока от нагревателя внутрь слоя отложений, а также за счет детализации измерений толщины слоя отложений в интересующем сечении трубы.

Предложенный авторами способ назван термодинамическим, поскольку измерения проводятся не в условиях теплового баланса, а задолго до его наступления, и для оценки толщины отложений используются временные и температурные параметры динамики процесса теплопередачи.

Реализация предложенного способа проиллюстрирована на рисунке 1. Построение измерительного преобразователя заключается в том, что на трубопроводе 1 соосно с ним располагают основной кольцевой нагреватель 4, под которым равномерно по окружности располагают несколько термодатчиков 5. Также устанавливают два дополнительных кольцевых нагревателя-термобарьера 6 и 7 на одинаковых расстояниях по обе стороны от основного нагревателя, весь участок трубопровода между нагревателями-термобарьерами теплоизолируют от окружающей среды слоем термоизолятора 8. Для осуществления предложенного способа включают одновременно все нагреватели, затем отключают их, при этом непрерывно измеряют температуру на трубе под основным нагревателем в нескольких точках с помощью термодатчиков, равномерно распределенных по окружности вокруг трубы, затем по полученным временным диаграммам изменения температуры определяют толщину отложений.

Рисунок 1. Датчик с тремя кольцевыми нагревателями:

1 – стенка трубопровода; 2 – транспортируемая жидкость; 3 – отложения на внутренней поверхности трубопровода; 4 – основной кольцевой нагреватель; 5 – термодатчики; 6 – первый нагреватель-термобарьер; 7 – второй нагреватель-термобарьер; 8 – термоизолятор

Более детально процесс проиллюстрирован на рисунке 2, где приведены примерные временные диаграммы сигнала на одном из термодатчиков для случаев чистого трубо-

провода (рис. 2, а) и трубопровода с отложениями на внутренней поверхности (рис. 2, б).

Рисунок 2. Примерные временные диаграммы сигнала на одном из термодатчиков:
 а – для чистого трубопровода; б – для трубопровода с отложениями парафина

Все нагреватели 4, 6 и 7 включают одновременно на определенное время τ_1 (рис. 2), в течение которого достигается заметное повышение температуры под нагревателями, но еще не достигается термодинамическое равновесие. После отключения всех нагревателей происходит понижение температуры до исходной в течение времени τ_2 . Все изменения температуры в нескольких точках под основным нагревателем 4 непрерывно регистрируют с помощью соответствующих термодатчиков 5. Для каждого термодатчика по полученным данным строят временную диаграмму (рис. 2), по параметрам которой затем определяют толщину отложений под термодатчиком. Необходимость определения толщины в нескольких точках окружности обусловлена тем, что в поперечном сечении трубы (сечение А-А на рис. 1) толщина отложений в общем случае неодинакова, и одиночный датчик не может дать объективной картины отложений.

Термоизолятор 8 препятствует распространению теплового потока от нагревателя 4 в окружающую среду, а благодаря действию нагревателей-термобарьеров 6, 7, создающих

в стенке трубы по обе стороны от нагревателя 4 эквитермальные кольцевые зоны, градиент температур от нагревателя 4 направляется не вдоль стенки трубы 1, а отклоняется внутрь трубы, в слой отложений 3 и в жидкость 2, что делает характер получаемых временных диаграмм более зависимым от слоя отложений, что в конечном счете повышает точность определения толщины слоя отложений.

Отличие временных диаграмм, показанных на рисунке 2, одна из которых соответствует чистому трубопроводу (рис. 2, а; толщина отложений $\delta=0$), а другая – трубопроводу с отложениями (рис. 2, б; $\delta \neq 0$), объясняется следующим. В случае $\delta=0$ при включенных нагревателях происходит интенсивный теплообмен стенки трубы с жидкостью, поэтому за фиксированное время τ_1 она не очень сильно разогревается от исходной температуры T_1 до температуры T_2 , а потом, после отключения нагревателей, она быстро остывает по этой же причине (интервал времени остывания τ_2 до исходной температуры при этом относительно короткий). В случае наличия отложений ($\delta \neq 0$) за то же самое время нагрева τ_1 стенка трубы нагреется гораздо

сильнее (температура T_2 будет заметно выше, чем в предыдущем случае), так как теплообмен с жидкостью затруднен – труба отделена от жидкости слоем отложений, и чем толще этот слой, тем сильнее теплоизоляция. После отключения нагревателей по той же самой причине наличия теплоизоляции трубы от жидкости остывание происходит медленно (время остывания τ_2 относительно велико), причем τ_2 будет тем больше, чем больше толщина слоя отложений δ .

Динамика изменения температуры, регистрируемая разными термодатчиками группы 5, в общем случае может оказаться различной, так как условия теплообмена в разных частях сечения трубы различны вследствие неравномерности толщины слоя отложений. Поэтому конечный результат получают в виде группы значений толщины слоя отложений δ для каждого места установки термодатчиков.

Определение числовых значений δ производят по заранее снятым градуировочным зависимостям. Такими функциональными зависимостями могут быть, например $\delta=f(\tau_2)$ или $\delta=f(T_2-T_1)$. Возможно также использование сразу двух параметров процесса, т.е. функции $\delta=f(\tau_2, T_2-T_1)$. Для эмпирического определения таких зависимостей используют включенный в контур с циркулирующей жидкостью фрагмент трубы из того же материала, такого же диаметра и с такой же толщиной стенки, что и на объекте измерения. На этом фрагменте размещают описанные элементы, имитируют отложения с несколькими разными значениями толщины, и для каждого из них реализуют описанный выше способ измерения и фиксируют интересующие параметры, например, τ_2 или T_2-T_1 . При этом фрагмент трубы должен заполняться жидкостью, совпадающей по составу с той, что используется на объекте измерения. Скорость движения жидкости также должна соответствовать скорости движения жидкости на объекте измерения. По снятым градуировочным отсчетам строится эмпирическая зависимость заранее выбранного вида путем определения коэффициентов при аргументах (последнее выполняют, например, с помощью метода наименьших квадратов [6, С. 127-133]).

Приведем пример конкретной реализации предлагаемого способа.

Требуется определить толщину слоя парафина в стальном нефтепроводе с наружным диаметром 45 мм и толщиной стенки 2 мм. На трубе располагают основной кольцевой электронагреватель, под которым смонтированы 4 равномерно распределенных по окружности термодатчика типа LM35, каждый из которых подключают к микроконтроллеру или компьютеру, что позволяет непрерывно производить отсчеты температуры. По обе стороны от основного нагревателя на расстоянии 10 мм размещают нагреватели-термобарьеры. Все нагреватели имеют ширину 6 мм и мощность 100 Вт. Все нагреватели подключают одновременно к источнику питания на $\tau_1=10$ с, при этом термодатчики регистрируют повышение температуры. Затем их отключают. После того, как температура под каждым из датчиков опускается до исходной, цикл измерения может быть повторен.

Вычисление толщины слоя парафина δ производят по заранее определенной градуировочной формуле $\delta=f(\tau_2)$, которая получена на основе градуировочных операций, в ходе которых в отрезке трубы с описанными элементами искусственно на внутренней поверхности последовательно наращивают слой парафина толщиной 2, 5 и 10 мм, для каждого из этих значений (а также для чистой трубы) измеряют соответствующие значения τ_2 . При этом в трубопроводном контуре, в который врезают градуировочный образец трубы, поддерживают все те условия, которые должны быть на объекте измерения: сорт нефти, состав парафиновых отложений, скорость течения жидкости (0,5 м/с). Например, для полученных пар значений ($\delta=0$; $\tau_2=67$ с), ($\delta=2$ мм; $\tau_2=84$ с), ($\delta=5$ мм; $\tau_2=130$ с), ($\delta=10$ мм; $\tau_2=334$ с) с помощью метода наименьших квадратов определены коэффициенты аппроксимирующего степенного многочлена второй степени, который и составляет градуировочную формулу: $\delta = -6,73 + 0,12 \tau_2 - 0,0002 (\tau_2)^2$. По данной формуле в процессе измерений на объекте рассчитывают толщину отложений для каждого из четырех термодатчиков.

Предлагаемый способ с использованием двух дополнительных кольцевых нагревате-

лей-термобарьеров по обе стороны от основного нагревателя по сравнению со способом, в котором используется только один кольцевой нагреватель, позволяет сузить область измерений по длине трубы и увеличить чувствительность регистрируемых параметров к толщине слоя отложений, что в конечном счете повышает точность и достоверность

измерений толщины этого слоя. Достоверность измерений толщины отложений повышается также за счет выполнения дополнительных измерений толщины отложений по окружности на внутренней поверхности трубы под кольцевым нагревателем.

Список литературы

1. Фетисов В.С., Табет Н.К.А. Проблемы измерений толщины асфальто-смоло-парафиновых отложений в нефтепроводах и пути их решения // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2018. - № 1. – Т. 12. – С. 55-60.
2. US Pat. № 9176044. МПК G01N 25/72. Publ. Nov.3, 2015
3. US Pat. № 6886393. МПК G01N 25/00. Publ. May 3, 2005
4. Патент РФ № 2449207. МПК G01B 17/02. Оpubл. 27.04.2012
5. Патент РФ № 2344338. МПК G01B 17/02. Оpubл. 20.01.2009
6. Алиев Т.А. Экспериментальный анализ. – М.: Машиностроение, 1991. – 272 с.

References

1. Fetisov V.S., Tabet N.K.A. Problemy izmerenij tolshchiny asfal'to-smolo-parafinovyh otlozhenij v nefteprovodah i puti ih reshenija // Elektrotehnicheskije i informacionnyje komplekсы i sistemy. – 2018. - № 1. – Т. 12. – S. 55-60.
2. US Pat. № 9176044. MPK G01N 25/72. Publ. Nov.3, 2015
3. US Pat. № 6886393. MPK G01N 25/00. Publ. May 3, 2005
4. Patent RF № 2449207. MPK G01B 17/02. Opubl. 27.04.2012
5. Patent RF № 2344338. MPK G01B 17/02. Opubl. 20.01.2009
6. Alijev T.A. Eksperimental'nyj analiz. – M.: Mashinostrojenije, 1991. – 272 s.