

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-77-87

УДК 532.542:547.21

Теоретический расчет объемного расхода углеводородной жидкости по степенному и логарифмическому выражениям

В. Н. Манжай^{1*}, А. А. Мильке², Д. А. Зубарев³

¹Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

²Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

³Томский государственный университет, г. Томск, Россия

*e-mail: mang@ipc.tsc.ru

Аннотация. Предложена новая формула для расчета объемного расхода потока жидкости в соответствии с гидродинамическими параметрами течения и физико-химическими характеристиками перекачиваемой жидкости. Формула была получена на основе модельного представления о потоке жидкости как непрерывной последовательности деформаций — поворотов фрагментов жидкости под действием напряжения сдвига. Лабораторное тестирование зависимости объемной скорости течения от гидродинамических параметров течения и физико-химических свойств жидкостей проведено на турбулентном реометре и в качестве рабочих жидкостей использованы этиловый спирт и бензин. Степенная и логарифмическая зависимости объемной скорости также проверялись с использованием реальных данных эксплуатации промысловых трубопроводов. Полученные результаты удовлетворительно согласуются с расчетными данными.

Ключевые слова: нефть; нефтепродукты; цилиндрический канал; число Рейнольдса; ламинарный и турбулентный режимы; вязкость

Calculation of the rate of bulk fluid flow by exponential and logarithmic expressions

Vladimir N. Manzhai^{1*}, Aleksandr A. Milke², Daniil A. Zubarev³

¹Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia

²Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

³Tomsk State University, Tomsk, Russia

*e-mail: mang@ipc.tsc.ru

Abstract. A formula is presented to calculate the rate of bulk fluid flow in accord with hydrodynamic flow parameters and physical-chemical characteristics of pumping fluids. The formula was derived based on a model knowledge of fluid flow as a continuous sequence of strains — rotations of fluid fragments by the action of shear stress. Laboratory testing of volumetric flow rate depending on the hydrodynamic flow parameters and physical-chemical properties of liquids performed on a turbulent rheometer and as working fluids used ethanol and gasoline. The power and logarithmic dependences of the volume velocity were also checked using real data from the operation of oilfield pipelines. The results obtained satisfactory agree with the calculated data.

Key words: oil; petroleum product; cylindrical conduit; Reynolds number; laminar and turbulent flows; viscosity

Введение

При промысловом сборе продукции добывающих скважин месторождений и доставке ее к узлам подготовки нефти, а также при последующем транспорте товарной нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам перемещение углеводородных жидкостей осуществляется по цилиндрическим каналам [1, 2]. Для строгого учета объемов перекачиваемой жидкости, а также для технологически грамотной эксплуатации действующих трубопроводов и проектирования новых нефтепроводов еще со времен В. Г. Шухова [3] требуются теоретические формулы для расчета величины объемного расхода в зависимости от гидродинамических параметров течения, геометрических размеров трубы и физико-химических характеристик транспортируемой среды.

При движении жидкости в трубе могут реализоваться два различных режима течения: ламинарный или турбулентный [4–6]. Структура потока определяется соотношением сил инерции и сил межмолекулярного взаимодействия (вязкости). Режим течения зависит от числа Рейнольдса (Re), величина которого прямо пропорциональна произведению среднерасходной скорости ($\bar{U}$) и радиуса трубы (R_W) и обратно пропорциональна кинематической вязкости ($\nu = \eta/\rho$)

$$Re = (\bar{U} \cdot 2R_W \cdot \rho)/\eta = 2Q/(\pi R \cdot \nu),$$

где ρ — плотность жидкости; η — коэффициент динамической вязкости; $Q = \pi R_W^2 \cdot \bar{U}$ — объемный расход.

Экспериментально установлено и согласно классификации зон течения Е. З. Рабиновича [7] при значении числа Рейнольдса $Re < 2\,000$ реализуется ламинарный режим течения, а при $Re > 3\,000$ — турбулентный режим. В переходной области от $Re \approx 2\,000$ до $Re \approx 3\,000$ происходит смена режимов течения, которая сопровождается резким увеличением коэффициента гидродинамического сопротивления (λ) уравнения Дарси — Вейсбаха и переходом его с кривой Пуазейля на эмпирическую кривую Блазиуса.

Для ламинарного режима, при котором наблюдается слоистое перемещение частиц жидкости вдоль оси потока с параболическим профилем скоростей, существует достаточно строгое теоретическое описание, следствием которого является формула Пуазейля. Турбулентное течение с хаотическим перемешиванием частиц до настоящего времени не имеет глубокого и логичного объяснения. Поэтому при наличии турбулентности ($Re \geq 3\,000$) для расчета величин

ны объемного расхода на практике пользуются различными аналитическими выражениями эмпирического происхождения, полученными после обработки большого массива экспериментальных результатов, в частности обобщенной (степенной) формулой Лейбензона $Q = \left(\frac{\pi \cdot D^k \cdot \Delta P}{A \cdot \nu^n \cdot \rho \cdot L} \right)^{1/m}$.

В этой формуле $D = 2R_W$ и L — диаметр и длина трубы соответственно; ΔP — перепад давления между концами трубы; A, k, m, n — эмпирические коэффициенты [7], которые зависят от режима течения и представлены в таблице 1 для гидравлически гладких труб.

Таблица 1

Коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона [7]

Режим течения	A	m	n	k
Ламинарный	128	1,00	1,00	4,00
Турбулентный	0,757	1,75	0,25	4,75

После подстановки в обобщенную формулу Лейбензона соответствующих коэффициентов таблицы 1 для ламинарного режима течения получается уравнение Пуазейля

$$Q_{\text{ЛАМ.}} = \frac{\pi \cdot R_W^4}{8\eta \cdot L} \cdot \Delta P, \quad (1)$$

а для турбулентного режима — степенное выражение (2) для расчета объемного расхода

$$Q_{\text{СТ.}} = 14,8 \cdot \left(\frac{\Delta P}{L \cdot \rho} \right)^{0,571} \cdot \left(\frac{R^{2,714}}{\nu^{0,143}} \right). \quad (2)$$

Справедливость и «дееспособность» степенной формулы (2) для проведения технологических расчетов турбулентного течения многократно проверена экспериментально на ньютоновских жидкостях различной физико-химической природы и в настоящее время у гидромехаников не вызывает сомнений. Но необходимость использовать эмпирические коэффициенты из таблицы 1 для расчета величины объемного расхода ($Q_{\text{СТ.}}$) свидетельствует об отсутствии рациональной теории турбулентного течения, что делает обоснованным поиск других аналитических выражений, при выводе которых использовались бы определенные модельные представления о поведении частиц жидкости в турбулентном потоке.

Теоретическая часть

Частицы жидкости (молекулы или их ассоциаты), находясь в произвольном слое потока на любом расстоянии от стенки цилиндрического канала, двигаются не только поступательно вдоль оси потока (или стенки трубы) с некоторой своей линейной скоростью, но также участвуют и во вращательном движении. Неподвижная стенка трубы оказывает тормозящее действие и тем самым дифференцирует поток на слои, движущиеся с разными скоростями. Вращение частиц, находящихся в одном слое, происходит под действием силы трения со стороны обтекающих соседних слоев (отстающих и обгоняющих).

Вращение реализуется через качение сферических частиц одного слоя по поверхности смежного с ним слоя, но лежащего ближе к стенке. Такое качение частиц обуславливает слоистый характер течения жидкости с возрастающей линейной скоростью слоев по мере их удаления от внутренней поверхности трубы, что позволяет изображать картину течения в виде профиля скоростей. Такая гипотетическая картина независимо от режима течения после проведения некоторых математических операций позволяет получить обобщенное выражение для описания зависимости объемного расхода [м³/с] от физико-химических характеристик жидкости и гидродинамических параметров течения

$$Q = \pi R_W^2 \cdot U_* \cdot e^\alpha \cdot \left[\ln \left(1 + \frac{R_W \cdot U_*}{\nu \cdot e^\alpha} \right) - \frac{3R_W \cdot U_*}{4\nu} + \alpha \cdot \left(1 + \frac{3R_W \cdot U_*}{4\nu} \right) \right], \quad (3)$$

где $U_* = \sqrt{\frac{\tau_W}{\rho}}$ — динамическая скорость, [м/с]; ρ — плотность жидкости, [кг/м³]; $\tau_W = \frac{\Delta P \cdot R_W}{2L}$ — напряжение сдвига на стенке трубы, [Па]; ΔP — перепад давления между концами трубы, [Па]; R_W и L — радиус и длина трубы, [м]; $\nu = \frac{\eta}{\rho}$ — коэффициент кинематической вязкости, [м²/с]; η — коэффициент динамической вязкости, [Па·с]; $e = 2,72$ — основание экспоненты.

Показатель экспоненциальной функции (α) в переходной области чисел Рейнольдса от 2 000 до 3 000 изменяется от $\alpha = 0$ — для ламинарного течения до $\alpha = 1$ — для турбулентного режима течения.

При малых значениях радиуса трубки (R_W) и динамической скорости (напряжения сдвига — τ_W), а также большой кинематической вязкости (ν) жидкости реализуется ламинарное течение. Но поскольку имеет место соотношение $\frac{R_W \cdot U_*}{\nu} \ll 1$, и при ламинарном режиме величина показателя $\alpha = 0$, то выражение (3) преобразуется в формулу Пуазейля (1).

В случае турбулентного течения ($\alpha = 1$) в трубах большого радиуса при высоких значениях динамической скорости (напряжения сдвига) соотношение $\frac{R_W \cdot U_*}{\nu} \gg 1$, и, следовательно, выражение (3) можно упростить и преобразовать к виду (4), позволяющему рассчитывать величину объемного расхода жидкости при турбулентном режиме течения по логарифмической формуле

$$Q_{\text{ЛОГ.}} = \pi R_W^2 \cdot U_* \cdot e \cdot \ln \left(\frac{R_W \cdot U_*}{\nu} \right). \quad (4)$$

Экспериментальная часть

В лабораторных условиях текучесть жидкостей исследуют при помощи реометров различных конструкций [8–12]. Экспериментальную проверку достоверности выражения (4) проводили на турбулентном реометре, изображенном на рисунке 1. Основным рабочим элементом нашего турбореометра является легко демонтируемая трубка, что позволяет проводить эксперименты при различных геометрических параметрах $D = 2R_W$ и L . Верхний открытый конец трубки сообщается с рабочей камерой реометра, в которую заливается исследуемая жидкость. Через другой конец, снабженный краном, жидкость имеет выход во внешнюю среду и далее в приемную измерительную ячейку. Трубка и камера находятся в термостатируемой рубашке, в которую от термостата (криостата) подается теплоноситель. Скорость вытеснения жидкости из рабочей камеры под действием избыточного давления (ΔP) задается и регулируется

при помощи газовой системы (газовый баллон и ресивер), работающей на азоте или инертном газе. Измерение интервала времени (t) истечения фиксированного объема (V) жидкости производится при помощи электронного секундомера, после чего находится объемный расход жидкости $Q_{ЭКСП.} = V/t$ и рассчитываются следующие параметры течения: напряжение сдвига, среднерасходная скорость, число Re и другие величины, приведенные в таблицах 2 и 3.

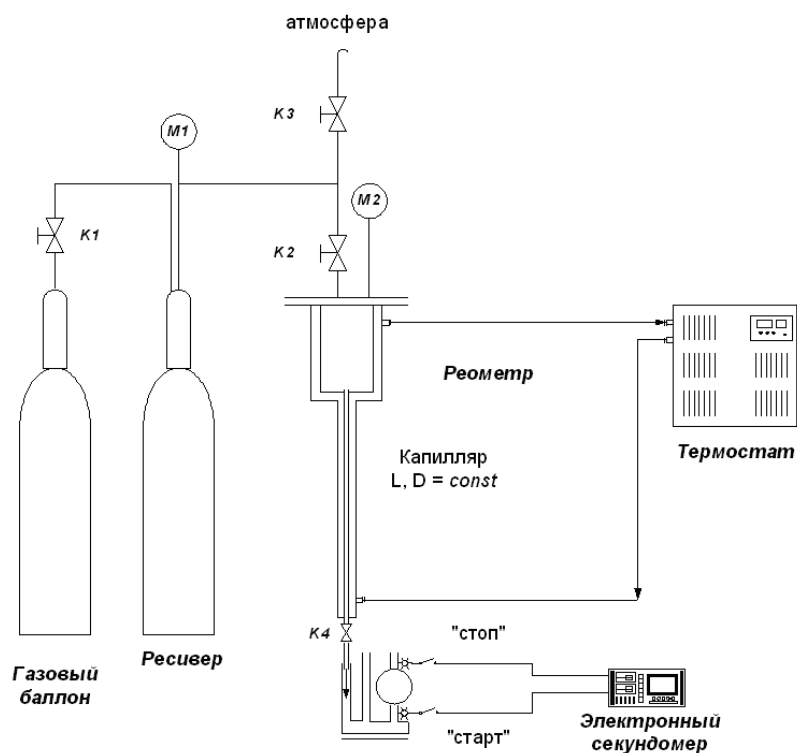


Рис. 1. Турбулентный реометр

В таблицах 2 и 3 приведены результаты тестирования текучести этанола и бензина в турбулентном режиме, проведенного на турбулентном реометре.

Таблица 2

Течение этанола ($\rho = 790 \text{ кг/м}^3$; $\nu = 1,66 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) в трубке ($L = 0,80 \text{ м}$; $R_w = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}$)

№	ΔP , Па	τ_w , Па	U_s , м/с	Re	$Q_{лог.} \cdot 10^6, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{ЭКСП.} \cdot 10^6, \text{ м}^3/\text{с}$	ε , %
1	37 000	27,75	0,187	3 590	10,41	11,24	7,4
2	47 000	35,25	0,211	4 100	12,08	12,83	5,8
3	57 000	42,75	0,233	4 610	13,65	14,42	5,3

Таблица 3

Течение бензина ($\rho = 710 \text{ кг/м}^3$; $\nu = 0,525 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) в трубке ($L = 0,80 \text{ м}$; $R_w = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}$)

№	ΔP , Па	τ_w , Па	U_s , м/с	Re	$Q_{лог.} \cdot 10^6$, м ³ /с	$Q_{эсп.} \cdot 10^6$, м ³ /с	ε , %
1	6 550	4,91	0,083	5 410	5,01	5,35	6,8
2	16 260	12,20	0,131	8 950	8,69	8,85	1,8

Из таблиц 2 и 3 следует, что между $Q_{эсп.}$ и $Q_{лог.}$ имеется вполне удовлетворительное соответствие. Как видно из таблиц, результаты теоретических расчетов объемного расхода оказались несколько заниженными по сравнению с опытными данными. Но с ростом напряжения сдвига между экспериментальными и расчетными данными уменьшается относительное расхождение, вычисляемое по формуле $\varepsilon = \frac{|Q_{эсп.} - Q_{лог.}|}{Q_{эсп.}} \cdot 100\%$. Известно, что увеличе-

ние напряжения сдвига сопровождается ростом числа Рейнольдса. Следовательно, точность расчета объемной скорости по логарифмической формуле (4) возрастает с увеличением числа Рейнольдса (степени турбулентности потока).

Результаты турбореометрического тестирования жидкостей другой физико-химической природы (вода, нефть, толуол и гептан), проведенного нами в лабораторных условиях, были опубликованы ранее в работе [13], и они также, но с еще большей достоверностью, подтверждают справедливость логарифмической формулы (4).

Таблица 4

Геометрические размеры промышленных трубопроводов, гидродинамические параметры течения в них и физико-химические характеристики перекачиваемых жидкостей

Номер трубы	L , м	D , м	$Q_{эсп.} \cdot 10^3$, м ³ /с	$\Delta P \cdot 10^6$, Па	T , °C	η , Па·с	ρ , кг/м ³	Жидкость
1	19 745	0,203	27,66	0,81	40	0,0069	858	Нефть А
2	34 728	0,203	24,31	0,87	35	0,0029	809	Нефть В
3	59 482	0,203	11,71	0,62	20	0,0097	840	Нефть С
4	3 717	0,203	28,36	0,12	25	0,001	1012	Вода сеноманская

Интерес также представляет сравнительная «дееспособность» формул (2) и (4) для расчета объемного расхода жидкостей при их турбулентном течении в промышленных трубопроводах [13]. В таблице 4 приведены реальные нефтепромысловые данные для четырех трубопроводов различной длины и одинакового диаметра $D = 0,203 \text{ м}$, по которым перекачивали различные жидкости

(три разные нефти и сеноманскую воду). Эти данные являются достаточным набором технической информации, включающей геометрические размеры промышленных трубопроводов, гидродинамические параметры течения в них и физико-химические характеристики перекачиваемых жидкостей, которые необходимы для проведения технологических расчетов. Используя информацию, представленную в таблице 4 для промышленных (внутрипромысловых) труб среднего диаметра, проведены соответствующие расчеты, результаты которых отображены в таблице 5.

Таблица 5

Рассчитанные гидродинамические результаты турбулентного течения трех сортов нефти различной кинематической вязкости и воды в промышленных трубопроводах

Номер трубы	$\tau_{\text{нв}}$, Па	U_{*} , м/с	Re	$\nu \cdot 10^6$, м ² /с	$Q_{\text{СТ.}} \cdot 10^3$, м ³ /с	$Q_{\text{ЛОГ.}} \cdot 10^3$, м ³ /с	$Q_{\text{ЭКСП.}} \cdot 10^3$, м ³ /с	Жидкость
1	2,08	0,049	21 580	8,04	28,08	27,89	27,66	Нефть А
2	1,27	0,040	42 540	3,58	24,59	24,51	24,31	Нефть В
3	0,53	0,025	6 360	11,5	12,34	11,92	11,71	Нефть С
4	1,64	0,040	179 950	0,99	30,08	29,49	28,36	Вода

Сравнивая результаты объемных расходов $Q_{\text{СТ.}}$, $Q_{\text{ЛОГ.}}$ и $Q_{\text{ЭКСП.}}$, представленные в таблице 5, можно сделать вывод, что при расчете $Q_{\text{ЛОГ.}}$ по теоретически выведенной формуле (4) получены величины с более близкими значениями к экспериментально измеренному объемному расходу $Q_{\text{ЭКСП.}}$ по сравнению с данными, которые получены при расчете объемной скорости $Q_{\text{СТ.}}$ по эмпирической формуле Лейбензона (2).

Относительное расхождение экспериментальных и теоретических результатов, вычисленных по формулам $\varepsilon_{\text{ЛОГ.}} = \frac{|Q_{\text{ЭКСП.}} - Q_{\text{ЛОГ.}}|}{Q_{\text{ЭКСП.}}} \cdot 100\%$ и

$\varepsilon_{\text{СТ.}} = \frac{|Q_{\text{ЭКСП.}} - Q_{\text{СТ.}}|}{Q_{\text{ЭКСП.}}} \cdot 100\%$, представлено в таблице 6, результаты которой

свидетельствуют о лучшем прогностическом потенциале логарифмической формулы (4) по сравнению со степенной формулой (2), имеющей эмпирическую «родословную».

Таблица 6

Расхождение экспериментальных и теоретических результатов

Относительное расхождение результатов	№ 1 Нефть А	№ 2 Нефть В	№ 3 Нефть С	№ 4 Вода
$\varepsilon_{\text{ЛОГ.}}$, %	0,83	0,82	1,79	3,98
$\varepsilon_{\text{СТ.}}$, %	1,52	1,15	5,38	6,06

Проверка достоверности формулы (4), проведенная с использованием эксплуатационных данных магистрального трубопровода Александровское — Анжеро — Судженск, по одному из участков ($L = 69 \cdot 10^3$ м; $D = 1,22$ м) которого перекачивали товарную нефть [14–18] с кинематической вязкостью $\nu = 5,5 \cdot 10^{-6}$ м²/с и плотностью $\rho = 830$ кг/м³ при перепаде давления $\Delta P = 6,5$ кг/см² (0,65 МПа) и числе Рейнольдса $Re \approx 350\,000$, дала близкие значения рассчитанного объемного расхода $Q_{\text{лог.}} = 1,65$ м³/с с экспериментально контролируемой величиной $Q_{\text{эсп.}} = 1,68$ м³/с.

Практическое совпадение результатов $Q_{\text{лог.}}$ и $Q_{\text{эсп.}}$ позволяет рекомендовать формулу (4) для прогнозирования величины объемного расхода также и в магистральных трубопроводах большого диаметра и при достаточно больших числах Рейнольдса.

Выводы

1. Предложена формула (3), которая в общем виде достоверна для ламинарного и турбулентного режимов течения и описывает зависимость объемного расхода жидкости от гидродинамических параметров течения и физико-химических характеристик жидкостей.

2. Частными следствиями обобщенной формулы (3) являются либо формула Пуазейля (1) для ламинарного режима течения, либо логарифмическая формула (4) для расчета объемного расхода при турбулентном режиме течения.

3. Сравнивая результаты расчетов объемных расходов турбулентного течения жидкостей по степенной формуле Лейбензона (2) и по логарифмической формуле (4), следует отдать предпочтение последней вследствие значительно меньшего отклонения результатов расчетов от экспериментально полученных данных для труб разного размера, по которым перекачиваются жидкости различной физико-химической природы.

Работа выполнена в рамках проекта V.46.2.3. Физическая химия и реология нефти и полидисперсных нефтесодержащих систем в процессах увеличения нефтеотдачи пластов и транспорта нефти

Библиографический список

1. Тетельмин, В. В. Нефтегазовое дело : полный курс / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Москва : Интеллект, 2009. – 799 с. – (Нефтегазовая инженерия). – Текст : непосредственный.
2. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебник для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1988. – 368 с. – Текст : непосредственный.
3. Развитие мировой системы нефтепроводного транспорта / Р. Н. Бахтизин, Б. Н. Мастобаев, А. Е. Сощенко, О. А. Макаренко. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9, № 1. – С. 107–117.
4. Лойцянский, Л. Г. Механика жидкости и газа : учебник / Л. Г. Лойцянский. – 5-е изд., перераб. – Москва : Наука, 1978. – 736 с. – Текст : непосредственный.
5. Штеренлихт, Д. В. Гидравлика : учебник / Д. В. Штеренлихт. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 639 с. – Текст : непосредственный.

6. Фукс, Г. И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов / Г. И. Фукс. – Москва–Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2003. – 328 с. – Текст : непосредственный.
7. Рабинович, Е. З. Гидравлика : учебное пособие / Е. З. Рабинович. – Москва : Недра, 1980. – 278 с. – Текст : непосредственный.
8. Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / Р. Н. Бахтизин, М. М. Гареев, Ю. В. Лисин [и др.]; Министерство образования и науки Российской Федерации, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Институт дополнительного профессионального образования. – Санкт-Петербург : Недра, 2018. – 347 с. – Текст: непосредственный.
9. A method for monitoring polymer reactions in very dilute solutions / A. Ya. Malkin, G. V. Nesyn, A. V. Ilyusnikov, V. N. Manzhai. – DOI 10.1016/S0377-0257(00)00225-1. – Текст : непосредственный // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2001. – Vol. 97, Issue 2–3. – P. 195–206.
10. Drag reduction in transportation of hydrocarbon liquids: From fundamentals to engineering applications / G. V. Nesyn, R. Z. Sunagatullin, V. P. Shibaev, A. Ya. Malkin. – DOI 10.1016/j.petrol.2017.10.092. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 161. – P. 715–725.
11. Манжай, В. Н. Турбулентное течение нефти, нефтепродуктов и сжиженного природного газа с полимерными добавками / В. Н. Манжай. – DOI 10.28999/2541-9595-2019-9-1-92-97. – Текст: непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9, № 1. – С. 92–97.
12. Physico-chemical concept of drag reduction nature in dilute polymer solutions (the Toms effect) / Manzhai V. N., Nasibullina Yu. R., Kuchevskaya A. S., Filimoshkin A. G. – DOI 10.1016/j.cep.2014.04.003. – Текст : непосредственный // Chemical Engineering and Processing : Process Intensification. – 2014. – Vol. 80. – P. 38–42.
13. Манжай, В. Н. Объемный расход ньютоновской жидкости при турбулентном течении в цилиндрическом канале / В. Н. Манжай, А. В. Илюшников. – Текст : непосредственный // Инженерно-физический журнал. – 2008. – Т. 81, № 5. – С. 856–859.
14. Гареев, М. М. Результаты введения в поток нефти присадки для снижения сопротивления / М. М. Гареев, Г. В. Несын, В. Н. Манжай. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 10. – С. 30–31.
15. Лабораторные исследования и промышленные испытания полимерной добавки для снижения энергетических затрат на магистральном нефтепроводе / В. Н. Манжай, А. В. Илюшников, М. М. Гареев, Г. В. Несын. – Текст : непосредственный // Инженерно-физический журнал. – 1993. – Т. 65, № 5. – С. 515–517.
16. Кутуков, С. Е. Повышение эффективности последовательной перекачки оптимизацией компонентного состава смеси нефтей / С. Е. Кутуков, С. Г. Бажайкин, А. И. Гольянов. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-1-88-91. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1. – С. 88–91.
17. Burger, E. D. Flow Increase in the Trans Alaska Pipeline Through Use of a Polymeric Drag-Reducing Additive Munk / E. D. Burger, W. R. Munk, H. A. Wahl. – DOI 10.2118/9419-pa. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Technology. – 1982. – Vol. 34, Issue 2. – P. 377–386.
18. Практика увеличения объемов транспортировки нефтепродуктов магистральными трубопроводами / Я. М. Фридлянд, М. Н. Казанцев, Ф. В. Тимофеев, С. Н. Замаев. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-4-100-103. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 100–103.

References

1. Tetel'min, V. V. & Yazev, V. A. (2009). *Neftegazovoe delo: polnyy kurs*. Moscow, Intellekt Publ., 799 p. (In Russian).
2. Aliev, R. A., Belousov, V. D., Nemudrov, A. G., Yufin, V. A., & Yakovlev, E. I. (1988). *Truboprovodnyy transport nefti i gaza*. 2nd edition, revised and advanced. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
3. Bakhtizin, R. N., Mastobaev, B. N., Soshchenko, A. E., & Makarenko, O. A. (2019). Development of the global oil pipeline transportation system. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 9(1), pp. 107-117. (In Russian).
4. Lojtsyanskij, L. G. (1978). *Mekhanika zhidkosti i gaza*. 5th edition, revised. Moscow, Nauka Publ., 736 p. (In Russian).
5. Shterenlikht, D. V. (1984). *Gidravlika*. Moscow, Energoatomizdat Publ., 639 p. (In Russian).
6. Fuks, G. I. (2003). *Vyazkost' i plastichnost' nefteproduktov*. Moscow - Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 328 p. (In Russian).
7. Rabinovich, E. Z. (1980). *Gidravlika*. Moscow, Nedra Publ., 278 p. (In Russian).
8. Bakhtizin, R. N., Gareev, M. M., Lisin, Yu. V., Manzhay, V. N., Mastobaev, B. N., Nesyn, V. G., & Sunagatullin, R. Z. (2018). *Nanotekhnologii dlya snizheniya gidravlicheskogo soprotivleniya truboprovodov*. St. Petersburg, Nedra Publ., 347 p. (In Russian).
9. Malkin, A. Ya., Nesyn, G. V., Ilyusnikov, A. V., & Manzhai, V. N. (2001). A method for monitoring polymer reactions in very dilute solutions. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 97(2-3), pp. 195-206. (In English). DOI: 10.1016/S0377-0257(00)00225-1
10. Nesyn, G. V., Sunagatullin, R. Z., Shibaev, V. P., & Malkin, A. Ya. (2018). Drag reduction in transportation of hydrocarbon liquids: From fundamentals to engineering applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 161, pp. 715-725. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.092
11. Manzhai, V. N. (2019). Turbulent flow of oil, oil products and liquefied natural gas with polymer additives. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 9(1), pp. 92-97. (In English). DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-1-92-97
12. Manzhai, V. N., Nasibullina, Yu. R., Kuchevskaya, A. S., & Filimoshkin, A. G. (2014). Physico-chemical concept of drag reduction nature in dilute polymer solutions (the Toms effect). *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, 80, pp. 38-42. (In English).
13. Manzhai, V. N., & Ilyushnikov, A. V. (2008). Volumetric rate of a turbulent newtonian fluid flow in a cylindrical channel. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 81(5), pp. 893-896. (In English).
14. Gareev, M. M., Nesyn, G. V., & Manzhai, V. N. (1992). Rezul'taty vvedeniya v potok nefti prisadki dlya snizheniya soprotivleniya. *Oil industry*, (10), pp. 30-31. (In Russian).
15. Manzhai, V. N., Ilyushnikov, A. V., Gareev, M. M., & Nesyn, G. V. (1993). Laboratory studies and commercial tests of a polymeric agent for reduction of the power consumption on an oil pipeline. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 65(5), pp. 1041-1043. (In English).
16. Kutukov, S. E., Bazhaykin, S. G., & Golianov, A. I. (2018). Improving the efficiency of batching by optimization of the oil mixture composition. *Oil industry*, (1), pp. 88-91. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-1-88-91
17. Burger, E. D., Munk, W. R. & Wahl, H. A. (1982). Flow Increase in the Trans Alaska Pipeline Through Use of a Polymeric Drag-Reducing Additive. *Journal of Petroleum Technology*, 34(2), pp. 377-386. (In English). DOI: 10.2118/9419-pa

18. Fridlyand, Ya. M., Kazantsev, M. N., Timofeev, F. V., & Zamalaev, S. N. (2018). The practice of increasing the volume of the transportation of oil products by major pipeline transport. Oil industry, (4), pp. 100-103. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-100-103

Сведения об авторах

Манжай Владимир Николаевич, д. х. н., старший научный сотрудник, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, e-mail: mang@ipc.tsc.ru

Мильке Александр Андреевич, аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений, Томский политехнический университет, сотрудник компании ООО «Газпромнефть-Восток», г. Томск

Зубарев Даниил Андреевич, студент кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии, Томский государственный университет, г. Томск

Information about the authors

Vladimir N. Manzhai, Doctor of Chemistry, Senior Researcher, Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Tomsk, e-mail: mang@ipc.tsc.ru

Aleksandr A. Milke, Postgraduate at the Department of Geology and Oil Field Development, Tomsk Polytechnic University, Employee of "Gazpromneft-Vostok" LLC, Tomsk

Daniil A. Zubarev, Student at the Department of Macromolecular Compounds and Petrochemistry, Tomsk State University