



УДК 621.6.033

ВЛИЯНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ОБЪЕМНОЙ ДОЛИ ВОДЫ В НЕФТИ НА СКОРОСТЬ ПОТОКА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТРУБОПРОВОДЕ

THE EFFECT OF THE CONTENT OF THE VOLUME FRACTION OF WATER IN OIL ON THE FLOW RATE OF LIQUID HYDROCARBONS IN THE PIPELINE

Давыдова Ксения Михайловна
Инженер метролог,
АО «Транснефть-метрология»
k.m.davydova@yandex.ru

Davydova Ksenia Mikhailovna
Engineer metrologist,
«Transneft Metrology» JSC
k.m.davydova@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается гидравлическая характеристика трубопровода. Построен график зависимости скорости потока жидкости от плотности. Описано влияние содержания объемной доли воды в нефти на скорость потока жидких углеводородов в нефтепроводе. Описаны методы определения содержания воды.

Annotation. The article considers the hydraulic characteristic of the pipeline. A plot of the dependence of the fluid flow rate on density is constructed. The influence of the content of the volume fraction of water in oil on the flow rate of liquid hydrocarbons in the pipeline is described. Methods for determining the water content are described.

Ключевые слова: скорость потока жидкости, влияние плотности на скорость, транспорт нефти, методы определения содержания воды.

Keywords: fluid flow rate, the effect of density on the speed, oil transport, methods for determining the water content.

В наши дни с каждым годом увеличивается нефтедобыча, растет экспорт и внутреннее потребление нефти и нефтепродуктов, поэтому одним из актуальных вопросов, является вопрос их транспортировки и хранения.

В XXI веке магистральный нефтепроводный транспорт продолжает оставаться главным связующим звеном топливно-энергетического комплекса. Основными задачами, стоящими перед отраслью, являются обеспечение стабильной доставки нефти потребителям внутри страны и за рубеж, развитие и обеспечение надежной работы нефтепроводной системы. Объекты трубопроводного транспорта нефти относятся к взрывопожароопасным сооружениям, отказ в работе которых может привести к очень тяжёлым последствиям, как экологическим, так и последствиям, несущим за собой человеческие жертвы.

Основной задачей трубопроводного транспорта жидких углеводородов является перекачка из одного пункта в другой заданного количества продукта за фиксированный промежуток времени.

Все магистральные нефтепроводы или нефтепродуктопроводы разбиты на технологические участки, в начале и конце каждого из которых находится резервуарный парк. Технологический участок трубопровода – это 5–6 гидравлически связанных участка, разделенных промежуточными нефтеперекачивающими станциями (НПС). Зная характеристику технологического участка трубопровода, нефтеперекачивающих агрегатов, расположенных на нем, можно определить пропускную способность на рассматриваемом участке.

Основным уравнением, используемым для расчета стационарных режимов работы жидких углеводородов, является уравнение Бернулли (1). Данное уравнение определяет гидравлическую характеристику нефтепровода [1]:

$$\left(\frac{p_n}{\rho * g} + z_n\right) - \left(\frac{p_k}{\rho * g} + z_k\right) = i(Q) * L, \quad (1)$$

где $i(Q)$ – гидравлический уклон, p_n , p_k – давление жидкости в начальном и конечном сечении, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения, ρ – плотность жидкости, z_n , z_k – геометрический напор в начальном и конечном сечении, L – длина расчетного участка.

Гидравлический уклон i (модуль тангенса угла наклона линии гидравлического уклона), для напорного течения жидкости определяется формулой Дарси-Вейсбаха [1]:

$$i = \lambda(Re, \varepsilon) * \frac{1}{d} * \frac{V^2}{2 * g}, \quad (2)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления, d – диаметр трубопровода, V – скорость потока жидких углеводородов.



Рассмотрим влияние такого фактора как содержание доли воды в нефти на скорость движения жидких углеводородов в трубопроводе, исходя из начальных условий, таких как: участок нефтепровода длиной $L = 120$ км, с внутренним диаметром $d = 800$ мм ведется перекачка нефти плотностью $\rho = 830...870$ кг/м³. Давление на входе составляет $p_n = 10$ кПа, на выходе $p_k = 30$ кПа, $d = 800$ мм, z_n и $z_k = 50$. Примем коэффициент $\lambda = 0,02$ [2].

По этим данным используя формулы (1) и (2) построена зависимость $V(\rho)$ скорость потока жидких углеводородов от плотности.

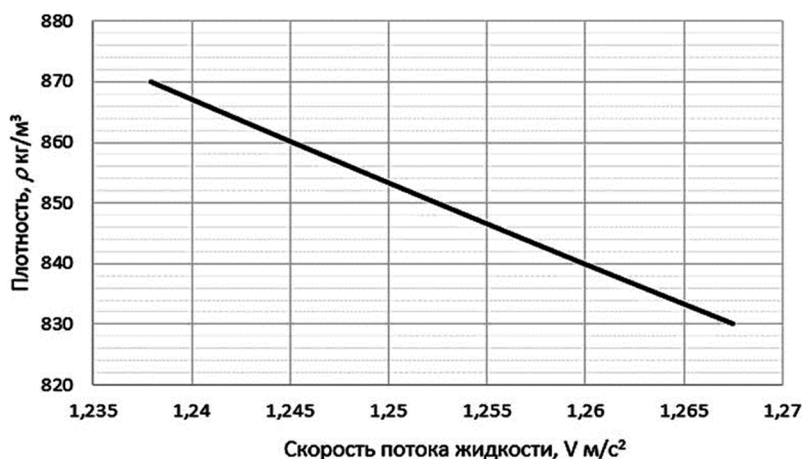


Рисунок 1 – График зависимости скорости потока жидких углеводородов от плотности в нефтепроводе

Из графика видно, что чем выше плотность транспортируемой смеси, тем ниже скорость потока жидкости. Рассмотрим, как влияет содержание воды в нефти на общую плотность смеси жидких углеводородов.

При смешении различных нефтяных жидкостей объем смеси мало изменяется сравнительно объемом составляющих компонентов, в силу этого можно принять [3]:

$$\rho_{\text{смеси}} = \frac{\sum V_i \cdot \rho}{\sum V_i} = \frac{V_1 \rho_1 + V_2 \rho_2 + V_3 \rho_3 + \dots}{V_1 + V_2 + V_3 + \dots}$$

Плотность воды составляет $\rho = 997$ кг/м³ [4], следовательно, чем больше доля воды содержится в нефти, тем выше становится плотность смеси. Таким образом, содержание доли воды в нефти уменьшает скорость потока жидких углеводородов в трубопроводе.

Существуют различные методы определения содержания воды в нефти, они могут быть разделены на две группы: качественные и количественные.

Количественное определение воды в нефтепродуктах и нефти чаще всего проводят с использованием методов [5]:

- метод Дина и Старка (ГОСТ 2477-65), заключается в отгонке от нефти воды со специальным растворителем и последующем их разделении в градуированном приемнике на два слоя.

- центрифугирование, заключается в снятие показаний объема слоя воды и осадка на дне пробирок, после центрифугирования.

- газометрический метод, химическое взаимодействие воды, присутствующей в нефти, с реактивами (металлическими натрием, кальцием, гидридом кальция, реактивом Карла-Фишера), которое сопровождается выделением водорода.

- диэлектрический (емкостной) метод, основан на измерении емкостных свойств конденсатора, обкладки которого помещены в измеряемую жидкость.

Качественные испытания позволяют определять не только эмульсионную, но и растворенную воду. К этим методам относятся:

- пробы на прозрачность, пробу охлаждают до заданной температуры, в рассеянном свете смотрят на появление помутнения.

- проба Клиффорда, пробу встряхивают с кристаллами $KMnO_4$. При наличии воды происходит окрашивание нефтепродукта в розоватые цвета.

- проба на потрескивание, пробу нефти нагревают до заданной температуры, наличие влаги в нефти считается установленным, если при вспенивании или без него слышно потрескивание не менее двух раз.

- проба на реактивную бумагу, на верхний край пробы помещают полоску фильтровальной бумаги, смоченной в растворе цианида железа с солью закиси железа – появляется темно-голубое окрашивание.



Нефтегазовый комплекс давно выделен, как отдельная отрасль. В связи с этим данная отрасль имеет как специализированные нормативные документы, так и средства измерений. Исходя из этих особенностей для измерения количественного содержания воды в нефти поточный влагомер EASZ-1 BS&W компании EESIFLO отлично зарекомендовал себя в работе. Принцип действия данного влагомера основан на методе диэлькометрии. Они надежны и просты в эксплуатации, так же обладают высокой точностью измерения, которая составляет $\pm 0,0035$ % от объема воды. Особенностью данного прибора является автоматическая калибровка.

В нефтяных компаниях в системах измерения количества и качества нефти (СИКН) используются приборы для анализа содержания воды в нефтепродуктах. Однако как правило приборы обладают небольшим диапазоном измерения влажности. Поточный влагомер EASZ-1 BS&W способен измерить содержание воды в нефти до 65 %.

Литература:

1. Васильев Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.
2. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М. : «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. – 335 с.
3. Пritула А.Ф. Транспорт нефти, нефтяных продуктов и газа. – М. : Ленинград, 1938. – Ч. 1. – 456 с.
4. Википедия. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/Вода> (20.03.2018).
5. Широков И.Б. Приборы, применяемые для определения содержания воды в нефти и нефтепродуктах (обзор) / И.Б. Широков, И.И. Марончук // Энергетические установки и технологии. – 2018. – Т. 4. – С. 56–73.

References:

1. Vasiliev G.G. Pipeline transportation of oil / G.G. Vasiliev, G.E. Korobkov, A.A. Korshak and others. – M. : Nedra-Business Center LLC, 2002. – Vol. 1. – 407 p.
2. Lurie M.V. Mathematical modeling of the processes of pipeline transport of oil, oil products and gas. – M. : «Oil and gas» Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkina, 2003. – 335 p.
3. Pritula A.F. Transport of oil, oil products and gas. – M. : Leningrad, 1938. – Part 1. – 456 p.
4. Wikipedia. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/Water> (03/20/2018).
5. Shirokov I.B. Instruments used to determine the water content in oil and petroleum products (review) / I.B. Shirokov, I.I. Maronchuk // Power plants and technologies, 2018. – Vol. 4. – P. 56–73.