УДК 681.2

Бесконтактная система измерения толщины парафинистых отложений нефти в погружном оборудовании и нефтепроводах

А.В. Коптева
к.т.н., доцент кафедры электроэнергетики и электромеханики
alexandrakopteva@gmail.com

В.Ю. Коптев
к.т.н., доцент кафедры горных транспортных машин
kvuy@mail.ru

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

В статье описана проблема несовершенства существующих методик обнаружения и измерения толщины отложений парафинов, смол и солей на внутренней поверхности трубопровода и погружного оборудования, которые коллоидно растворены в транспортируемом потоке нефти. Для борьбы с отложениями предложен метод, основанный на радиоизотопном излучении, обладающий высокой эффективностью, достоверностью, долговечностью, простотой обслуживания и легкой взаимозаменяемостью основных узлов системы и позволяющий своевременно обнаруживать и измерять толщину отложений бесконтактным способом в режиме реального времени с целью принятия дальнейшего решения о выборе наиболее эффективной методики для их устранения.

Материалы и методы
На основе фотоэлектронного поглощения радиоизотопного излучения средой разработана методика измерения толщины парафиновых отложений непосредственно в процессе транспортирования нефти.

Ключевые слова
радиоизотопное излучение, парафин, нефть, трубопровод, интенсивность излучения, высоковязкая нефть

На сегодняшний день в России наблюдается тенденция к увеличению объемов нефтедобычи. Это связано с реализацией поставленной в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030)» задачи «максимально эффективного использования природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны» на основе изобретения и совершенствования методик по добыче высоковязкой нефти, природных и твердых битумов, сланцевой нефти, разработке остаточных запасов истощенных и обводненных месторождений.

Поставленные задачи требуют существенных финансово-инвестиционных ресурсов и внедрения передовых решений в производственно-технологический процесс, обеспечивающих высокие темпы добычи и надежность оборудования [1]. Существенные трудности в процессе добычи и транспортировки тяжелой нефти вызваны высокой вязкостью гетерогенного нефтяного потока и осаждением парафиновых отложений на стенки труб и оборудования, что приводит к снижению производительности системы и надежности оборудования, аварийным ситуациям, повышению энергозатрат за счет уменьшения проходного диаметра и повышения гидравлического сопротивления труб, загрязнениям окружающей среды, экономическим потерям предприятий. Анализ риска аварий на объектах добычи и транспортировки тяжелой нефти показал, что на сегодняшний день около 20% от общего числа аварий вызваны парафиновыми отложениями внутри трубопроводов или скважинного оборудования. По данным НП «Центр Экологии ТЭК», за счет аварий в процессе транспортировки предприятия теряют примерно 3,5–4,5% транспортируемой нефти в год, что составляет при добыче около 550 млн т. в год, примерно 19–25 млн т. нефти в год. Экономически это означает, что при авариях государство и предприятия теряют около 10–13 млрд долларов, и эти потери не включают в себя штрафы за загрязнение природной среды, затраты на ликвидацию поврежденного оборудования и упущенную выгоду предприятия.

С развитием технической вооруженности нефтедобывающих предприятий к процессам транспортирования и контроля предъявляются все более жесткие требования, в рамках которых возникает необходимость изобретения принципиально новых автоматических систем управления и контроля над процессами, а также интеллектуализации средств измерения. В настоящее время борьба с отложениями ведется по двум направлениям: профилактика и удаление уже сформировавшихся отложений, которые включают в себя физические (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей), химические (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы, растворители и удалители), механические (скребки, скребки-центраторы) и тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты). Однако практически все исследования российских и зарубежных ученых посвящены методам борьбы с уже осажденным слоем. Например, в статье [2] описывается эффективная методика для определения структуры и плотности отложений.

Выбор оптимальных способов борьбы с отложениями и их эффективность зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции, что часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий. Причем эффективность резко снижается ввиду отсутствия готовых решений по обнаружению местонахождения и измерения количества отложений, интервалов возможного

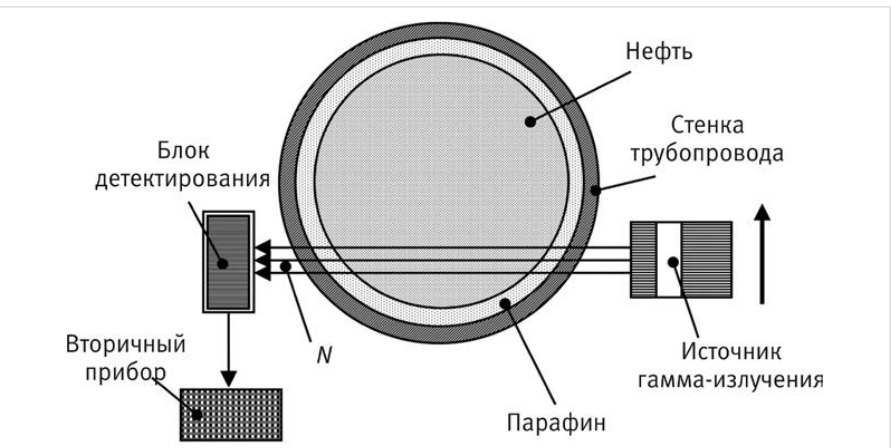

Рис. 1 — Схема измерения толщины парафиновых отложений
Fig. 1 — System`s for measuring the thickness of paraffin deposits scheme

парафинообразования и интенсивности отложений на стенках трубопровода. Исследования показали, что существующие системы мониторинга парафиновых отложений внутри трубопровода при транспортировке нефти не обеспечивают требуемой точности и эффективности, нарушают целостность потока или отличаются высокой сложностью обработки результатов. Так, например, из бесконтактных методов наиболее распространенными являются ультразвуковые, однако их низкая эффективность определяется возникновением дополнительных погрешностей измерений при наличии различных включений в потоке нефти. Наиболее конкурентоспособной является методика, описанная в статье [3], но по сравнению с методикой, предлагаемой в данной статье, она является более дорогостоящей и менее точной.

В качестве решения поставленной задачи предлагается совершенствование методики перспективного и широко распространенного в зарубежной промышленности неразрушающего метода контроля на основе радиоизотопного излучения, только применительно к асфальтосмолопарафиновым соединениям, что, в свою очередь, не имеет аналогов в мире. Так, в статье [4] упоминается о высокой эффективности методов измерения на основе гамма-излучения, однако подчеркивается невозможность измерения толщины парафиновых отложений данным методом ввиду высокой близости коэффициентов ослабления нефти и парафина. Нами эта задача решена, и разработана методика для измерения толщины парафинового слоя косвенным методом, где искомый параметр определяется по излому графика интенсивности излучения при перемещении измерительной системы вдоль оси трубопровода. В этом случае определяющим является характер изменения гамма-излучения при прохождении через различные среды, а не его частное численное значение, что снижает инструментальную погрешность, являющуюся основной во всех предлагаемых методах измерения. Предлагаемая система измерения с использованием эффекта фотоэлектронного поглощения гамма-квантов позволяет измерять концентрацию твердой фазы парафиновых соединений с высокой точностью, не нарушая целостности потока.

Разрабатываемый прибор, основанный на комптоновском рассеянии, состоит из двух составляющих: первичный преобразователь в виде блока гамма-излучения на основе радионуклида Cs-137 в области энергий 0,2–1,0 МэВ, взаимодействующий с исследуемой средой и выявляющий информативный параметр, и вторичный прибор на основе сцинтилляционного кристалла NaI(Tl), фотоэлектронного умножителя, формирователя импульсов, в котором происходит обработка, градуировка, представление и передача полученной информации (рис. 1).

При прохождении гамма-излучения через вещество происходит его взаимодействие со средой, ведущее к ослаблению излучения. Интенсивность гамма-излучения определяется исходя из соотношения [4] по формуле 1:

$$I_{прям} = I_0 \cdot \exp[-(\mu_{ст}\rho_{ст}d_{ст} + \mu_н\rho_н d_н + \mu_п\rho_п d_п + \mu_г\rho_г d_г)], \quad (1)$$

где $\mu_{ст}$, $\mu_н$, $\mu_п$, $\mu_г$ — коэффициенты ослабления гамма-излучения материалом трубопровода, нефтью, парафиновыми отложениями и пузырьками свободного газа в потоке (являющихся основной причиной недостоверности результатов в настоящее время); $\rho_{ст}$, $\rho_н$, $\rho_п$, $\rho_г$ — плотности материала трубопровода, нефти, парафиновых отложений и пузырей свободного газа в потоке; $d_{ст}$, $d_н$, $d_п$, $d_г$ — толщины материала трубопровода, нефти, парафиновых отложений и пузырей свободного газа в потоке.

Методика измерения толщины отложения парафинов внутри трубы осуществляется аналогично методике измерения характеристик потока [5]. Отличие состоит в перемещении блоков излучения и детектирования, расположенных соосно на противоположных сторонах трубы, и в принципиально новой последовательности обработки выходного сигнала и интерпретации результатов. В нашем случае контролируемую среду можно разделить на 3 участка: стенка трубопровода, стенка трубопровода с осажденным на ней парафином и стенка трубопровода с парафином и транспортируемым нефтяным потоком (рис. 2). Тогда, интенсивность гамма-излучения для 1-го и 2-го участка:

$$I_1 = I_0 \cdot \exp(-\mu_{ст}\rho_{ст}\delta_{1ст}), \quad (2)$$

$$I_2 = I_0 \cdot \exp[(-\mu_{ст}\rho_{ст}\delta_{2ст} + \mu_п\rho_п\delta_{2п})], \quad (3)$$

$$I_3 = I_0 \cdot \exp[(-\mu_{ст}\rho_{ст}\delta_{3ст} + \mu_п\rho_п\delta_{3п} + \mu_н\rho_н\delta_{3н})], \quad (4)$$

$$\delta_{1ст} = 2R\sin(\arccos\frac{R-\Delta}{R}), \quad (5)$$

$$\delta_{2ст} = \delta_{1ст} - 2R\sin(\arccos\frac{R-\Delta}{r}), \quad (6)$$

$$\delta_{2п} = 2r\sin(\arccos\frac{r-\Delta}{r}), \ \delta_{3ст} = \delta_{2ст}, \quad (7, 8)$$

$$\delta_{3п} = \delta_{2п} - D\sin(\arccos 2\frac{R-\Delta}{D}), \quad (9)$$

где I_1, I_2, I_3 — интенсивности первичного излучения, регистрируемого детектором в данном объеме в присутствии абсорбирующего материала соответственно на 1-ом, 2-ом и 3-ем участках поперечного сечения трубопровода; $\rho_{ст}$, $\rho_п$, $\rho_н$ — плотности стали стенки трубопровода, парафина, и нефти; $\delta_{ст}$, $\delta_п$, $\delta_н$ — эквивалентный толщины стальной стенки трубопровода (формулы 5, 6, 8), парафина (формулы 7, 9) и нефтяной фазы соответственно; $\mu_{ст}$, $\mu_п$, $\mu_н$ — массовые коэффициенты ослабления первичного излучения стальной стенкой трубопровода, парафином и нефтяным потоком соответственно; Δ – расстояние от края трубопровода до точки сканирования в данный момент по направлению перемещения всей измерительной системы; R, r – наружный и внутренний радиусы трубопровода в данном сечении; D – диаметр трубопровода.

На рис. 2 представлен полученный график интенсивности прямого гамма-излучения в зависимости от его проникновения в измеряемую среду. По полученной зависимости, учитывая изломы, можно легко определить толщину парафиновых отложений косвенным методом.

Проведенные лабораторные исследования доказали высокую эффективность предлагаемого метода (точность измерения толщины отложений составляет до ±5 мм), а также относительную безопасность для обслуживающего персонала при соблюдении техники безопасности. При всех достигнутых на сегодняшний момент результатах предлагаемый метод имеет еще множество векторов развития, в перспективе — создание системы, способной автоматически регулировать режим транспортировки нефтяного потока при изменении его качественного состава [8], повышение температуры нагрева нефтепроводов при первых признаках образования парафиновых отложений или автоматическую остановку транспортирования нефти в случае ее аварийного разлива. Разработанная методика может быть использована как на стадии проектирования и прокладки трубопроводов, так и на действующих трубопроводах различного назначения. Предложенная простая и эффективная методика своевременного обнаружения и измерения количества отложений обеспечит существенное снижение энергозатрат на транспортировку высоковязкой нефти, увеличит производительность трубопроводов и, следовательно, обеспечит энергоэффективную транспортировку углеводородов, позволит уменьшить капиталовложения на замену труб, снизить риски аварийных ситуаций на трубопроводе и избежать связанных с ними многомиллионных затрат предприятий.

Итоги

Доказана необходимость своевременного обнаружения парафиновых отложений при транспортировании высоковязкой нефти, предложена методика эффективного измерения толщины отложений на основе радиоизотопного излучения, описаны основные результаты лабораторных исследований.

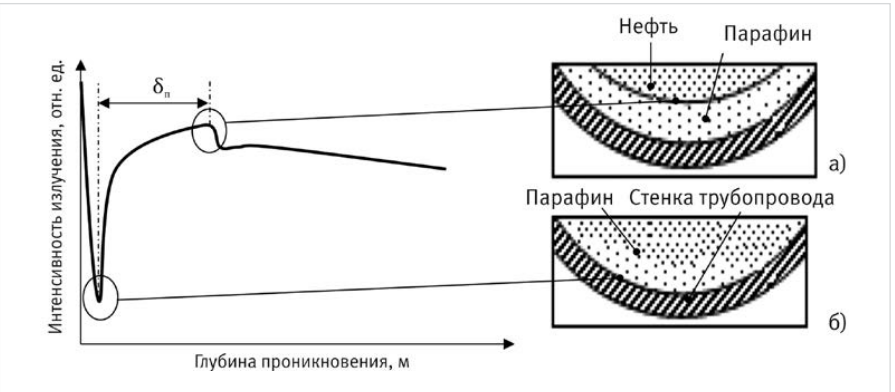

Рис. 2 — Зависимость интенсивности излучения от глубины проникновения:
а) излом кривой при переходе от парафина к нефти,
б) излом кривой при переходе от стальной стенки к парафину
Fig. 2 — Dependence of radiation intensity on penetration depth:
a) fracture curve in the transition from paraffin to oil,
б) fracture curve at the transition from the steel wall to paraffin

Выводы

Радиоизотопный метод обладает высокой эффективностью и способен измерять толщину парафиновых отложений без внедрения в транспортируемый поток нефти.

Предлагаемый метод обладает большой проникающей способностью, легкой полной или частичной взаимозаменяемостью основных узлов установки, простой методикой, что определяет его основные преимущества по сравнению с существующими методами.

С помощью разработанной измерительной системы можно обеспечить измерение толщины парафиновых отложений с абсолютной погрешностью ±5мм, что является достаточным условием для обеспечения надежной работы трубопроводной системы.

Список литературы

1. Лищук А.Н. Учет углеводородного сырья: новый взгляд на привычные вещи // Нефтяное хозяйство. 2013. №3. С. 8–9.
2. Chengyu B., Jinjun Zh. New Method to Determine the Strength of Wax Deposits in Field Pipelines // Advances in Petroleum Exploration and Development, 2015, V. 10, issue 2, pp. 31–36. DOI:10.3968/7816.
3. Sow Mei I.L., Ismail I., Shafquet A., Abdullah B. Real-time monitoring and measurement of wax deposition in pipelines via non-invasive electrical capacitance tomography // IOPscience: Measurement Science and Technology, 2016, V. 27, issue 2. DOI: 10.1088/0957-0233/27/2/025403.
4. Abdul-Majid S., AbulFaraj W. Asphalt and Paraffin Scale Deposit Measurement by Neutron Back Diffusion Using 252Cf and 241Am-Be Sources. 3rd MENDT — Middle East Nondestructive Testing Conference & Exhibition. Bahrain, Manama, 2005.
5. Коптева А.В., Проскуряков Р.М. Неразрушающие методы контроля качества и количества нефтяных потоков // Записки Горного института. 2016. Т. 220. С. 564–568. DOI: http://dx.doi.org/10.18454/pmi.2016.4.564.
6. Malarev V.I., Kopteva A.V. Using radioisotope method for measuring ice layer thickness in pulp lines // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2017, V. 87. DOI: 10.1088/1755-1315/87/3/032022.
7. Koptev V.Y., Kopteva A.V. Improving Paraffin Deposits Detection Methodology for Better Ecological Safety during Hydrocarbon transportation // International Journal of Applied Engineering Research, V. 12, issue 5, pp. 618—621.
8. Коптев В.Ю., Коптева А.В. Формирование модели структуры нефтяного потока на основе точного определения примесей для управления транспортными системами // Экспозиция Нефть Газ. 2016, №3. С. 96–97.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

UDC 681.2

Non-contact system for measuring the thickness of paraffin deposits in downhole equipment and oil pipelines

Authors:

Alexandra V. Kopteva — Ph.D., assistant professor of department of electrical electric power and electromechanics; alexandrakopteva@gmail.com

Vladimir Yu. Koptev — Ph.D., assistant professor of department of mining transportation machines; kvuy@mail.ru

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

Abstract

The article describes the problem of low efficiency of existing techniques for locating and measuring the thickness of paraffin, gums and salts deposits on the inner surface of the pipeline and submersible equipment that have been colloidally dissolved in the transported oil stream. A method based on radioisotope radiation with high efficiency, reliability, durability, ease of maintenance and easy interchangeability of the main components of the system is proposed for the control of deposits. The method allows to detect and measure the thickness of deposits in a non-contact way in a real time mode in a timely manner in order to make a further decision on choosing the most effective technique for their elimination.

Materials and methods

Based on absorption of the radioisotope photoelectron emission medium developed a method of measuring the thickness of paraffin deposits during the transportation of oil.

Results

The necessity of timely detection of paraffin deposits during transportation of high-viscosity oil was proved, a technique for effective measurement of deposition thickness based on radioisotope radiation was proposed, and the main results of laboratory studies were described.

Conclusions

The radioisotope method has a high efficiency and is able to measure the thickness of paraffin deposits without introduction into the transported oil stream. The proposed method has a great penetrating power, easy complete or partial interchangeability of the main units of the installation, a simple technique that determines its main advantages in comparison with existing methods.

With the help of the developed measuring system, it is possible to measure the thickness of paraffin deposits with an absolute error of ± 5 mm, which is a sufficient condition for ensuring reliable operation of the pipeline system.

Keywords

radioisotope radiation, paraffin, oil, pipeline, radiation intensity, high viscosity oil

References

1. Lishchuk A.N. *Uchet uglevodorodnogo syr'ya: novyy vzglyad na privychnye veshchi* [Consideration of hydrocarbons: a new look at familiar things], *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, issue 3, pp. 8–9.
2. Chengyu B., Jinjun Zh. New Method to Determine the Strength of Wax Deposits in Field Pipelines // Advances in Petroleum Exploration and Development, 2015, V. 10, issue 2, pp. 31–36. DOI:10.3968/7816.
3. Sow Mei I.L., Ismail I., Shafquet A., Abdullah B. Real-time monitoring and measurement of wax deposition in pipelines via non-invasive electrical capacitance tomography // IOPscience: Measurement Science and Technology, 2016, V. 27, issue 2. DOI: 10.1088/0957-0233/27/2/025403.
4. Abdul-Majid S., AbulFaraj W. Asphalt and Paraffin Scale Deposit Measurement by Neutron Back Diffusion Using 252Cf and 241Am-Be Sources. 3rd MENDT — Middle East Nondestructive Testing Conference & Exhibition. Bahrain, Manama, 2005.
5. Kopteva A.V., Proskuryakov R.M. *Nerazrushayshie metody kontrolya kachestva I kolichestva neftyanyh potokov* [Non-destructive methods of quality control and quantity of oil flows], Journal of Mining Institute, 2016, V. 220, pp. 564–568. DOI: http://dx.doi.org/10.18454/pmi.2016.4.564.
6. Malarev V.I., Kopteva A.V. Using radioisotope method for measuring ice layer thickness in pulp lines // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2017, V. 87. DOI: 10.1088/1755-1315/87/3/032022.
7. Koptev V.Y., Kopteva A.V. Improving Paraffin Deposits Detection Methodology for Better Ecological Safety during Hydrocarbon transportation // International Journal of Applied Engineering Research, V. 12, issue 5, pp. 618—621.
8. Koptev V.Yu., Kopteva A.V. *Formirovaniye modeli structury neftyanogo potoka na osnove tochnogo opredeleniya primesey dlya upravleniya transportnymi systemami* [Formation of the oil flow structure model based on the precise determination of impurities for the management of transport systems]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 3, pp. 96–97.