

УДК 622.692.4:532.542.4

СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК

Банерджи Таноя¹,
tanoyabaner@mail.ru

Шестаков Роман Алексеевич¹,
shestakov.r@gubkin.ru

¹ Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина,
Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65, корп. 1.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения экономической эффективности перекачки нефти и нефтепродуктов путем снижения гидравлических потерь и выноса образовавшихся водных скоплений с использованием противотурбулентных присадок. Этот способ применения присадок является энергосберегающим, минимизирующим эксплуатационные затраты на транспортировку нефти и нефтепродуктов.

Цель: определить и предложить применение противотурбулентных присадок в качестве способа увеличения скорости потока перекачиваемой среды для выноса образовавшихся локальных неподвижных водных скоплений на локальных низинах профиля трубопровода, приводящих к уменьшению его эффективного диаметра и повышению гидравлических потерь.

Объекты: скопившиеся водные образования на низменном участке линейной части магистрального нефтепродуктопровода.

Методы: математический анализ влияния противотурбулентной присадки для оценки перспективы ее энергоэффективного использования в качестве способа увеличения скорости потока транспортируемой среды, технико-экономический расчет, отражающей стоимость противотурбулентной присадки и электроэнергии при перекачке.

Результаты. Выполнен анализ способов вычисления выносной скорости потока транспортируемой среды. Предложена методика вычисления концентрации противотурбулентной присадки, необходимой для достижения потоком жидкости выносной скорости, при невозможности повышения допустимого рабочего напора из-за ограниченной несущей способности трубопровода. Рассмотрено влияние возрастания эффективного диаметра трубопровода, что является побочным следствием влияния противотурбулентной присадки, которое, с одной стороны, повышает гидравлическую эффективность присадки, а с другой стороны, снижает потребляемую мощность электроэнергии после прекращения ввода присадки. Приведены результаты вычисления экономической целесообразности применения противотурбулентной присадки и сравнительный анализ стоимости перекачки с противотурбулентной присадкой и без нее. Рассмотрены соответствующие аналитические зависимости для оценки эффективности.

Ключевые слова:

Присадки, гидравлическая эффективность, рельефный трубопровод, водные скопления, очистка трубопровода, скорость выноса, технико-экономический расчет.

Введение

Нефтепродукты, перекачиваемые по трубопроводам, проходят контроль качества, при котором регламентируется содержание воды, которое зависит от многих факторов: температуры топлива, атмосферного давления, влажности, условий хранения и т. д. При определенных процессах, например, может происходить взаимодействие микрокапель воды, содержащихся в топливе, происходит их укрупнение и накопление на наклонных участках трубопровода в виде условно неподвижных скоплений, что приводит к возрастанию гидравлического сопротивления. В качестве иллюстрации на рис. 1 с учетом профиля трубопровода синим цветом показано объемное содержание воды, которая скапливается на подъемных участках трубопровода.



Рис. 1. Схематический профиль трубопровода со скоплениями воды

Fig. 1. Schematic pipeline profile with water accumulations

Для выноса скоплений воды необходимым условием является достижение потоком выносной скорости, которая зависит от объема скопления. В целях повышения полноты удаления малых водных образований, для которых скорость выноса превышает максимальную скорость, развиваемую транспортируемой средой (лимитирующим фактором в повышении скорости путем увеличения напора является несущая способность трубопровода), в настоящей статье предлагается применить известный способ повышения скорости потока без повышения напора – применение противотурбулентных присадок (ПТП). Причем при увеличении скорости транспортируемой среды увеличивается растворимость макромолекул ПТП, что повышает эффект Томса [1] и приводит к тому, что несущая способность трубопровода меньше ограничивает максимальную скорость потока в трубопроводе. Более того, ПТП активнее всего работают в пристенной области, т. е. там, где скапливается вода. Это вызвано тем, что при турбулентном режиме течения жидкости поток условно можно разделить на пристенную зону и зону турбулентного ядра [2]. А в работе [3] установлено, что из-за действия силы вязкого

трения снижение турбулентного сопротивления фактически происходит в пристенной области трубы.

Для транспортировки заданного объема нефтепродукта с применением ПТП представляется целесообразной организация двухстадийной перекачки. На первой стадии производится частичная очистка трубопровода (вынос водных образований). На второй стадии перекачки снижаются затраты электроэнергии как за счет прямого эффекта от ПТП, так и за счет очистки на первом этапе. ПТП позволяет уменьшить гидравлическое сопротивление более чем на 20 % [4]. При этом эффект очистки будет сохраняться и некоторое время после прекращения ввода присадки.

Материалы и методы

Первая попытка по созданию общей теории образования паровых и «водяных» мешков в рельефных трубопроводах была предпринята И.А. Чарным [5]. Получена формула (1) для расчета критической скорости, при которой происходит вынос водного скопления:

$$v_{\text{вын}} = k' \sqrt{\frac{2gd}{\lambda} \frac{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \sin \alpha}, \quad (1)$$

где g – ускорение свободного падения; d – внутренний диаметр трубопровода; $\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{н}}$ – плотность воды и нефти соответственно; λ – коэффициент гидравлического сопротивления на границе «нефть – стенка трубы»; α – угол наклона восходящего участка трубопровода к горизонту; k' – поправочный коэффициент в теоретических решениях И.А. Чарного ($k'=1$ по результатам экспериментов В.К. Касперовича и В.И. Черникина [6] и $k' \approx 1/3$ по более поздним работам В.К. Касперовича [7]).

Профессор А.К. Галлямов на основе результатов экспериментальных исследований [8] предложил формулу поправочного коэффициента, зависящего от угла α наклона восходящего участка трубопровода и отношения кинематических вязкостей транспортируемой жидкости и воды. В итоге формула (1) приобрела вид формулы (2):

$$v_{\text{вын}} = 0,1 \mathcal{G}_0^{0,36} \sqrt{\frac{2gd}{\lambda} \frac{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \sin^{0,34} \alpha}, \quad (2)$$

где \mathcal{G}_0 – отношение вязкостей нефти (нефтепродукта) и воды.

Позже в [9] предложена уточненная формула (3) для расчета поправочного коэффициента:

$$k^* = (2,437 \sin^{0,272} \alpha - 1)(0,06 \ln(\mathcal{G}_0) - 0,278) + 0,564 - 0,133 \ln(\mathcal{G}_0). \quad (3)$$

В работе [10] дается еще одна формула поправочного коэффициента, предложенная на основе результатов исследований по удалению скоплений воды из низин профиля трубопровода, выполненных на бензине и на дизельном топливе. В основе работы А.С. Дидковской лежат предположения, что на вынос скопления воды существенно влияет различие коэффициентов трения на границах раздела «нефть – стенка трубы», «нефть–вода» и что вода, скопленная

перед выносом, находится в состоянии покоя, т. е. ее вязкость не важна, а вязкостное трение нефти (нефтепродукта) пренебрежимо мало по сравнению с вихревой вязкостью на поверхности раздела, поэтому формула (4) не содержит отношения \mathcal{G}_0 кинематических вязкостей жидкостей:

$$v_{\text{вын}} = 0,157 \sqrt{\frac{gd}{C_{f0}} \frac{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \sin^{0,344} \alpha}, \quad (4)$$

где C_{f0} – коэффициент трения на границе раздела «нефть – стенка трубы»; $\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{н}}$ – плотность воды и нефти соответственно.

М.В. Лурье в работе [11] выдвигает предположение о «гейзерном» механизме выноса водного скопления и, по мнению авторов данной статьи, получает наиболее содержательную зависимость для минимальной скорости выноса по формуле (5):

$$v_{\text{вын}} = 0,367 \sqrt{\frac{2gd}{\lambda} \frac{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} \sin \alpha}, \quad (5)$$

При этом автор [11] дает различные варианты формулы в зависимости от режима течения и, кроме того, в явном виде определяет максимальный объем воды, который может находиться в равновесии с обтекающей его нефтью или нефтепродуктом по формуле (6):

$$(\Lambda_{\text{в}})_{\text{max}} = 0,129 \frac{d^3}{\lambda}. \quad (6)$$

В настоящей статье применяются формулы, соответствующие турбулентному режиму течения жидкости, так как далее для достижения выносной скорости предполагается применение ПТП.

Согласно формуле (6) для выноса скоплений воды меньшего объема $V_{\text{в}} < (V_{\text{в}})_{\text{max}}$ (т. е. меньше максимально возможного) требуется скорость выноса $v_{\text{вын}} < v$ [11] (т. е. скорость потока должна быть больше минимальной скорости выноса, вычисляемой по формуле (5)). Зависимость выносной скорости от объема жидкости приведена на рис. 2.

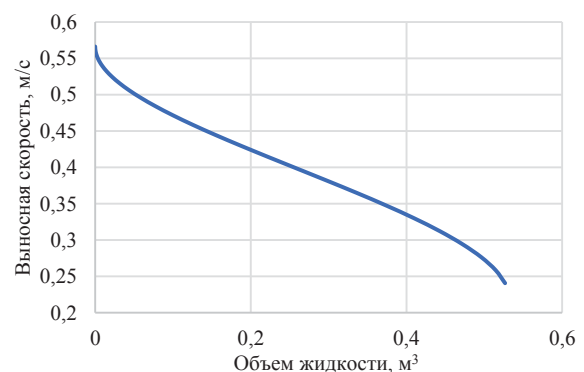


Рис. 2. Зависимость выносной скорости от объема жидкости

Fig. 2. Dependence of the fluid removal velocity on liquid volume

На рис. 3 приведена зависимость выносной скорости от угла наклона восходящего участка нефтепро-

дуктопровода (с диаметром 700 мм, перекачивающего бензин с плотностью 700 кг/м³ и коэффициентом гид-

равлического сопротивления $\lambda=0,025$). График построен по формулам (1)–(5).

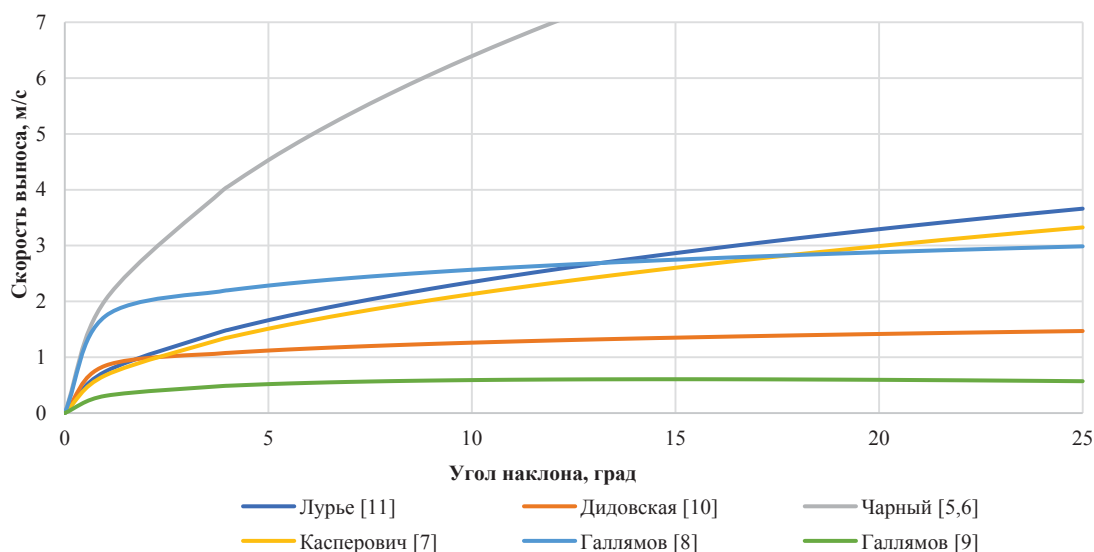


Рис. 3. Зависимость выносной скорости от угла наклона восходящего участка трубопровода
Fig. 3. Fluid removal velocity against the inclination angle of the pipeline ascending section

Скорость выноса возрастает с увеличением угла наклона трубопровода к горизонту и уменьшением объема водного образования.

Если максимальная скорость потока, соответствующая пропускной способности при заданной несущей способности трубопровода, меньше скорости выноса водных скоплений, то дальнейшего увеличения скорости перекачки (с целью получения выносной скорости) можно добиться путем применения ПТП. Да-

лее рассмотрена возможная методика по определению необходимого экономически целесообразного количества ПТП для проведения частичной очистки (выносу водных образований).

Если весь объем выделившейся во внутренней полости трубопровода воды равномерно распределить по поверхности стенки трубы (рис. 4), то фактический (начальный) эффективный диаметр трубопровода будет меньше номинального на толщину распределенного слоя воды.

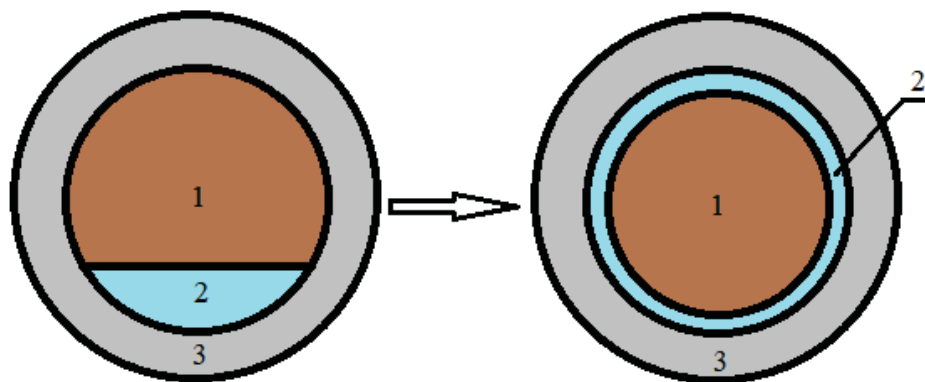


Рис. 4. Схема условного распределения воды при определении эффективного диаметра: 1) перекачиваемый продукт; 2) слой воды; 3) стенка трубопровода

Fig. 4. Scheme of water conditional distribution in determining the effective diameter: 1) transported product; 2) water layer; 3) pipeline wall

Изменение начального эффективного диаметра трубопровода из-за выноса воды может быть представлено в виде (7):

$$(\Lambda_n)_{\max} = \frac{\pi L}{4} (d_{2\phi}^2 - d_{1\phi}^2), \quad (7)$$

где L – длина участка трубопровода, м; $d_{2\phi}$ – эффективный диаметр трубопровода после удаления водного

скопления, м; $d_{1\phi}$ – начальный эффективный диаметр трубопровода (до удаления водного скопления), м.

Так как объем воды по формуле (6) зависит от номинального диаметра и в то же время равен вычисленному по формуле (7), то, приравнявая эти значения, получим:

$$0,129 \frac{d^3}{\lambda} = \frac{\pi L}{4} (d_{2\phi}^2 - d_{1\phi}^2),$$

В итоге получаем формулу (8) для нахождения $d_{2\phi}$:

$$d_{2\phi} = \sqrt{d_{1\phi}^2 + \frac{0,129 \frac{d^3}{\lambda}}{\frac{\pi L}{4}}}. \quad (8)$$

Величина $d_{1\phi}$ должна быть определена по формуле (9), представляющей собой формулу Дарси–Вейсбаха в форме Лейбензона с учетом начальных данных:

$$d_{1\phi} = \left(\frac{\beta Q_{нач}^{2-m} g^m L}{h_{нач}} \right)^{\frac{1}{5-m}}. \quad (9)$$

При известном начальном расходе по формуле (10) находим начальную скорость транспортируемой среды:

$$v_{нач} = \frac{4Q_{нач}}{\pi d^2}, \quad (10)$$

где $Q_{нач}$ – начальный (фактический) объемный расход жидкости, м³/с;

По формуле (5) вычисляется значение минимальной скорости, необходимой для выноса водных образований $v_{вын}$. Затем с учетом допустимого максимального напора (по состоянию линейной части (ЛЧ) и насосов нефтеперекачивающей станции (НПС)) при эффективном диаметре, равном $d_{1\phi}$, определим максимально возможный расход и скорость по формуле (11):

$$Q_{max} = Q_{нач} \left(\frac{h_{max}}{h_{нач}} \right)^{\frac{1}{2-m}}, \quad v_{max} = v_{нач} \left(\frac{h_{max}}{h_{нач}} \right)^{\frac{1}{2-m}}, \quad (11)$$

где Q_{max} – расход нефти/нефтепродукта без ПТП, м³/с; h_{max} – максимальные потери напора, который может быть в трубопроводе, исходя из несущей способности трубопровода, м.

При $v_{нач} \leq v_{вын}$ по формуле (12) находим гидравлическую эффективность ПТП, обеспечивающую выносную скорость $v_{вын}$ при сохранении перепада давления h_{max} , т. е. $\Delta P=0$ [12]:

$$\psi_p = \left(1 - \frac{Q_{max}^2}{Q_{p1}^2} \right) \cdot 100 \%, \quad Q_{p1} = Q_{вын}, \quad (12)$$

где Q_{p1} – требуемый расход нефти/нефтепродукта с ПТП при сохранении величины потерь напора, м³/с.

Эффективность ПТП также может быть вычислена исходя из формулы Лейбензона:

$$\psi_Q = \left(1 - \frac{h_{max} d_{1\phi}^{5-m}}{\beta Q_{вын}^{2-m} g^m L} \right) \cdot 100 \%. \quad (13)$$

Зависимость гидравлической эффективности ПТП от ее концентрации для восходящего участка кривой эффективности ПТП в работе [13] предложено аппроксимировать в виде формулы (14):

$$\psi = \frac{\theta}{b_0 + b_1 \theta} k(Re). \quad (14)$$

В этом уравнении b_0 и b_1 – коэффициенты аппроксимации, способ определения которых описан в работе [14]; $k(Re)$ – поправочный коэффициент на степень

развитости турбулентности потока в трубопроводе [15], дающий резкое снижение эффективности ПТП в зоне малых чисел Рейнольдса (гидравлически гладких труб), и определяющийся по формуле (15):

$$k(Re) = \frac{Re}{Re + 2800}, \quad (15)$$

где Re – число Рейнольдса.

Для оценочных расчетов примем коэффициенты аппроксимации кривой эффективности ПТП присадки $b_0=6,87 \cdot 10^{-6}$, $b_1=1,96$. Аппроксимационная зависимость эффективности ПТП от ее концентрации по формуле (12) приведена на рис. 5.

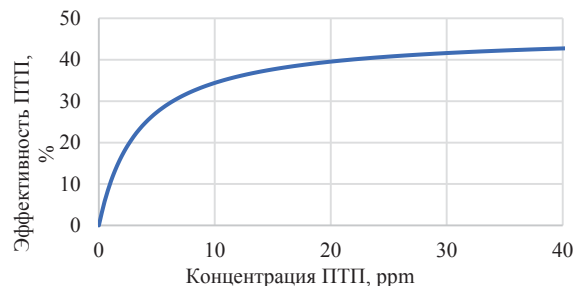


Рис. 5. Зависимость эффективности ПТП от концентрации

Fig. 5. Anti-turbulent additive efficiency against concentration

Для реализации поставленной задачи требуется выбрать экономически приемлемый тип присадки. Рассмотрена присадка марки Liquid Power TMW. Зависимости эффективности от концентрации данной ПТП представлена в табл. 1 [16], а также на рис. 6. Для расчета концентрации ПТП существуют аналитические методы (например, используя формулу (12)), однако их применение требует дополнительного анализа для определения коэффициентов для конкретной марки ПТП, который не проведен в рамках настоящей статьи. Коэффициенты b_0 и b_1 найдены исходя из значений табл. 1 и носят оценочный характер. Аналитически построенная зависимость позволяет определить оптимальную концентрацию ПТП.

Таблица 1. Значения функции эффективности ψ от концентрации θ для ПТП Liquid Power TMW

Table 1. Efficiency function ψ against concentration θ for DRA Liquid Power TMW

θ , ppm	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$\psi_Q(\theta)$, %	0	31	39	43	46	47	48	49	50	50,5	50,9

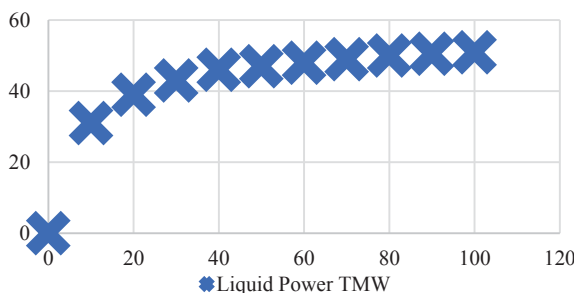


Рис. 6. Зависимость гидравлической эффективности ПТП Liquid Power TMW от концентрации

Fig. 6. *Anti-turbulent additive Liquid Power TMW efficiency against concentration*

По формуле (12) получено значение концентраций для эффективности при постоянном перепаде давлений ψ_p , а в табл. 1 представлены значения концентраций для эффективности при постоянной производительности трубопровода ψ_Q . Между ними существуют функциональные зависимости [17], которые можно представить в виде формулы (16):

$$(1 - \psi_Q) = (1 - \psi_p)^{\frac{2-m}{2}}, \quad (1 - \psi_p) = (1 - \psi_Q)^{\frac{2}{2-m}}, \quad (16)$$

где m – коэффициент Лейбензона.

Стоит учесть, что после введения полимера в трубопровод из-за различных факторов (уменьшение молекулярной массы, степени полимеризации, разрыв связей в молекулах и т. д.) снижается гидравлическая эффективность ПТП [18, 19]. Учет путевой деградации ПТП при необходимости может быть проведен на основании [20–22]. В работах А. Дьюпа [23], Б. Оволаби [24], М. Хабибпура [25], М. Эшрати [26] и др. представлены способы улучшения стойкости полимера к деструкции, не рассмотренные в рамках настоящей статьи.

Далее предполагается, что для частичного удаления воды из подъемных участков трубопровода требуется время T_1 , по истечению которого при перекачке оставшегося планового объема в течение времени T_2 ПТП применяется для экономически обоснованного снижения энергетических затрат. Таким образом, встает вопрос о стоимостной оценке применения присадок и целесообразности их использования после проведения очистки.

Возникает задача оценки экономического эффекта от применения ПТП для очистки трубопровода от водных образований. Одними из ключевых показателей деятельности компаний, оказывающих услуги по транспортировке нефти и нефтепродуктов, являются удельное потребление электроэнергии при перекачке нефти и нефтепродуктов и удельная стоимость транспортировки [27]. При этом за критерий оптимизации может быть принят функционал, представляющий собой разницу удельных ценовых затрат при перекачке с применением ПТП и перекачке без полимерной добавки при идентичных гидродинамических условиях, что при $\Delta z_{12}=0$ приводит к задаче минимизации следующего функционала (целевой функции) согласно формуле (17):

$$S = \frac{\rho g}{T_1 + T_2} \left[\frac{Q_{p1} h_{p1}}{\eta_{m1}} T_1 + \frac{Q_{p2} h_{p2}}{\eta_{m2}} T_2 \right] \sigma_m + \frac{\rho}{T_1 + T_2} \left[Q_{p1} \theta_1 T_1 + Q_{p2} \theta_2 T_2 \right] \sigma_n, \quad (17)$$

где T_1 и T_2 – соответственно время работы с вводом ПТП на режиме выноса водных скоплений Q_{p1} и последующей перекачки с производительностью Q_{p2} , с; T – полное время работы трубопровода с ПТП, с, которое может быть найдено по формуле (18); Q_{p1} – объемный расход перекачиваемого продукта в трубопроводе при движении потока с выносной скоростью,

m^3/c ; Q_{p2} – объемный расход перекачиваемого продукта в трубопроводе с вводом ПТП после выноса воды, m^3/c ; h_{p1} – максимальные потери напора в трубопроводе, соответствующие режиму работы с давлением, равным несущей способности трубопровода, м; h_{p2} – потери напора на режиме работы с производительностью Q_{p2} , в очищенном трубопроводе с вводом ПТП, м; σ_m , σ_n – единичные стоимости механической энергии (на привод насосов) и ПТП, р/Дж и р/кг соответственно; θ_1 – концентрация ПТП, необходимая для выноса воды, т. е. на режиме перекачки с производительностью Q_{p1} ; θ_2 – концентрация ПТП на режиме перекачки с производительностью Q_{p2} .

$$T_1 + T_2 = T, \quad (18)$$

T_1 определим по формуле (19) как время, за которое частица ПТП проходит от места ввода до конца участка трубопровода, плюс время, за которое происходит «поршневой» вынос находящегося в начале трубопровода водного образования:

$$T_1 = \frac{L}{v_{\max}} + \frac{L}{v_{\text{вын}}}. \quad (19)$$

Согласно формуле (20) для выполнения условия сохранения планового объема перекачки необходимо, чтобы расход после выноса воды был равен:

$$Q_{p2} = \frac{QT - Q_{p1}T_1}{T - T_1}. \quad (20)$$

Применение ПТП позволяет снизить затраты на электроэнергию за счет снижения турбулентности потока, изменяя распределение и интенсивность вихрей в турбулентном потоке трубопровода [28], что может оказаться экономически целесообразным и помимо эффекта очистки трубопровода за счет выноса воды. То есть после периода ввода ПТП с концентрацией θ_1 , обеспечивающей вынос водных скоплений, есть смысл некоторое время применять экономически обоснованную концентрацию θ_2 .

Концентрация ПТП θ_2 на режиме перекачки с производительностью Q_{p2} находится из условия оптимальности путем дифференцирования функции S (17) по θ_2 с учетом формул (14) и (21) или же графическим путем.

$$h_{p2} = \beta \frac{Q_{p2}^{2-m} (1 - \psi_2)^{\frac{2-m}{2}} \mathcal{G}^m}{d_{2\phi}^{5-m}} L, \quad (21)$$

где \mathcal{G} – кинематическая вязкость транспортируемой среды m^2/c .

В итоге приходим к формуле (22) для оптимального значения θ_2 :

$$\frac{g \sigma_m}{\eta_{m2}} \beta \frac{Q_{p2}^{2-m} L v^{2-m}}{d_{2\phi}^{5-m}} \frac{2-m}{2} \left(1 - \frac{\theta_2}{b_0 + b_1 \theta_2} k(Re_2) \right)^{\frac{2-m}{2}-1} \times \times \frac{kb_0}{(b_0 + b_1 \theta_{2\text{опт}})^2} - \sigma_n = 0, \quad (22)$$

где β , m – коэффициенты Лейбензона (в зоне смешанного трения $m=0,1$; $\beta = 0,0166 \left(\frac{\Delta}{d}\right)^{0,15}$).

Если значение S , вычисленное по формуле (17), меньше, чем затраты на транспортировку без применения ПТП (как при очистке, так и при перекачке), экономически выгодно применять ПТП описанным в настоящей статье способом. Современная политика энергетических компаний устанавливает приоритетом компаний поиск решений по снижению потребления энергетических ресурсов и оптимизации расходов [29]. Для сравнения приведем затраты на перекачку без применения ПТП, которые вычисляются по формуле (23):

$$S_0 = \rho g \frac{Q_{\text{нач}} h_0}{\eta_m} \sigma_m, \quad (23)$$

где h_0 – потери напора без использования ПТП.

Если учитывать «последствие ПТП» в течение времени T_3 , то экономия от последствия ПТП (перекачки по очищенному трубопроводу) вычисляется по формуле (24):

$$S_1 = \rho g \frac{Q_{\text{нач}} \Delta h_{\text{ПТП}}}{\eta_m} \sigma_m \frac{T_3}{T}, \quad (24)$$

где $\Delta h_{\text{ПТП}}$ – разница потерь напора после использования ПТП и без применения ПТП, т. е. с эффективным диаметром до выноса воды – d_1 и эффективным диаметром после выноса воды – $d_{2\phi}$ (формула (8)); T_3 – время работы на очищенном трубопроводе без ПТП (для оценок может быть принято равным половине периода между очистками).

Величина $\Delta h_{\text{ПТП}}$ может быть вычислена по формуле (25):

$$\Delta h_{\text{ПТП}} = \beta Q_{\text{нач}}^{2-m} v^m L \left(\frac{1}{d_{1\phi}^{5-m}} - \frac{1}{d_{2\phi}^{5-m}} \right). \quad (25)$$

Решение принимается по результату сравнения затрат на очистку и экономию энергоресурсов на очищенном участке магистрального трубопровода (МТ). Опыт применения ПТП на существующих участках МТ представлен в [30].

Результаты и обсуждения

В статье приведена методика расчета количества ПТП, обеспечивающего скорость перекачки, необходимую для экономически целесообразного выноса воды из трубопровода. Далее приведен пример расчета. Вариант исходных данных представлен в табл. 2.

Так как рассматривается только одно локальное скопление воды, в формуле учитывается лишь частичный вынос жидкости. По формуле Дарси–Вейсбаха находится величина эффективного диаметра трубопровода до удаления воды из трубопровода $d_1=0,68544309$ м. То есть толщина слоя всей воды составляет $(0,7-0,68544309)/2=0,00728$ м, или 7,28 мм.

По формуле (8) находится эффективный диаметр трубопровода после удаления воды, учитывая только рассматриваемый низменный участок трубопровода: $d_2=0,685459528$ м.

В настоящей статье авторами рассмотрен случай, когда в локальном низменном участке трубопровода

содержится максимально возможный объем воды, вычисленный по формуле (6) и равный $1,77$ м³.

Таблица 2. Исходные данные

Table 2. Initial data

Наименование параметра Parameter	Значение Value
Расход, м ³ /с/Flow rate, m ³ /s	0,4
Диаметр номинальный, м/Nominal diameter, m	0,7
Плотность, кг/м ³ /Density, kg/m ³	700
Кинематическая вязкость, сСт/Kinematic viscosity, cSt	25
Угол наклона восходящего участка нефтепродуктопровода, град Inclination angle of the ascending section of the oil product pipeline, deg	5
Несущая способность трубопровода, МПа Bearing capacity of the pipeline, MPa	3,5
Длина участка, км/Section length, km	100
Начальное давление (давление на выходе из НПС-1), МПа Initial pressure (pressure at the outlet of the OPS-1), MPa	2
Конечное давление (давление на входе в НПС-2), МПа Final pressure (pressure at the inlet to the OPS-2), MPa	0,5
Коэффициент гидравлического сопротивления Hydraulic resistance coefficient	0,025
КПД насосов/Efficiency of pumps, %	60
Время использования ПТП, сут/DRA usage time, day	31
Единичная стоимость энергии на привод насоса, р/Дж Unit cost of energy per pump drive, rub/J	$2 \cdot 10^{-6}$
Единичная стоимость ПТП, р/кг/Unit cost of DRA, rub/kg	400
Период работы с ПТП, сут/Period of work with DRA, day	31

По формуле (10) скорость потока жидкости при номинальном режиме работы:

$$v_{\text{вын}} = \frac{4 \cdot 0,4}{\pi \cdot 0,7^2} = 1,04 \left(\frac{\text{м}}{\text{с}} \right).$$

Число Рейнольдса $Re \approx 29103$, т. е. режим смешанного трения.

По формуле (5) выносная скорость равна:

$$v_{\text{вын}} = 0,367 \sqrt{\frac{2 \cdot 9,81 \cdot 0,7 \cdot 1000 - 700}{0,025} \frac{1000 - 700}{700} \cdot \sin 5^\circ} = 1,66 \left(\frac{\text{м}}{\text{с}} \right).$$

Для выноса воды потоком бензина требуется увеличить скорость транспортируемой среды на 0,62 м/с. По формуле (11) скорость потока при давлении, равном несущей способности трубопровода, $v_{\text{max}}=1,41$ м/с при расходе $Q_{\text{max}}=0,52$ м³/с.

Исходя из необходимой для выноса скорости, полученной по формуле (5), требуемый расход (при выносной скорости) равен 0,63 м³/с. Находим гидравлическую эффективность ПТП при постоянном перепаде давлений по формуле (10):

$$\psi_p = \left(1 - \frac{0,63^2}{0,52^2} \right) \cdot 100 \% = 31,46 \%. \quad (10)$$

В формуле (16) $m=0,1$, следовательно:

$$\psi_Q = 1 - (1 - 0,3146)^{\frac{2-0,1}{2}} = 30,15 \%. \quad (16)$$

При вычислении ψ_Q по формуле (13) результат окажется идентичным.

Выбор марки присадки основывается на экономических расчетах и обеспечивает наименьшие затраты. Далее принята ПТП Liquid Power TMW, и по табл. 1

методом интерполяции получено значение концентрации 8,93 ppm (г/т).

Таким образом, для выноса скопления воды путем введения ПТП для трубопровода условным диаметром 700 мм и с углом наклона к горизонту 5°, по которому перекачивается бензин, представляется возможным использовать ПТП марки Liquid Power TMW с концентрацией $\theta_1 \approx 8,93 \approx 9$ ppm (г/т).

Оценим экономическую целесообразность использования ПТП по формуле (17). Для дальнейшего расчета нецелесообразно считать эффективность от выноса только одного скопления воды. Начальный эффективный диаметр рассмотренного трубопровода отличается от номинального на 14,56 мм. Если принять, что разница вызвана только содержанием воды в трубопроводе, то ее объем составит $\approx 1583 \text{ м}^3$. В реальности помимо водных образований имеются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и газовые скопления. Для оценочного расчета примем, что выносимый объем воды составляет менее половины от первоначального объема (то есть 700 м^3).

По формуле (20) $Q_{p2} = 0,39 \text{ м}^3/\text{с}$. Графически найдем значение концентрации при режиме работы с расходом Q_{p2} и получим значение $\theta_2 = 2$ ppm (г/т). Графическое представление выражения для нахождения θ_2 представлено на рис. 7.

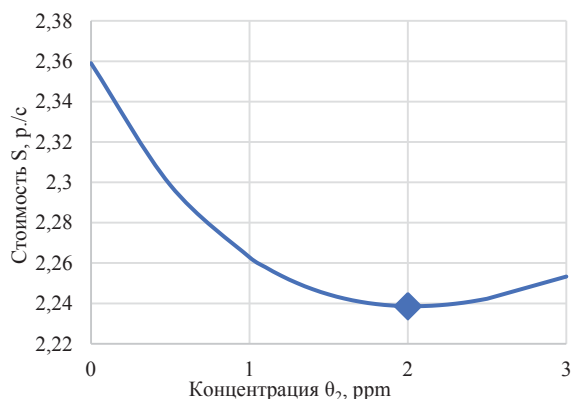


Рис. 7. Зависимость стоимости ПТП от ее концентрации θ_2

Fig. 7. Dependence of the cost of anti-turbulent additive on its concentration

Тогда по формуле (21) потери напора h_{p2} :

$$h_{p2} = 0,0069 \frac{0,39^{1,9} \cdot (1 - 0,1688)^{0,95} \cdot 100000}{0,685459528^{4,9}} = 201,64 \text{ м.}$$

Стоимость перекачки с ПТП (имеются в виду затраты на электроэнергию и на саму присадку) по формуле (17):

$$S = \frac{700 \cdot 9,81}{131293 + 2547106} \times \left[\frac{0,63 \cdot 436,87}{0,6} 131293 + \frac{0,39 \cdot 201,64}{0,6} 2547106 \right] \cdot 2 \cdot 10^{-6} + \frac{700}{131293 + 2547106} \times \left[0,63 \cdot 7 \cdot 10^{-6} \cdot 131293 + 0,39 \cdot 2 \cdot 10^{-6} \cdot 2547106 \right] \cdot 400 = 2,24 \frac{\text{руб}}{\text{с}} \approx 5995951 \frac{\text{руб}}{\text{мес}}$$

Стоимость перекачки без ПТП по формуле (23):

$$S_0 = 700 \cdot 9,81 \cdot \frac{0,4 \cdot 218,44}{0,6} \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 2 \frac{\text{руб}}{\text{с}}$$

Учтем последствие ПТП, а именно увеличение эффективного диаметра и, как следствие, снижение гидравлических потерь, в течение последующих трех месяцев. По формуле (24) экономический эффект от последствия ПТП составит:

$$S_1 = 700 \cdot 9,81 \cdot \frac{0,4 \cdot 12,00}{0,6} \cdot 2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{3}{1} = 0,33 \frac{\text{руб}}{\text{с}}$$

Тогда стоимость перекачки с ПТП с учетом «последствия ПТП» составит $S - S_1 = 1,91$ руб./с, то есть на ≈ 243590 руб./мес выгоднее, чем перекачка без ПТП.

Чем больше время последствия, тем выгоднее перекачка с ПТП. Экономическая целесообразность использования ПТП зависит от стоимости присадки. На рис. 8 показана зависимость выгоды перекачки с ПТП, т.е. разницы затрат на электроэнергию и присадку при перекачке с ПТП (с учетом последствия) и без ПТП от стоимости ПТП для рассмотренного выше случая.

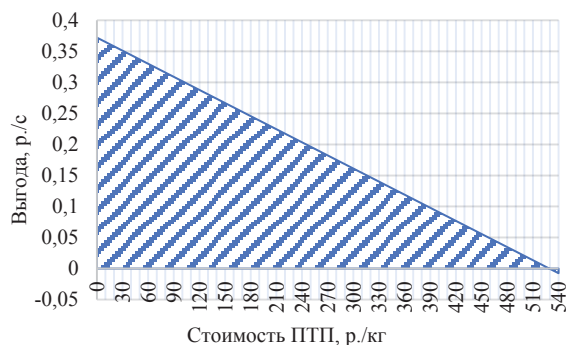


Рис. 8. Зависимость выгоды перекачки с ПТП (с учетом последствия) и без ПТП

Fig. 8. Difference in the cost of pumping with anti-turbulent additive (taking into account the aftereffect) and without anti-turbulent additive

Заштрихованная область показывает, при какой стоимости ПТП ее выгодно применять. Причем при стоимости присадки выше, чем 529 руб./кг, ее применение становится невыгодно, т.к. стоимость перекачки с ПТП становится больше, чем стоимость перекачки без ПТП.

В процессе перекачки нефтепродуктов содержащаяся в транспортируемом топливе вода может выделяться в виде эмульсии. Применение ПТП для крат-

ковременного увеличения производительности перекачки с целью выноса водных скоплений оправдывается компенсацией затрат на присадку за счет снижения энергозатрат на перекачку.

В ходе анализа было рассмотрено увеличение скорости потока на 0,25 м/с с помощью введения в транспортируемую среду ПТП марки Liquid Power TMW, концентрация которой составила $\theta_1 \approx 9$ ppm.

Была проведена стоимостная оценка данного решения и выяснено, что выгода при перекачке с использованием ПТП составляет ≈ 243590 р./мес.

Экономическая целесообразность введения ПТП для выноса воды обусловлена не только снижением затрат на электроэнергию из-за уменьшения турбулизации потока, но и из-за остаточного действия ПТП – «очистки» трубопровода из-за выноса воды (экономии энергоресурсов на очищенном МН).

Сфера применения ПТП может быть расширена за счет использования их в качестве альтернативы скребкам при очистке трубопровода от водных скоплений.

Заключение

На восходящих участках трубопровода при скоростях перекачки нефтепродукта, недостаточных для выноса водных скоплений, наблюдается аккумуляция влаги и раздельное движение нефтепродукта и воды. Ранее (рис. 1) приведен характерный расчетный пример такого течения в нефтепроводе. Рельеф трубопровода и его геометрические характеристики не всегда позволяют реализовать вытеснение скопления воды перекачиваемым продуктом, поэтому реально существует потребность в разработке технически и экономически эффективных способов очистки. В ситуа-

ции, когда пропускной способности трубопровода и мощности насосных станций недостаточно для обеспечения критических расходов нефтепродукта, удаление образовавшихся скоплений воды производится пропуском по трассе очистных устройств. В подобном случае, как показано выше, решение проблемы по выносу водных скоплений (частичное или полное) может быть получено путем применения ПТП. При этом для получения экономически приемлемого максимального расхода при использовании полимерной добавки необходимо поддерживать напор на выходе из перекачивающей станции равным допустимому с учетом несущей способности ЛЧ. Чем больше выделенной воды в трубопроводе, тем выгоднее осуществлять ее вынос, тем целесообразнее будет использование ПТП для этой задачи. В ходе анализа, представленного в данной статье, рассмотрен не только «прямой» эффект от использования ПТП для увеличения скорости потока выноса воды, но и косвенные эффекты данного метода, а именно: увеличение эффективного диаметра трубопровода за счет эффекта «очистки» из-за выноса скоплений воды; увеличение скорости потока жидкости, что обеспечит нужную производительность при меньшем увеличении давления на НПС. Данные эффекты позволяют экономить энергопотребление при перекачке, что отражается в уменьшении стоимости перекачки. Следует отметить, что аналогичный результат можно ожидать и при выносе газовоздушных скоплений.

Авторы благодарят Владимира Васильевича Жолобова за внимательную проработку статьи и замечания, способствующие улучшению понимания и аргументации выводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. An exponential decay function for polymer degradation in turbulent drag reduction / H.J. Choi, C.A. Kim, J.I. Sohn et al. // Polymer degradation and stability. – 2000. – V. 69 (3). – P. 341–346.
2. Toonder Den J.M.J., Hulslen M.A., Kuiken G.D.C. Drag reduction by polymer additives in a turbulent pipe flow: numerical and laboratory experiments // Journal of Fluid Mechanics. – 1997. – V. 337. – P. 193–231.
3. Elbing B.R., Perlin M., Dowling D.R. Modification of the mean near-wall velocity profile of a high-Reynolds number turbulent boundary layer with the injection of drag-reducing polymer solutions // Physics of Fluids. – 2013. – V. 25 (8). – P. 85–103.
4. Flow increase in the Trans Alaska pipeline through use of a polymeric drag-reducing additive / E. Burger, D. Edward, W.R. Munk, H.A. Wahl // Journal of Petroleum Technology. – 1982. – V. 34. – P. 377–386.
5. Чарный И.А. Влияние рельефа местности и неподвижных включений жидкости и газа на пропускную способность трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 6. – С. 51–55.
6. Касперович В.К., Черников В.И. Экспериментальные исследования по удалению воды из нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1964. – № 12. – С. 6–9.
7. Касперович В.К. Экспериментальные исследования удаления воды и воздуха из нефтепродуктопроводов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 1965. – 144 с.
8. Галлямов А.К., Байков И.Р., Аминев Р.М. Оценка скорости выноса скоплений жидкости из пониженных участков трубопроводных систем // Известия высших учебных заведений. Серия: Нефть и газ. – 1990. – № 7. – С. 73–76.
9. Галлямов А.К., Байков И.Р., Гейер Б.В. К вопросу удаления скоплений воды из пониженных участков трубопровода потоком перекачиваемой среды // Актуальные вопросы технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Уфа: ВНИИСПНефть, 1989. – С. 44–47.
10. Дидковская А.С., Воронин И.В., Левин М.С. Условия выноса скоплений воды из пониженных участков нефтепродуктопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1997. – № 12. – С. 20–22.
11. Лурье М.В. Удаление скоплений трубопровода перекачиваемой нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 1 (28). – С. 52–58.
12. Чэнь Ян. Оценка влияния путевой деструкции противотурбулентных присадок на их гидравлическую эффективность: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2020. – 23 с.
13. The drag reduction phenomenon. Observed characteristics, improved agents, proposed mechanisms / R.C. Little, R.J. Hansen, D.L. Hunston, O. Kim, R.L. Patterson, R.Y. Ting // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. – 1975. – V. 14 (4). – P. 283–296.
14. Черников В.А., Челинцев Н.С. О совершенствовании методов определения эффективности применения противотурбулентных присадок магистральных нефтепродуктопроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1. – С. 58–61.
15. Kuhnen J. et al. Destabilizing turbulence in pipe flow // Nature Physics. – 2018. – V. 14 (4). – P. 386–390.
16. Определение оптимальной концентрации противотурбулентной присадки с помощью дифференциального исчисления математического анализа / Т.А. Моисеенко, В.И. Муратова, А.М. Нечваль, Р.Р. Фарухшина // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 3. – С. 35–39.

17. Гольянов А.И. и др. Особенности работы магистрального нефтепровода с применением противотурбулентной присадки // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 2. – С. 36–43.
18. Fsadni A.M., Whitty J.P.M., Stables M.A. A brief review on frictional pressure drop reduction studies for laminar and turbulent flow in helically coiled tubes // Applied Thermal Engineering. – 2016. – V. 109. – P. 334–343.
19. Mortazavi S.M.M. Correlation of polymerization conditions with drag reduction efficiency of poly(1-hexene) in oil pipelines // Iranian Polymer Journal. – 2016. – V. 25 (8). – P. 731–737.
20. Чэнь Ян, Нечваль А.М., Муратова В.И. Анализ различных факторов, влияющих на эффективность снижения гидравлического сопротивления при добавлении противотурбулентных присадок // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 2. – С. 142–152.
21. Жолобов В.В., Варыбок Д.И., Морещкий В.Ю. К вопросу определения функциональной зависимости гидравлической эффективности противотурбулентных присадок от параметров транспортируемой среды // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 4 (4). – С. 52–57.
22. Масштабирование при прогнозировании путевой механической деградации противотурбулентной присадки / В.В. Жолобов, Ф.С. Зверев, Г.В. Несын, Д.О. Лысенко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 11. – № 1. – С. 21–31.
23. Mechanical degradation onset of polyethylene oxide used as a hydrosoluble model polymer for enhanced oil recovery / A. Dupas, I. Henaut, J.F. Argillier et al. // Oil & Gas Science and Technology. – 2013. – V. 67 (6). – P. 931–940.
24. Owolabi B.E., Dennis D.J.C., Poole R.J. Drag reduction by polymer additives in parallel-shear flows // Journal of Fluid Mechanics. – 2017. – V. 827. – P. 1–12.
25. Habibpour M., Koteeswaran S., Clark P.E. Drag reduction behavior of hydrolyzed polyacrylamide/polysaccharide mixed polymer solutions – effect of solution salinity and polymer concentration // Rheologica Acta. – 2017. – V. 56 (7–8). – P. 683–694.
26. Experimental study of drag reduction of polymer-polymer mixtures in horizontal dispersed oil-water flow / M. Eshrati, T. Al Wahaibi, A.A.R. Al Hashmi et al. // Experimental Thermal and Fluid Science. – 2017. – V. 83. – P. 169–176.
27. Куликов А.С. Энерго- и ресурсосбережение при перекачке нефти и нефтепродуктов с применением противотурбулентных присадок // Материалы III Всероссийской научно-практической конференции. – Омск: Омский государственный технический университет, 2019. – С. 39–43.
28. An experimental study on the performance of drag-reducing polymers in single-and multiphase horizontal flow using particle image velocimetry / I.H. Alsurakji, A. Al-Sarkhi, M. Habib et al. // Journal of Energy Resources Technology. – 2017. – V. 140 (5). – P. 052005.
29. Гильмияров Е.А., Шакиров Е.Р. Анализ расчетных зависимостей влияния противотурбулентных присадок на гидродинамические параметры перекачиваемой жидкости // Материалы Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения». – Краснодар: ИД «Юг», 2019. – Т. 3. – С. 147–150.
30. Галиев А.Б., Закирова Г.Р. Экономическая оценка применения противотурбулентных присадок при транспортировке нефти и нефтепродуктов // Russian Economic Bulletin – 2020. – Т. 3. – № 3. – С. 24–29.

Поступила 05.09.2022 г.

Прошла рецензирование 19.09.2022 г.

Информация об авторах

Банерджи Таноя, студент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Шестаков Р.А., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

UDC 622.692.4:532.542.4

METHOD FOR INCREASING THE ECONOMIC EFFICIENCY OF THE USE OF ANTI-TURBULENT ADDITIVES

Banerjee Tanoya¹,
tanoyabaner@mail.ru

Roman A. Shestakov¹,
shestakov.r@gubkin.ru

¹ National University of Oil and Gas «Gubkin University»,
65, bld. 1, Leninsky avenue, Moscow, 119991, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to increase the economic efficiency of pumping oil and petroleum products by reducing hydraulic losses and removing the formed water accumulations using anti-turbulent additives. This method of using additives is energy-saving, minimizing the operating costs of transporting oil and petroleum products.

The main aim: to identify and propose the use of anti-turbulent additives as a way to increase the flow rate of the pumped medium to remove the formed local stationary water formations on the local lowlands of the pipeline profile, leading to decrease in its effective diameter and increase in hydraulic losses.

Objects: accumulated water formations on a low-lying section of the linear part of the main oil product pipeline.

Methods: mathematical analysis of the anti-turbulent additive impact to assess the prospects for its energy-efficient use as a way to increase the flow rate of the transported medium, technical and economic calculation reflecting the cost of anti-turbulent additive and electricity during pumping.

Results. The authors have analyzed the methods for calculating the remote flow velocity of the transported medium and proposed the method for calculating the concentration of anti-turbulent additives necessary to achieve an outrigger velocity by the fluid flow, if it is impossible to increase the permissible working pressure due to the limited bearing capacity of the pipeline. The article considers the effect of increasing the effective diameter of the pipeline, which is a side effect of the influence of anti-turbulent additive, which on the one hand increases the hydraulic efficiency of the additive, and on the other hand, reduces the power consumption of electricity after termination of additive injection. The results of calculating the economic feasibility of using the anti-turbulent additive and a comparative analysis of the cost of pumping with and without anti-turbulent additive are presented. The corresponding analytical dependencies for evaluating the effectiveness are considered.

Key words:

Additives, hydraulic efficiency, relief pipeline, water accumulations, pipeline cleaning, removal rate, technical and economic calculation.

The authors appreciate Vladimir V. Zholobov. for detailed paper study and commentaries contributing to better comprehension and reasoning of conclusions.

REFERENCES

- Choi H.J., Kim C.A., Sohn J.I. An exponential decay function for polymer degradation in turbulent drag reduction. *Polymer degradation and stability*, 2000, vol. 69 (3), pp. 341–346.
- Toonder Den J.M.J., Hulsen M.A., Kuiken G.D.C. Drag reduction by polymer additives in a turbulent pipe flow: numerical and laboratory experiments. *Journal of Fluid Mechanics*, 1997, vol. 337, pp. 193–231.
- Elbing B.R., Perlin M., Dowling D.R. Modification of the mean near-wall velocity profile of a high-Reynolds number turbulent boundary layer with the injection of drag-reducing polymer solutions. *Physics of Fluids*, 2013, vol. 25 (8), pp. 85–103.
- Burger E., Edward D., Munk W.R., Wahl H.A. Flow increase in the Trans Alaska pipeline through use of a polymeric drag-reducing additive. *Journal of Petroleum Technology*, 1982, vol. 34, pp. 377–386.
- Charnyi I.A. Vliyaniye relefa mestnosti i nepodviznykh vkluycheniy zhidkosti ili gaza na propusknyuyu sposobnost truboprovodov [The influence of terrain and stationary inclusions of liquid or gas on the capacity of pipelines]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 1965, no. 6, pp. 51–55.
- Kasperovich V.K., Chernikin V.I. Eksperimentalnye issledovaniya po udaleniyu vody iz nefteprovodov [Experimental studies on the removal of water from oil pipelines]. *Transport i khraneniye nefti i nefteproduktov*, 1964, no. 12, pp. 6–9.
- Kasperovich V.K. Eksperimentalnye issledovaniya udaleniya vody i vozdukha iz nefteproduktoprovodov. Diss. Kand. nauk [Experimental studies of water and air removal from oil product pipelines. Cand. Sc. Diss.]. Moscow, 1965. 144 p.
- Gallyamov A.K., Baikov I.R., Aminev R.M. Otsenka skorosti vynosa skopleniy zhidkosti iz ponizhennykh uchastkov truboprovodnykh sistem [Evaluation of the speed of the removal of accumulations of liquid from the low-lying areas of pipeline systems]. *Izvestiya vuzov. Seriya: Neft i gaz*, 1969, no. 12, pp. 73–76.
- Gallyamov A.K., Baikov I.R., Geyer B.V. K voprosu udaleniya skopleniy vody iz ponizhennykh uchastkov truboprovoda potokom perekachivaemoy sredey [On the issue of removing water accumulations from the lowered sections of the pipeline by the flow of the pumped medium]. *Aktualnye voprosy tekhnicheskoy ekspluatatsii magistralnykh nefteprovodov* [Current issues of technical operation of trunk oil pipelines]. Ufa, VNIISPTneft Publ., 1989. pp. 44–47.
- Didkovskaya A.S., Voronin I.V., Levin M.S. Usloviya vynosa skopleniy vody iz ponizhennykh uchastkov nefteproduktoprovodov [Conditions for removal of water accumulations from lowered sections of oil product pipelines]. *Transport i khraneniye nefteproduktov*, 1997, no. 12, pp. 20–22.
- Lurie M.V. Removal of water accumulations from the pipeline with the help of the pumped oil flow. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2017, no. 1, pp. 52–58. In Rus.
- Chen Yang. Otsenka vliyaniya putevoy destruktсии protivoturbulentnykh prisadok na ikh gidravlicheskiy effektivnost. Dis. Kand. nauk [Evaluation of the effect of track destruction of anti-turbulent additives on their drag reduction. Cand. Diss.]. Ufa, 2020. 23 p.
- Little R.C., Hansen R.J., Hunston D.L., Kim O., Patterson R.L., Ting R.Y. The drag reduction phenomenon. Observed

- characteristics, improved agents, proposed mechanisms. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 1975, vol. 14 (4), pp. 283–296.
14. Chernikin V.A., Chelincev N.S. Improving methods used to define efficiency of anti-turbulent dopant in main pipelines. *Oil and Oil Products Pipeline Transportation: Science & Technologies*, 2011, no. 1, pp. 58–61. In Rus.
 15. Kuhnen J. Destabilizing turbulence in pipe flow. *Nature Physics*, 2018, vol. 14 (4), pp. 386–390.
 16. Moiseenko T.A., Muratova V.I., Nechval A.M., Faruhshina R.R. Opredelenie optimalnoy kontsentratsii protivoturbulentnoy prisadki s pomoshchyu differentsialnogo ischisleniya matematicheskogo analiza [Determination of the optimal concentration of an anti-turbulence additive using differential calculus and mathematical analysis]. *THNP*, 2020, no. 3, pp. 35–39.
 17. Golyanov A.I. Trunk oil pipeline work specifics with anti-turbulent additive application. *Oil and Oil Products Pipeline Transportation: Science & Technologies*, 2013, no. 2, pp. 36–43. In Rus.
 18. Fsadni A.M., Whitty J.P.M., Stables M.A. A brief review on frictional pressure drop reduction studies for laminar and turbulent flow in helically coiled tubes. *Applied Thermal Engineering*, 2016, vol. 109, pp. 334–343.
 19. Mortazavi S.M.M. Correlation of polymerization conditions with drag reduction efficiency of poly (1-hexene) in oil pipelines. *Iranian Polymer Journal*, 2016, vol. 25 (8), pp. 731–737.
 20. Chen Yang, Nechval A.M., Muratova V.I. Analysis of various factors affecting hydraulic reduction efficiency by drag reducing additives. *Problems of collection, preparation and transportation of oil and petroleum products*, 2019, no. 2, pp. 142–152. In Rus.
 21. Zholobov V.V., Varybok D.I. Moretskiy V.Yu. K voprosu opredelennya funktsionalnoy zavisimosti gidravlicheskoj effektivnosti protivoturbulentnykh prisadok ot parametrov transportiruemoy sredy [On the issue of determining the functional dependence of the hydraulic efficiency of anti-turbulent additives on the parameters of the transported medium]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefiti i nefteproduktov*, 2011, no. 4 (4), pp. 52–57.
 22. Zholobov V.V., Zverev F.S., Nesyn G.V., Lysenko D.O. Masshtabirovanie pri prognozirovanii putevoy mekhanicheskoy degradatsii protivoturbulentnoy prisadki [Scaling and forecast of drag reducing additive mechanical degradation along the pipeline]. *Oil and Oil Products Pipeline Transportation: Science & Technologies*, 2020, vol. 11, no. 1, pp. 21–31.
 23. Dupas A., Henaut I., Argillier J.F. Mechanical degradation onset of polyethylene oxide used as a hydrosoluble model polymer for enhanced oil recovery. *Oil & Gas Science and Technology*, 2013, no. 67 (6), pp. 931–940.
 24. Owolabi B.E., Dennis D.J.C., Poole R.J. Turbulent drag reduction by polymer additives in parallel-shear flows. *Journal of Fluid Mechanics*, 2017, vol. 827, pp. 1–12.
 25. Habibpour M., Koteeswaran S., Clark P.E. Drag reduction behavior of hydrolyzed polyacrylamide/polysaccharide mixed polymer solutions – effect of solution salinity and polymer concentration. *Rheologica Acta*, 2017, vol. 56 (7–8), pp. 683–694.
 26. Eshtrati M., Al Wahaibi T., Al Hashmi A.A.R. Experimental study of drag reduction of polymer-polymer mixtures in horizontal dispersed oil-water flow. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 2017, vol. 83, pp. 169–176.
 27. Kulikov A.S. Energo- i resursoberezhenie pri perekachke nefiti i nefteproduktov s primeneniem protivoturbulentnykh prisadok [Energy and resource saving when pumping oil and petroleum products with the use of anti-turbulent additives]. *III Vserossiyskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya* [III All-Russian Scientific and Practical Conference]. Omsk, Omsk State technical University publ., 2019. pp. 39–43.
 28. Alsarakji I.H., Al-Sarkhi, Habib M. An Experimental study on the performance of drag-reducing polymers in single- and multiphase horizontal flow using particle image velocimetry. *Journal of Energy Resources Technology*, 2017, vol. 140 (5), 052005.
 29. Gilmiyarov E.A., Shakirov E.R. Analiz raschetnykh zavisimostey vliyaniya protivoturbulentnykh prisadok na gidrodinamicheskie parametry perekachivaemoy zhidkosti [Calculation formulae of anti-turbulent additives influence on the hydrodynamic parameters of the pumped liquid analysis]. *Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Bulatovskie chteniya* [Materials of V International scientific and practical conference. Readings of A.I. Bulatov]. Krasnodar, Yug Publ., 2019. Vol. 3, pp. 147–150.
 30. Galiev A.B., Zakirova G.R. Ekonomicheskaya otsenka primeneniya protivoturbulentnykh prisadok pri transportirovke nefiti i nefteproduktov [Economic assessment of the use of anti-turbulence additives in the transportation of oil and petroleum products]. *Russian Economic Bulletin*, 2020, vol. 3, no. 3, pp. 24–29.

Received: 5 September 2022.
Reviewed 19 September 2022.

Information about the authors

Banerjee Tanoya, student, National University of Oil and Gas «Gubkin University».

Shestakov R.A., Cand. Sc., associate professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University».