

УДК 622.691.4

Н.Н. Голунов¹, e-mail: golunov.n@gubkin.ru

¹ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

Алгоритм гидравлического расчета технологического участка нефтепровода при использовании противотурбулентной добавки

В статье проанализирована проблема гидравлического расчета стационарных режимов работы технологического участка нефтепровода при использовании на нем противотурбулентных добавок в целях снижения гидравлического сопротивления транспортируемой жидкости. Под термином «технологический участок» понимается участок нефтепровода с головной и несколькими промежуточными насосными станциями, работающими в режиме «из насоса в насос». В рамках предложенного алгоритма расчета технологический участок трубопровода с головной и несколькими промежуточными нефтеперекачивающими станциями рассматривается как единая гидравлическая система, работа составных частей которой (станций и перегонов между ними) взаимосвязана и взаимозависима. Внесение противотурбулентной добавки на любом из перегонов изменяет режим работы других перегонов, поэтому рассчитать режим работы технологического участка, в т. ч. предсказать величину суммарных энергетических затрат, а также сделать вывод об эффективности использования добавки нельзя без рассмотрения работы технологического участка в целом, причем с учетом конкретных характеристик насосно-силового оборудования отдельных станций. Излагаемый алгоритм многовариантных расчетов сложных нефтепроводов позволяет решить такую задачу. Результаты работы направлены на решение важной задачи энергосбережения на стадии оперативного планирования.

Ключевые слова: нефтепровод, технологический участок, гидравлические режимы, карта режимов, затраты электроэнергии, энергосбережение, оптимизация, дневное и ночное время, линейное программирование, симплекс-метод.

.....

N.N. Golunov¹, e-mail: golunov.n@gubkin.ru

¹ Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education “Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)” (Moscow, Russia).

Algorithm of Hydraulic Calculation of Technological Section of Pipeline using Anti-Turbulent Drug Reducing Agents

The article deals with the question of hydraulic calculation of stationary modes of the technological pipeline section using anti-turbulent drug reducing agents to reduce the hydraulic resistance of transported liquid. By the term “technological section”, we imply a section of a pipeline including one head and several intermediate pumping stations, operated in mode “from pump to pump”. The proposed algorithm considers the technological section of the pipeline as a single hydraulic system, the work of which components (stations and spans between them) are interconnected and interdependent. The injection of drug reducing agents on any stage changes the operation mode of other stages. Therefore it is impossible to calculate the operation mode of the technological section and to predict the value of total energy consumption and to make conclusion about the efficiency of the drug reducing agents, without failing to consider the operation of the entire technological section as a whole, taking into account the specific characteristics of the pump-power equipment of individual pump stations. The proposed algorithm for multivariate calculations of complex oil pipeline, allows us to solve this problem. The results of the work are intended to solve an important problem of energy efficiency at the stage of project planning.

Keywords: oil pipeline, technological section, hydraulic modes, flow-head characteristics, electric power consumption, anti-turbulent additives (drug reducing agents), hydraulic resistance coefficient, universal equation of resistance, iterative.

Эксплуатация технологического участка нефтепровода, т. е. участка трубопровода с одной или несколькими промежуточными нефтеперекачивающими станциями (НПС), функционирующими в режиме «из насоса в насос», допускает множество различных гидравлических режимов работы в зависимости от сочетания включенных и отключенных насосов. Однако число вариантов режимов значительно возрастает, когда для уменьшения энергетических затрат или увеличения пропускной способности участка применяются малые противотурбулентные добавки. Эти добавки, внесенные в турбулентный поток нефти в ничтожных количествах, измеряемых в млн^{-1} , не изменяют плотность и вязкость нефти, но оказывают существенное влияние на структуру турбулентного потока, уменьшая гидравлическое сопротивление, которое трубопровод оказывает текущей в нем нефти. На сегодняшний день начато серийное производство отечественных противотурбулентных добавок, что переводит перекачку нефти с противотурбулентными добавками в число стандартных технологий трубопроводного транспорта. В ряде публикаций ее относят к так называемым нанотехнологиям, поскольку весомый энергетический эффект достигается путем изменения параметров потока на микроскопическом уровне [1]. Исследованию свойств противотурбулентных добавок, прежде всего их гидравлической эффективности, посвящено значительное количество научных и опытно-промышленных исследований. В публикациях, посвященных данному вопросу [2–10], рассматриваются физико-химические свойства добавок, обсуждаются методы их получения, изучается реология концентрированных растворов добавок и их растворов в нефти и нефтепродуктах при различных температурах и т. д. Особое внимание большинство авторов уделяет выявлению так называемой гидравлической эффективности $\mathcal{E}(\theta)$, %, добавок в зависимости от объемной концентра-

ции добавки θ , мг/мл, в транспортируемой жидкости. Эта величина представляет собой относительное уменьшение коэффициента λ гидравлического сопротивления $\mathcal{E} = (\lambda_0 - \lambda)/\lambda_0$ потока жидкости по отношению к коэффициенту λ_0 того же потока без добавки. Многие авторы полагают, что $\mathcal{E} = \mathcal{E}(\theta)$, т. е. эффективность добавки зависит только от ее концентрации, и потому $\lambda = \lambda_0[1 - \mathcal{E}(\theta)]$. Однако на деле уровень эффективности зависит не только от концентрации добавки, но и от режима турбулентного течения жидкости в трубопроводе, т. е. от числа Рейнольдса Re и относительной эквивалентной шероховатости ε внутренней поверхности трубопровода, так что $\mathcal{E} = \mathcal{E}(\theta, Re, \varepsilon)$ [11–13].

В ходе планирования перекачки нефти с противотурбулентной добавкой необходимо прогнозировать, какой экономический эффект будет достигнут от использования выбранной добавки на всем объекте в целом, а не на отдельном сегменте. Таким объектом в системе магистрального нефтепровода являются технологический участок, включающий несколько гидравлически связанных перегонов между НПС, и, конечно, сама НПС с установленным на ней насосным оборудованием. Обычно противотурбулентная добавка вносится в нефть на каждой НПС, что нивелирует роль так называемой деструкции добавки, т. е. ее разрушения в турбулентном потоке и в насосах. При этом концентрации добавки на разных перегонах могут быть различными, более того, на некоторых перегонах добавка может вообще не вноситься.

В то же время внесение добавки изменяет гидравлический режим работы технологического участка, вследствие чего могут возникнуть неожиданные неприятности. Во-первых, изменение расхода нефти приводит к изменению «рабочих точек» насосов на всех НПС. Не исключено, что в трубопроводе, рассчитанном на определенную производительность, нарушится оптимальный режим работы насосов,

уменьшится их коэффициент полезного действия, что повлечет за собой существенный перерасход электрической энергии. Во-вторых, НПС и перегоны между ними имеют различные гидравлические характеристики, поэтому оптимальные концентрации противотурбулентной добавки должны быть разными на разных перегонах. Определить эти концентрации можно, только рассмотрев весь технологический участок как единое целое. В-третьих, изменение расхода нефти изменяет и гидравлические уклоны на перегонах между НПС, так что в нефтепроводах со сложным профилем могут быть превышены лимиты по максимальному давлению нагнетания на участках после НПС или по минимальному давлению всасывания перед НПС, что, в свою очередь, может спровоцировать аварийное отключение станции и прекращение работы технологического участка в целом.

Рассмотрим изображение технологического участка $[0, L]$ нефтепровода, состоящего из двух перегонов, по которому осуществляется перекачка нефти в режиме «из насоса в насос» (рис.). Допустим, что для увеличения пропускной способности участка в поток нефти ввели противотурбулентную добавку только на втором перегоне $[x^2, L]$. Поскольку гидравлическое сопротивление технологического участка снизится, расход нефти Q , $\text{м}^3/\text{ч}$, увеличится, а дифференциальные напоры $(\Delta H)_1$ и $(\Delta H)_2$, м, головной и промежуточной станций, соответственно, уменьшатся. При этом гидравлический уклон $(i_1)'$ на первом перегоне увеличится из-за повышения скорости перекачки (линия $A'B'$ гидравлического уклона), а на втором – уменьшится вследствие действия противотурбулентной добавки (линия $C'D$ гидравлического уклона). В результате введения добавки напор на головную НПС (ГНПС) уменьшится (пьезометрический напор опустится из точки A в точку A'), а поскольку линия $A'B'$ гидравлического уклона станет более крутой, уменьшится и подпор

Ссылка для цитирования (for citation):

Голунов Н.Н. Алгоритм гидравлического расчета технологического участка нефтепровода при использовании противотурбулентной добавки // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 1–2. С. 94–100.

Golunov N.N. Algorithm of Hydraulic Calculation of Technological Section of Pipeline Using Anti-Turbulent Drug Reducing Agents. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2019, No. 1–2, P. 94–100. (In Russian)

промежуточной НПС (ПНПС) (пьезометрический напор опустится из точки B в точку B'). Если подпор ПНПС изначально был близок к минимально допустимому, то его уменьшение при введении противотурбулентной добавки приведет либо к прикрытию дроссельной заслонки системы автоматического регулирования (САР), либо и вовсе к аварийному отключению ПНПС. То же и в общем случае: нерасчетное использование противотурбулентной добавки на отдельных перегонах может привести к аварийной ситуации.

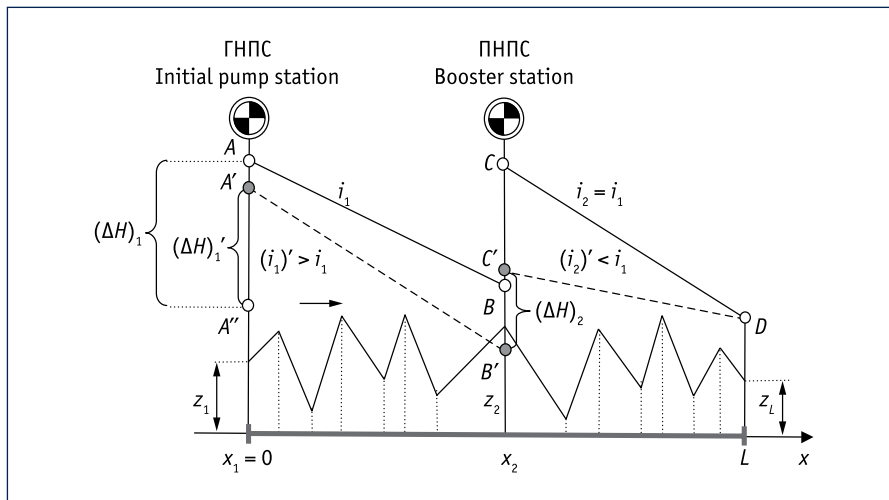
Таким образом, анализ режимов работы технологического участка нефтепровода в случае использования противотурбулентной добавки требует проведения расчета совместной работы технологического участка в целом. Только в рамках такого расчета можно оценить общий объем затрат энергии, расходуемой на перекачку, и обоснованно принять решение об использовании либо неиспользовании противотурбулентной добавки.

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda(Re, \varepsilon, \theta)$ в зависимости от режима течения (числа Рейнольдса Re и относительной эквивалентной шероховатости ε) и концентрации θ противотурбулентной добавки в нефтепроводе можно применить теорию, изложенную в наших предыдущих работах, базирующуюся на феноменологической теории Т. Кармана [13–16]. Согласно этой теории распределение $u(r)$ осредненных скоростей в турбулентном течении жидкости в трубопроводе соответствует дифференциальному уравнению:

$$\frac{1}{\rho} \tau(r) = \kappa^2 \frac{|du/dr|^3}{(d^2u/dr^2)^2} \frac{du}{dr} = -u_*^2 \frac{r}{R_0}, \quad (1)$$

где $\tau(r)$ – касательное напряжение, H/m^2 ; r – радиальная координата, m ; ρ – плотность жидкости, $кг/м^3$; κ – константа Кармана, равная $\approx 0,4$; $\tau(R_0)$ – касательное напряжение на внутренней поверхности трубопровода, H/m^2 ; R_0 – радиус трубопровода ($d = 2R_0$), $мм$; $u_* = \sqrt{\tau(R_0)/\rho}$ – динамическая скорость, $м/с$. Решение этого уравнения с краевыми условиями:



Технологический участок нефтепровода из двух перегонов
The technological section of the pipeline of two sections

Значения коэффициента $k_1(\theta)$
Coefficient $k_1(\theta)$ values

Концентрация θ , млн ⁻¹ Streight θ , ppm	5	10	15	20	25
Коэффициент $k_1(\theta)$ Coefficient $k_1(\theta)$	115	230	340	500	500

$$\begin{cases} u(R_0) = 0, \\ \left| v \frac{du}{dr} \right|_{R_0} = \frac{k_1(\theta) \cdot u_*^2}{1 + f(\Delta u_* / v, \theta)}, \end{cases} \quad (2)$$

где v – коэффициент кинематической вязкости жидкости, $м^2/с$; Δ – абсолютная эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубопровода; $k_1(\theta)$ – инвариантная константа ($k_1(0) = 28$); $f(\Delta u_* / v, \theta)$ – инвариантная функция, отражающая влияние шероховатости и определяемая экспериментально путем сопоставления с графиками И. Никурадзе [14], дает так называемое универсальное уравнение сопротивления:

$$\sqrt{\frac{8}{\lambda}} = \frac{1}{\kappa} \ln \left[\frac{\kappa k_2(\theta) Re \sqrt{\lambda} / 8}{1 + f(\varepsilon Re \sqrt{\lambda} / 8, \theta)} - \frac{137}{60} \right], \quad (3)$$

а фактически уравнение для нахождения коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda(Re, \varepsilon, \theta)$. Здесь $Re = vd/v$; $\varepsilon = \Delta/d$; v – средняя по сечению скорость нефти в трубопроводе, $м/с$; d – внутренний диаметр трубопровода, $мм$. В отсутствие добавки ($\theta = 0$) и в области гидравлически гладкого трения ($\varepsilon = 0$) $k_1 = 28$, $f(0) \equiv 0$, и уравнение (3) переходит в уравнение для определе-

ния коэффициента λ в «гидравлически гладких» трубах [16]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(Re \sqrt{\lambda}) - 0,8, \quad (4)$$

решение которого аппроксимируется формулой Блазиуса $\lambda = 0,3164/Re^{0,25}$ [14].

В общем случае в присутствии добавки ($\theta \neq 0$) и при отличной от нуля шероховатости уравнение (3) приобретает вид:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln \frac{k_1(\theta) Re \sqrt{\lambda}}{1 + f(\varepsilon Re \sqrt{\lambda}, \theta)} - 3,73, \quad (5)$$

где

$$f(\varepsilon Re \sqrt{\lambda}, \theta) = \begin{cases} \approx 0, & \text{если } \varepsilon Re \sqrt{\lambda} \leq k_3(\theta), \\ k_2(\theta) \cdot (\varepsilon Re \sqrt{\lambda} - k_3(\theta)), & \\ \text{если } \varepsilon Re \sqrt{\lambda} > k_3(\theta), & \end{cases}$$

а функции $k_1(\theta)$, $k_2(\theta)$ и $k_3(\theta)$ характеризуют индивидуальные свойства рассматриваемой противотурбулентной добавки и определяются в процессе ее тестирования на экспериментальном стенде. При $\theta = 0$ $k_1(0) = 28$; $k_2(0) = 0,11$; $k_3(0) = 14$. Уравнение (5) позволяет вычислить коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda(Re, \varepsilon, \theta)$ в турбулентном

27–31 | 05 | 2019

Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.metobr-expo.ru



2019

20-я международная
специализированная
выставка

МЕТАЛЛООБРАБОТКА



Реклама 12+



«Оборудование,
приборы и инструменты
для металлообрабатывающей
промышленности»

При поддержке:

- Совета Федерации Федерального Собрания РФ
- Министерства промышленности и торговли РФ
- Союза машиностроителей России

Под патронатом ТПП РФ

Организаторы:



РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
СТАНКОИНСТРУМЕНТАЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ
«СТАНКОИНСТРУМЕНТ»

ЭКСПОЦЕНТР

ленный на рисунке. В начале каждого перегона находится НПС с двумя последовательно соединенными насосами НМ 2500-230, рассчитанными на перекачку 1800 м³/ч и имеющими следующие характеристики: $H = 251 - 0,812 \cdot 10^{-5} Q^2$ и кавитационный запас 30 м. Подпор h_1 первой (головной) НПС равен 60 м, напор h_k в конце технологического участка составляет 30 м. Пренебрегая шероховатостью внутренней поверхности трубопровода, найдем расход перекачки нефти Q (вязкость $\nu = 30 \cdot 10^{-6}$ м²/с) и подпор h_2 промежуточной НПС. Составим два уравнения баланса напоров для каждого перегона рассматриваемого технологического участка, приняв во внимание, что $(Q - H)$ – характеристики НПС с двумя последовательно соединенными насосами на каждой станции. Поскольку $\Delta H_1(Q) = \Delta H_2(Q) = 2H_1 = 502 - 1,624 \cdot 10^{-5} Q^2 = 502 - 31,17v^2$, уравнения балансов приобретают вид:

$$\begin{cases} [100 + 60 + 502 - 31,17v^2] - \\ - [40 + h_2] = \frac{110\,000}{0,7 \cdot 2 \cdot 9,81} \lambda_1 v^2, \\ [40 + h_2 + 502 - 31,17v^2] - \\ - [50 + 30] = \frac{100\,000}{0,7 \cdot 2 \cdot 9,81} \lambda_2 v^2. \end{cases}$$

Сложив почленно эти уравнения, получим уравнение баланса напоров всего технологического участка:

$$1084 - 62,34v^2 = (8009\lambda_1 + 7281\lambda_2)v^2, \\ \text{или:} \\ v^2(8009\lambda_1 + 7281\lambda_2 + 62,34) = 1084. \quad (12)$$

Случай 1

Противотурбулентная добавка для перекачки не используется. При этом уравнение (12) баланса напоров имеет вид:

$$v^2(15\,290\lambda + 62,34) = 1084.$$

Решаем уравнение методом последовательных приближений.

Первое приближение: полагаем, что $\lambda^{(1)} = 0,02$, исходя из этого находим: $v^{(1)} \cong 1,716$ м/с; $Re^{(1)} = 1,716 \cdot 0,7 / (30 \cdot 10^{-6}) \cong 40\,040$.

Далее вычисляем: $\lambda^{(2)} = 0,3164 / \sqrt[4]{40\,040} \cong 0,0224 > \lambda^{(1)}$.

Из $\lambda^{(2)} \cong 0,0224 > \lambda^{(1)}$ следует *второе приближение:* полагаем, что $\lambda^{(2)} = 0,0224$, из чего рассчитываем $v^{(2)} \cong 1,636$ м/с; $Re^{(2)} \cong 38\,173$.

Находим, что $\lambda^{(3)} = 0,3164 / \sqrt[4]{36\,680} \cong 0,0226$. Поскольку $\lambda^{(2)} \cong \lambda^{(3)}$, итерационный процесс завершен, и можно принять $\lambda \cong 0,0226$; $v = 1,63$ м/с; $Q \cong 2258$ м³/ч. Далее из уравнения баланса напоров для первого перегона находим подпор $h_2 \approx 58$ м промежуточной НПС.

Таким образом, рассматриваемый режим перекачки нефти без противотурбулентной добавки допустим, расход в нем составляет 2258 м³/ч.

Случай 2

Противотурбулентная добавка FLO XL в концентрации $\theta = 15$ млн⁻¹ используется на обоих перегонах. Здесь, как и в предыдущем случае, $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$, и уравнение баланса напоров для всего технологического участка имеет вид $v^2(15\,290\lambda + 62,34) = 1084$, только коэффициент λ гидравлического сопротивления рассчитывается на основе уравнения (5), в котором следует положить $k_1(15) = 340$ и $f \equiv 0$, т. е. на основе уравнения:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(Re\sqrt{\lambda}) + 1,85. \quad (13)$$

Первое приближение: полагаем, что $\lambda_1^{(1)} = \lambda_2^{(1)} = 0,02$, находим $v^{(1)} \cong 1,716$ м/с; $Re^{(1)} = 1,716 \cdot 0,7 / (30 \cdot 10^{-6}) \cong 40\,040$. Из уравнения (13) вычисляем $\lambda_1^{(2)} = 0,012$. Поскольку $\lambda^{(2)} \cong 0,012 < \lambda^{(1)} = 0,02$, делаем *второе приближение:* полагаем, что $\lambda^{(2)} = 0,012$, отсюда находим $v^{(2)} \cong 2,10$ м/с; $Re^{(2)} \cong 49\,000$. Из уравнения (13) находим $\lambda^{(3)} = 0,0117 \approx \lambda^{(2)}$, и итерационный процесс завершен. Можно принять, что $\lambda \cong 0,012$; $v = 2,1$ м/с; $Q \cong 2910$ м³/ч. Далее из уравнения баланса напоров для первого перегона находим подпор $h_2 \approx 61$ м промежуточной НПС.

Следовательно, рассматриваемый режим перекачки с противотурбулентной добавкой допустим, причем расход перекачки увеличивается почти на 30 % по сравнению с предыдущим случаем.

Случай 3

Противотурбулентная добавка FLO XL в концентрации $\theta = 15$ млн⁻¹ использу-

ется только на втором переgone. Уравнение баланса напоров для всего технологического участка имеет вид (12): $v^2(8009\lambda_1 + 7281\lambda_2 + 62,34) = 1084$, где λ_2 рассчитывается согласно уравнению (13).

Первое приближение: полагаем, что $\lambda_1^{(1)} = \lambda_2^{(1)} = 0,02$, находим $v^{(1)} \cong 1,716$ м/с; $Re^{(1)} = 1,716 \cdot 0,7 / (30 \cdot 10^{-6}) \cong 40\,040$. Далее вычисляем $\lambda_1^{(2)} = 0,3164 / \sqrt[4]{40\,040} \cong 0,0224$, и из уравнения (13) $\lambda_2^{(2)} = 0,012$. *Второе приближение:* полагаем, что $\lambda_1^{(2)} = 0,0224$ и $\lambda_2^{(2)} = 0,012$. Находим $v^{(2)} \cong 1,815$ м/с; $Re^{(2)} \cong 42\,350$. Вычисляем $\lambda_1^{(3)} = 0,3164 / \sqrt[4]{42\,350} \cong 0,0221 \approx \lambda_1^{(2)}$, $\lambda_2^{(3)} = 0,0118 \approx \lambda_2^{(2)}$, и итерационный процесс завершен. Можно принять $\lambda_1 \cong 0,0224$; $\lambda_2 = 0,012$; $v = 1,815$ м/с; $Q \cong 2515$ м³/ч. Далее из уравнения баланса напоров для первого перегона находим подпор h_2 :

$$h_2 = (100 + 60 + 502 - 31,17 \cdot 1,815^2) - \\ - 40 - \frac{110\,000}{0,7 \cdot 2 \cdot 9,81} 0,0224 \cdot 1,815^2 \cong -51 < 0.$$

Отсюда следует, что подпор промежуточной НПС будет отрицательным, что невозможно. Таким образом, этот режим работы технологического участка невозможен.

ВЫВОД

Использование противотурбулентных добавок на технологическом участке трубопровода, т. е. на участке трубопровода с промежуточными НПС, работающими в режиме «из насоса в насос», может не только не дать сколько-нибудь существенного эффекта, но и привести к аварийному отключению промежуточных НПС.

Сделать обоснованное заключение об эффективности использования противотурбулентной добавки в трубопроводе с промежуточными НПС, работающими в режиме «из насоса в насос», можно только на основе гидравлического расчета технологических участков, рассматриваемых как единое целое, поскольку введение противотурбулентных добавок на отдельных перегонах трубопровода может привести к перерасходу электроэнергии, затрачиваемой на перекачку, или вообще к неосуществимости выбранного режима перекачки.

Литература:

1. Бахтизин Р.Н., Гареев М.М., Лисин Ю.В. и др. Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов. СПб.: Недра, 2018. 352 с.
2. Toms B.A. Some Observations on the Flow of Linear Polymer Solutions through Straight Tubes at Large Reynolds Numbers // Proceedings of the First International Congress on Rheology. 1948. Vol. 2. P. 135–141.
3. Хойт Д. Влияние добавок на сопротивление трения в жидкости // Теоретические основы инженерных расчетов. 1972. № 2. С. 1–31.
4. Virk P.S. Drag Reduction Fundamentals // AIChE Journal. 1975. Vol. 21. No. 4. P. 625–655.
5. Japper-Jaafar A., Escudier M.P., Poole R.J. Laminar, Transitional and Turbulent Annular Flow of Drag-Reducing Polymer Solutions // Journal Non-Newtonian Fluid Mechanics. 2010. Vol. 165. No. 19–20. P. 1357–1372.
6. Петерфалви Ф. Внесение химерагентов для снижения трения в трубопроводы высокого давления для транспортировки жидких углеводородов компании MOL // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 4 (20). С. 29–41.
7. Жолобов В.В., Варыбок Д.И., Морецкий 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. С. 52–57.
8. Ерошкина И.И. Повышение пропускной способности магистральных нефтепродуктопроводов на основе применения противотурбулентных присадок: дисс. ... канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. 146 с.
9. Челинцев Н.С. Исследование особенностей трубопроводного транспорта дизельных топлив с противотурбулентной добавкой: дисс. ... канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 139 с.
10. Голунов Н.Н., Мерзоев М.Г. Теория и алгоритм расчета квазистационарных режимов перекачки нефти с противотурбулентными добавками // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 12. С. 72–77.
11. Голунов Н.Н., Лурье М.В. Интерпретация результатов тестирования малых противотурбулентных добавок в ротационных приборах // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 6. С. 84–90.
12. Лурье М.В., Голунов Н.Н. Использование результатов стендовых испытаний малых противотурбулентных добавок для гидравлических расчетов промышленных трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4 (24). С. 32–37.
13. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Недра, 2017. 476 с.
14. Лойтсыанский Л.Г. Механика жидкости и газа. Изд. 6-е, перераб. и доп. М.: Наука, 1987. 840 с.
15. Лурье М.В., Подоба Н.А. Модификация теории Кармана для расчета сдвиговой турбулентности // Доклады Академии наук СССР. 1984. Т. 279. № 3. С. 570–575.
16. Голунов Н.Н. Гидродинамическое обоснование использования теории Кармана для расчета гидравлического сопротивления шероховатых трубопроводов в присутствии противотурбулентных добавок // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 10. С. 66–70.

References:

1. Bakhtizin R.N., Gareev M.M., Lysin Yu.V., et al. Nanotechnology for Lowering the Hydraulic Resistance of Pipelines. Saint Petersburg, Nedra, 2018, 352 p. (In Russian)
2. Toms B.A. Some Observations on the Flow of Linear Polymer Solutions through Straight Tubes at Large Reynolds Numbers. Proceedings of the First International Congress on Rheology, 1948, Vol. 2, P. 135–141.
3. Hoyt D.U. Effect of Additives on Frictional Resistance in Liquid. Teoreticheskie osnovy inzhenernykh raschetov = Journal of Basic Engineering, 1972, No. 2, P. 1–31. (In Russian)
4. Virk P.S. Drag Reduction Fundamentals. AIChE Journal, 1975, Vol. 21, No. 4, P. 625–655.
5. Japper-Jaafar A., Escudier M.P., Poole R.J. Laminar, Transitional and Turbulent Annular Flow of Drag-Reducing Polymer Solutions. Journal Non-Newtonian Fluid Mechanics, 2010, Vol. 165, No. 19–20, P. 1357–1372.
6. Peterfalvi F. Drag Reducing Agent Application on MOL High Pressure Liquid Hydrocarbon Pipelines. Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov = Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 2015, No. 4 (20), P. 29–41. (In Russian)
7. Zholobov V.V., Varybok D.I., Moretsky V.Yu. About Determining Functional Dependence of Anti Turbulent Additive Hydraulic Efficiency from Parameters of Transported Medium. Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov = Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 2011, No. 4, P. 52–57. (In Russian)
8. Yeroshkina I.I. Enhanced Throughput of Trunk Oil Products Lines basing on the Applications of Anti-Turbulent Additives. Ph.D. Thesis in Engineering Sciences. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, 146 p. (In Russian)
9. Chelintsev N.S. Investigation of Specifics for Pipeline Transportation of Diesel Fuels with an Anti-Turbulent Additive. Thesis of the Cand. Sc. (Engineering). Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011, 139 p. (In Russian)
10. Golunov N.N., Merzhoev M.G. Theory and Algorithm of Calculation of the Quasi-Stationary Modes of the Oil Pumping with Drag Reducing Additives. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2017, No. 12, P. 72–77. (In Russian)
11. Golunov N.N., Lurie M.V. Interpretation of Test Results of Drag Reducing Agents in Rotational Measurers. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2018, No. 6, P. 84–90. (In Russian)
12. Lurie M.V., Golunov N.N. Application of Bench Test Results of Small Antiturbulent Additives for Industrial Pipeline Hydraulic Analysis. Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov = Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 2016, No. 4 (24), P. 32–37. (In Russian)
13. Lurie M.V. Fundamentals of Pipeline Transportation of Oil, Its Products and Gas. Moscow, Nedra, 2017, 476 p. (In Russian)
14. Loitsyanskiy L.G. Fluid Mechanics. 6D Edition, Revised and Enlarged. Moscow, Nauka, 1987, 840 p. (In Russian)
15. Lurie M.V., Podoba N.A. Modification of Karman Theory to Design Shearing Turbulence. Doklady Akademii nauk SSSR = Papers of the USSR Academy of Sciences, 1984, Vol. 279, No. 3, P. 570–575. (In Russian)
16. Golunov N.N. Hydrodynamic Justification of the Use of the Karman's Theory for the Calculation of Hydraulic Resistance of Pipelines with Rough Walls in the Presence of Drug Reducing Agents. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2018, No. 10, P. 66–70. (In Russian)