

Промысловые исследования антитурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих тяжелые нефти



М.Ю. Тарасов, к.т.н., И.С. Южаков
(ОАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС),
В.В. Классен (ООО «ТНК-Уват»)

Field tests of anti-turbulence additive agents for increasing flow capacity of heavy oils pipelines

M.Yu. Tarasov, I.S. Yuzhakov (Giprotyumenneftegaz OJSC, HMS Group), V.V. Klassen (TNK-Uvat LLC)

Field tests of anti-turbulence additive agents are made on of oil pipeline Ust-Tegusky CPS – UUN Kalchinskoye field. Results of these tests are given. It is shown that additive agent injection leads to relative pressure reduction in oil pipeline and flowrate increase. The dependence of maximal flow capacity on injected volume of additive agent is determined.

Ключевые слова: нефтепровод, антитурбулентная присадка, режим течения, снижение гидравлического сопротивления, увеличение пропускной способности нефтепровода.

Адрес для связи: tarasov@gtng.ru

Одним из широко известных способов повышения пропускной способности нефтепроводов и увеличения общей энергоэффективности трубопроводного транспорта является использование антитурбулентных (противотурбулентных) присадок (АТП). Присадки воздействуют на турбулентность в пристенной области нефтепровода и обуславливают возникновение эффекта Томса, который проявляется в аномальном снижении гидравлического сопротивления турбулентного потока за счет того, что макромолекулы присадки, имеющие линейную форму, разворачиваясь по направлению потока, гасят турбулентные пульсации и способствуют росту толщины вязкого подслоя у внутренней стенки трубы. При этом происходит общее снижение степени турбулентности потока и вблизи от оси трубы.

В связи с тем, что область турбулентности, в которой проявляется эффект Томса, особенно при относительно малых числах Рейнольдса, в настоящее время не определяется с достаточной точностью, эффективность действия присадки в каждом конкретном случае должна определяться эмпирическим путем.

Эффективность действия АТП может быть охарактеризована следующими ключевыми параметрами [1]:

– относительным снижением перепада давления

$$DR_p = \Delta p_0 - \Delta p_\theta / \Delta p_0, \quad (1)$$

где Δp_0 , Δp_θ – перепад давления в трубопроводе при перекачке нефти соответственно без использования и с использованием присадки;

– относительным увеличением расхода

$$DR_q = Q_\theta - Q_0 / Q_0, \quad (2)$$

где Q_0 , Q_θ – расход жидкости по трубопроводу при перекачке нефти соответственно без использования и с использованием присадки.

Указанные параметры устанавливаются эмпирически при промышленных испытаниях АТП. При достаточном объеме данных испытаний после их интерпретации можно выявить зависимость полученных параметров от условий перекачки, в частности, от режима течения, характеризуемого числом Рейнольдса Re . Некоторые исследователи считают, что существует пороговое число Re_p , значение которого определяет начало зоны турбулентного течения, в котором может возникать эффект Томса. Однако это предположение также требует экспериментального подтверждения.

Особый интерес представляет оценка возможности снижения гидравлического сопротивления с помощью АТП при транспорте тяжелых вязких нефтей, которые перекачиваются в режимах с относительно низкими числами Рейнольдса, когда режим перекачки может оказаться недостаточно «турбулентным» для возникновения эффекта Томса. К таким нефтям относятся нефти, добываемые в Уватском районе Тюменской области (ООО «ТНК-Уват»).

В связи с отмеченным с целью оценки возможности полного масштабного использования АТП для увеличения пропускной

Таблица 1

Температура, °С	Плотность нефти, г/м ³	Динамическая вязкость нефти, мПа·с
-5	898,9	223,5
0	895,6	136,4
5	892,3	96,4
10	889,0	71,8
20	882,4	41,8
30	875,8	27,5
40	869,2	18,7
50	862,6	14,2

Таблица 2

Концентрация АТП, г/т	Откачка с ЦПС, т/ч	Давление на выходе с ЦПС, 10 ⁻¹ МПа	DR _а , %	DR _р , %	Максимальная производительность, млн. т/год
20 г/т	652 –687	49,6 –50,1	16,8 –22,8	7,2 –8,1	6,0
50 г/т	690 –730	48,8 –51,1	23,7 –30,8	7,2 –9,6	6,4
Без присадки	558	54,0			4,9

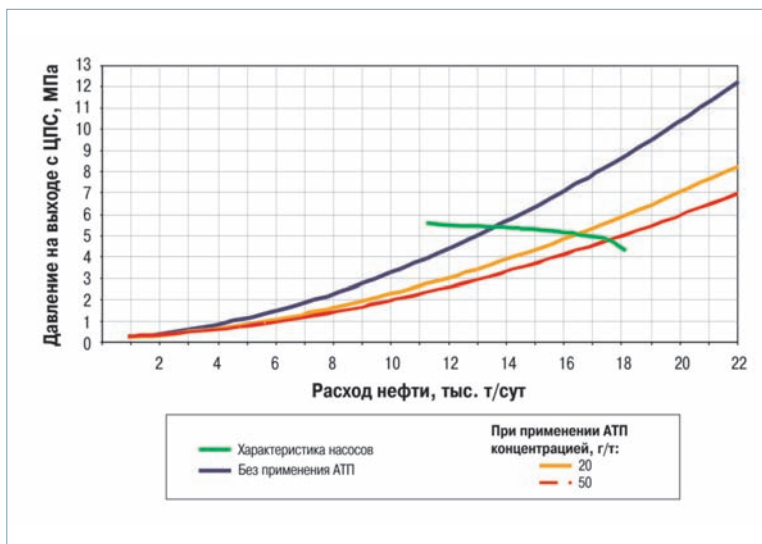


Рис. 1. Напорная характеристика трубопровода от ЦПС Усть-Тегусского месторождения до УУН Кальчинского месторождения

способности нефтепроводов были проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) трех типов АТП на напорном нефтепроводе от Усть-Тегусского центрального пункта сбора (ЦПС) до узла учета нефти (УУН) Кальчинского месторождения диаметром 530 мм и длиной 264,8 км. По трубопроводу транспортируется смесь нефтей Урненского и Усть-Тегусского месторождений.

Нефть Усть-Тегусского ЦПС по реологическим свойствам относится к вязким тяжелым нефтям. В табл. 1 приведены ее свойства в зависимости от температуры.

Каждый тип присадок испытывался в два этапа: 1) заполнение трубы нефтью с заданной концентрацией присадки на «базовом» режиме перекачки; 2) выход на режим максимальной требуемой откачки и работа нефтепровода в этом режиме в течение 2 сут. Для создания режима максимальной откачки проводилось накопление нефти в товарных резервуарах ЦПС (при уменьшении откачки в трубопровод) с последующим

временным увеличением расхода на период закачки присадки. Сбор данных осуществлялся непрерывно на всех этапах. Для выводов и интерпретации в основном использовали данные, полученные в режиме максимальной откачки.

Для оценки эффективности АТП, а также для выяснения механизма действия присадок была создана расчетная гидравлическая модель трубопровода, основанная на уравнении Дарси – Вейсбаха, с учетом снижения температуры по длине трубопровода по формуле Шухова. При сравнении данных, полученных с использованием разработанной модели, с имеющимися экспериментальными значениями (текущий режим), была установлена высокая сходимость результатов. В связи с этим расчетная модель применялась для оценки гид-

равлических режимов во всем диапазоне возможных расходов перекачки нефти без присадки и, в частности, для расчета режима максимальной откачки без использования присадки (при максимальном расчетном давлении, ограниченном характеристикой насосов или прочностью трубопровода).

С целью определения базовых параметров («базовый режим») была оценена работа трубопровода в режиме откачки без использования АТП. Расход нефти и давление на выходе с ЦПС на таком режиме составили соответственно 13400 т/сут и 5,4 МПа.

Основные результаты, полученные в ходе ОПИ, представлены в табл. 2. Все присадки показали высокую эффективность в условиях перекачки высоковязких нефтей Урненского и Усть-Тегусского месторождений, обеспечив увеличение откачки нефти на действующем оборудовании до 30 % при снижении перепада давления до 10 %.

На основании разработанной гидравлической модели, а также результатов ОПИ были получены зависимости потерь напора в трубопроводе от производительности с применением присадок и без них (рис. 1). При расчетах принято, что все присадки имеют одинаковую эффективность. Точки пересечения напорной характеристики насосов с характеристиками трубопровода при различных концентрациях АТП на рис. 1 определяют давление и пропускную способность.

На рис. 2. приведены зависимости средних расчетных чисел Рейнольдса в трубопроводе от температуры на конечном участке нефтепровода (при начальной температуре 50 °С) при возможных расходах нефти. Зона, соответствующая ОПИ (летний режим), определяет диапазон чисел Рейнольдса, в котором присадка эффективна. На основании этих данных можно спрогнозировать, что при переходе на зимний режим перекачки с понижением конечной температуры нефти до нуля присадка не потеряет эффективности при под-

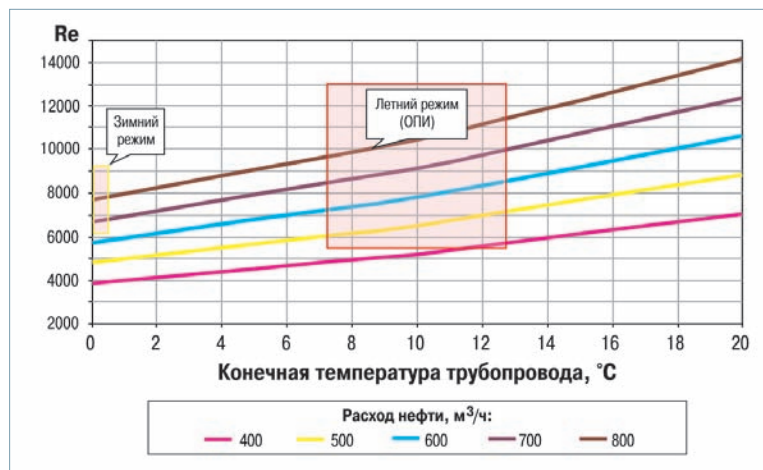


Рис. 2. Зависимость среднего числа Рейнольдса Re от конечной температуры нефти при различных расходах нефти

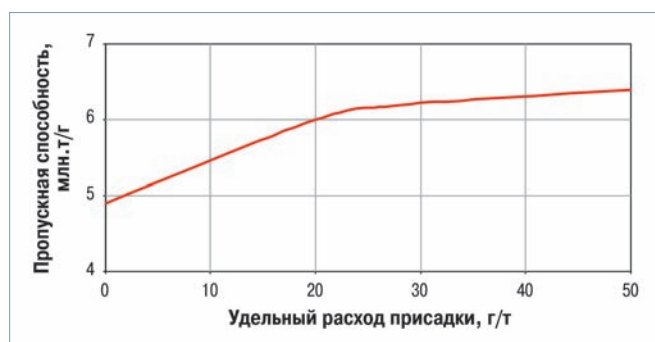


Рис. 3. Зависимость максимальной пропускной способности нефтепровода от удельного расхода АТП

держании определенного расхода, так как эта зона попадает в диапазон чисел Рейнольдса, определяющий эффективность присадки. Следовательно, при расходе нефти 600 м³/ч и более присадка будет работать эффективно вне зависимости от времени года.

На рис. 3 приведена зависимость пропускной способности трубопровода Q от удельного расхода присадки C_{АТП}, полученная по результатам ОПИ. Анализ этой зависимости показывает, она с достаточной точностью описывается известной формулой [2]

$$Q_0 = Q_0 \cdot \sqrt{\frac{A + BC_{АТП}}{A + (B-1)C_{АТП}}}, \quad (3)$$

где Q₀ = 4,9 млн. т/год – пропускная способность трубопровода без использования АТП; A = 19,613; B = 2,025.

Выводы

1. Использование антитурбулентных присадок позволяет повысить пропускную способность нефтепровода, перекачивающего тяжелые нефти, на 17-31 % при удельном расходе присадки 20-50 г/т нефти.
2. Эффективное действие присадок может быть достигнуто при сравнительно небольших числах Рейнольдса (5000-13000).

Список литературы

1. Al-Sarkhi A. Drag reduction with polymers in gas-liquid/ liquid-liquid flows in pipes: a literature review//Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2 (2010). – P. 41-48.
2. Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1986. – 144 с.



Россия, 125047, Москва, ул. Чайнова, 7
 тел.: +7 (495) 730 6601, факс: +7 (495) 730 6602
 www.grouphms.ru

ОАО «Группа ГМС»

- разрабатывает и производит насосное и блочно-модульное оборудование для нефтегазовой промышленности, тепловой и атомной энергетики, водного хозяйства и других отраслей промышленности. Как поставщик комплексных решений ОАО «Группа ГМС» оказывает инженеринговые и строительные услуги по сооружению технологических объектов «под ключ».