

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2744315

СПОСОБ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАРАФИНА В НЕФТЯНОМ ПОТОКЕ НА ОСНОВЕ РАДИОИЗОТОПНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Коптева Александра Владимировна (RU), Дементьев Александр Сергеевич (RU), Маларев Вадим Игоревич (RU), Коптев Владимир Юрьевич (RU)*

Заявка № 2020124801

Приоритет изобретения 27 июля 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 05 марта 2021 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 27 июля 2040 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
G01N 23/02 (2021.01)

(21)(22) Заявка: 2020124801, 27.07.2020

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
27.07.2020

Дата регистрации:
05.03.2021

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 27.07.2020

(45) Опубликовано: 05.03.2021 Бюл. № 7

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
ФГБОУ ВО "СПГУ", Патентно-лицензионный
отдел

(72) Автор(ы):

Коптева Александра Владимировна (RU),
Дементьев Александр Сергеевич (RU),
Маларев Вадим Игоревич (RU),
Коптев Владимир Юрьевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Санкт-Петербургский горный
университет» (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: Коптева А.В.,

Многопараметрический мониторинг
магистральных нефтепроводов на основе
радиоизотопного излучения, Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук, Санкт-
Петербург: Нац. мин.-сырьевой университет
"Горный", 2013, 23 с. RU 2487343 C1, 10.07.2013.
SU 932097 A1, 30.05.1982. RU 2257510 C1,
27.07.2005. US (см. прод.)

(54) СПОСОБ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАРАФИНА В НЕФТЯНОМ ПОТОКЕ НА ОСНОВЕ РАДИОИЗОТОПНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

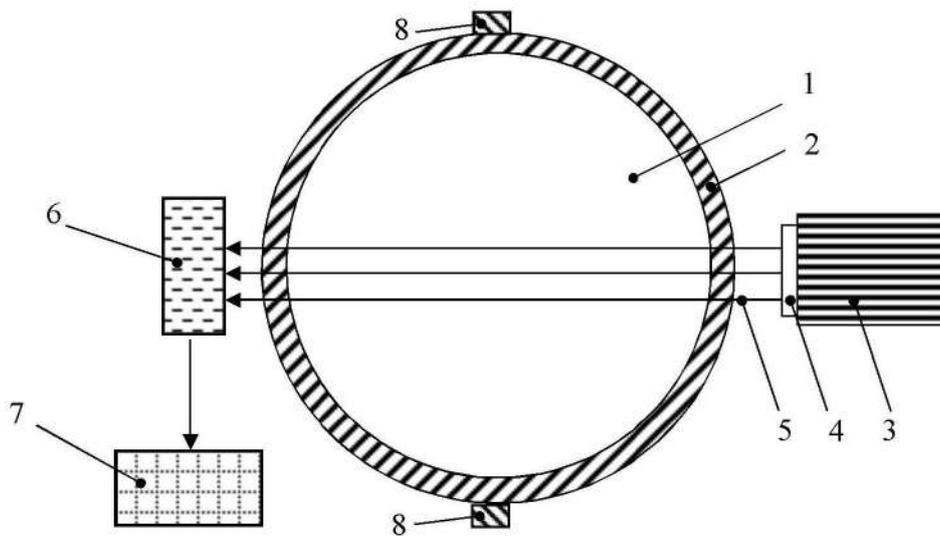
(57) Реферат:

Изобретение относится к измерительной технике, в частности к радиоизотопным устройствам для бесконтактного измерения концентрации взвешенных асфальтосмолопарафинов в потоке нефти в трубопроводе с определением изменения интенсивности потока ионизирующего излучения при прохождении его через контролируемое вещество. Изобретение может использоваться на местах эксплуатации трубопроводного транспорта, систем сбора и подготовки нефти, газа и воды на предприятиях нефтегазодобывающей промышленности на нефтяных предприятиях, осуществляющих транспортировку углеводородов. Техническим

результатом является повышение точности определения концентрации взвешенных асфальтосмолопарафинов в потоке нефти в трубопроводе в процессе транспортировки углеводородов. Предлагаемый способ на основе эффекта фотоэлектронного поглощения узкоколлимированного пучка гамма-излучения позволяет с высокой точностью (относительная погрешность по определению процентного содержания парафина от общего объема нефтепарафиновой смеси не превышает 1%) бесконтактным способом (чувствительный элемент не вводится в движимую измерительную среду) измерять концентрацию асфальтосмолопарафиновых соединений в

твердой фазе в движущемся потоке нефти, а также отличается быстродействием, непрерывностью измерений и адаптивностью результатов к температурным условиям среды, являющихся

основным фактором выделения парафина из потока нефти, что тем самым повышает достоверность результатов измерения. 1 табл.



Фиг. 1

(56) (продолжение):
6470749 В1, 29.10.2002. US 6513385В1, 04.02.2003.

RU 2744315 C1

RU 2744315 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(19) **RU** (11)**2 744 315**⁽¹³⁾ **C1**(51) Int. Cl.
G01N 23/02 (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(52) CPC
G01N 23/02 (2021.01)(21)(22) Application: **2020124801, 27.07.2020**(24) Effective date for property rights:
27.07.2020Registration date:
05.03.2021

Priority:

(22) Date of filing: **27.07.2020**(45) Date of publication: **05.03.2021** Bull. № 7

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2, FGBOU
VO "SPGU", Patentno-litsenzionnyj otdel**

(72) Inventor(s):

**Kopteva Aleksandra Vladimirovna (RU),
Dementev Aleksandr Sergeevich (RU),
Malarev Vadim Igorevich (RU),
Koptev Vladimir Iurevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe biudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniia «Sankt-Peterburgskii gornyi
universitet» (RU)**(54) **METHOD FOR NON-DESTRUCTIVE CONTROL OF PARAFFIN CONCENTRATION IN OIL FLOW
BASED ON RADIOISOTOPIC RADIATION**

(57) Abstract:

FIELD: measurement equipment.

SUBSTANCE: invention relates to measuring equipment and namely to radioisotope devices for non-contact measurement of the concentration of suspended asphalt-resin-paraffins in the oil flow in the pipeline with the determination of the change in the intensity of the flow of ionizing radiation when it passes through the controlled substance. The invention can be used in the field of operation of pipeline transport, systems for the collection and treatment of oil, gas and water at the enterprises of the oil and gas industry at oil enterprises that transport hydrocarbons. The present method based on the effect of photoelectron absorption of a narrowly collimated beam of gamma radiation allows to measure the concentration of asphalt-resin-paraffin compounds with high accuracy (the relative error in determining

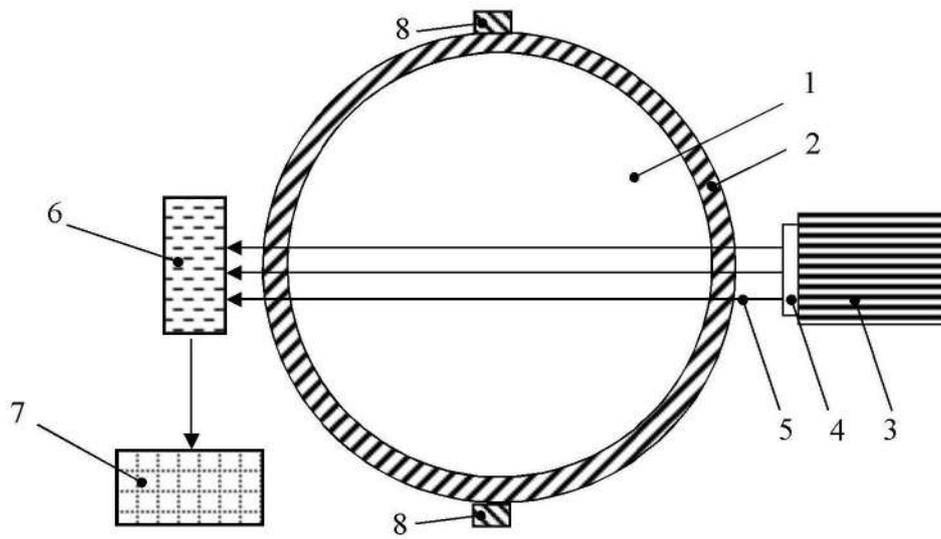
the percentage of paraffin from the total volume of the oil-paraffin mixture does not exceed 1%) by a non-contact method (the sensitive element is not introduced into the moving measuring medium) to measure the concentration of asphalt-resin-paraffin compounds in the solid phase in a moving oil stream, and also differs in speed, measurement continuity and adaptability of the results to the temperature conditions of the environment, which are the main factor in the release of wax from the oil flow, which thereby increases the reliability of the measurement results.

EFFECT: invention is aimed at improving accuracy of determining the concentration of suspended asphalt-resin-paraffins in the oil flow in the pipeline during the transportation of hydrocarbons.

1 cl, 1 tbl

RU 2 744 315 C1

RU 2 744 315 C1



Фиг. 1

RU 2744315 C1

RU 2744315 C1

Изобретение относится к измерительной технике, в частности к радиоизотопным устройствам для бесконтактного измерения концентрации взвешенных асфальтосмолопарафинов в потоке нефти в трубопроводе с определением изменения интенсивности потока ионизирующего излучения при прохождении его через контролируемое вещество. Изобретение может использоваться на местах эксплуатации трубопроводного транспорта, систем сбора и подготовки нефти, газа и воды на предприятиях нефтегазодобывающей промышленности на нефтяных предприятиях, осуществляющих транспортировку углеводородов.

Известен способ (патент RU №2333476, опубл. 10.09.2008), который заключается в отборе трех образцов сырой нефти, два из отобранных образцов растворяют в растворителе, из одного из обработанных растворителем образцов удаляют асфальтены, для всех трех образцов методом ядерного магнитного резонанса измеряют кривые спада свободной индукции и определяют соотношение твердотельных фракций, и водородсодержащих жидких фракций, по содержанию водородсодержащих твердотельных фракций в обработанном растворителе образце, из которого удалены асфальтены, судят о содержании парафинов, о концентрации асфальтенов судят по содержанию водородсодержащих твердотельных фракций в другом обработанном растворителе образце с учетом установленной концентрации парафинов, а содержание парафинов и асфальтенов в исходной нефти определяют исходя из установленного соотношения парафинов и асфальтенов в водородсодержащих твердотельных фракциях.

К недостаткам этого способа можно отнести низкое быстродействие процесса измерений, основанного на отборе проб, их химических исследованиях и последующем ядерно-магнитном резонансном исследовании, а также отсутствие возможности проведения измерений в режиме реального времени при транспортировке нефти в трубопроводе, что ограничивает возможность его применения.

Известен способ измерения плотности или определения наличия и количества материалов различной плотности в подлежащем измерению объекте (патент RU 2182703, опубл. 20.05.2002). Способ измерения плотности включает распространение электромагнитных лучей через подлежащий измерению объект и измерение интенсивности излучения на стороне выхода лучей из подлежащего измерению объекта. Протяженность объекта измеряется вдоль пути прохождения излучения через подлежащий измерению объект, и излучение производится, по меньшей мере, на двух различных длинах волн.

Недостаток способа заключается в низкой точности при измерении гетерогенных структур, имеющих непостоянный во времени состав. Это определяется физической сущностью процесса взаимодействия используемого в способе электромагнитного излучения малой энергии, которая не позволяет с высокой точностью измерять концентрацию вещества в среде, состоящей из большого количества различных по плотности веществ. При измерении количества парафина в протекающей по трубопроводу нефти, являющейся неоднородной средой и имеющей высокую динамику изменения плотности, данный способ не применим.

Известен способ оценки толщины парафиновых отложений (патент RU № 2099632, опубл. 20.12.1997) основанный на регистрации распределения теплоты вдоль поверхности трубы на основе измерения температуры двумя установленными на внешнюю стенку трубопровода тепловые потоки в двух теплоотводящих элементах. В качестве источника тепла применяется сам нефтяной поток. По величине температуры через теплоотводящие элементы, установленные на наружной стенке трубы, с учетом разницы в теплопередаче через стенку трубопровода чистого и с отложениями, судят о толщине отложений. а

отложениями определяют по интенсивности теплообмена (т.е. по охлаждению нагретого тела).

К недостаткам способа можно отнести ограниченное применение способа только с жидкостями, температура которых ниже окружающей среды, что определяется методикой измерения, основанной на оценке интенсивности теплообмена 5 предварительно нагретой среды, т.е. по степени ее охлаждения.

Известен способ определения толщины парафиновых отложений на внутренней поверхности трубопровода (патент RU № 2700349, опубл. 16.09.2019) основанный на измерении температурного поля от термодатчиков, равномерно распределенных по 10 окружности вокруг трубы. В качестве источника тепла применяется основной кольцевой нагреватель, под которым предварительно равномерно по окружности распределяют несколько термодатчиков, а также соосно с ним устанавливаются два дополнительных кольцевых нагревателя-термобарьера на одинаковых расстояниях по обе стороны от основного нагревателя, создающих в стенке трубы по обе стороны от нагревателя 15 эквитермальные кольцевые зоны и являющихся барьерами для распространения теплового потока по трубе. По полученным временным диаграммам изменения температуры судят о толщине отложений. Преимущества способа заключается в высоком быстродействии, связанном с более коротким циклом измерения и отсутствием необходимости установления термодинамического равновесия, а также повышенной 20 точностью по сравнению с существующими тепловыми методами измерения, связанной с дополнительным введением термобарьеров, ограничивающих распространение теплового поля.

К недостаткам способа можно отнести низкую точность способа, связанную с определением толщины по имеющимся градуировочным характеристикам, связывающих 25 временные диаграммы изменения температуры и толщину эталонных отложений. Предложенный способ ограничен динамическим диапазоном состава исследуемых парафинов, а в реальных условиях в отложившемся слое присутствует большое множество включений, которые не поддаются прогнозированию и имеющих различную теплопроводность. Также на снижение точности способа оказывает влияние наличие 30 инвариантности материала труб и дополнительных слоев (например, изоляции) на поверхности трубы, что оказывает существенное влияние на распространение теплового поля. Дополнительное ограничение определения толщины отложений в трубопроводах вызвано отсутствием возможности проведения измерений среды с температурой выше температуры окружающей среды.

Известен способ для определения толщины отложений на внутренней стенке 35 трубопровода, основанный на регистрации рассеянного гамма-излучения (Badiru A. B., Osisanya S. O. Project Management for the Oil and Gas Industry: A World System Approach. NY: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2013). Способ основан на обратной зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения, претерпевшего комптоновское рассеяние 40 в диапазоне энергий до 400 кэВ, прошедшего через контролируемый материал электронной плотности изучаемой среды. По полученным значениям интерпретируют результаты с использованием калибровочных зависимостей, связывающих скорость счета датчика (импульсов/мин) с толщиной отложений в трубопроводе.

Недостатком данного способа является низкая точность измерений, которая 45 определяется низкой чувствительности метода рассеянного гамма-излучения к изменению толщины отложений парафина по сравнению с прямым гамма-излучением, претерпевшим фотоэлектронное поглощение, а также зависимостью показаний от состава многофазной продукции.

Известен ультразвуковой способ для определения толщины отложений на внутренней стенке трубопровода (патент RU № 2098754, опубл. 10.12.1997). Способ основан на отношении интенсивности ультразвуковой волны, прошедшей через контролируемый материал и интенсивностью, прошедшей через такое же вещество без отложений. По полученным значениям строят градуировочные кривые и судят о толщине отложений в трубопроводе.

Недостатком данного способа является низкая точность измерений, которая определяется возникновением дополнительной погрешности при измерении нефтяных потоков за счет влияния градиента плотности среды на характер распределения ультразвуковых волн. Нефтяные потоки являются многофазными многокомпонентными и могут иметь в своем составе различные включения, в том числе и свободный газ. Известно, что при переходе от одной фазы к другой ультразвуковые волны испытывают преломление и ослабление. Преломление тем сильнее, чем больше величина градиента акустического сопротивления на стыке двух сред, который находится в прямой зависимости от разности плотностей. В связи с этим на участках, где было скопление газа, результаты будут обладать большой погрешностью. Кроме того, ультразвуковые датчики подвержены действию акустических и электромагнитных помех.

Известен способ неразрушающего контроля концентрации парафина в нефтяном потоке на основе радиоизотопного излучения (Коптева А.В. Многопараметрический мониторинг магистральных нефтепроводов на основе радиоизотопного излучения: Автореф... дис. канд. техн. наук. – Санкт-Петербург: Нац. мин.-сырьевой университет «Горный», 2013. - 23 с.) принятый за прототип. Этот способ наиболее близок к предлагаемому техническому решению за счет использования системы измерения на основе радиоизотопного излучения. Определение толщины слоя парафина происходит путем обработки результатов измерения прошедшего излучения, которое будет отличаться своей интенсивностью и флуктуационным характером изменения для различных сред – материала трубопровода, слоя парафина, движущейся нефти. Система измерения перемещается в вертикальной плоскости по трубопроводу и по моментам возникновения изломов на графике изменения интенсивности излучения можно с высокой точностью судить о толщине парафиновых отложений.

К недостаткам данного способа можно отнести низкую точность измерения, вызванную непостоянством активности радионуклида во времени и перемещением его вдоль поперечной оси трубопровода. Из-за передвижения измерительного прибора в пространстве и получения полезного сигнала о наличии парафинового слоя только в некоторые моменты времени данный метод нельзя назвать непрерывным, что снижает точность всей измерительной системы. Также существенным недостатком является особенность методики измерения, которая детектирует только толщину отложившегося на стенке трубопровода парафина и не позволяет определять его наличие в трубопроводе в момент кристаллизации до его отложения на стенке трубы.

Техническим результатом является повышение точности определения концентрации взвешенных асфальтосмолопарафинов в потоке нефти в трубопроводе в процессе транспортировки углеводородов.

Технический результат достигается тем, что дополнительно на наружной поверхности трубы соосно по вертикальной оси установлены не менее двух датчиков температуры, которые измеряют температуру поверхности трубы, полученные данные усредняют в микроконтроллере, который посредством канала связи передает данные в блок обработки информации, блоком детектирования регистрирует интенсивность потока прямого гамма-излучения, которое прошло через измеряемую среду и претерпевшего

фотоэлектронное поглощение в энергетическом спектре с нижним порогом 500 кэВ и осуществляет формирование соответствующего ей информативного сигнала в виде дискретных отсчетов в выборке заданного объема, который передают посредством канала связи в блок обработки информации, где происходит его автоматическая

5 обработка с учетом коэффициента поглощения парафина на основе взаимопроникающих компонентов и усредненных данных с датчиков температуры и последующее вычисление концентрации парафина в потоке за счет сравнения полученной информации со значениями, которые были получены при предварительной градуировке прибора на потоки нефти с известным различным содержанием парафина и температурой.

10 Способ поясняется следующими фигурами:

фиг. 1 – функциональная схема автоматической радиоизотопной измерительной системы для измерения концентрации парафина в нефтяном потоке;

фиг. 2 – зависимость интенсивности излучения гамма-излучения от концентрации парафина в контролируемом нефтяном потоке.

15 фиг. 3 – теоретические и практические результаты измерения концентрации парафина в диапазоне от 0% до 13%, где:

1 – нефтяной поток;

2 – трубопровод;

3 – блок гамма-излучения;

20 4 – защитное коллимирующее устройство;

5 – поток гамма-излучения;

6 – блок детектирования;

7 – блок обработки информации;

8 – датчик температуры.

25 Способ осуществляют следующим образом. На исследуемом трубопроводе 2 (фиг. 1) с нефтяным потоком 1 на его наружной поверхности размещают автоматическую радиоизотопную измерительную установку (РИУ), состоящую из неподвижных, соосно расположенных блока гамма-излучения 3 с защитным коллимирующим устройством 4 для формирования узкого пучка излучения 5 радионуклида Cs-137 в области энергий

30 от 0,2 до 1,0 МэВ, и усовершенствованный блок детектирования 6 на основе сцинтилляционного кристалла NaJ(Tl), фотоэлектронного умножителя, формирователя импульсов, микропроцессора, имеющего усовершенствованные цифровую часть и программное обеспечение и блок обработки информации 7 на основе адаптивной системы с использованием температурного фактора среды, поступающего от не менее

35 двух соосно установленных в вертикальной оси датчиков температуры 8 типа LM35.

Интенсивность потока прямого гамма-излучения 5, прошедшего через измеряемую среду и претерпевшего фотоэлектронное поглощение средой, регистрируется сцинтилляционным детектором, входящим в состав блока детектирования 6 в энергетическом спектре с нижним порогом 500 кэВ, и преобразуется с помощью

40 фотоэлектронного умножителя и формирователя импульсов в информативный электрический сигнал в виде дискретных отсчетов в выборке заданного объема. Интенсивность первичного радиоизотопного излучения связана с плотностью ρ вещества и его толщиной δ следующей зависимостью:

45
$$I = I_0 \cdot \exp(-\mu\rho\delta) \cdot (1)$$

В нашем случае интенсивность будет равна:

$$I = I_0 \cdot \exp[-(\mu_{\text{поток}}\delta_{\text{поток}}(\rho_{\text{п}} + \rho_{\text{н}}) + \mu_{\text{сталь}}\rho_{\text{сталь}}\delta_{\text{сталь}})], (2)$$

где $\rho_{\text{сталь}}$, $\rho_{\text{Г}}$, $\rho_{\text{Н}}$ – плотность стали стенки трубопровода, парафина и нефти соответственно;

$\mu_{\text{сталь}}$, $\mu_{\text{поток}}$ – массовый коэффициент ослабления первичного излучения стальной стенкой трубопровода, парафина и нефтепарафинового потока соответственно;

$\delta_{\text{сталь}}$, $\delta_{\text{поток}}$ – эквивалентная толщина стальной стенки трубопровода, парафина и нефтепарафинового потока соответственно.

Полученный информативный сигнал с блока детектирования 6 передается по каналу передачи данных, например по интерфейсу типа RS-485 в блок обработки информации 7, где автоматически производится выборка соответствующей градуировочной характеристики с учетом температурного фактора среды, определяемого датчиками температуры, которые располагаются на наружной части изоляции соосно по вертикальной оси трубы. На расположенные таким образом датчики будут влиять два фактора: температура окружающей среды и температура, идущая от трубопровода, при этом учитывается средняя температура с двух датчиков и производится автоматическая выборка соответствующей градуировочной характеристики с учетом формулы, описывающей процесс формирования твердой фазы парафина от температуры:

$$V(t) = -0.005t^2 + 0.102t + 18.66, \quad (5)$$

где $V(t)$ – объемная зависимость концентрации парафина в нефти в процентах, t – температура.

В блоке обработки информации по информативному сигналу, сформированному при регистрации потока в блоке детектирования 6 и скорректированному с учетом информации с температурных датчиков, определяется коэффициент поглощения парафина на основе взаимопроникающих компонентов коэффициента поглощения смеси нефти и парафинов $\mu_{\text{эф}}$, который определяется по формуле:

$$\mu_{\text{эф}} = -\frac{1}{L} \ln[(1 - \Delta^2)e^{-\mu_1 L} + \Delta^2 e^{-\mu_1 L(v_2 \Delta + (1 - \Delta))}]; \quad (3)$$

$$\frac{l}{L} = \Delta;$$

$$m_2 = \frac{V_2}{V} = \left(\frac{l}{L}\right)^3 = \Delta^3;$$

$$\Delta = \sqrt[3]{m_2}, \quad v_2 = \frac{\mu_2}{\mu_1} = \frac{0.034}{0.015} = 2,267,$$

где L – ширина участка контролируемого вещества, т.е. нефтепарафинового потока;

l – ширина парафиновой доли;

Δ – отношение ширины парафиновой доли к нефтепарафиновому потоку;

μ_1 – коэффициент поглощения парафина;

μ_2 – коэффициент поглощения нефти;

v_2 – отношение коэффициента поглощения парафина к коэффициенту поглощения нефти;

V – объем парафина в сечении потока;

V_2 – объем нефтепарафинового потока;

m_2 – концентрация парафина;

Зависимость плотности смеси нефти и парафинов $\rho_{\text{эф}}$ от концентрации парафинов

линейная и находится по формуле:

$$\rho_{\text{эф}} = \rho_{\text{нефти}} \cdot m_{\text{нефти}} + \rho_{\text{парафина}} \cdot m_{\text{парафина}} = \rho_{\text{нефти}} \cdot (1 - m_{\text{парафина}}) + \rho_{\text{парафина}} \cdot m_{\text{парафина}} \quad (4)$$

Учитывая изменение интенсивности прошедшего через измеряемую среду гамма-излучения, коэффициент поглощения среды и температурный фактор с высокой точностью определяют концентрацию асфальтосмолопарафинов в потоке нефти при предшествующем процессе градуирования, который заключается в определении зависимости интенсивности излучения от концентрации определяемого элемента при измерении проб с известным содержанием в них определяемого элемента и температурой.

Пример конкретной реализации предлагаемого способа. Требуется определить концентрацию асфальтосмолопарафиновой фазы в стальном нефтепроводе с наружным диаметром 45 мм и толщиной стенки 2 мм. На трубе в вертикальной оси располагают два термодатчика типа LM35, подключенных к источнику питания и блоку обработки информации, непрерывно измеряющих температуру и в горизонтальной оси располагают неподвижные, соосно расположенные блок гамма-излучения, представленный в виде защитного коллимирующего устройства для формирования узкого пучка излучения радионуклида Cs-137 в области энергий 0,2 - 1,0 МэВ, и усовершенствованный блок детектирования на основе сцинтилляционного кристалла NaJ(Tl), фотоэлектронного умножителя, формирователя импульсов, микропроцессора, подключенный к источнику питания блоку обработки информации на основе адаптивной системы с использованием температурного фактора среды.

Вычисление концентрации парафиновой фазы m_2 производят по заранее определенной градуировочной характеристике $m_2=f(I)$, которая получена на основе предварительной градуировки прибора в широком диапазоне температур от -40°C $+40^{\circ}\text{C}$, в ходе которых в отрезке трубы с описанными элементами помещают нефть, обладающей свойствами на реальном объекте измерения: скорость течения жидкости, различные плотности с различными концентрациями парафина от 0% до 40% (концентрацию выше рассматривать нецелесообразно), и для каждого из этих значений (а также для чистой трубы) измеряют соответствующие значения интенсивности гамма-излучения, претерпевшего ослабление средой. Например, для полученных пар значений ($m_2=0$; $I=0,199$ имп.), ($m_2=5$; $I=0,061$ имп.), ($m_2=10$; $I=0,021$ имп.), ($m_2=15$; $I=0,007$ имп.), ($m_2=20$; $I=0,002$ имп.). С помощью датчиков температуры корректируется значение концентрации парафина на основе коэффициентов аппроксимирующего степенного многочлена второй степени, который и составляет уточненную градуировочную формулу

$$V(t) = -0.005t^2 + 0.102t + 18.66$$

По данной формуле в процессе измерений на объекте рассчитывают концентрацию парафина. Полученная зависимость представлена на фиг.3, численные значения представлены в таблице 1.

Таблица 1 - значения интенсивности при испытаниях и расчетах

№ испытание	Концентрация, %	Среднее кол-во имп. расчетное	Среднее кол-во имп. фактическое
1	0	0,18458144	0,19902156
2	1	0,14836306	0,14507557
3	2	0,11916580	0,11183700
4	3	0,09563585	0,09758399
5	4	0,07668658	0,06961298

6	5	0,06143844	0,06087792
7	6	0,04917886	0,04498741
8	7	0,03933062	0,03801345
9	8	0,03142640	0,03410064
10	9	0,02508811	0,02485555
11	10	0,02001009	0,02015258
12	11	0,01594545	0,01661628
13	12	0,01269491	0,01228506
14	13	0,01009780	0,01008866
15	14	0,00802467	0,00736661
16	15	0,00637133	0,00679055
17	16	0,00505400	0,00460236
18	17	0,00400536	0,00411216
19	18	0,00317138	0,00315772
20	19	0,00250874	0,00275247
21	20	0,00198272	0,00195923

- 15 Таким образом, предлагаемый способ по сравнению со способом-прототипом за счет неподвижно расположенных блоков источника и приемника гамма-излучения и датчиков температуры, последующей обработки информации с учетом коэффициента поглощения парафина на основе взаимопроникающих компонентов коэффициента поглощения смеси нефти и парафинов $\mu_{эф}$, который определяется по формуле 3,
- 20 позволяет определить концентрацию взвешенных асфальтосмолопарафинов в потоке нефти в трубопроводе в процессе транспортировки углеводородов и увеличить чувствительность регистрируемых параметров к концентрации, что в конечном счете повышает точность и достоверность измерений. Достоверность измерений концентрации
- 25 повышаются также за счет проведения дополнительных измерений температуры трубопровода, что позволяет автоматически переключаться системе на уточненную градуировочную характеристику. По сравнению с прототипом предлагаемый способ более выгоден также с точки зрения надежности, система измерения является стационарной и в ней отсутствуют подвижные части блоков источника и приемника излучения.
- 30 Предлагаемый способ на основе эффекта фотоэлектронного поглощения узкоколлимированного пучка гамма-излучения позволяет с высокой точностью (относительная погрешность по определению процентного содержания парафина от общего объема нефтепарафиновой смеси не превышает 1%) бесконтактным способом (чувствительный элемент не вводится в движимую измерительную среду) измерять
- 35 концентрацию асфальтосмолопарафиновых соединений в твердой фазе в движущемся потоке нефти, а также отличается быстродействием, непрерывностью измерений и адаптивностью результатов к температурным условиям среды, являющихся основным фактором выделения парафина из потока нефти, что тем самым повышает достоверность результатов измерения.

40

(57) Формула изобретения

- Способ неразрушающего контроля концентрации парафина в нефтяном потоке на основе радиоизотопного излучения, включающий размещение на трубопроводе источника гамма-излучения, облучение трубопровода с контролируемым потоком,
- 45 последующую регистрацию интенсивности прошедшего через измеряемую среду и ослабленного гамма-излучения и преобразование результатов измерения в электрические сигналы посредством блока детектирования, установленного с противоположной стороны, передачу полученных сигналов по каналу связи и последующее вычисление

в блоке обработки информации концентрации, отличающийся тем, что дополнительно на наружной поверхности трубы соосно по вертикальной оси установлены не менее двух датчиков температуры, которые измеряют температуру поверхности трубы, полученные данные усредняют в микроконтроллере, который посредством канала связи передает данные в блок обработки информации, блоком детектирования регистрирует интенсивность потока прямого гамма-излучения, которое прошло через измеряемую среду и претерпевшего фотоэлектронное поглощение в энергетическом спектре с нижним порогом 500 кэВ и осуществляет формирование соответствующего ей информативного сигнала в виде дискретных отсчетов в выборке заданного объема, который передают посредством канала связи в блок обработки информации, где происходит его автоматическая обработка с учетом коэффициента поглощения парафина на основе взаимопроникающих компонентов и усредненных данных с датчиков температуры и последующее вычисление концентрации парафина в потоке за счет сравнения полученной информации со значениями, которые были получены при предварительной градуировке прибора на потоки нефти с известным различным содержанием парафина и температурой.

20

25

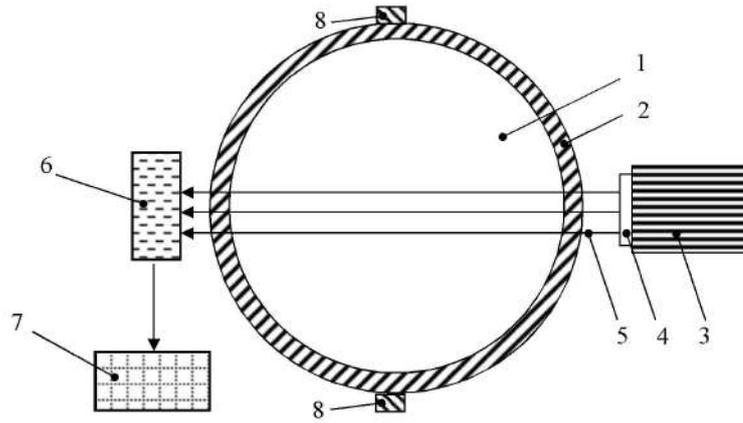
30

35

40

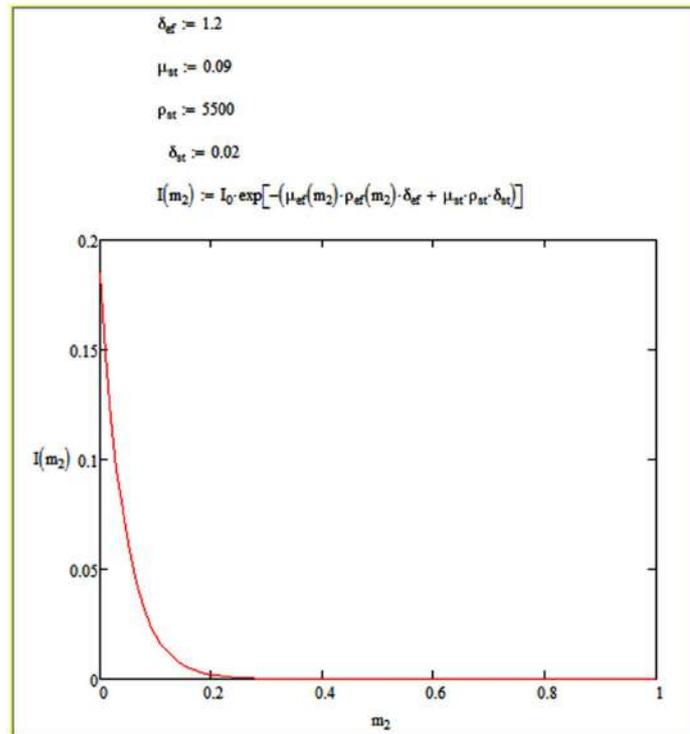
45

1

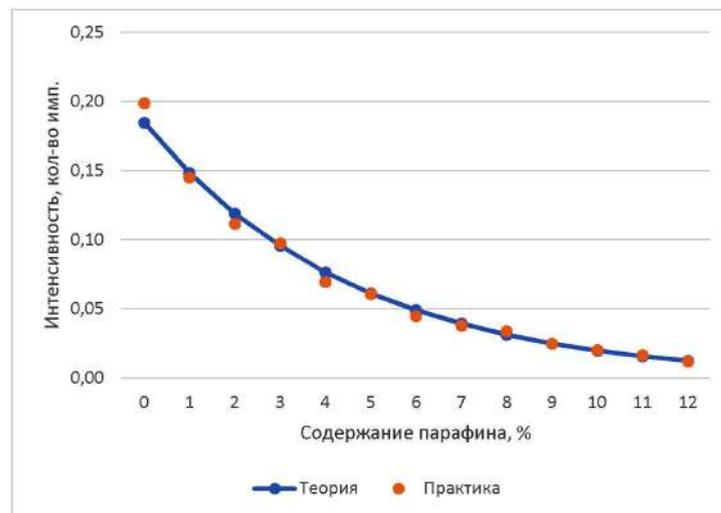


Фиг. 1

2



Фиг.2



Фиг.3