



Научная статья
УДК 621.22-225

Обоснование аналитических зависимостей для гидравлического расчета транспорта высоковязких нефтей

А.К.НИКОЛАЕВ, Н.А.ЗАРИПОВА✉

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Как цитировать эту статью: Николаев А.К. Обоснование аналитических зависимостей для гидравлического расчета транспорта высоковязких нефтей / А.К.Николаев Н.А.Зарипова // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 885-895. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.10

Аннотация. Одно из приоритетных направлений развития нефтегазовой отрасли – поддержание в исправном состоянии газопроводных и нефтепроводных сетей, а также развитие подключенных к трубопроводам газовых и нефтяных месторождений арктической зоны РФ – перспективного региона, ресурсный потенциал которого позволит не только обеспечить значительную часть внутренних и внешних потребностей в различных видах сырья и первичных энергоносителях, но и принесет большой экономический эффект для недропользователей и государства. Одними из наиболее привлекательных регионов арктической зоны являются минерально-сырьевые центры Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей. Необходимо разработать научно обоснованный подход к улучшению способов транспортировки нефти от промысла к существующим магистралям. Как известно, задача повышения эффективности трубопроводного транспорта высоковязкой нефти неразрывно связана с решением задач в области теплового и гидравлического расчета трубопроводной системы. В статье представлено обоснование зависимостей гидравлического расчета нефтепроводов, транспортирующих высоковязкие нефти, проявляющие сложные реологические свойства. На основе законов гидравлики неньютоновских жидкостей предложены формулы расчета потерь напора для жидкостей, подчиняющихся закону Оствальда, показана их связь с классическими уравнениями гидравлики. Рассмотрено теоретическое обоснование прокладки лупинга для увеличения эффективности трубопроводного транспорта высоковязкой нефти с учетом полученных зависимостей для степенной жидкости.

Ключевые слова: высоковязкая нефть; транспортировка нефти; гидравлический расчет; реологические свойства; потери напора; производительность нефтепровода; степенная жидкость

Принята: 30.11.2021

Онлайн: 28.02.2022

Опубликована: 27.12.2021

Введение. Трудность обеспечения рационального режима транспортирования высоковязкой нефти в арктической зоне обусловлена сложными реологическими свойствами перекачиваемой нефти и суровыми климатическими условиями, которые являются исходными данными при выборе способа транспортирования и формирования технико-конструктивных решений по прокладке трубопровода [24]. В целях обеспечения стабильности работы нефтепровода необходимо на этапе проектирования выполнять гидравлический расчет. Гидравлический расчет неизотермических трубопроводов представляет собой наиболее важную для технологических расчетов задачу, решаемую в целях обеспечения стабильности работы нефтепроводной системы [3, 4]. Понижение гидравлического сопротивления возможно различными путями [11, 26, 32]. Наиболее широко применяемыми являются способы, направленные на изменение реологических свойств нефти. Например, в работах [10, 22, 23] рассмотрено улучшение реологических свойств посредством термообработки нефти. Работы [1, 6, 14] посвящены перекачке нефти с различными присадками. Также используются способы смешения нефтей, обладающих различными свойствами [8, 17, 25], гидротранспорт [5, 15, 28], физико-химическая обработка [17, 27, 31], либо комбинирование указанных методов [16, 18, 30]. Однако, это не снимает необходимость анализа теплогидравлических процессов.



В настоящее время формулы для аналитического расчета движения высоковязких нефтей в форме уравнения Лейбензона получены только для вязкопластичной жидкости [2]. Согласно анализу, представленному в [7] и методике РД 39-30-139-79, можно сделать вывод о том, что существующие формулы, используемые для гидравлического расчета движения неньютоновских жидкостей тяжеловесны и непригодны для аналитической оценки процессов трубопроводного транспорта высоковязких нефтей.

Методология. В статье выполнен анализ работ [1, 7, 9, 29, 34] в части исследования существующих зависимостей, применяемых для гидравлического расчета неизотермических трубопроводов, на основании которого сделаны выводы о несовершенстве существующих формул. В практике расчетов применяются формулы Дарси – Вейсбаха (преимущественно для компьютерных расчетов) и Лейбензона (для аналитических выкладок).

Классическая формула Дарси – Вейсбаха описывает потери напора на трение по длине трубопровода в зависимости от определяющих параметров [7]:

$$h_{\tau} = \lambda \frac{L v^2}{d 2g}, \quad (1)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; L – длина трубопровода; d – внутренний диаметр трубопровода; g – ускорение свободного падения; v – средняя скорость потока жидкости.

Основную сложность при расчете по формуле Дарси – Вейсбаха представляет определение коэффициента гидравлического сопротивления, для которого предложено большое количество расчетных формул [9].

Наилучшую сходимость с экспериментальными данными и серьезное теоретическое обоснование имеют формулы Кольбука – Уайта, Черчилля и Хааланда [34]. Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Кольбука – Уайта вычисляется следующим образом:

$$\lambda = \left[2 \lg \left(\frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} + \frac{\Delta}{3,7d} \right) \right]^{-2}, \quad (2)$$

где Re – число Рейнольдса; Δ – шероховатость внутренней поверхности трубы.

Формула Черчилля, применимая во всем диапазоне чисел Рейнольдса, с учетом коэффициентов представлена в следующем виде [7, 29]:

$$\lambda = 8 \left[\left(\frac{8}{\text{Re}} \right)^{12} + (A + B)^{-1,5} \right]^{1/12}, \quad (3)$$

$$A = \left[-2,457 \ln \left(\left(\frac{7}{\text{Re}} \right)^{0,9} + 0,27(\Delta/d) \right) \right]^{16}, \quad (4)$$

$$B = \left(\frac{37530}{\text{Re}} \right)^{16}. \quad (5)$$

В зарубежной литературе рекомендуют использовать формулу Хааланда, которая справедлива в диапазоне $4 \cdot 10^3 < \text{Re} < 10^8$ [7, 29],

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \log_{10} \left(\left(\frac{\Delta}{d} \right)^{1,11} + \left(\frac{6,9}{\text{Re}} \right) \right). \quad (6)$$

Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления неньютоновской жидкости, подчиняющейся степенному закону, в работе [1] предложена формула



$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \frac{0,88}{n} \ln \left[k(n) \operatorname{Re} \left(\frac{\lambda}{8} \right)^{1-n/2} \right] - 2,83, \quad (7)$$

$$k(n) = 2^{1-n/2} \exp \left[n \left(2,83 - \frac{0,2}{n^{1,2}} \right) / 0,88 \right], \quad (8)$$

где n – показатель степени.

Формула (7) справедлива в области турбулентного течения степенной жидкости. Для различных диапазонов значений показателя степени n предложены упрощенные аппроксимационные зависимости [7]:

$$\text{при } 0,2 \leq n \leq 0,5 \quad \lambda \operatorname{Re}^{1/3} = 0,698n - 1,94 \cdot 10^{-2}; \quad (9)$$

$$\text{при } 0,5 < n \leq 1,25 \quad \lambda \operatorname{Re}^{1/4} = 0,353n - 3,80 \cdot 10^{-2}; \quad (10)$$

$$\text{при } 1,25 < n \leq 2,0 \quad \lambda \operatorname{Re}^{1/5} = 0,234n - 5,13 \cdot 10^{-2}. \quad (11)$$

В случае транспортирования высоковязких нефтей возможно применение депрессорных присадок и иных методов обработки [19-21], однако они в полной мере не решают возникающие осложнения.

Формула Лейбензона, полученная в предположении $\lambda = A / \operatorname{Re}^m$, в общем виде записывается как

$$h_{\tau} = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{d^{5-m}} L, \quad (12)$$

где A , β и m – числовые коэффициенты, зависящие от режима движения жидкости; v – коэффициент кинематической вязкости нефти; Q – объемный расход перекачиваемого продукта.

Очевидное преимущество формулы Лейбензона – аналитический характер, который позволяет наглядно связать основные параметры трубопроводного транспорта – расход, вязкость, диаметр и длину трубопровода с потерями напора. В дальнейшем это можно использовать для анализа методов увеличения пропускной способности и т.п.

В работе [35] (табл.1) доказана универсальность формулы Лейбензона для широкой номенклатуры перекачиваемых продуктов и режимов течения.

Несмотря на большую проделанную работу, в настоящее время формулы для аналитического расчета движения высоковязких нефтей в форме уравнения Лейбензона получены только для вязкопластичной жидкости.

Обсуждение. Формула Лейбензона для вязкопластичной жидкости:

$$h_{\tau} = \beta \frac{Q^{2-m} v^m \left(1 + \frac{\tau_0 \pi d^3}{6\mu Q} \right)^m}{d^{5-m}} L, \quad (13)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости жидкости; τ_0 – начальное напряжение сдвига; гидравлический уклон можно представить в виде выражения

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m \left(1 + \frac{\tau_0 \pi d^3}{6\mu Q} \right)^m}{d^{5-m}}. \quad (14)$$

Коэффициенты формулы Лейбензона при различных режимах течения:

$$\beta = 4,15 \text{ с}^2/\text{м}, \quad m = 1, \quad \operatorname{Re} \leq 2,3 \cdot 10^3 \left(1 + \frac{И}{6} \right);$$



Таблица 1

Коэффициенты в обобщенной формуле Лейбениона для расчетов при перекачке нефти и нефтепродуктов, природного и сжиженных газов

Режим течения	λ		A	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$	m	Область применения
	Исходный вид	Адаптированный вид				
Ламинарный	$64 / \text{Re}$	$64 / \text{Re}$	64	4,15	1	Нефте-, нефтепродукто- и газопроводы, трубопроводы сжиженных газов
	$0,0025 \text{Re}^{0,333}$	$0,0025 \text{Re}^{0,333}$	0,0025	$4,483 \cdot 10^{-3}$	-0,333	
Переходная зона	$1,33 \cdot 10^{-5} \text{Re}^{0,02}$	$1,33 \cdot 10^{-5} \text{Re}^{0,02}$	$1,33 \cdot 10^{-5}$	$1,41 \cdot 10^{-6}$	-1,02	Газопроводы системы газораспределения
	$0,3164 / \text{Re}^{0,25} f(\theta)$	$0,3164 / \text{Re}^{0,25} f(\theta)$	$0,3164 f(\theta)$	$0,0246 f(\theta)$	0,25	
Турбулентный гидравлически гладкие трубы	$0,184 / \text{Re}^{0,2}$	$0,184 / \text{Re}^{0,2}$	0,184		0,2	То же, а также газопроводы системы газораспределения
	$0,11 \left(\frac{68}{\text{Re}} + \bar{k} \right)^{0,25} f(\theta)$	$\frac{0,206(\bar{k})^{0,15}}{\text{Re}^{0,1}} f(\theta)$	$0,206(\bar{k})^{0,15} f(\theta)$	$0,0166(\bar{k})^{0,15} f(\theta)$	0,1	
смешанное трение	$0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}} + 2\bar{k} \right)^{0,25}$	$\frac{0,1084(\bar{k})^{0,1507}}{\text{Re}^{0,0493}}$	$0,1084(\bar{k})^{0,1507}$	$8,86 \cdot 10^{-3} (\bar{k})^{0,1507}$	0,0493	Магистральные газопроводы
	$0,11(\bar{k})^{0,25} f(\theta)$	$0,11(\bar{k})^{0,25} f(\theta)$	$0,11(\bar{k})^{0,25} f(\theta)$	$9,09 \cdot 10^{-3} (\bar{k})^{0,25} f(\theta)$	0	
квадратичное трение	$0,077(\bar{k})^{0,2}$	$0,077(\bar{k})^{0,2}$	$0,077(\bar{k})^{0,2}$	$6,37 \cdot 10^{-3} (\bar{k})^{0,2}$	0	Нефте- и нефтепродуктопроводы, трубопроводы сжиженных углеводородных газов

Примечания. 1. \bar{k} – величина относительной шероховатости трубопровода.

2. В ламинарном режиме – кроме трубопроводов, по которым перекачиваются жидкости с противотурбулентными присадками [12].

3. В турбулентном режиме – при перекачке нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов без противотурбулентных присадок $f(\theta) = 1$ [6].



$$\beta = 0,0247 \text{ с}^2/\text{м}, \quad m = 0,25, \quad 10^4 \left(1 + \frac{\text{И}}{6}\right) \leq \text{Re} \leq 10^5; \quad (15)$$

$$\beta = 0,089 \left(\frac{\Delta}{d}\right)^{0,25} \text{ с}^2/\text{м}, \quad m = 0, \quad \text{Re} > 500 \frac{d}{\Delta},$$

где И – число Ильюшина, $\text{И} = \tau_0/\mu\nu$, характеризует отношение начального напряжения сдвига к напряжению вязкого трения; Δ – абсолютная шероховатость стенок труб.

При ламинарном режиме для расчета коэффициента гидравлического сопротивления степенной жидкости используется формула Мещнера – Рида [33]:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}_{MR}}, \quad (16)$$

где Re_{MR} – обобщенное число Рейнольдса, определяемое по формуле

$$\text{Re}_{MR} = \frac{\rho u^{(2-n)} d^n}{8^{(n-1)} k \left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n}, \quad (17)$$

u – скорость течения нефти; k – показатель консистенции степенной жидкости.

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления при турбулентном течении степенной жидкости Ирвин предложил использовать следующую зависимость [2, 7]:

$$\lambda = 4 \left(\frac{D(n)}{\text{Re}_{MR}}\right)^{\left(\frac{1}{3n+1}\right)}, \quad (18)$$

$$D(n) = \frac{2^{(n+4)}}{7^{7n}} \left(\frac{4n}{3n+1}\right)^{3n^2}. \quad (19)$$

Критическое число Рейнольдса предлагается определять в соответствии с зависимостью Райна – Джонсона

$$\text{Re}_{MR} = \frac{6464n}{(3n+1)^2} (2+n)^{\left(\frac{2+n}{1+n}\right)}. \quad (20)$$

Формулу (17) можно переписать в соответствии с зависимостью, используемой Лейбензоном при выводе своей формулы,

$$\lambda = \frac{A}{\text{Re}_{MR}^{m^*}}. \quad (21)$$

Тогда показатель степени числа Рейнольдса определится как

$$m^* = \frac{1}{3n+1}. \quad (22)$$

В формуле (21) коэффициент A вычисляется, исходя из зависимости

$$A = 4D(n)^{\left(\frac{1}{3n+1}\right)}. \quad (23)$$

График зависимости коэффициента A от показателя степени n в степенном законе течения жидкости представлен на рис.1.

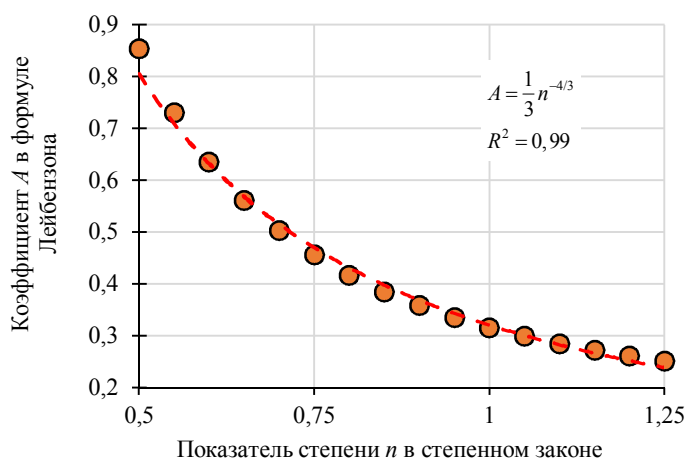


Рис. 1. График зависимости коэффициента A от показателя степени n в степенном законе течения жидкости

В результате регрессионной обработки полученных данных установлено, что коэффициент A с достаточной точностью описывается зависимостью вида:

$$A = \frac{n^{\frac{4}{3}}}{3} \quad (24)$$

Начнем вывод модифицированной формулы Лейбензона для степенной жидкости с рассмотрения классической формулы Дарси – Вейсбаха

$$h_f = \lambda \frac{l}{d} \frac{v^2}{2g} \quad (25)$$

и с учетом того, что расход нефти $Q = \frac{\pi d^2}{4} v$, получим выражение для потерь на трение в нефтепроводе

$$h_f = \frac{A l \cdot 16 Q^2}{Re_{MR}^m d 2g \pi^2 d^4} \quad (26)$$

Представим обобщенное число Рейнольдса в удобной для дальнейших преобразований форме:

$$Re_{MR}^m = \left(\frac{\rho v^{2-n} d^n}{8^{n-1} k \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n} \right)^{\frac{1}{3n+1}} = \left(\frac{\rho \left(\frac{4Q}{\pi d^2} \right)^{2-n} d^n}{8^{n-1} k \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n} \right)^{\frac{1}{3n+1}} = \left(\frac{4^{2-n}}{\pi^{2-n} 8^{n-1} \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n} \right)^{\frac{1}{3n+1}} \frac{Q^{\frac{2-n}{3n+1}} d^{\frac{3n-4}{3n+1}}}{\left(\frac{k}{\rho} \right)^{\frac{1}{3n+1}}} \quad (27)$$

Тогда с учетом выражения (26), после ряда преобразований выражение для потерь напора на трение запишется в виде:

$$h_f = \frac{16n^{\frac{4}{3}}}{2g\pi^2 \cdot 3 \left(\frac{4^{2-n}}{8^{n-1} k \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n \pi^{2-n}} \right)^{\frac{1}{3n+1}}} \frac{l Q^{2-\frac{2-n}{3n+1}} \left(\frac{k}{\rho} \right)^{\frac{1}{3n+1}}}{d^{\frac{5+3n-4}{3n+1}}} = \beta \frac{l \left(\frac{k}{\rho} \right)^m Q^{\frac{7n}{3n+1}}}{d^{6-5m}} \quad (28)$$

В выражении (28) следует упростить коэффициент β , который определяется по формуле

$$\beta = \frac{16n^{\frac{4}{3}}}{2g\pi^2 \cdot 3 \left(\frac{4^{2-n}}{8^{n-1} k \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n \pi^{2-n}} \right)^{\frac{1}{3n+1}}} \quad (29)$$

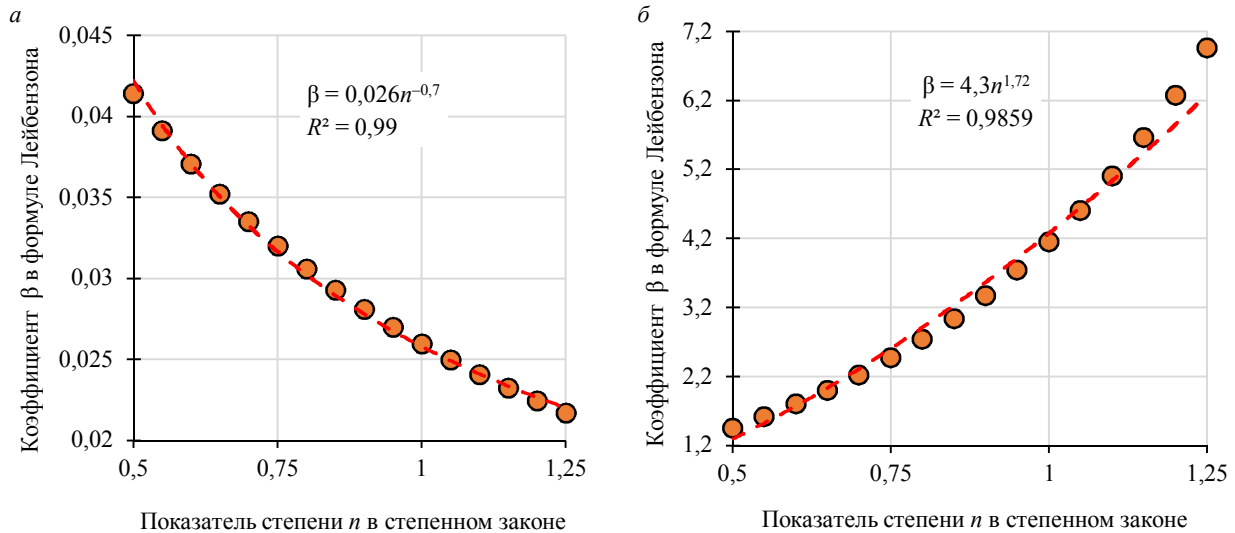


Рис.2. График зависимости коэффициента β от показателя степени n в формуле Лейбенсона
 а – турбулентный режим; б – ламинарный режим

График зависимости коэффициента β от показателя степени n в формуле Лейбенсона представлен на рис.2, а.

Повторив те же действия по обработке данных, что и с коэффициентом A , установлено, что коэффициент β с достаточной точностью описывается зависимостью вида:

$$\beta = 0,026n^{-0,7}. \quad (30)$$

Окончательно получаем модифицированное уравнение Лейбенсона для потерь напора степенной жидкости при турбулентном движении в трубопроводе, верное для диапазона показателей степени $0,5 \leq n \leq 1,25$,

$$h = \beta \frac{l \left(\frac{k}{\rho} \right)^m Q^{\frac{7}{3}(1-m)}}{d^{6-5m}}. \quad (31)$$

Следуя той же логике рассуждений, повторим действия для ламинарного режима течения степенной жидкости. Для этого случая график зависимости коэффициента β от показателя степени n в формуле Лейбенсона представлен на рис.2, б.

Коэффициенты $A = 64$ и $m = 1$ для ламинарного режима течения степенной жидкости, очевидно, следуют из зависимости (21).

Обобщение полученных коэффициентов показано в табл.2.

Таблица 2

Обобщение полученных результатов по модифицированной формуле Лейбенсона для степенной жидкости

Режим течения	Диапазон применимости	Зависимость для измерения потерь напора по длине	A	β , $\text{с}^2/\text{м}$	m^*
Турбулентный	$0,5 \leq n \leq 1,25$ (относительная погрешность результатов в указанном диапазоне не превышает 2 %)	$h = \beta \frac{l \left(\frac{k}{\rho} \right)^{m^*} Q^{\frac{7}{3}(1-m^*)}}{d^{6-5m^*}}$	$\frac{n^{-\frac{4}{3}}}{3}$	$0,026n^{-0,7}$	$\frac{1}{3n+1}$
Ламинарный		$h = \beta \frac{l \left(\frac{k}{\rho} \right) Q^n}{d^{3n+1}}$	64	$4,3n^{1,7}$	1



Из табл.2 можно сделать следующий вывод: коэффициент β при ламинарном режиме течения при $n \rightarrow 1$ близок к таковому в формуле Стокса для ньютоновской жидкости ($\beta = 4,15$), а при турбулентном течении – к формуле Блазиуса ($\beta = 0,0246$). Искусственная подгонка коэффициента для придания формулам смысловой законченности очевидно возможна, но влечет увеличение их погрешности на 5 %.

Повышение гидравлической эффективности – одна из основных задач в области трубопроводного транспорта нефти [2, 13, 14]. Работа трубопровода, как правило, сопровождается изменениями в режиме перекачки. Если повышение параметров перекачки (расход, температура нефти) находится в пределах проектных величин, то работа трубопровода не вызывает опасений, но если это повышение выше проектных величин, то необходимо проверить «горячий» трубопровод на прочность и устойчивость (линейную часть и обвязку станций), а также уточнить условия работы насосов на всасывание, утечки, температурный режим. В первые годы разработки нефтяного месторождения количество добываемой нефти меньше, чем при полной его загрузке. При развитии месторождения объемы перекачиваемой нефти могут быть увеличены, в связи с этим необходимо предусмотреть дополнительные технические решения, позволяющие повысить эффективность транспортировки добываемой нефти.

Рассмотрим теоретическое обоснование прокладки лупинга как эффективного способа повышения эффективности транспортирования высоковязкой нефти. Гидравлический уклон трубопровода, перекачивающего степенную жидкость,

$$i_{\text{тр}} = \beta \frac{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} Q^{\frac{7}{3}(1-m^*)}}{d_{\text{тр}}^{6-5m^*}}. \quad (32)$$

Расход жидкости в трубопроводе определяется как

$$Q_{\text{тр}} = \frac{7}{3}(1-m^*) i_{\text{тр}} \sqrt{\frac{d_{\text{тр}}^{6-5m^*}}{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \beta}}. \quad (33)$$

Таким же образом можно найти расход в лупинге:

$$Q_{\text{л}} = \frac{7}{3}(1-m^*) i_{\text{л}} \sqrt{\frac{d_{\text{л}}^{6-5m^*}}{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \beta}}. \quad (34)$$

Суммарный расход в нефтепроводе есть сумма расходов в основном трубопроводе и лупинге:

$$Q = Q_{\text{л}} + Q_{\text{тр}} = Q = \frac{7}{3}(1-m^*) \sqrt{\frac{i_{\text{л}}}{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \beta}} \left(d_{\text{тр}}^{\frac{6-5m^*}{3}} + d_{\text{л}}^{\frac{6-5m^*}{3}} \right). \quad (35)$$

Преобразуем выражение (33):

$$Q^{\frac{7}{3}(1-m^*)} = \frac{i_{\text{л}}}{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} \beta} \left(d_{\text{тр}}^{\frac{6-5m^*}{3}} \left(1 + \left(\frac{d_{\text{л}}}{d_{\text{тр}}} \right)^{\frac{6-5m^*}{3}} \right) \right)^{\frac{7}{3}(1-m^*)}. \quad (36)$$



Гидравлический уклон для лупинга выражается как

$$i_{л} = \beta \frac{\left(\frac{k}{\rho}\right)^{m^*} Q^{\frac{7}{3}(1-m^*)}}{d^{6-5m^*}} \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{d_{л}}{d_{тр}}\right)^{\frac{7}{3}(1-m^*)}} \right)^{\frac{7}{3}(1-m^*)} = i\omega. \quad (37)$$

Окончательно получаем коэффициент, учитывающий наличие лупинга,

$$\omega_m^* = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{D_{л}}{D_{тр}}\right)^{\frac{7}{3}(1-m^*)}\right)^{\frac{7}{3}(1-m^*)}}. \quad (38)$$

Для маловязких нефтей это соотношение записывается в виде

$$\omega = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{D_{л}}{D_{тр}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right)^{2-m}}. \quad (39)$$

Коэффициент увеличения пропускной способности

$$\chi_{л} = \frac{1}{\left[1 - \frac{l_{л}}{L_{тр}}(1 - \omega)\right]^{\frac{1}{2-m}}}. \quad (40)$$

Сравнивая величины коэффициентов, учитывающих наличие лупинга, получаем график ряда зависимостей (рис.3).

Из рис.3 можно сделать несколько выводов:

- максимальное отличие достигается при соотношении диаметров, равном единице, и при наиболее выраженном отклонении от ньютоновского характера течения жидкости;

- в силу незначительного отличия коэффициента, учитывающего наличие лупинга (при $n = 0,75$ и $D_{л}/D_{тр} = 1$ составляет не более 10 %), можно полагать, что при соблюдении иных технических решений в части обеспечения теплового режима коэффициент увеличения пропускной способности будет близок к коэффициенту для маловязких нефтей.

Представленные расчеты по обоснованию лупинга выполнены на основании

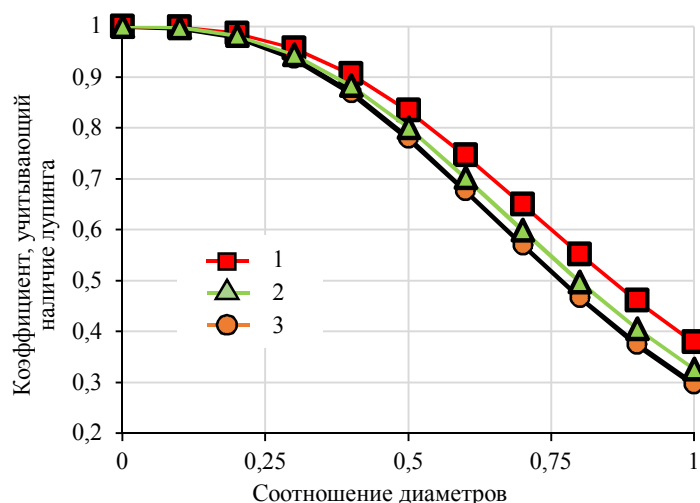


Рис.3. График зависимости коэффициента, учитывающего наличие лупинга, от соотношения диаметров для различных типов нефтей

1 – ньютоновская жидкость ($n = 1$); 2 – степенная жидкость ($n = 0,5$);
3 – степенная жидкость ($n = 0,75$)



полученной модифицированной формулы Лейбензона и учитывают свойства степенной жидкости. Из графика на рис.3 видно, что отличие коэффициента, учитывающего наличие лупинга для ньютоновской и степенной жидкости незначительно (менее 10 %), что позволяет сделать выводы об эффективности применения лупинга как средства увеличения пропускной способности при развитии месторождения.

Заключение. Выполнен расчет и обоснование модифицированной формулы Лейбензона для вязкопластичной жидкости, что позволит разработать математическую модель функционирования нефтепровода циклического действия, транспортирующего высоковязкую нефть.

Установлено, что гидравлический расчет нефтепроводов, транспортирующих нефть, реологические свойства которой описываются степенным законом, допустимо проводить по модифицированной формуле Лейбензона в диапазоне $0,5 \leq n \leq 1,25$. Относительная погрешность полученного соотношения не превосходит 2 %. Важно отметить, что коэффициенты в полученных формулах в предельном случае $n = 1$ близки к таковым у ньютоновских нефтей, что свидетельствует о внутреннем единстве полученных зависимостей.

С учетом полученных зависимостей представлено теоретическое обоснование повышения производительности нефтепроводов, транспортирующих высоковязкие нефти путем прокладки лупинга.

ЛИТЕРАТУРА

1. Влияние диспергирующих присадок и компонентного состава на стабильность судовых высоковязких топлив / Т.Н.Митусова, Н.К.Кондрашева, М.М.Лобашова и др. // Записки Горного института. 2017. Т. 228. С. 722-725. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.722
2. Выбор оптимальных параметров транспортирования битуминозной нефти на примере Ашальчинского месторождения / А.К.Николаев, В.В.Пшенин, А.И.Закиров, Н.А.Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2017. № 1. С. 53-59.
3. Дидковская А.С. Итерационный алгоритм гидравлического расчета неизотермической перекачки нефти / А.С.Дидковская, М.В.Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (22). С. 50-55.
4. Дидковская А.С. Универсальный алгоритм численных расчетов стационарных режимов работы нефтепроводов / А.С.Дидковская, М.В.Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 4 (20). С. 86-91.
5. Долгий И.Е. Способы увеличения нефтеотдачи при комплексном освоении Ярегского нефтетитанового месторождения // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 263-267. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.263
6. Жолобов В.В. Перспективы применения противотурбулентной присадки для снижения энергозатрат тепловых станций при «горячей» перекачке / В.В.Жолобов, С.В.Синельников, А.И.Игнагенкова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 3. С. 256-265. DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-3-256-265
7. Закиров А.И. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2016. 20 с.
8. Исследование методов расчета кинематической вязкости нефти в магистральном нефтепроводе / О.В.Аралов, И.В.Буянов, А.С.Саванин, Е.И.Иорданский // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. № 5. С. 97-105.
9. Кислицын М.С. Перспектива развития нефтешахта Ярегского месторождения / М.С.Кислицын, В.В.Ярошенко // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2018. № 1. С. 12-18. DOI: 10.25018/0236-1493-2018-1-0-12-18
10. Кондрашева Н.К. Сравнительная оценка структурно-механических свойств тяжелых нефтей Тимано-Печорской провинции / Н.К.Кондрашева, Ф.Д.Байталов, А.А.Бойцова // Записки Горного института. 2017. Т. 225. С. 320-329. DOI: 10.18454/PMI.2017.3.320
11. Лурье М.В. Алгоритм расчета квазиустановившихся режимов неизотермической перекачки нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 2 (14). С. 28-31.
12. О формировании грузопотоков нефти в системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» / И.Н.Казал, А.Ю.Ляпин, Е.С.Дубовой и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (22). С. 92-95.
13. Оценка гидравлической эффективности нефтепроводов по данным мониторинга технологических режимов эксплуатации / П.А.Ревель-Муроз, Я.М.Фридлянд, С.Е.Кутуков, А.И.Гольянов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 1. С. 8-19. DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-1-8-19
14. Оценка эффективности технологии перекачки нефти с применением противотурбулентных присадок / П.А.Ревель-Муроз, Я.М.Фридлянд, С.Е.Кутуков и др. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 1. С. 90-95. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-1-90-95
15. Рушд С. Исследование потерь на трение и соотношения объемного содержания фаз при перекачке тяжелой нефти по трубопроводу с водяной смазкой / С.Рушд, А.Рахман // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 2. С. 200-206. DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-2-200-206
16. Семин С.Л. Оптимизация технологических режимов магистрального трубопровода в условиях работы пунктов подогрева нефти и применения противотурбулентных присадок / С.Л.Семин, П.В.Федоров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 6. С. 650-655.



17. Сунагатуллин Р.М. Экспериментальные исследования эксплуатационных свойств асфальто-смолистых парафиновых отложений нефти, образующихся в магистральных нефтепроводах / Р.З.Сунагатуллин, Р.М.Каримов, М.Е.Дмитриев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 4. С. 398-406. DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-4-398-406
18. Суриков В.И. Об исследовании влияния теплового и ультразвукового полей на реологические характеристики высоковязких нефтей / В.И.Суриков, А.М.Ширяев, М.Р.Лукманов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 2 (18). С. 21-25.
19. Федоров В.Т. Совершенствование технологии применения депрессорной присадки при транспортировке высокозаствывающей смеси нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / В.Т.Федоров, В.В.Казаков, С.Н.Челинцев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 2 (10). С. 28-32.
20. Федоров П.В. Влияние реологических свойств нефти на энергоэффективность работы нефтепровода / П.В.Федоров, М.Р.Лукманов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 1. С. 8-16. DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-1-8-16
21. Федоров П.В. Исследование влияния термообработки на реологические характеристики высоковязких нефтей / П.В.Федоров, В.О.Некучаев, А.А.Пыстин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 6 (26). С. 58-63.
22. Хуа И Цзян. Изменение состава и свойств тяжелых высоковязких нефтей под воздействием микроволнового облучения / Хуа И Цзян, Бо Цао // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 4 (12). С. 20-25.
23. Хуа И Цзян. Оценка распределения температур в микрофизической модели тяжелой нефти при микроволновом воздействии / Хуа И Цзян, Бо Цао // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 1(13). С. 48-52.
24. Череповицын А.Е. Инновационный подход к освоению минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ / А.Е.Череповицын, С.А.Липина, О.О.Евсеева // Записки Горного института. 2018. Т. 232. С. 438-444. DOI: 10.31897/PMI.2018.4.438
25. Численное моделирование теплогидравлической эффективности пристенного слоя отложений нефти / Р.З.Сунагатуллин, Р.М.Каримов, Р.Р.Ташбулатов, Мастобаев Б.И. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 2. С. 158-162. DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-2-158-162
26. Abarasi Hart. A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2014. Vol. 4. Iss. 3. P. 327-336. DOI: 10.1007/s13202-013-0086-6
27. Alexandrov V.I. Express-diagnosis of the technical state slurry pumps in systems hydrotransport processing tails of ore / V.I.Alexandrov, M.A.Vasilyeva // Innovation-Based Development of the Mineral Resources Sector: Challenges and Prospects – 11th conference of the Russian-German Raw Materials, 7-8 November 2018, Potsdam, Germany. CRC Press, 2018. С. 273-282.
28. Aleksandrova T.N. About modeling of rheological properties of heavy oil suspensions / T.N.Aleksandrova, A.O.Romashev, A.V.Aleksandrov // Oil Industry. 2016. Vol. 2016. Iss. 5. P. 68-70.
29. Dejan Brkić. Review of explicit approximations to the Colebrook relation for flow friction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2011. Vol. 77. Iss. 1. P. 34-48. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.02.006
30. Nikitin M. The rheological properties of abnormally viscous oil / M.Nikitin, L.Saychenko // Petroleum Science and Technology. 2017. Vol. 36. Iss. 2. P. 136-140. DOI: 10.1080/10916466.2017.1410558
31. Palaev A.G. Research of the impact of ultrasonic and thermal effects on oil to reduce its viscosity / A.G.Palaev, I.A.Sham-mazov, E.R.Dzhemilev // Journal of Physics. 2020. Vol. 1679 (5). DOI: 10.1088/1742-6596/1679/5/052073
32. Saniere A. Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge / A.Saniere, I.Henaut, J.F.Argillier // Oil & Gas Science and Technology. 2004. Vol. 59. Iss. 5. P. 455-466. DOI: 10.2516/ogst.2004031
33. Shangaraeva L. The application of the thermal stimulation in heavy oil recovery / L.Shangaraeva, V.Klimko // Petroleum Science and Technology. 2016. Vol. 34. Iss. 23. P. 1894-1898. DOI: 10.1080/10916466.2016.1238934
34. Smirnova N.N. Methodology for estimating heat losses due to heat effects on a heterogeneous oil reservoir / N.N.Smirnova, E.A.Izotov // Journal of Industrial Pollution Control. 2018. Vol. 33. Iss. 1. P. 950-958.
35. Valiev M.I. The use of the generalized formula of L.S.Leibenzon in the hydraulic calculation of pumping oil and petroleum products with small additives of polymers / M.I.Valiev, A.A. Korshak // Oil Industry. 2020. Vol. 2020. Iss. 8. P. 110-112. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-110-112

Авторы: А.К.Николаев, д-р техн. наук, профессор, <https://orcid.org/0000-0001-5699-9245> (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), Н.А.Зарипова, аспирант, Znalya93@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3709-2012> (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.