

4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.691.4.01

ВАРИАНТЫ ОЦЕНКИ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ В НЕФТЕПРОДУКТЕ ПРИ ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ ТРУБОПРОВОДУ

А.А. Долгий¹, А.Д. Прохоров², С.Н. Челинцев²

¹ООО «LatRosTrans», Даугавпилс, Латвия,

²Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
Москва, Россия

Приводятся результаты оценки требуемой производительности магистрального трубопровода для перекачки нефтепродукта с присадкой. При этом используется экспериментально полученная связь концентрации с эффективностью ее применения. На конкретном примере дано сравнение производительности магистрального трубопровода при детерминистском и вероятностном подходах.

Введение. На основе результатов испытания противотурбулентной присадки (ПТП) рассмотрены некоторые практические варианты расчета ее концентрации для обеспечения требуемого объемного расхода нефтепродукта (НП), который транспортируется по магистральному трубопроводу (МТ). При этом в расчетах используется экспериментально полученная связь концентрации ПТП и эффективности ее применения. Показана возможность оценки концентрации ПТП как при условии поддержания постоянного рабочего давления на НПС, так и при его отсутствии. Первоначально рассматривается процесс оценки концентрации ПТП для режима перекачки НП с ПТП, который заполняет всю длину трубопровода. Далее рассмотрены варианты, когда он заполняет один и два его участка. При этом концентрации ПТП на каждом из участков могут быть различными. Потенциальные оценки концентрации ПТП, получаемые в рассматриваемых выше ситуациях, являются слишком оптимистичными. Это связано с детерминистским подходом при их описании, что приводит к завышенным оценкам желаемых объемных расходов НП. Поэтому в заключение рассматривается один из возможных подходов, когда при описании процесса

оценки концентрации ПТП следует учитывать тот факт, что отдельные используемые в расчетах параметры носят случайный характер, и в простейшем случае часть из них является случайными величинами. На наш взгляд, это дает более реалистические результаты упомянутых расчетов.

Расчетные соотношения для оценки концентрации ПТП в нефтепродукте при заполнении им всей длины МТ. Используя известные уравнения для баланса давлений при перекачке НП с ПТП и без неё, а также соответствующую связь (1) гидравлических сопротивлений МТ с эффективностью применения ПТП:

$$\lambda = \lambda_0 \left(1 - \frac{\varphi}{100} \right), \quad (1)$$

где λ_0 , λ – соответственно коэффициенты гидравлического сопротивления МТ при перекачке НП без ПТП и с ПТП, получаем

$$Q = \sqrt{\frac{Q_0^2 - \frac{\Delta P_{cm}}{\lambda_0 f}}{1 - \frac{\varphi}{100}}}, \quad (2)$$

Здесь Q_0 , Q – соответственно объемный расход НП без ПТП и с ПТП, м³/ч;

$$\Delta P_{cm} = B_1(Q^2 - Q_0^2), \quad (3)$$

где B_1 – коэффициент, получаемый при аппроксимации характеристик подпорного и основного насосных агрегатов НПС;

$$f = \frac{L}{d_s^5} \cdot \frac{8\rho_n}{\pi^2}. \quad (4)$$

Здесь L – полная длина трубопровода, м; d_s – эквивалентный диаметр МТ, м; ρ_n – плотность нефтепродукта, кг/м³.

Учитывая связь (5) концентрации C присадки и эффективности ее применения

$$C = \frac{3,05}{\frac{76,33}{\varphi} - 1} \quad (5)$$

и соотношение (2), получаем:

$$C = \frac{3,05}{\frac{0,7633}{A} - 1}, \quad (6)$$

где

$$A = 1 - \frac{Q_0^2}{Q^2} + \frac{\Delta P_{cm}}{\lambda_0 f Q^2}. \quad (7)$$

Используя соотношения (2), (3), (6) и (7), можно показать, что при поддержании постоянного рабочего давления $\Delta P_{cm} = 0$ требуются меньшие значения концентрации присадки, чем при $\Delta P_{cm} \neq 0$. В последнем случае концентрация присадки возрастает в 2...4 раза.

Расчетные соотношения для оценки концентрации ПТП в нефтепродукте при заполнении им одной части длины МТ. В рассматриваемом случае имеем:

$$Q = \sqrt{\frac{Q_0^2 - \frac{\Delta P_{cm} \cdot x}{\lambda_0 f_1 L}}{1 - \frac{\varphi \cdot x}{100 \cdot L}}}, \quad (8)$$

где x — длина участка трубопровода, заполненная НП с ПТП, м;

$$f_1 = \frac{x}{d^5} \cdot \frac{8\rho_v}{\pi^2} \quad (9)$$

Концентрация присадки

$$C = \frac{3.05}{\frac{76.33}{A} - 1}, \quad (10)$$

где

$$A = \left(1 - \frac{Q_0^2}{Q^2}\right) \frac{L}{x} + \frac{\Delta P_{cm}}{\lambda_0 f_1 Q^2}. \quad (11)$$

Заместим, что при $x = L$ соотношения (8) и (11) будут соответствовать соотношениям (2) и (7). Можно показать, что в режиме заполнения одной части магистрального трубопровода НП с ПТП при прочих равных условиях требуется в среднем в 3 раза большее значение концентрации ПТП, чем при заполнении всей его длины.

Расчетные соотношения для оценки концентрации ПТП в нефтепродукте при заполнении им двух частей длины МТ. Рассматривается ситуация, когда вся длина трубопровода L делится промежуточной НПС на две части, длины которых соответственно l_1 и l_2 .

Как и ранее, используя уравнения баланса давлений для первой и второй частей МТ, получаем:

$$Q = \sqrt{\frac{Q_0^2 \cdot \frac{L}{l_1} - \frac{\Delta P_u + \Delta P_d}{\lambda_0 f_1}}{\left(1 - \frac{\varphi_1}{100}\right) + \frac{l_2}{l_1} \left(1 - \frac{\varphi_2}{100}\right)}}, \quad (12)$$

или

$$Q = \sqrt{\frac{Q_0^2 \cdot \frac{L}{l_2} - \frac{\Delta P_u + \Delta P_d}{\lambda_0 f_2}}{\left(1 - \frac{\varphi_2}{100}\right) + \frac{l_1}{l_2} \left(1 - \frac{\varphi_1}{100}\right)}}, \quad (13)$$

При этом формула для концентрации C присадки будет в рассматриваемом случае иметь вид:

$$C_i = \frac{3,05 A_i}{0,7633 - A_i}, \quad i = 1; 2, \quad (14)$$

где

$$A_1 = 1 - \frac{L}{l_1} \cdot \frac{Q_0^2}{Q^2} + \frac{l_2}{l_1} (1 - 0,01 \varphi_2) + \frac{\Delta P_u + \Delta P_d}{\lambda_0 f_1 Q^2}, \quad (15)$$

или

$$A_2 = 1 - \frac{L}{l_2} \cdot \frac{Q_0^2}{Q^2} + \frac{l_1}{l_2} (1 - 0,01 \varphi_1) + \frac{\Delta P_u + \Delta P_d}{\lambda_0 f_2 Q^2}. \quad (16)$$

При этом

$$\Delta P_{cm} = \Delta P_u + \Delta P_d = (B_1 + B_0)(Q^2 - Q_0^2), \quad (17)$$

где B_0 – коэффициент, определяемый при аппроксимации характеристик насосных агрегатов промежуточной НПС.

Учет влияния случайной оценки концентрации противотурбулентной присадки на производительность магистрального трубопровода. Ранее в соотношениях (2), (8), (12), (13) предполагалось, что для получения требуемой Q производительности магистрального трубопровода за счет применения ПТП ее заданная концентрация C устанавливается без ошибок. То есть входящие в них переменные известны точно или измеряются без погрешностей. В результате расчета получаем слишком оптимистические потенциальные значения C и Q .

В упомянутых соотношениях не учитываются также некоторые неконтролируемые аппаратурные факторы, которые, например, имеют место в дозирочных насосных установках ввода ПТП в МТ и могут также влиять на снижение потенциальных величин C и Q . Такими факторами в дозирочной насосной установке типа RUKI 500 LR является наличие в гидравлической части насоса пузырьков воздуха или различного рода загрязнения присадки и его накопление в соответствующих фильтрах и т.д. Это приводит к эквивалентным сужениям (уменьшениям сечений) подводящих линий дозирочной установки. Если не учитывать это обстоятельство, то получаем также завышенные оценки требуемой Q производительности МТ.

Все вышесказанное позволяет говорить об оценке C_0 концентрации, которая отличается от идеальной на величину $\Delta C = C - C_0$ и на которую могут влиять все перечисленные выше ошибки исходных данных (переменные величины) и аппаратурные факторы.

В дальнейшем полагаем, что переменные величины известны точно, а аппаратурные факторы установки RUKI 500 LR носят случайный характер. При этом отклонение ΔC или $\Delta C/C_0$ являются гауссовскими случайными величинами. Иными словами, они имеют Гауссов (нормальный) закон распределения вероятностей. Условие гауссовости выполняется почти, наверное, в связи с тем, что имеет место многообразие разноречивых факторов, влияющих на эти величины. Для дальнейших расчетов необходимо, как известно, задавать две характеристики нормального закона распределения вероятностей: стандартное (среднеквадратическое) отклонение отношения $\Delta C/C_0$, т.е. $\sigma_{\Delta C/C_0}$, или $\sigma_{\Delta C}$ и σ_{C_0} , а также средние значения этих величин, т.е. $E_{\Delta C/C_0}$, $E_{\Delta C}$, E_{C_0} . Для упрощения этого процесса целесообразно использовать зависимости упомянутых стандартных отклонений от соответствующих ошибок оценок $\Delta C/C_0$, ΔC , C_0 с учетом различных вероятностей попадания нормально распределенных случайных величин в заданные доверительные интервалы. Для учета случайного характера упомянутых выше величин в (13) вводится поправочный коэффициент α , зависящий от $\sigma_{\Delta C/C_0}$ и $E_{\Delta C/C_0}$. В результате соотношение (13) с учетом (14) и (15) будет иметь вид:

$$Q/Q_0 = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^2 \frac{1}{L} (A_i \alpha_i \ell_i)}{1 + F(B_1, B_0, \lambda_0, f_i, L, \ell_i)} \right]^{-1/2}, \quad (18)$$

где F – функция переменных $B_1, B_0, \lambda_0, f_i, L, \ell_i$; $i = 1, 2$ – номера участков МТ.

Используя соотношение (18), получаем результаты (таблица) оценки относительного значения объемного расхода НП для различных комбина-

ций $\sigma_{\Delta C/C_0}$ и $E_{\Delta C/C_0}$, а на рисунках 1...6 – соответствующие этим вариантам графики.

Таблица 1

Варианты расчета относительной производительности МТ

Значения параметров	Отношение Q/Q_0 при $C_1 = 3$ г/г, $C_2 = 3$ г/г		
	Вся длина МТ	Одна часть МТ	Две части МТ
$\Delta P_{cm} = 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0$ $E_{\Delta C/C_0} = 0$	1,268	1,147	1,268
$\Delta P_{cm} \neq 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0$ $E_{\Delta C/C_0} = 0$	1,21	1,12	1,20
$\Delta P_{cm} = 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0$ $E_{\Delta C/C_0} = 0 \dots 0,2$	1,21	1,12	1,21
$\Delta P_{cm} \neq 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0$ $E_{\Delta C/C_0} = 0 \dots 0,2$	1,17	1,1	1,17
$\Delta P_{cm} = 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0 \dots 0,08$ $E_{\Delta C/C_0} = 0,2$	1,14	1,08	1,14
$\Delta P_{cm} \neq 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0 \dots 0,08$ $E_{\Delta C/C_0} = 0,2$	1,11	1,06	1,10

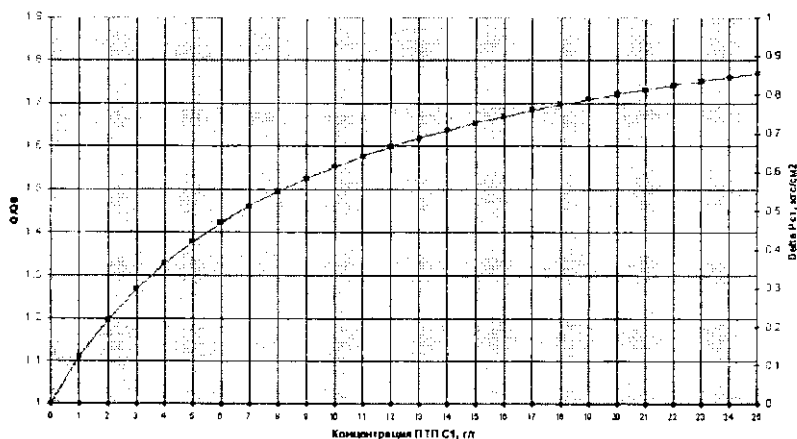


Рис. 1. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП ($\Delta P_{cm} = 0$)

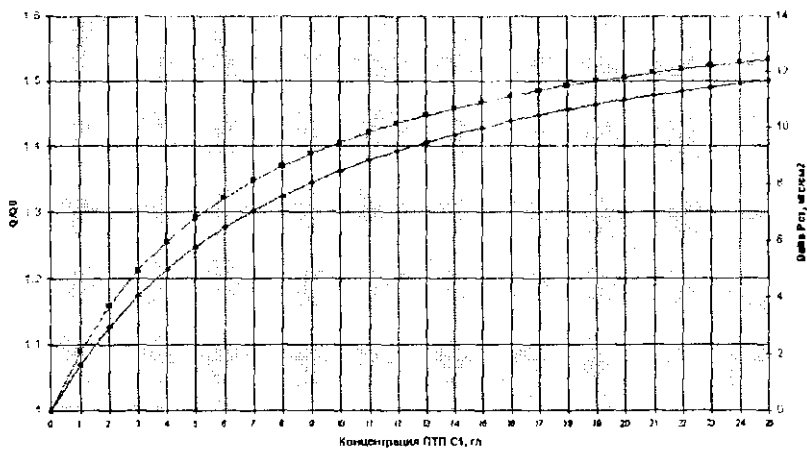


Рис. 2. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП ($\Delta P_{cm} \neq 0$)

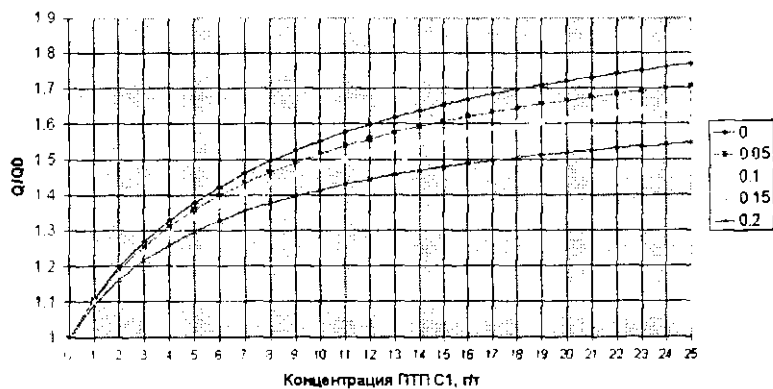


Рис. 3. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП при различных значениях среднего отклонения ($\Delta P_{cm} \approx 0$)

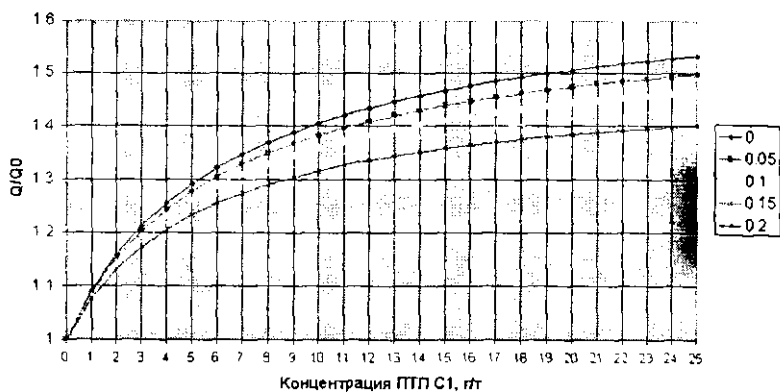


Рис. 4. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП при различных значениях среднего отклонения ($\Delta P_{cm} \neq 0$)

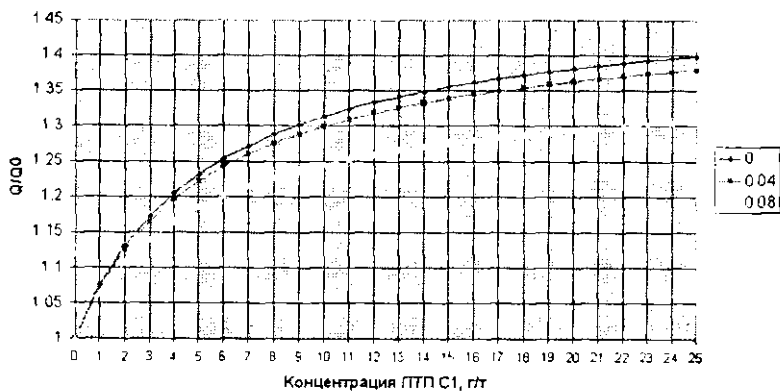


Рис. 5. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП при различных значениях стандартного отклонения ($\Delta P_{cm} = 0$)

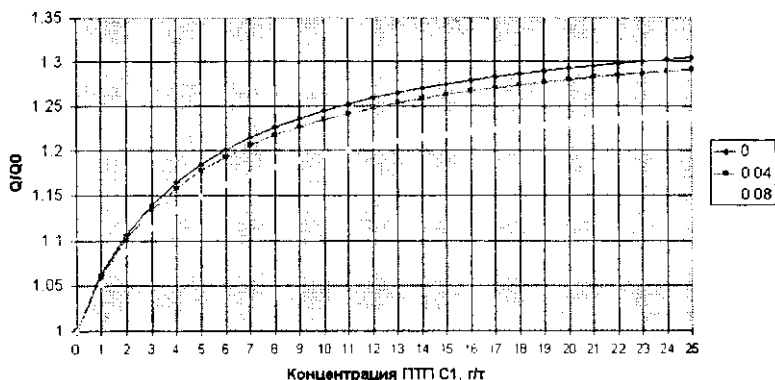


Рис. 6. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП при различных значениях стандартного отклонения ($\Delta P_{cm} \neq 0$)

Выводы

Показано, что наиболее предпочтительным вариантом с точки зрения получения наибольшего объемного расхода Q при прочих равных условиях является заполнение магистрального трубопровода нефтепродуктом с ПТП всей его длины. При этом требуется в 3 раза меньшее значение концентрации ПТП по сравнению с заполнением одной его части. Показано также, что отсутствие возможности компенсировать падение рабочего давления приводит к увеличению концентрации ПТП в 2...4 раза.

Заполнение 2-х частей МТ нефтепродуктом с ПТП, концентрация которой на каждом участке, например, постоянная, не дает увеличения объемного расхода по сравнению с вариантом заполнения нефтепродуктом с ПТП всей длины МТ. Однако этот вариант требует соответствующих расходов на установку и обслуживание дозирочной насосной установки на втором участке магистрального трубопровода.

Учет отдельных случайных параметров дозирочной насосной установки показывает, что по сравнению с ситуацией, когда они не учитываются, потенциальные значения объемного расхода снижаются в 1,1 раза, например для варианта заполнения нефтепродуктом с ПТП всей длины магистрального трубопровода.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ
ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЕПРОВОДОВ С ОГРАНИЧЕНИЯМИ
ПО РАБОЧЕМУ ДАВЛЕНИЮ**

А.А. Коршак, М.Н. Хуссаин

*ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», Уфа, Россия*

Применение противотурбулентных присадок открывает новые возможности оперативного и безопасного управления потоками нефтепродуктов. В частности, их применение обеспечит уменьшение негативных последствий ограничений, накладываемых на величину рабочего давления в линейной части трубопровода, которые ведут к снижению его пропускной способности. В статье рассмотрены методические основы решения задачи выбора оптимальной концентрации противотурбулентных присадок и даны рекомендации по увеличению производительности лимитирующих участков нефтепроводов.

Сеть магистральных нефтепроводов России, в основном, сформировалась к середине 80-х годов прошлого века. Поддержание их в работоспособном состоянии обеспечивается методами диагностики и ремонта. При этом на первом этапе путем пропуска внутритрубных инспекционных снарядов выявляют места, где сечение трубопроводов ослаблено, и ограничивают величину допустимого давления, а на втором – восстанавливают поврежденную трубу с использованием различных ремонтных технологий.

Ограничения, накладываемые на величину рабочего давления в линейной части трубопровода, ведут к снижению его пропускной способности. Уменьшить негативные последствия от этого возможно путем введения в поток нефти противотурбулентной присадки (ПТП). В данной статье рассматриваются методические основы решения задачи выбора оптимальной концентрации ПТП для рассматриваемого случая.

Задача выбора концентрации ПТП является технико-экономической. В условиях рыночной экономики критерием принятия решения является достижение максимальной величины чистого дисконтированного дохода (ЧДД), вычисляемого по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{t_c} \frac{R_t - S_t}{(1 + E)^t}, \quad (1)$$

где R_t – экономические результаты, достигаемые на t -м интервале времени; S_t – затраты на этом интервале времени; E – норма дисконта; t_c – временной горизонт расчета (срок введения ПТП в поток нефти).

Так как мероприятие по уменьшению рабочего давления является временным, то можно принять $t = 0$. Следовательно, формула (1) для рассматриваемого участка принимает вид:

$$\text{ЧДД} = R - S, \quad (2)$$

где R – экономические результаты, достигаемые за период применения ПТП продолжительностью t ; S – затраты на введение перекачки в рассматриваемом периоде:

$$S = S_0 + S_1 + S_2.$$

При перекачке нефти с присадкой:

$$R = \sigma_r G_y \chi_c;$$

$$S_1 = S_0 + \frac{g \sigma_y G_y \chi_c}{\eta_n} \cdot [i_{\max} \cdot (L_{c+1} - L_c) + Z_{c+1} - Z_c], \quad (3)$$

$$S_2 = \sigma_n G_n + \sigma_y n_y,$$

где σ_r – тариф на перекачку нефти; G_y – количество нефти, перекачиваемой при отсутствии ПТП по участку с ослабленным сечением за период, предшествующий ремонту трубопровода; χ_c – коэффициент увеличения производительности ослабленного участка нефтепровода благодаря введению ПТП; S_0 – затраты на эксплуатацию трубопровода, независимые от концентрации присадки; σ – стоимость 1 кВт·ч энергии; i_{\max} – максимально допустимый гидравлический уклон на участке с ослабленным сечением; L_c, Z_c – расстояние до НПС № c и нивелирная высота ее месторождения; L_{c+1}, Z_{c+1} – то же для НПС № $c + 1$; σ_n, G_n – цена и необходимое количество ПТП; σ_y, n_y – соответственно цена и количество установок по вводу ПТП в поток нефти.

Подставив (3) в (2), получаем:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = & \sigma_r G_y \chi_c - S_1 - S_0 - \frac{g \sigma_y G_y \chi_c}{\eta_n} \times \\ & \times [i_{\max} \cdot (L_{c+1} - L_c) + Z_{c+1} - Z_c] - \sigma_n G_n - \sigma_y n_y. \end{aligned} \quad (4)$$

Определим необходимое количество противотурбулентной присадки G_n , позволяющее в течение заданного времени (до ремонта) вести перекачку по участку с ослабленным сечением с производительностью в χ_c раз большей, чем без ПТП.

Из условия, что в обоих случаях величина гидравлического уклона равна i_{\max} , т.е.

$$\frac{8\lambda_y Q_y^2}{\pi^2 g D^5} = \frac{8\lambda_y (Q_y \chi_c)^2}{\pi^2 g D^5} = i_{\max}.$$

где Q_y – расход перекачиваемой нефти без ПТП, следует

$$\lambda_n = \frac{\lambda_y}{\chi_c^2}. \quad (5)$$

С другой стороны, из обобщенной формулы для коэффициента гидравлического сопротивления получаем

$$\lambda_n = \frac{A}{\left(\frac{4Q_y \chi_c}{\pi D \gamma}\right)^m \cdot (1 + De^2)^m} = \frac{\lambda_y}{[\chi_c \cdot (1 + De^2)]^m}, \quad (6)$$

где De – число Деборы.

Так как левые части (5) и (6) равны, то равны и правые, т.е.

$$\chi_c^2 = \chi_c^m \cdot (1 + De^2)^m$$

или

$$\chi_c^{\frac{2-m}{m}} - 1 = \alpha_0 \theta^{\alpha_1} (\text{Re}_y \chi_c)^{\alpha_2}, \quad (7)$$

где θ – концентрация ПТП в нефти; Re_y – число Рейнольдса, соответствующее перекачке нефти без ПТП с расходом Q_y ; α_0 , α_1 , α_2 – эмпирические коэффициенты.

Отсюда необходимая концентрация ПТП

$$\theta = \left[\frac{\chi_c^{\frac{2-m}{m}} - 1}{\alpha_0 (\text{Re}_y \chi_c)^{\alpha_2}} \right]^{\frac{1}{\alpha_1}}, \quad (8)$$

а потребное количество присадки

$$G_n = G_y \chi_c \theta = \frac{G_y \chi_c^{1 - \frac{\alpha_2}{\alpha_1}}}{(\alpha_0 \operatorname{Re}^{\alpha_2})^{\frac{1}{\alpha_1}}} \left(\chi_c^{\frac{2-m}{m}} - 1 \right). \quad (9)$$

Для определения оптимальной концентрации ПТП необходимо исследовать величину ЧДД, определяемого формулой (4), на максимум.

Заключение. Разработаны рекомендации по выбору оптимальной концентрации противотурбулентной присадки, обеспечивающей увеличение производительности лимитирующих участков нефтепроводов.

УДК 622.692.4

ОБ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

А.А. Коршак, М.Н. Хуссаин

ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», Уфа, Россия

Для увеличения производительности уже существующих трубопроводов традиционно используют строительство лупингов. Однако для той же цели могут быть использованы и противотурбулентные присадки. Уменьшение гидродинамического сопротивления потоку нефти с помощью присадок позволяет увеличить производительность трубопровода, существенно уменьшив длину сооружаемого лупинга.

Показано, что чем больше длина лупинга, тем меньше требуемое снижение гидравлического сопротивления и, соответственно, меньше требуемая концентрация присадки. Установлено существование области, где применять присадки нет необходимости.

Дальнейшее развитие нефтедобычи в России, Ираке и других странах предлагает не только строительство новых нефтепроводов, но и увеличение производительности уже существующих. Для решения последней задачи, в частности, используют строительство лупингов. Однако для той же цели могут быть целесообразны и противотурбулентные присадки (ПТП). В статье рассматриваются возможные сочетания применения этих методов наращивания производительности нефтепроводов.

Уравнение баланса напоров в этом случае имеет вид:

$$N_s h_n + \sum_{i=1}^n (A_i - Q^2 B_i) = 1,02 Q^2 \{ f_0 [L - x_s (1 - \omega)] + f_n l_n \} + \Delta Z + N_s h_{ocm}, \quad (1)$$

где x_s – суммарная длина лупингов; ω – поправка, учитывающая изменение гидравлического уклона на участке трубопровода с лупингом:

$$\omega = \left[1 + \left(\frac{D_l}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{m-2}.$$

Из (1) следует, что квадрат вновь установившейся производительности нефтепровода составит

$$Q^2 = \frac{N_s (h_n - h_{ocm}) + \sum_{i=1}^n A_i - \Delta Z}{1,02 f_0 L \left[\bar{x}_s (1 - \omega) - \bar{l}_n \left(1 - \frac{\lambda_n}{\lambda_0} \right) \right] + \sum_{i=1}^n B_i}, \quad (2)$$

где \bar{x}_s – относительная длина лупингов, $\bar{x}_s = x_s / L$.

Аналогичная величина для трубопровода без лупинга и в отсутствие применения ПТП равна

$$Q_0^2 = \frac{N_s (h_n - h_{ocm}) + \sum_{i=1}^n A_i - \Delta Z}{1,02 f_0 L + \sum_{i=1}^n B_i}. \quad (3)$$

Поделив почленно (2) на (3), получаем:

$$\frac{1}{x^2} = 1 - \frac{\bar{x}_s (1 - \omega) + \bar{l}_n \left(1 - \frac{\lambda_n}{\lambda_0} \right)}{1 + W}, \quad (4)$$

откуда после ряда преобразований находим

$$\psi_Q = \frac{1}{l_n} \left[(1 + W) \cdot (1 - x^2) - \bar{x}_s (1 - \omega) \right], \quad (5)$$

где $\psi_{\varrho} = \frac{\lambda_0 - \lambda_n}{\lambda_0} \cdot 100\%$; W – соотношение крутизны характеристики всех

НПС и крутизны характеристики трубопровода в случае перекачки нефти без ПТП, т.е.

$$W = \frac{\sum_{i=1}^n B_i}{1,02 f_0 L}$$

Из формулы (5) видно, что при строительстве лупингов применять ПТП нет необходимости, если

$$(1 + W) \cdot (1 - \chi_i^{-2}) \leq \bar{x}_i (1 - \omega),$$

т.е. когда

$$\chi_i \leq \frac{1}{\sqrt{1 - \bar{x}_i \cdot \left(\frac{1 - \omega}{1 + W} \right)}} \quad (6)$$

В частном случае, когда $W = 0$, предельные величины χ_i , для различных зон трения турбулентного режима представлены в таблице 1.

Таблица 1

Предельно возможные величины χ_i при $W = 0^*$

Зона трения турбулентного режима	Предельные величины χ_i при \bar{x}_i равном								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
Гидравлически гладкие трубы	1,04	1,08	1,13	1,18	1,24	1,32	1,4	1,51	1,65
Смешанное трение	1,04	1,08	1,13	1,19	1,26	1,34	1,43	1,55	1,71

* – Зона квадратичного трения не рассмотрена в связи с тем, что при трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов она практически не достижима.

Вернёмся к оценке необходимых величин ψ_{ϱ} при применении ПТП.

В общем случае они зависят не только от W , \bar{x}_i и x_n , зоны трения турбулентного режима, но также и от количества нефтеперекачивающих станций. Однако, учитывая, что наибольший эффект увеличения производительности достигается на трубопроводах с одной перекачивающей станцией, оценку величин ψ_{ϱ} при $W \neq 0$ выполним для случая, когда $n = 1$ (табл. 2).

Таблица 2

Оценка необходимых величин ψ_Q (%) при различных W и $n = 1$

W	x_c	Величины ψ_Q при χ , равном							
		1,05	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7
0	0,1	2,3/2,0	10,3/10,1	22,5/23,3	33,8/33,5	42,0/41,7	48,5/48,3	53,9/53,7	58,4/58,1
	0,2		3,3/2,8	16,5/16,0	26,8/26,3	34,9/34,4	41,5/41,0	46,9/46,4	51,3/50,8
	0,4			2,4/1,4	12,7/11,7	20,9/19,9	27,4/36,4	32,8/31,8	37,3/36,3
	0,6					6,8/5,3	13,4/11,9	18,8/17,3	23,2/21,7
	0,8	Вводить ПТП нет необходимости						4,7/2,7	9,2/7,2
	1								
0,2	0,1	4,1/3,9	13,8/13,5	29,6/29,4	42,0/41,7	51,7/51,5	59,6/59,4	66,1/65,8	71,4/71,2
	0,2		6,8/6,3	22,6/22,1	35,0/34,4	44,7/44,2	52,6/52,1	59,1/58,6	64,4/64,0
	0,4			8,5/7,5	20,9/19,9	30,7/29,7	38,5/37,5	45,0/44,0	50,3/49,3
	0,6	Вводить ПТП нет необходимости			6,8/5,3	16,6/15,1	24,5/23	31,0/29,4	36,3/34,8
	0,8	Вводить ПТП нет необходимости				2,5/0,5	10,4/8,4	16,9/14,9	22,2/20
	1	Вводить ПТП нет необходимости						2,8/0,3	8,2/5,7
0,4	0,1	6,0/5,7	17,3/17,0	35,7/35,5	50,1/49,9	61,5/61,3	70,7/70,5	78,3/78	84,5/84
	0,2		10,2/9,7	28,7/28,2	43,1/42,6	54,5/54	63,7/63,2	71,3/70,8	77,5/77
	0,4			14,7/13,7	29/28	40,5/39,5	49,7/48,7	57,2/56,2	63,4/62,4
	0,6				15/13,5	26,4/24,9	35,6/34,1	43,1/41,6	49,4/47,9
	0,8	Вводить ПТП нет необхо- димости				12,3/10, 3	21,5/19,5	29,1/27,1	35,3/33
	1	Вводить ПТП нет необхо- димости					7,5/5	15/12,5	21,3/18
0,6	0,1	7,8/7,6	20,7/20,5	41,9/41,6	58,3/58	71,3/71,1	81,9/81,6	90,5/90,2	67,6/97
	0,2	0,8/0,3	13,7/13,2	34,8/34,3	51,3/50,8	64,3/63,8	74,8/74,3	83,4/82,9	90,6/90
	0,4	Вводить ПТП		20,8/19,8	37,2/36,2	50,2/49,2	60,8/59,8	69,4/68,4	76,5/73
	0,6	Вводить ПТП		6,7/5,2	23,1/21,6	36,2/34,7	46,7/45,2	55,3/53,8	62,5/60
	0,8	нет необходимости			9,1/7,1	22,1/20,1	32,6/30,6	41,3/39,3	48,4/46
	1	нет необходимости				8,1/5,6	18,6/16,1	27,2/24,7	34,3/31,8

* - Над чертой - величина ψ_Q при перекачке в зоне гидравлически гладких труб,
под чертой - в зоне смешанного трения.

Из таблицы 2 видно, что с увеличением W при равных χ :

- требуемые величины ψ_Q также возрастают;

- область применения ПТП расширяется.

Роль зоны трения турбулентного режима при этом сказывается только на численных значениях требуемого уменьшения коэффициента гидравлического сопротивления, но не на границах области возможного применения ПТП.

Вывод. С помощью противотурбулентных присадок возможно уменьшить протяженность лупингов при решении задачи увеличения производительности нефтепроводов.

ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Ю.Г. Кузьминский¹, В.И. Вьюн²

¹ГНУ «Институт механики металлополимерных систем им. В.А. Белого
НАН Беларуси», Гомель, Беларусь,

²УО «Гомельский государственный
технологический университет им. П.О. Сухого», Гомель, Беларусь

Рассматривается метод прогноза энергопотребления. Представлена оценка текущего состояния параметров энергоэффективности технологического процесса РУП «Гомельтранснефть Дружба» и затрат на реализацию методов повышения энергоэффективности.

Прогноз энергопотребления, являющийся одной из задач управления технологическим процессом трубопроводного транспорта нефти на участке магистрального нефтепровода, должен давать экономические оценки влияния параметров.

Неизменными параметрами являются: расстояния, геодезические высоты, эквивалентные диаметры «чистых» трубопроводов, стоимость электроэнергии и присадок, среднестатистическая температура нефти.

В качестве влияющих параметров используются: интервал времени работы; производительность; отклонения диаметра и температуры; средние давления на границах участка; имеющиеся потери давления на станционной технологии и отклонения этого параметра; доля электроэнергии, потребляемой насосными агрегатами; средний КПД насосных агрегатов; предполагаемое перераспределение потоков по трубопроводам в сравнении с режимом гидравлически связанных трубопроводов; количество точек впрыска и концентрация противотурбулентных присадок.

Прогнозными показателями являются: суммарное потребление электроэнергии; стоимость и удельный расход электроэнергии; доля и стоимость потерь электроэнергии для каждого влияющего параметра. Это важно для планирования применения дорогостоящих противотурбулентных присадок, имеющих несколько полезных свойств: повышение производительности, снижение удельного энергопотребления, снижение давлений и повышение безопасности перекачки.

Исходные данные. Основой для разработки прогноза и сопоставления прогнозных и фактических параметров стали базы данных технологических систем, разработанных в ОДО Техносистемпроект для РУП «Гомельтранснефть Дружба» дополнительно к действующей АСУ ТП и α -системе учета

электроэнергии: суточных сводок товарно-транспортного отдела; результатов лабораторного анализа качества нефти нескольких субъектов хозяйствования; идентификации эквивалентных диаметров трубопроводов и характеристик насосных агрегатов.

Статистическая обработка результатов анализа качества нефти дала результаты, представленные в таблице 1. Приведенных данных достаточно для вычисления коэффициентов в известных формулах зависимости плотности и вязкости от температуры:

$$\rho(t) = \rho_{\min} - a(t - t_{\max});$$

$$v(t) = v_{\min} e^{b(t_{\max} - t)}.$$

Таблица 1

Параметры качества нефти за 2005 год

Параметр	Участок Унеча – Мозырь	Участок Мозырь – Адамово
Максимальная температура, °С	32,1	29,1
Минимальная плотность, кг/м ³	852,9	856,2
Минимальная вязкость, сСт	9,2	11,3
Средняя температура по данным на границах	21,3	17,9
Минимальная температура	11	6,7
Максимальная плотность	866,6	868,2
Максимальная вязкость	18	20,5
Максимальный перепад температур на границах	6,3	12
Минимальный перепад температур на границах	-6,8	1,4

Из приведенных данных видно, что базовым для прогноза может быть значение температуры 20 °С.

Типовая α-система учета электроэнергии концентрирует в базе данных информацию о расходах электроэнергии за каждые полчаса по фидерам, контролирующим поступление энергии по ЛЭП, отпуск ее сторонним потребителям и потребление каждого насосного агрегата. Нефтеперекачивающая станция имеет расходы энергии на собственные нужды в понижающих трансформаторах, приборах контроля параметров, системах защит и регулирования, на охрану труда и т.д. Доля энергии, потребляемой насосными агрегатами, при снижении режимов перекачки уменьшается. Соотношение потребления насосных агрегатов и суммарного потребления по двум станциям за один месяц приведено на рисунке 1.

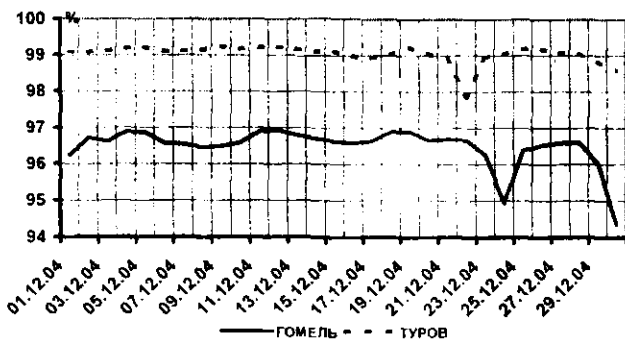


Рис. 1. Доля насосов в энергопотреблении двух НПС за месяц

Нефтеперекачивающая станция «Гомель» ведет подсобное хозяйство, имеет солидную базу аварийно-восстановительной службы, поэтому имеет более низкую долю энергопотребления насосов. Осредненное для предприятия значение доли насосов в энергопотреблении равно 97,7 %.

Входными данными подсистем идентификации характеристик насосных агрегатов и параметров НПС являются аналоговые и логические параметры из специальной базы корпоративной сети. В их число входят давления, объемные скорости потоков и температура нефти по данным ультразвуковых расходомеров, потребляемые мощности насосных агрегатов, полчасовые расходы активной и реактивной энергии по фидерам учета, состояния задвижек и перемычек.

Результирующими данными подсистемы (рис. 2 и 3), являются:

- расход электроэнергии по НПС за сутки и суммарная потребляемая мощность, доля насосных агрегатов в потребляемой электроэнергии, потери давления на каждой насосной;

- КПД каждой насосной, определяемых аналогично КПД насосных агрегатов, но на основании разницы давлений на камерах пуска и приема скребка:

$$\eta_{\%}^{nc} = 2,724 \frac{Q \cdot \Delta P_{ср}}{\Sigma N};$$

- для каждого насоса информация о потребляемой мощности (текущая, минимальная суточная, максимальная суточная), развиваемом давлении, объемной скорости потока, плотности нефти, коэффициенте мощности $\cos \varphi$: параметры энергоэффективности каждого насосного агрегата

(текущее КПД и соотношение с паспортным, коэффициенты изменения мощностной и напорной характеристик насосного агрегата);

- для каждого насосного агрегата строятся графики паспортных и текущих характеристик.

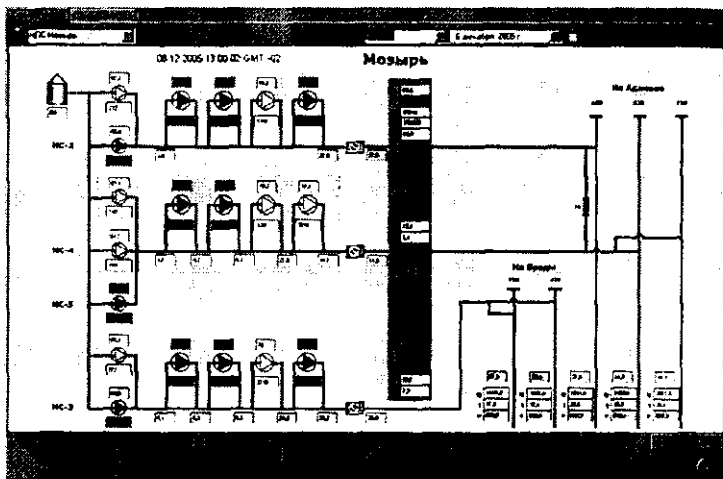


Рис. 2. Данные идентификации характеристик параметров НПС

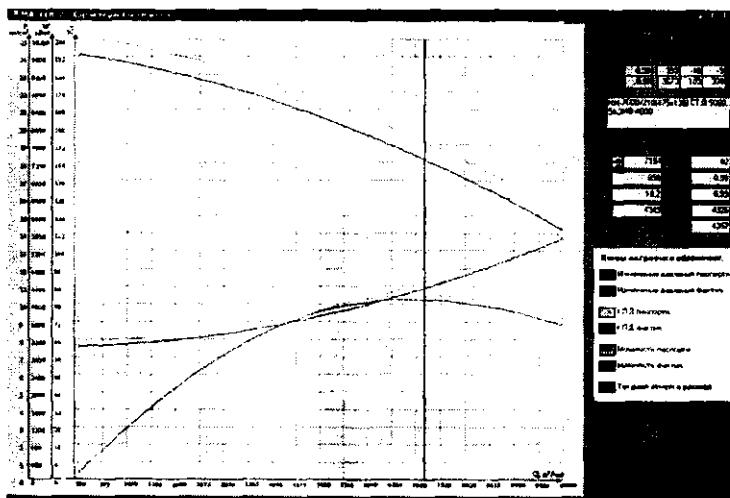


Рис. 3. Данные идентификации насосного агрегата

В таблице 2 приведены значения КПД насосных агрегатов, полученные с помощью программной системы идентификации характеристик насосных агрегатов [2]. Среднее значение КПД с учетом подачи насосов по предприятию составляет 74 %.

Таблица 2

Параметры насосных агрегатов

Параметры станций 06.12.2005

Насос	КПД	Насос	КПД
Гом ³ ₁	73,7	Моз ^{п1} ₂	66,5
Гом ⁴ ₁	75,6	Моз ⁴ ₂	69,4
Гом ² ₂	75,4	Моз ^{п1} ₄	61,6
Гом ⁴ ₂	78,4	Моз ^{п2} ₄	64,7
Защ ² ₁	69,8	Моз ³ ₄	78,3
Защ ³ ₁	66,8	Моз ⁴ ₄	76,9
Защ ⁴ ₂	82,0	Тур ¹ ₂	70,3
		Тур ³ ₂	75,5
		Тур ⁴ ₂	75,0
		Пин ¹ ₂	70,3
		Пин ² ₂	75,0
		Пин ³ ₂	78,2
		Коб ² ₂	74,5
		Коб ¹ ₂	75,7

Насосная станция	КПД станции, %	Потери давления, бар
Гомель-1	72,1	1,1
Гомель-2	73,6	1,5
Защевье-1	63,7	2,0
Защевье-2	67,8	3,2
Мозырь-2	66,5	0,0
Мозырь-4	72,4	2,4
Туров-2	67,6	3,1
Пинск-2	69,0	3,7
Кобрин-2	68,9	2,7

Идентификатор Защ²₁ обозначает насосный агрегат № 2 первой насосной НПС Защевье.

Станционные потери давления происходят на площадке скребков и в контуре САР. В таблице 2 приведена информация о параметрах эффективности насосных станций, полученная системой идентификации. На основании статобработки таких таблиц получены следующие данные для системы прогноза энергопотребления: средними значениями суммарных потерь давления на станциях являются 2 бара для участка Унеча – Мозырь и 6 бар – для участка Мозырь – Адамово.

Падение напора в насосных агрегатах в основном объясняются ростом гидравлических циклических потерь в щелевых уплотнениях.

За 10 000 часов работы, согласно таблице 3 [1], зазор увеличивается с 0,3 до 1,5 мм. при этом гидравлические потери насоса НМ-7000 растут с 75 до 580 м³/ч.

Объемные потери в насосах

Тип насоса	Наработка агрегата, 10^3 ч	Величина зазора, мм	Объемные потери, $\text{м}^3/\text{ч}$	Потери КПД, %
НМ-2500		0,3	55	2,2
	2,5	0,4	80	3,2
	7,5	0,9	240	10
	10	1,5	435	17,5
НМ-3600		0,3	50	1,4
	2,5	0,4	80	2,2
	7,5	0,9	220	6
	10	1,5	410	11,5
НМ-7000		0,3	75	1,1
	2,5	0,4	110	1,5
	7,5	0,9	320	4,5
	10	1,5	580	8,5

Коэффициент роста зазора определяется по следующему алгоритму:

- по фактическим напору и подаче, коэффициентам квадратичной аппроксимации паспортной характеристики определяем гидравлические потери из уравнения:

$$h_{\text{факт}} = a + b(q_{\text{факт}} + \Delta q) + c(q_{\text{факт}} + \Delta q)^2;$$

- по фактическим давлениям $p_{\text{вх}}$ и $p_{\text{вы}}$, плотности $\rho(t)$, размерам колеса $d_1 - b - l$ и вычисленным гидравлическим потерям Δq определяем коэффициент роста зазора из уравнения:

$$k = \frac{\Delta q}{2\pi d_1 b \frac{1}{\sqrt{\frac{0,06l}{2b} + 1,5}} \sqrt{\frac{2 \cdot 10^5 (p_{\text{вх}} - p_{\text{вы}})}{\rho(t)}}}$$

Так, например, при подаче $6900 \text{ м}^3/\text{ч}$ и снижении напора на 1 % от паспортного значения для НМ-7000*0,9 коэффициент роста зазора имеет значение 2,9, что соответствует наработке примерно в 7500 часов и гидравлическим потерям в $240 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Другой основной причиной снижения КПД насосного агрегата является его использования при подаче, отличающейся от номинала, что в условиях регулирования режимов перекачки комбинацией работающих насосов неизбежно.

Расчеты показывают, что увеличение температуры нефти на 4°C приводит к снижению кинематической вязкости нефти на 2 сСт, что для ре-

жимов перекачки (например, на участке Мозырь – Адамово) ведет к росту производительности на 1,3 %, росту энергопотребления на 0,5 % и снижению удельного расхода энергии на 1.0 %. Подогрев на НПС нефти на 1 °С требует 2900 кВт, что для промежуточных НПС участка составляет 26 % потребляемой мощности насосных агрегатов. Данный аргумент дает основания не считать тепловые потери в насосе неэффективным использованием электроэнергии.

На основании результатов системы идентификации эквивалентных диаметров [3], пример которых приведен в таблице 4 и на рисунке 4, с паспортными значениями эквивалентных диаметров для прогноза энергопотребления будут 1174 мм для двух ниток участка Унеча – Мозырь и 1076 мм – для трех ниток участка Мозырь – Адамово.

Таблица 4

Соотношение паспортных и идентифицированных диаметров (06.12.2005)

Параметр	Перегоны						
	106 Гомель	Гомель Зашебье	Зашебье Мозырь	Мозырь Туров	Туров Пинск	Пинск Кобрин	Кобрин 441
Паспортный D, мм	1174	1189	1176	1070	1073	1078	1070
Идентифицированный D _э , мм	1166	1165	1155	1055	1061	1063	1065
Соотношение, %	99,3	98,0	98,2	98,6	98,9	98,6	99,5
Идентифицированный D ₁ , мм	808	811	788	604	601	610	612
Идентифицированный D ₂ , мм	983	980	983	783	806	798	786
Идентифицированный D ₃ , мм				683	690	699	714

Существенное влияние на энергоэффективность оказывает процедура пропуска очистных устройств. В таблице 5 приведены сведения об изменениях идентифицированных эквивалентных диаметров; в таблице 6 – о средних данных об энергоэффективности за период пропуска очистных устройств.

Можно констатировать следующие факты:

- максимум эквивалентного диаметра в начале участка нефтепровода достигается в первые дни очистки. В конце участка – по прошествии нескольких дней после завершения очистки. Максимум разницы идентифицированных диаметров до и после процедуры очистки достигается в конце участка;
- снижение параметров энергоэффективности происходит только в первый день очистки. В остальные дни наблюдается рост энергоэффективно-

сти. В среднем в период пропуска очистных устройств идет рост производительности на 2 %, а рост удельного расхода электроэнергии только на 0,5 %;

- ежемесячное выполнение процедуры очистки не дает существенных изменений идентифицированных диаметров, в отличие от трехмесячной периодичности очистки.

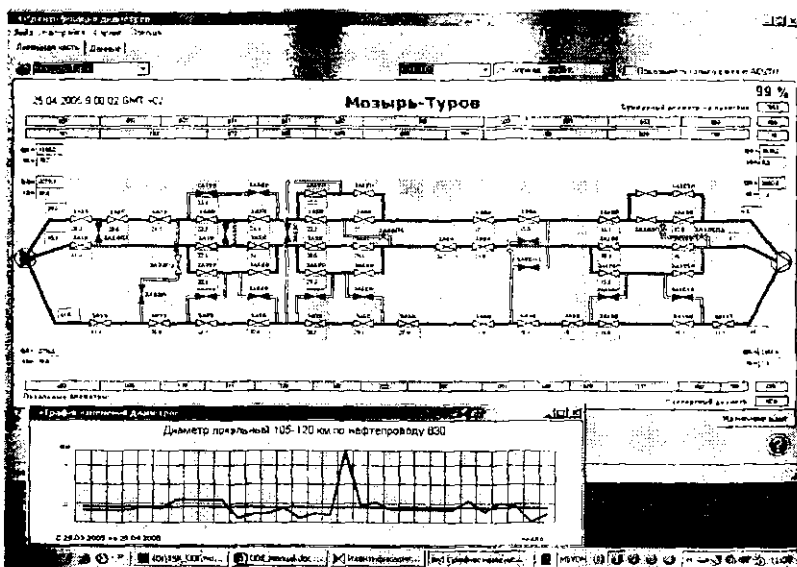


Рис. 4. Результаты идентификации диаметров

Таблица 5

Изменение диаметров участка Мозырь – Адамова Застава при очистке (мм)

Дата	Мозырь – Туров				Туров – Пинск				Кобрин – 441			
	Д ₆₃₀	Д ₇₂₀	Д ₇₂₀	Д _Σ ¹⁰⁷²	Д ₆₃₀	Д ₇₂₀	Д ₇₂₀	Д _Σ ¹⁰⁷⁵	Д ₆₃₀	Д ₇₂₀	Д ₇₂₀	Д _Σ ¹⁰⁷⁶
04.02.2005	592	783	685	1041	578	774	661	1018	607	788	691	1052
05.02.2005	594	785	688	1044	579	776	663	1021	608	791	693	1056
06.02.2005	595	785	688	1044	585	783	669	1031	605	788	689	1051
07.02.2005	594	786	688	1044	585	783	669	1030	603	785	688	1048
08.02.2005	593	786	689	1045	586	784	670	1032	604	782	689	1048
10.02.2005	592	785	686	1042	585	783	669	1030	596	774	679	1033
11.02.2005	595	786	688	1045	585	783	669	1030	606	787	690	1051
12.02.2005	596	786	688	1046	584	782	669	1029	605	785	688	1048
13.02.2005	595	786	687	1045	584	782	669	1029	606	787	690	1051
Δd	4	3	3	5	6	10	8	14	12	17	14	23

Таблица 6

Сводные характеристики нескольких пропусков очистных устройств

Участок	Дата	Сопоставление с предыдущим равным периодом	
		Производительность, %	Удельный расход энергии, %
Унеча – Мозырь	25 – 26.01.2005	99,1	99,3
	10 – 11.02.2005	106,2	101,5
	10 – 11.03.2005	98,7	99,3
Мозырь – Адамово	10 – 14.01.2005	100,7	100,9
	21 – 25.01.2005	99,9	99,4
	04 – 08.02.2005	101,8	103,2
	18 – 22.02.2005	100,2	99,9
	03 – 07.03.2005	110,2	101,8
Среднее		102,1	100,6

Фактические данные применения присадки FLO-XL на перегоне Гомель – Защелье участка магистрального трубопроводов Унеча – Мозырь нефтепровода «Дружба» с 03.12.2005 г. по 16.12.2005 г. представлены в таблице 7.

При применении противотурбулентных присадок для функционалов коэффициентов формулы Лейбенсона [4] применялись зависимости коэффициентов от степени ламинаризации потока x , в прогнозных подходах интерпретируемой как линейно зависящей от концентрации $x = k_y \cdot y$:

$$\alpha(x) = 0,25 + x(1 - 0,75);$$

$$\beta(x) = \frac{0,2572(Re_2 - x \cdot (Re_2 - Re_1))^{\alpha(x) - 0,25}}{4^{\alpha(x)} \pi^{2 - \alpha(x)}},$$

и равенство потерь напора, вычисленных с применением модели присадок и идентифицированного эквивалентного диаметра:

$$\beta(x) \cdot \frac{q^{2 - \alpha(x)} \sqrt{\alpha(x)}}{d^{5 - \alpha(x)}} = 0,0247 \frac{q^{2 - 0,25} \sqrt{0,25}}{(k_d \cdot d)^{5 - 0,25}},$$

где $Re_2 = 3300$ – значение числа Рейнольдса на верхней границе зоны перехода от ламинарного к турбулентному течению; $Re_1 = 2300$ – значение на нижней границе переходной зоны; y – концентрация присадок, г/т; k_y – линейный множитель, идентифицируемый по фактическим данным; k_d – коэффициент изменения эквивалентного диаметра; d – паспортный диаметр.

Таблица 7

Данные применения присадки на перегоне Гомель – Защещье

Диаметр трубопровод, мм	Концентрация присадки, г/т	Производительность, %	Удельный расход электроэнергии, %	Эквивалентный диаметр трубопровода 159... 233 км, мм	Идентификация эквивалентных диаметров перегонов после линейных пунктов, мм					
					159...181 км	лудинг 181...188 км	188...205 км	205...210 км	210...215 км	215...233 км
					1	2	3	4	5	6
820	0	100	100	809	804	966	804	803	803	795
1020	0			1004	995	1294	990	990	991	991
820	4,3	100,4	99,9	863	854	976	863	838	838	841
				$k_d = 106,7\%$ $x = 0,111$	106,3	101,0	107,4	104,3	104,4	105,8
1020	5,3	101,4	99,4	1065	1074	1320	1048	1048	1043	1043
				106,1	107,9	102,0	105,9	105,9	105,2	105,2
1020	5,3	101,5	99	0,093	0,119	0,032	0,09	0,09	0,079	0,079
				1061	1065	1314	1045	1045	994	994
1020	4,0	100,8	99,6	105,7	107,0	101,5	105,6	105,6	100,3	100,3
				0,087	0,106	0,024	0,085	0,085	0,0	0,0
1020	4,0	100,8	99,6	1054	1053	1283	1039	1039	1032	1032
				105,0	105,8	99,1	104,9	104,9	104,1	104,1
				0,076	0,088	0,0	0,075	0,075	0,062	0,062

Полученные результаты отражены на рисунке 5. В таблице 7 дополнительно приведены расчетные значения степени ламинаризации x .



Рис. 5. Изменение степени ламинаризации в зависимости от расстояния до точки впрыска

Линейный характер зависимости степени ламинаризации потока от концентрации присадок применим в интервале концентраций от 0 до 30 г/т [5], дальнейшее увеличение концентрации не дает роста ламинаризации потока.

Из приведенных данных можно сделать следующие выводы:

- зависимость степени ламинаризации от расстояния от точки введения присадки является убывающей;

- степень ламинаризации резко снижается на резервных нитках и восстанавливается после них. Причиной этого факта, предположительно, может быть разрушение молекул присадки на повороте трубы в резервную нитку, вызывающее рост доли потока в основном трубопроводе. Требуется экспериментальное подтверждение гипотезы.

Прогноз. Основой для расчета энергопотребления является расширенная обобщенная формула Лейбензона, учитывающая применение присадок, граничные значения давлений, потери давления на стационарной технологии, функциональные зависимости вязкости и плотности от температуры:

$$E = \frac{k_F G}{\eta_{VL} \eta_{\text{общем}} \eta_{НПС} \eta_t \eta_T \eta_d} \left(k_m \beta \frac{v(t)^{\alpha} \left(\frac{G}{T \rho(t)} \right)^{2-\alpha}}{d^{5-\alpha}} l + (h_K - h_H) + k_p \frac{\Delta p_{НПС} + P_K - P_H}{\rho(t)} \right),$$

где E – вычисляемое потребление электроэнергии, кВт·ч; G – планируемая производительность, т; T – длительность планируемого периода, сут; t – расчетная температура, °С; l – длина участка, км; d – расчетный эквивалентный диаметр системы трубопроводов участка, мм; $\rho(t)$ – плотность при расчетной температуре, кг/м³; $v(t)$ – расчетная вязкость, сСт; h_H и h_K – геодезические высоты в конце и начале участка, м; p_H и p_K – давления в начале и конце участка соответственно, бар; $\Delta p_{НПС}$ – суммарные потери давления на НПС участка; k_F – масштабный множитель перевода производства массы и напора, кВт·ч; k_m – масштабный множитель перевода исходных параметров в систему СИ; k_p – масштабный множитель перевода давления в напор; α и β – функционалы концентрации противотурбулентных присадок, характеризующие форму течения, равные 0,25 и 0,00247 соответственно при типичном турбулентном течении в трубах с гладкими стенками.

Влияющие параметры: $\eta_{НПС}$ – коэффициент влияния отклонений потерь давления на НПС; η_t – коэффициент отклонений температуры; η_T – коэффициент изменения расчетного периода; η_d – коэффициент изменения эквивалентного диаметра. Несмотря на очевидную нелинейность влияния изменений этих параметров, в практически узкой зоне их изменения может быть использован линейный подход, позволяющий по фактическим дан-

ным определить коэффициент α линейной формулы для этих процентных коэффициентов:

$$\eta_{\text{xxx}}\left(\frac{P}{P_0}\right) = 100\left(1 + a\left(1 - \frac{P}{P_0}\right)\right).$$

Экономические параметры энергопотребления базируются на тарифе активной энергии (USD/кВт·ч) и стоимости присадок (от 8000 до 15000 USD/т).

Перераспределение потоков. Если на многониточном участке нефтепровода распределение потоков по трубопроводам будет отличаться от того, которое устанавливается в гидравлически связанном режиме их работы, то это ведет к дополнительным расходам энергии.

Формула расчета коэффициента влияния при перераспределении потоков по двум трубопроводам имеет вид:

$$\eta_q(k_l, k_{q1}, d_1, d_2) = \frac{100}{1 + \left[\frac{(1 - fq(d_1, d_2)k_{q1})^{3-\alpha}}{d_2^{3-\alpha}} + \frac{(fq(d_1, d_2)k_{q1})^{3-\alpha}}{d_1^{3-\alpha}}}{\frac{fq(d_1, d_2)^{2-\alpha}}{d_1^{3-\alpha}}} - 1 \right] k_l},$$

где k_l – доля протяженности участка с перераспределением потока; k_{q1} – коэффициент изменения потока по первому из двух трубопроводов; d_1 и d_2 – диаметры трубопроводов.

Функция определения доли стандартного распределения потока по первому из двух трубопроводов

$$fq(d_1, d_2) = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{\frac{3-\alpha}{2-\alpha}} \right]}.$$

Известные формулы определения эквивалентных диаметров лупинга и вставки позволяют распространить методику определения коэффициента влияния при перераспределении потоков на многониточные трубопроводы.

Результаты. Апробация и уточнение методики выполнялись по данным за 2006 год на участке Унеча – Мозырь, разделенном на 106 км между Брянским ОАО УМН «Дружба» и РУП «Гомельтранснефть Дружба», имеющих на своих частях по две НПС, и участке Мозырь – Адамово, практически полностью управляемом гомельским предприятием и включаю-

шем четыре НПС. Согласование режимов перекачки между двумя субъектами приводит к нестабильности режимов перекачки на восточном участке, в отличие от западного участка с более стабильными режимами. На головной ЛПДС Мозырь западного участка параллельная работа двух насосных на три нитки привела к перераспределению потоков на ¼ части нефтепровода. Приоткрытие входной перемычки на НПС «Гомель» восточного участка породило заметное перераспределение потоков на ⅓ белорусской части нефтепровода.

Таблица 8

Исходные параметры прогноза

Влияющие параметры прогноза

	Унеча – Мозырь	Мозырь – Адамово		Базовые значения					Поправки
D	1,174	1,076	м		D_{Δ}	-0,007	-0,01	м	
L	183	444	км		T_{Δ}	-5	-9	дни	
G	70000000	40000000	т		t_{Δ}	1,3	-2,1	град	
T	365	365	дни		$\Delta P_{\text{НПС}}$	2	6	бар	
t	20	20	град		k_f	0,33	0,25		
$h_{\text{мах}}$	132	158	м		k_{q1}	1,05	0,73		
$h_{\text{кон}}$	158	165	м		d_1	0,802	0,612	м	
$\Delta P_{\text{НПС}}$	2	6	бар		d_2	0,998	0,974	м	
$P_{\text{нпс}}$	32	0,5	бар		q_{d1}	0,356	0,221		
$P_{\text{кон}}$	2	9	бар						
$P_{\text{сбст}}$	97,7	97,7	%						
ПМА	75	75	%						
Тариф	0,05	0,05	\$/кВт·ч						
ρ	858,8	858,8	кг/м ³						
ν	13,2	13,2	сСт						

Таблица 9

Итоги прогноза энергопотребления

$P_{\text{сбст}}$	97,7	97,7	%	Влияние поправок	0,122	0,217	Стоимость, млн \$
$P_{\text{НПС}}$	94,23	93,81	%		0,307	0,585	
P_T	95,80	96,40	%		0,224	0,341	
P_f	101,71	98,79	%		-0,091	0,114	
P_d	95,03	96,34	%		0,265	0,346	
P_q	99,91	98,92	%	0,005	0,102		
E	106506034	188961551	кВт·ч				
Стоимость	5,325	9,448	млн \$				
A	8,31	10,64	кВт·ч/т 1000 км				

Из приведенных расчетов результатов прогноза для абстрактной производительности (табл. 9) и на основе базовых и влияющих параметров (табл. 8) можно сделать следующие выводы:

- базовые параметры задаются однократно и легко определяются. Для вычисления влияющих параметров требуется наличия систем сбора и обработки соответствующих данных;

- точность прогноза является достаточной для практических применений как в целях поиска источников экономии электроэнергии, так и в целях обоснования для надзорных органов затруднительности дальнейшей экономии;

- проводится экономическая оценка затрат на потери давления на НПС, расходов на обеспечение безопасности технологических режимов, отклонений от физических основ распределения потоков. Дана экономическая оценка «климатических» факторов;

- большое влияние на энергопотребление имеет поправка длительности планируемого периода (простои). Для концевых нефтепроводов (на НПЗ, от добывающих предприятий) характерен прерывистый режим перекачки, что ведет к необоснованным перерасходам электроэнергии;

- появилась экономическая основа управления периодичностью пропуска скребков. Проведившиеся исследования показали, что сама процедура пропуска скребка на протяженном участке нефтепровода не несет дополнительных энергетических затрат. Уже в самом процессе очистки наблюдается рост производительности и снижение удельного расхода энергии. Пропуск очистных устройств чаще, чем раз в месяц, не приводит к значительному увеличению эквивалентного диаметра.

В Гомельтранснефти присадки использовались в незначительной концентрации (5 г/т) только в случае длительных ремонтных работ на линейной части. Однако и в таких ситуациях система идентификации эквивалентного диаметра фиксировала заметный рост диаметра.

В таблице 10 приведены результаты прогноза применения присадок в рабочей концентрации 15 г/т на двух НПС западного участка с остановкой других двух НПС. При двукратном снижении энергопотребления и удельного расхода энергии стоимость перекачки возрастет примерно на 5 %. Но уже при тарифе 0,11 \$/кВт·ч снижение затрат составит почти 20 %. На основе такого прогноза облегчается выбор присадок по стоимостному фактору и обоснование возможности применения присадок.

В таблице 11 дана оценка затрат на снижение годового потребления электроэнергии в размере 6 % (1,8 млн USD). Доведение до предприятий плановых показателей снижения энергопотребления в случае трубопро-

водного транспорта имеет границы, переступить которые весьма затратное мероприятие.

Таблица 10

Применение присадок

Присадки $x = k_1(y)$				Статистика присадок 03-09.11.2004	
α	β	x	y (г/т)	y (г/т)	x
0,46845	0,13476	0,291	15	4,3	0,111
Цена		8000	\$/т	5,3	0,093
Кратность		2	раз	5,3	0,087
				4,0	0,076
E		99921210	кВт·ч	Среднее	
Стоимость присадок		14.596	млн \$	4,7	0,092
		9,600	млн \$	Re ₁	2300
				Re ₂	3300

Таблица 11

Требуемые изменения влияющих параметров

Параметр	Требуемое изменение	Затраты	Комментарий
Длительность периода	Добавить 8 дней для участка Унеча – Мозырь и 13,5 для участка Мозырь – Адамово к базовым 350 дням		Сокращение времени ремонтов. Снижение безопасности
Температура	Увеличить температуру на 5 °С для участка Унеча – Мозырь и на 10 для участка Мозырь – Адамово		Прогрев нефти на 4 °С требует роста на 27 % энергопотребления
КПД насосных агрегатов	Увеличение на 2,5 % для участка Унеча – Мозырь и на 4 для участка Мозырь – Адамово		Сокращение межремонтного периода насосных агрегатов до полугода
Потери давления на НПС	Снижение на 3,5 бар для участка Унеча – Мозырь и на 9 для участка Мозырь – Адамово		Базовые прогнозные значения равны 2 бар и 6 соответственно
Эквивалентный диаметр	Увеличение на 12 мм для участка Унеча – Мозырь и на 16 для участка Мозырь – Адамово	45,6 млн USD	Строительство лупингов диаметром 1020 мм длиной 12 и 45 км соответственно
Присадки	Концентрация 1 г/т на 2 и 4 НПС участков	2,8 млн USD	Рабочие концентрации от 5 до 20 г/т

Заключение. Представленная в статье методика прогноза энергопотребления с выделением оценок влияния на энергопотребление противотурбулентных присадок, перераспределения потоков, изменения длительности планируемого периода, эквивалентного диаметра, потерь давления на НПС, температуры, расходов энергии на собственные нужды НПС облегчает планирование применения присадок, очистных операций и других методов повышения энергоэффективности технологического процесса трубопроводного транспорта нефти.

Наиболее значительное отрицательное влияние на энергоэффективность на участке нефтепровода оказывают простои, потери давления на стационарной технологии и уменьшение эквивалентного диаметра трубопроводов.

Производство присадок, близких по характеристикам к FLO-XL [5], позволит снизить их стоимость, что сделает применение присадок доступным средством, обеспечивающим одновременно рост производительности, снижение энергоемкости и повышение безопасности нефтеперекачки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций: РД 39-30-1209-84. – М., 1985.
2. Кузьминский, Ю.Г. Методы и средства контроля энергоэффективности трубопроводного транспорта нефти в реальном масштабе времени / Ю.Г. Кузьминский, В.И. Вьюн, А.А. Костюченко // Вестн. ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2007. – № 2. – Ч. 1. Линейные параметры. – С. 81 – 90; Ч. 2. Станционные и системные параметры. – С. 91 – 100.
3. Кузьминский, Ю.Г. Идентификация эквивалентных диаметров магистральных трубопроводов / Ю.Г. Кузьминский, В.И. Вьюн // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 3. – С. 87 – 89.
4. Кузьминский, Ю.Г. Определение параметров вязкого течения нефти при действии противотурбулентных присадок / Ю.Г. Кузьминский, С.В. Шилько // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2006. – № 11. – С. 14 – 17.
5. Опыт применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах / Ф.Г. Гумеров [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы 5 междунар. науч.-техн. конф. – Новополоцк, 2006. – С. 120 – 124.

КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В ТРУБОПРОВОДНОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

О.Ю. Володченкова

*Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
Москва, Россия*

Рассматриваются теплоизоляционные материалы в трубопроводном строительстве. Представлена их классификация исходя из различных признаков. Показано, что применение современной теплоизоляции на нефтепроводах должно повысить их эффективность и надежность эксплуатации.

Основными характеристиками теплоизоляционных материалов являются их высокая пористость, малая средняя плотность и низкая теплопроводность.

Теплоизоляционные материалы классифицируются по следующим основным признакам:

- форма и внешний вид;
- структура;
- вид исходного сырья;
- средняя плотность;
- жесткость;
- теплопроводность;
- горючесть.

По форме и внешнему виду теплоизоляционные материалы подразделяются:

- на штучные изделия (плиты, блоки, кирпич, цилиндры, полуцилиндры, скорлупы, сегменты);
- рыхлые и сыпучие (вата, перлит, песок);
- рулонные и шнуровые (маты, шнуры, жгуты).

Отличие от многих других строительных материалов – марка теплоизоляционного материала отражает величину не прочности, а средней плотности, которая выражается в кг/м^3 . Согласно этому показателю, теплоизоляционные материалы имеют следующие марки:

- особо низкой плотности (ОНП) 15, 25, 35, 50, 75;
- низкой плотности (НП) 100, 125, 150, 175;

- средней плотности (СП) 200, 250, 300, 350;
- плотные (ПЛ) 400, 450, 500.

Марка теплоизоляционного материала обозначает **верхний предел его средней плотности**. Например, изделия марки 100 **могут иметь плотность, равную 75...100 кг/м³**.

По *структуре* материалы бывают:

- волокнистые;
- зернистые;
- ячеистые.

По *жесткости* теплоизоляционные материалы подразделяются на следующие виды [1]:

- мягкие (М) – сжимаемость > 30 % (при удельной нагрузке 0,002 МПа);
- полужесткие (П) – сжимаемость < 30 % (при удельной нагрузке 0,002 МПа);
- жесткие (Ж) – сжимаемость до 6 % (при удельной нагрузке 0,002 МПа);
- повышенной жесткости (ПЖ) – сжимаемость до 10 % (при удельной нагрузке 0,04 МПа);
- повышенной твердости (Т) – сжимаемость до 10 % (при удельной нагрузке около 0,1 МПа);
- хорошо сопротивляющиеся нагрузкам.

По *возгораемости* теплоизоляционные материалы классифицируются **на**: негорючие; трудногорючие; сгораемые; трудновоспламеняющиеся.

По *теплопроводности* материалы и изделия относят к классам:

- А – низкой теплопроводности $\lambda < 0,06$ Вт/(м·К);
- Б – средней теплопроводности $\lambda = 0,06...0,115$ Вт/(м·К);
- В – повышенной теплопроводности $\lambda = 0,1...0,175$ Вт/(м·К).

Наибольшее распространение при изоляции «горячих» магистральных трубопроводов в нашей стране и за рубежом получили пенополиуретаны (ППУ).

Пенополиуретан – это неплавкая термореактивная пластмасса, продукт сложных реакций, протекающих при смешивании простых и сложных полиэфиров и изоцианатов в присутствии катализаторов, эмульгаторов, вспенивающих агентов с ярко выраженной ячеистой структурой. Только 3 % от объема утеплителя занимает твердая основа, образующая жесткий каркас. Такая кристаллическая структура придает вспененному полимеру значительную механическую прочность. Поры заполнены газом фторхлорметаном с низкой теплопроводностью, причем доля замкнутых пор достигает 90...95 %.

Пенополиуретан стоек к нефти и нефтепродуктам всех видов, надежно работает в интервале температур от $-180\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+180\text{ }^{\circ}\text{C}$, обладает высокими теплоизоляционными свойствами и механической прочностью, малой водо- и паропроницаемостью, повышенной адгезией к различным материалам.

Комплекс физико-механических (плотность – $40\text{...}80\text{ кг/м}^3$; теплопроводность – $0,03\text{...}0,04\text{ Вт/м}\cdot^{\circ}\text{C}$; прочность – $0,3\text{...}1,0\text{ МПа}$) и технологических свойств пенополиуретана вместе с высокими эксплуатационными характеристиками позволяет говорить, что в течение нескольких десятков лет пенополиуретан является одним из наилучших материалов для теплоизоляции трубопроводов.

Нижний температурный предел, при котором возможно проведение работ по теплоизоляции для различных марок ППУ, составляет $0\text{...}+5\text{ }^{\circ}\text{C}/+10\text{...}\pm 15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Толщина пенополиуретана определяется на основе теплотехнического расчета [2].

Срок службы пенополиуретана составляет $25\text{...}30$ и более лет. Несмотря на высокую прочность и долговечность, покрытия необходимо защищать от воздействия ультрафиолетового излучения и атмосферной влаги. В качестве защитного покрытия можно использовать атмосферостойкие кремнийорганические эмали, перхлорвиниловую фасадную краску, и т.д. Пенополистирол, получаемый путем вспенивания полистирола с газообразователями, характеризуется низкой теплопроводностью ($0,03\text{...}0,04\text{ Вт/м}\cdot^{\circ}\text{C}$) и плотностью ($15\text{...}40\text{ кг/м}^3$). При этом прочность пенополистирола позволяет применять его в качестве конструктивного элемента, способного нести значительные нагрузки в течение длительного времени. Прочность на сжатие при 10% линейной деформации составляет для различных марок $65\text{...}250\text{ кПа}$.

Пенополистирол не гигроскопичен, диффузия водяного пара сквозь него пренебрежимо мала. Водопоглощение при погружении в воду на 7 дней составляет $0,5\text{...}1,5\%$ от объема. Сорбционная влажность пенополистирола составляет $3\text{...}6\%$ по массе.

Пенополистирол относится к горючим материалам, а потому его использование имеет ряд ограничений, связанных с требованиями пожарной безопасности.

Вспененный пенополистирол производится вспениванием полистирола (стиропора) и последующим спеканием вспененных частиц.

В настоящее время для теплоизоляции трубопроводов наибольшее распространение получили вспененные полимерные материалы:

- пенополиуретан (ППУ);
- пенополистирол (ППС);
- изделия из вспененного синтетического каучука, пенополиэтилена др.;
- изделия из минеральной ваты и стеклянного волокна;
- сферонаполненные материалы и изделия из них, пеностекло и др.

Для повышения качества теплоизоляционного покрытия трубопроводов тепловая изоляция на трубы наносится в заводских (базовых) условиях. В тех случаях, когда требуется теплоизолировать уже смонтированный участок трубопровода или произвести ремонт теплоизоляционного покрытия на трубопроводе, должны использоваться промышленные технологии с максимальным применением элементов теплоизоляционного покрытия заводского изготовления.

Заключение. Применение современной теплоизоляции на нефтепроводах должно повысить их эффективность и надежность эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тепловая изоляция промышленных трубопроводов / Б.М. Шойхет [и др.] // Энергосбережение. – М., 2000. – № 5.
2. Евсеев, Л. Теплоизоляционные материалы / Л. Евсеев // Обустройство и ремонт. – М., 2003. – № 4. – С. 133.