

## ПРЯМЫЕ И КОСВЕННЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДЕ

УДК 622.692.4.053

DIRECT AND INDIRECT METHODS OF QUANTITY DETERMINATION OF PARAFFIN DEPOSITS IN THE PIPELINE

Валеев А.Р., Гирфанова Д.Ю.  
ФГБОУ ВПО « Уфимский  
государственный нефтяной  
технический университет», г. Уфа,  
Российская Федерация

A.R. Valeev, D.Yu. Girfanova  
FSBEI of HPE Ufa State Petroleum  
Technological University,  
Ufa, the Russian Federation

Данная статья посвящена изучению проблем, связанных с определением количества парафиноотложений в нефтепроводе.

На основе материалов различных источников авторы рассматривали косвенные методы обнаружения отложений парафина на внутренней поверхности трубопровода, одновременно были определены недостатки данных методов и выявлена необходимость создания прямого метода определения количества парафиноотложений. В пояснении необходимости создания нового метода авторами были представлены следующие аргументы: наличие, в ранее существовавших методах, значительного количества информации; громоздкий алгоритм вычислений; высокий уровень погрешностей.

Сущность предложенного авторами прямого метода определения внутритрубных отложений парафина заключается во введении в трубопровод прибора работающего по механическому принципу действия. Соответственно описание конструкции и принципа действия прибора приведены в статье. Таким образом, посредством обработки данных, полученных после прохождения прибором определенного участка трубы можно определить толщину и местоположение парафиноотложений по длине трубопровода.

Располагая более полной информацией о количестве парафиноотложений в нефтепроводе и месте их расположения, можно точнее планировать мероприятия по внутритрубной очистке. В частности, становится легче рассчитывать очистку длительно неочищенных трубопроводов. Также становится доступно, по необходимости, введение растворителей в отдельные участки нефтепровода.

The present article is concerned with the problem of quantity measurement of paraffin deposits in the pipeline.

On the basis of various materials the authors considered the indirect methods of paraffin deposits on the internal pipeline surface, at the same time the limitations of this method were found and the necessity of creating the direct method of quantity determination of paraffin deposits was exposed. The authors presented the following arguments to explain this necessity: a considerable amount of information in the previous methods; a lengthy calculation algorithm; a high default level.

The direct method involves inserting a mechanical instrument into the pipeline. Thus the description of the equipment design and principle of action is presented in the article. Thus by processing data obtained after the instrument has explored a particular pipe section it is possible to determine the thickness and location of the paraffin deposits through the pipeline.

Having complete and accurate information on the quantity of the paraffin deposits it is possible to arrange the internal pipeline cleaning up more precisely. In particular it makes easier to estimate the clean-up of the pipelines that haven't been cleaned for a long time. Also injecting dissolvent into a particular pipeline sector when necessary becomes available.

**Ключевые слова:** нефть, вязкость, транспортировка нефти, трубопровод, парафин, отложения, методы обнаружения отложений.

**Key words:** oil, viscosity, oil transport, pipeline, paraffin, deposits, methods of detecting deposits.

Трубопроводы - самый распространенный способ транспортировки различных веществ, в том числе нефти и газа. Одной из основных задач развития трубопроводного транспорта является повышение эффективности и надежности работы действующих магистральных трубопроводов. Важным направлением для решения данной проблемы является своевременное предупреждение и ликвидация различных осложнений в работе трубопроводов, возникающих вследствие загрязнения внутренней полости труб. При перекачке парафинистых нефтей по трубопроводам на внутренней полости труб происходит нако-

пление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Это приводит к снижению пропускной способности трубопроводов и увеличению давления в процессе эксплуатации. Кроме того, накопление АСПО на внутренней поверхности труб существенно влияет на достоверность результатов ультразвуковой диагностики труб. Значительное влияние на процесс парафинизации оказывают условия работы нефтепроводов, а именно температура и гидродинамические параметры перекачки. Процесс выпадения кристаллов парафина изучен достаточно подробно, чего нельзя сказать о проблеме обнаружения парафиноотложений.

### Методы обнаружения парафиноотложений

Авторами были изучены различные источники [1,2,3,4,5], в которых рассматривались проблемы, связанные с парафинизацией нефтепроводов.

Большой интерес вызвали источники [6,7], так как в них описывался процесс обнаружения парафинов. На данный момент существуют лишь, так называемые, косвенные методы обнаружения парафиноотложений. Парафиноотложения, безусловно, сказываются на гидродинамических характеристиках магистрального нефтепровода.

Сущность косвенных методов заключается в определении параметров гидродинамических характеристик трубопровода, а так же в сравнении их с ранее определенными значениями этих же параметров в начале работы или после ближайшей очистки трубопровода.

Ниже представлены наиболее распространенные косвенные методы обнаружения парафиноотложений:

1. Опыт эксплуатации нефтепроводов, перекачивающих неоднородные потоки и парафинистые нефти, показал, что для них наблюдается регулярное изменение величины  $\lambda$ , вследствие образования внутритрубных отложений, скоплений воды или газа, износа внутренней поверхности труб.

Для того чтобы описать работу подобных трубопроводов, а также для обнаружения отложений, в том числе парафинистых, необходимо определить временные закономерности изменения параметра  $\lambda$  (на основе экспериментальных данных). Авторами [6] выявлено, что для ряда нефтепроводов распределение временных изменений  $\lambda$  подчиненных закону распределения Вейсбулла. В таком случае:

$$\lambda = \lambda_0 \cdot \alpha \cdot t_0^{-\alpha} \cdot t^{(\alpha-1)} \quad (1)$$

где  $\lambda_0$ ,  $\alpha$  – параметры распределения;  
 $t$  – время эксплуатации нефтепровода.

Данная зависимость носит название «коэффициент смертности»[6].

2. В целях нахождения более универсальной модели, авторами [6] был рассмотрен ещё один подход к описанию функции  $\lambda = \lambda(t)$ , базирующийся на основных положениях теории надежности:

$$\lambda = \lambda_0 \cdot \exp(\sum_{i=1}^n k_i \cdot t_i); \quad (2)$$

где  $k_i$  – эмпирический коэффициент, определяемый методом наименьших квадратов.

Уравнение (2) позволяет вычислить в любой момент эксплуатации нефтепровода на основе анализа априорных данных [6].

3. В работе [7] рассмотрена возможность построения математической модели, описывающей характер распределения отложений парафина по длине трубопровода. В качестве исходных данных использованы уравнения теплового баланса для участка трубопровода и уравнение материального баланса. Число возможных параметров достаточно большое и, как показали исследования многих авторов, эта зависимость по параметрам нелинейна. Последнее делает возможным применение классического кор-

реляционно-регрессионного анализа. В связи с этим, для получения модели:

$$\frac{\partial \varepsilon_i}{\partial t} = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n); \quad (3)$$

где  $\frac{\partial \varepsilon_i}{\partial t}$  – количество парафина, откладывающегося на стенке трубы при понижении  $t$  на 1;

$x_i$  – входные параметры.

был применен метод группового учета аргументов.

В качестве входных параметров были выбраны следующие величины:

$$\begin{aligned} x_1 &= \frac{T}{T_{\text{НК}}}; \\ x_2 &= \beta; \\ x_3 &= \frac{V_{\text{см}}^2}{g \cdot D_b}; \\ x_4 &= V_{\text{см}} \cdot D_b \cdot \left[ \frac{\rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}} \cdot \beta + \frac{\rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}} \cdot (1 - \beta) \right]; \\ x_5 &= \frac{\mu_{\text{ж}}}{\mu_{\text{г}}}; \\ x_6 &= \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{г}}}, \end{aligned}$$

где  $T_{\text{НК}}$  – температура начала кристаллизации парафина;

$x_2$  – объемное расходное газосодержание;

$x_3$  – критерий Фруда;

$x_4$  – условный критерий Re;

$x_5$  – относительная вязкость;

$x_6$  – относительная плотность смеси;

$V_{\text{см}}$  – средняя скорость смеси;

$\mu_{\text{ж}}$ ,  $\mu_{\text{г}}$  – динамическая вязкость, соответственно, жидкости и газа;

$\rho_{\text{ж}}$ ,  $\rho_{\text{г}}$  – плотность, соответственно, жидкости и газа;

Система дифференциальных уравнений с учетом полученной модели не имеет аналитического решения. Поэтому она решалась численно с помощью ЭВМ при следующих начальных и граничных условиях:  $T(0, \tau) = T_{\text{н}}$ ;  $D(x, 0) = D_b$ .

Таким образом, для косвенных методов обнаружения парафиноотложений можно выделить следующие недостатки:

- наличие значительного количества дополнительной информации помимо диспетчерской;
- громоздкий алгоритм вычислений;
- высокий уровень погрешностей.

Следовательно, необходимо создание более точных и простых методов обнаружения парафиноотложений.

#### Разработка прямого метода определения количества отложений парафина в нефтепроводе

По мнению авторов, упростить процесс обнаружения асфальто-смоло-парафиновых отложений может метод, основанный на введении в трубопровод прибора, работающего по механическому прин-

ципу действия и обладающего рядом преимуществ и отличительных признаков от уже существующих аналогов. Сущность данного метода заключается в определении толщины отложений внутренней поверхности трубопровода. Опыт эксплуатации трубопроводов показал, что АСПО откладываются неравномерно по всей длине трубы. Чаще всего наблюдается увеличение толщины отложений на поворотах трубопровода. Предлагаемый метод обнаружения мог бы объективно оценивать толщину отложений на каждом километре участка и добиться рационального проведения очистки. Безусловно, применение данного метода должно производиться при бесперебойной работе трубопровода. Для этого корпус данного прибора необходимо производить из материала, плотность которого близка по значению к плотности транспортируемого продукта, таким образом, прибор не будет «оседать» на нижней образующей трубопровода. В качестве такого материала можно использовать ABS-пластик (акрилонитрилбутадиенстирол, ТУ 2214-159-05766801-2011), плотность которого незначительно отличается от плотности нефти и нефтепродуктов. К достоинствам ABS-пластика можно отнести:

- плотность близкую по значению к плотности нефти и нефтепродуктов (1020-1080 кг/м<sup>3</sup>);
- достаточно высокую прочность (при растяжении 35-50 МПа, при изгибе 50-87 МПа, при сжатии 46-80 МПа);
- влагостойкость;
- нетоксичность;
- кислотостойкость;
- маслостойкость;
- широкий диапазон эксплуатационных температур (от -40 до +90 );
- достаточно низкую стоимость (2500 руб/кг);
- возможность использовать в технологии 3d принтера (что, безусловно, облегчает процесс изготовления прибора);
- долговечность.

Рассмотрим устройство прибора и его работу. Эскиз описываемого снаряда изображен на рисунке 1. Он состоит из корпуса и восьми стержней по четыре на каждом конце корпуса. При этом если спроецировать все стержни в одну плоскость (как это изображено на рисунке 1б), угол между ними будет составлять 45 градусов, что позволит отслеживать толщину отложений в восьми точках трубопровода. На конце каждого стержня установлены полозья и одометрическое колесо. Одометрическое колесо, в данном случае, служит для уменьшения сопротивления между полозьями и внутренней поверхностью трубопровода. Сам стержень является жестким, а соединение стержня с корпусом подвижно для изменения положения стержня в зависимости от изменения живого сечения трубопровода. В корпусе установлены процессор и блок питания.

Так же на корпус можно установить трансмиттер (датчик, отслеживающий местоположение прибора на исследуемом участке в случае прерывания действия прибора). Кроме того на лобовой части снаряда возможно установление манжеты для центрирования движения прибора. Дополнение снаряда манжетой существенно повышает силу давления на внутритрубный прибор со стороны потока транспортируемой нефти. Определение необходимости установления манжеты будет выявлено после испытаний первого экспериментального образца. Сама же лобовая часть снаряда будет каплеобразного типа, связано это с геометрией самого прибора и с допустимым значением коэффициента лобового сопротивления. Помимо всего вышесказанного, авторы считают нужным сделать корпус прибора полым (соответственно не весь внутренний объем снаряда, а лишь ту его часть, которую не занимают установленные внутри элементы, такие как блок питания, процессор и трансмиттер). Такое решение было вызвано небольшим превышением значения плотности материала снаряда над значением плотности перекачиваемой жидкости.

В процессор, в течение всего исследования внутренней поверхности трубы, поступает информация от датчика километража (встроенного в одометрическое колесо) и от датчика поворота (установленного на каждом соединении стержня и корпуса и выявляющего угол между стержнем и корпусом). Таким образом, с помощью полученных данных (угол в единицу длины) и известных изначально значений длины каждого стержня, можно определить значение живого сечения трубопровода в единицу длины путем элементарных геометрических преобразований. После определения значений живого сечения можно без затруднений определить точную толщину АСПО вычитанием из значения внутреннего диаметра значения живого сечения в единицу длины.

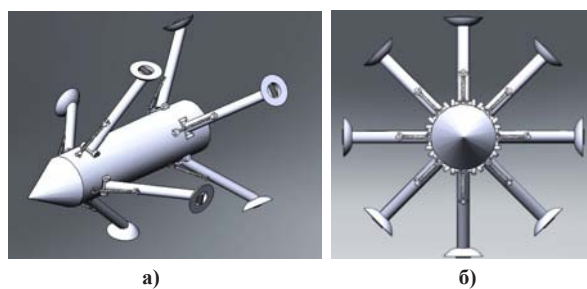


Рисунок 1. Конструкция внутритрубного прибора  
а – изображение прибора в 3D; б – горизонтальная проекция с изображением всех восьми стержней.

Сделаем проверочный расчет возможности применения прибора при бесперебойной работе трубопроводов.

1 Сила скорости потока:

$$A) F = F_{\text{тр}} + F_{\text{лс}};$$

где F – сила скорости потока, Н;

$F_{тр}$  – сила трения стержней о внутреннюю поверхность трубопровода, Н;

$F_{лс}$  – сила лобового сопротивления, Н;

$$B) F = \rho \cdot S \cdot (v_n - v_{сн})^2;$$

где  $\rho$  – плотность нефти, = 900 кг/;

$S$  – поперечное сечение потока, м<sup>2</sup>;

$d$  – диаметр цилиндрической части снаряда, м;

$d = D/2 = 265$  мм (берем диаметр трубопровода  $D$  равным 530 мм);

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,055 \text{ м}^2;$$

$v_n$  – скорость потока,  $v_n = 2$  м/с;

$v_{сн}$  – скорость снаряда.

**2** Сила трения стержней о внутреннюю поверхность трубопровода:

$$F_{тр} = N \cdot \mu \cdot n;$$

где  $N$  – сила реакции стержней на внутреннюю поверхность трубопровода, Н;

$\mu$  – коэффициент трения стержней,  $\mu = 0,26$ ;

$n$  – количество стержней;

$$N \cdot n = |F_A - G| + N_0 \cdot n$$

где  $F_A$  – сила Архимеда, Н;

$G$  – сила трения, Н;

В первом приближении:

$$F_A = G;$$

$N \cdot n = 10$  Н (т.к.  $N = 1,25$  Н,  $n = 8$ ), тогда.







**3** Сила лобового сопротивления:

$$F_{лс} = C_x \cdot \frac{S \cdot \rho \cdot (v_n - v_{сн})^2}{2};$$

где  $C_x$  – коэффициент лобового сопротивления.

Для различных типов лобовой части снаряда значение коэффициента лобового сопротивления различны:

**Таблица 1.** Величины коэффициентов лобового сопротивления тел различной формы

Изображение формы тела	Форма тела	Коэффициент лобового сопротивления $C_x$
	диск	1,11
	полусфера	1,35...1,40
	полусфера	0,30...0,40
	шар	0,4
	каплевидное	0,045
	каплевидное	0,1

В рассматриваемом снаряде форма лобовой части каплевидная с коэффициентом лобового сопротивления 0,1.

Таким образом, конечная формула для расчета скорости движения снаряда приобретает следующий вид:

$$S \cdot \rho \cdot (v_n - v_{сн})^2 \left(1 - \frac{C_x}{2}\right) = N \cdot n \cdot \mu \text{ отсюда.}$$

Полученное значение скорости снаряда незначительно отличается от значения средней скорости потока нефти при ее транспортировке по трубопроводной системе. Соответственно, применение данного прибора допустимо при бесперебойной работе трубопроводов, что было заложено авторами в первоочередных требованиях к условиям пуска прибора.

### Выводы

В заключении выделим явные достоинства предложенного метода:

- возможность использования прибора на нескольких близких диаметрах трубопровода;
- малое значение проходного диаметра (до 0,5 диаметра трубопровода);
- отсутствие значительного количества дополнительной информации;
- простой алгоритм вычислений;
- высокая точность метода;
- объективная оценка толщины отложений;
- возможность достижения рационального проведения очистки.

Развитие прямых методов определения количества парафиноотложений в нефтепроводе позволит обладать более полной информацией о состоянии трубопровода и грамотно планировать мероприятия по его очистке.

На данный момент концепция прямого метода определения количества парафиноотложений находится на этапе разработки, в дальнейшем планируется патентование метода (принцип действия прибора), а также, при появлении возможности, изготовление первого экспериментального образца.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений борьба с ними. М.: Недра, 1970. 390 с.
2. Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования. М.: Недра, 1966. 175 с.
3. Дмитриев М. Е., Мастобаев Б.Н. Экспериментальные исследования процесса парафинизации континентальных нефтепроводов// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2011. №1. С.12-15.
4. Земенков Ю. Д. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: учеб. пособие для студентов нефтегазового профиля. Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. 623 с.
5. Емельянов П. Е., Кисленко Н. Н. Предотвращение отложений парафинов при транспорте нефтегазоконденсатной смеси утяжеленного состава по МК Уренгой-Сургут//Газовая промышленность. 2012. №6. С. 60-64.
6. Байкова Л.Р. Прогнозирование технологических параметров нефтепроводов в осложненных условиях эксплуатации: автореф дис...канд. техн. наук. М., 1997. С. 13-14.
7. Галлямов А.К., Гимаев Р.Г., Хазипова Н.Г. Построение математической модели процесса парафинизации трубопроводов, транспортирующих газонефтяные смеси // Изв. Вузов. Нефть и газ. 1982. №11. С. 66-69.

## REFERENCES

1. Tronov V.P. Mehanizm obrazovaniya smoloparafimovyh otlozheniibor'ba s nimi. M.: Nedra, 1970. 390 s. [in russian].
2. Mazepa B. A. Parafinizaciya neftesbornyh sistem i promyslovogo oborudovaniya. M.: Nedra, 1966. 175 s. [in russian].
3. Dmitriev M. E., Mastobaev B. N. Eksperimentalnye issledovaniya processa parafinizacii kontinentalnyh nefteprovodov// Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya. 2011. №1. S.12-15. [in russian].
4. Zemenkov Yu. D. Ekspluatatsiya magistralnyh nefteprovodov: ucheb. posobie dlya studentov neftegazovogo profilya. Tyumen: TyumGNGU, 2001. 623 s. [in russian].
5. Emelyanov P. E., Kislenco N. N. Predotvrashenie otlozhenii parafimov pri transporte neftegazokondensatnoi smesi utyazhelennogo sostava po MK Urengoi-Surgut//Gazovaya promyshlennost. 2012. №6. S. 60-64. [in russian].
6. Baikova L.R. Prognozirovanie tehnologicheskikh parametrov nefteprovodov v oslozhnennyh usloviyah ekspluatatsii: avtoref dis...kand. tehn. nauk. M., 1997. S. 13-14. [in russian].
7. Gallyamov A.K., Gimaev R.G., Hazipova N.G. Postroenie matematicheskoi modeli processa parafinizacii truboprovodov, transportiruyushih gazoneftyanye smesi // Izv. Vuzov. Neft i gaz. 1982. №11. S. 66-69. [in russian].

*Гирфанова Д.Ю., студент гр. БМТ-10-01 ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация*  
D.YU. Girfanova, Student of gr:BMT-10-01, FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

*Валеев А.Р., канд. техн. наук, ассистент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация*  
A.R. Valeev, Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor of the Chair «Transport and Storage of Oil and Gas», FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

*e-mail:deniza.93@mail.ru*