

Литература

1. Планируемое разведка, разработка, обработка и использование железной руды до 2020 года, в видение 2030 / Тай Нгуен провинциальный промышленности и торговли отделов – провинция Тай Нгуен, 9.2015 – 125 с.
2. Тема: Товарные железной руды торговли положение, стального лома и заготовки первый квартал / 2014 Вьетнама и прогноз – Министерство промышленности и торговли – Информационный центр промышленности и торговли – Ханой, 2011 – 145с.
3. Журнал, рупором промышленности и торговли Вьетнама. [Электронный ресурс] <http://www.tapchicongthuong.vn/>. Режим доступа: – свободный – Заглу С экрана (дата обращения 25.11.2015).

**ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ  
ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В НЕФТЕПРОВОДАХ**

**П. О. Дедеев**

Научные руководители, профессор С. Н. Харламов, доцент И. В. Шарф  
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*

Обозначенная, Правительством РФ политика энергосбережения, и внедрения энергоэффективного оборудования, актуализирует поиск путей решения, оптимальных с технической и экономической точек зрения. На магистральных и промысловых нефтепроводах одним из таких методов является использование *противотурбулентных присадок* (далее – ПТП), которые отличаются простотой использования, несложностью вспомогательного оборудования и высокой эффективностью.

Однако в условиях санкционного давления и макроэкономической нестабильности приобретение данной продукции зарубежного производства является экономически нецелесообразным. Отечественные химические заводы активно осваивают промышленное производство данного продукта, а интерес предпринимателей и транспортирующих организаций определён политикой импортозамещения и экономической эффективностью использования полимеров для транспорта углеводородного сырья. В то же время промышленность сталкивается с проблемами отсутствия точных методик расчета оптимальной концентрации присадки, неполноты имеющейся нормативной документации и неоднозначности экономического анализа рентабельности применения ПТП.

*Цель проведенного исследования – поиск метода предварительной оценки технико-экономического эффекта от применения ПТП на магистральных и промысловых нефтепроводах.*

**Применения ПТП в технических задачах**

Широкое применение ПТП, в частности, такими компаниями, как CONOCO, Phillips, Миррико, Master Chemicals Nalco Champion, обусловлено эффектом Томса, который заключается в снижении гидравлического трения при добавлении полимера [3]. Как следствие, ПТП используются при бурении в качестве добавочного агента в буровых растворах, при истечении воды из пожарных шлангов, при транспорте нефти, нефтепродуктов и газового конденсата

Можно показать [1-2, 7-10], что применение ПТП ведёт к: увеличению производительности перекачки при неизменном перепаде давления на участке трубопровода (максимально зафиксированное – на 60 %); снижению рабочего давления при обеспечении постоянного расхода (максимум – на 45 %); увеличению производительности лунинга при ремонте основного трубопровода (максимально зафиксированное – на 60 %); получению прибыли от увеличения пропускной способности трубопровода (например, присадка Necadd-447 на магистральном нефтепродуктопроводе «Уфа - Западное направление» позволила увеличить экономический эффект на 336,625 тыс.руб/сут по состоянию на 2006 г.); снижению энергозатрат, в том числе уменьшению нагрузки на электропривод нефтеперекачивающих агрегатов (присадка M-FLOWTREAT на трубопроводе «Уренгой - Сургут» с концентрацией 10 г/т позволила увеличить производительность ГНПС на 25%). Использование ПТП в таких случаях, позволяет достичь технологических и экономических успехов: снижение расходов электроэнергии на перекачку на 40% вплоть до демонтажа ПС (перекачивающей станции) [8].

**Оценка технической экономии от использования ПТП и методы определения их предельной стоимости**

Опишем техническую экономию при использовании ПТП в нефтепроводе, оснащённом магистральными насосными агрегатами (далее – МНА). Такая экономия выражается зависимостью (1), приведённой в работах инженеров отдела математического моделирования ОАО «Гипротрубопровод» [6].

$$\mathcal{E}_{mex} = n \cdot k \cdot \Delta W \cdot t \quad (1)$$

Где  $\mathcal{E}_{mex}$  кВт·ч, – техническая экономия электроэнергии,  $\Delta W$ , кВт – уменьшение потребляемой ПС мощности при вводе ПТП,  $t$ , ч – время работы технологической установки при определенной постоянной производительности,  $n$  – количество перегонов, на которых вводится ПТП,  $k$  – количество отключаемых МНА (вводится опционально, может и не присутствовать в выражении). Экономический эффект выражается в получении экономии денежных средств  $\mathcal{E}_o$ , руб.

$$\mathcal{E}_o = \mathcal{E}_{mex} \cdot S \quad (2)$$

Где  $S$ , руб/кВт·ч – это стоимость электроэнергии в регионе для промышленных предприятий в конкретном регионе, либо эквивалентная стоимость производства энергии (дизельной электростанцией, газовой турбинной установкой, ветрогенератором, теплоэнергогенератором, гидрогенератором).

Из вышеупомянутого следует, что *экономически действие ПТП на поток в действующем нефтепроводе* проявляется в снижении затрат на перекачку транспортируемого сырья, а именно *в падении потребности электроэнергии*. Наибольшую экономическую эффективность ПТП продемонстрировали на системах, сталкивающихся со значительными неравномерностями потока сырья [6].

Основными потребителями ПТП являются транспортирующие нефть и нефтепродукты общества. Руководству транспортирующих организаций, как правило, интересна не только техническая и экономическая выгода от применения ПТП, но и затраты на приобретение присадки. Максимально допустимую стоимость ПТП ( $M_s$ ) с позиции эксплуатирующей организации [6,9] можно определить следующим образом:

$$M_s = \frac{\mathcal{E}_0}{t \cdot n \cdot Q \cdot c \cdot \rho \cdot 3600 \cdot 10^3} \quad (3)$$

Где  $t, ч$  – время работы технологической установки при определенной постоянной производительности,  $Q, м^3/с$  – расход перекачиваемого сырья,  $c, г/кг$  – концентрация ПТП,  $\rho, кг/м^3$  – плотность сырья,  $3600 \cdot 10^3$  – пересчетный коэффициент.

Уравнение (3) выражает стоимость через объемный/массовый расход сырья в трубопроводе, а также через параметры сырья и присадки. Но данное выражение может быть преобразовано к виду (5) с использованием зависимости (1) и выражений для напорной характеристики станции (4):

$$\Delta W = \frac{Q \cdot H_{MNA}(Q) \cdot \rho \cdot g}{\eta^n(Q) \cdot \eta^{0e} \cdot 10^3} \quad (4)$$

$$M_s = \frac{k \cdot S \cdot H_{MNA}(Q) \cdot g}{\eta^n(Q) \cdot \eta^{0e} \cdot c \cdot 3600 \cdot 10^3} \quad (5)$$

В приведенных выражениях  $\eta^n$  – номинальный коэффициент полезного действия агрегата,  $\eta^{0e}$  – коэффициент полезного действия двигателя,  $H_{MNA}, м$  – напор магистрального насосного агрегата.

Выражение (5) позволяет анализировать поведение транспортирующей компании, но для нахождения оптимальной концентрации ПТП *для обеспечения максимальной экономической выгоды необходимо ввести функциональную зависимость, выражающую эффективность действия* присадки на поток в нефтепроводе в зависимости от её концентрации.

В инженерной практике для выражения полезного действия ПТП вводят функцию эффективности  $\Psi(c)$ . В некоторых работах [10] эффективность присадки определяют как зависимость от падения напоров станции (3).

$$\Psi(c) = \frac{H(Q) - H^{ПТП}(Q)}{H(Q)} \quad (6)$$

Где  $\Psi(c)$  – эффективность действия присадки;  $H(Q), м$  – напор до ввода присадки в нефтепровод;  $H^{ПТП}(Q), м$  – напор после ввода присадки в нефтепровод.

Зависимость (6), может быть использована, только после проведения промышленных испытаний конкретной ПТП. Это уравнение не может быть использовано для другого типа присадки и иной нефтеперекачивающей системы. Пока не получена аналитическая теория, пригодная для инженерного расчета, следует пользоваться полуэмпирическими зависимостями, получаемыми в лабораторных условиях. Итоговые соотношения могут иметь разный конечный вид, например, вид (7):

$$\Psi(c) = \sum_{i=1}^n C_i \cdot c^i \quad (7)$$

В этом случае эффективность присадки определяется как полином. Исследование функции (7) на экстремум в сочетании с анализом (5) и (2) позволит найти оптимальное значение концентрации и стоимости присадки, а также максимальную экономию для конкретной системы.

#### Заключение

Обобщая вышесказанное, следует заметить следующее. Наиболее перспективные и экономически выгодные случаи применения ПТП: трубопроводные системы с неравномерностью притоков/оттоков, среди которых выделяют старые системы, требующие демонтажа перекачиваемых элементов, новостроящиеся нитки с пиком перекачки в 5-7 лет и общим циклом загрузки 30 лет. Но отсутствие методики расчета оптимальной концентрации ПТП определяет необходимость проведения научных исследований и оснащения проектных институтов экспериментальными стендами, а неполнота нормативной документации требует совместной работы эксплуатирующих организаций и государственных контрольных органов.

#### Литература

1. Bogdevičius Marijonas, Janutėnienė Jolanta, Didžiokas Rimantas and others/ Mathematical modeling of oil transportation by pipelines using anti-turbulent additives // Journal of Vibroengineering; March 2013, Vol. 15 Issue 1, p419.
2. Burger, E. D., Munk, W. R., and Wahl, H. A. (1982). *Flow increase in transAlaska pipeline through use of polymeric drag-reducing additive.* // JPT 377–386.
3. Toms B.A. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers // In Proceedings of the 1st International Congress on Rheology. V. 2. North Holland, 1949. – P. 135–141.
4. Lumley J.L., Drag reduction by additives // Annu. Rev. Fluid Mech. 1 (1969) 367–384.
5. Virk P. S. Drag reduction fundamentals // AIChE Journal Volume 21, Issue 4 July 1975 Pages 625–656

6. Бархагов А.Ф. Настепанин П.Е. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов – №3(15) 2014 стр. 18 – 26
7. Коновалов К.Б., Несын Г.В., Полякова Н.М., Станкевич В.С. Разработка технологии и оценка эффективности производства антитурбулентной присадки суспензионного типа/ Вестник науки Сибири. 2011. № 1 (1). – <http://sjs.tpu.ru/journal/article/view/33>
8. Мут, Ч. и др. Применение специальных присадок с целью снижения затрат по эксплуатации трубопроводов // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1986. – № 7. – С. 60–62.
9. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».
10. Тарасов М.Ю., Южаков И.С., Классен В.В. Промысловые исследования антитурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих тяжелые нефти/ Нефтяное хозяйство, трубопроводный транспорт нефти: 10/2011, стр.117-119.

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕФТИ В РОССИИ И КАЗАХСТАНЕ

**В. В. Дребот, Е. А. Ворожейкина**

Научный руководитель, М. Р. Цибульникова, Д. В. Салата

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нефтедобыча является одной из определяющих отраслей экономики для многих стран и повсеместно подлежит налогообложению. Налог на добычу полезных ископаемых в Российской Федерации введен в действие с принятием 26 главы Налогового кодекса с 1 января 2002 г. В качестве налогоплательщика НДС выступают индивидуальные предприниматели, а также организации, добывающие полезные ископаемые на основании лицензии на право пользования недрами.

В Казахстане всегда уделялось и уделяется большое внимание налогообложению недропользователей, с целью получения максимальных поступлений в государственный бюджет с одновременным обеспечением приемлемого уровня дохода самих недропользователей. Особенность системы налогообложения недропользователей определена Конституцией Республики Казахстан, в соответствии с которой право собственности на полезные ископаемые, находящиеся в недрах, принадлежит только государству, что соответствует международным принципам налогообложения доходов от добычи полезных ископаемых. За короткий период определены основные принципы налогообложения нефтяного сектора и сформирована законодательная база. Вместе с тем, для дальнейшего развития нефтяной отрасли, а также для решения задачи, поставленной Президентом Республики Казахстан Н.А. Назарбаевым, по вхождению республики в 50 наиболее конкурентоспособных государств мира, весьма актуальным является изучение и использование опыта налогообложения ведущих нефтедобывающих стран мира[2].

Закон «О недрах и недропользовании» содержит законодательную базу по предоставлению, использованию, переуступке или прекращению прав недропользователя. Согласно Налоговому кодексу, условия уплаты налогов и других обязательных платежей, связанных с операциями недропользования в Республике Казахстан, могут устанавливаться только Налоговым кодексом. Такие условия налогообложения не могут определяться отдельными соглашениями с правительством[3].

В Республике Казахстан налогообложение недропользователей, исходя из основных видов контрактов на недропользование, разделяется на две модели: 1) СРП – соглашение о разделе продукции; 2) НСП – налог на сверхприбыль. Первая модель относится к контрактам на предоставление сервисных услуг и контрактам о совместной деятельности и предусматривает уплату недропользователями всех видов налогов и других обязательных платежей, установленных законодательством Республики Казахстан (РК). [4].

Сравним величины налогового вычета при добычи сырой нефти в Казахстане и России. Допустим, в Казахстане некоей компанией, являющейся недропользователем, было добыто в 1 квартале 2014 года сырой нефти в размере 150 000 тонн. Из данного объема добытой сырой нефти 80 000 тонн реализовано на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) по цене 35 000 тенге (7446,8руб.) за 1 тонну нефти, 5 000 тонн использовано на собственные нужды, остальной объем был реализован. Производственная себестоимость добытой сырой нефти по данным бухгалтерского учета составила 30 000тенге (6250руб.) на 1 тонну нефти. Мировая цена за 1 квартал 2014 года составила 18 400 тенге (3833,3руб.) за 1 баррель нефти. Коэффициент перевода в баррели составил 7,2314. Так как планируемый объем добычи на 2014 года составляет 450 000 тонн, т. е. менее чем 500 000 тонн, ставка налога составила 7 %. Для объема нефти, реализованного на нефтеперерабатывающий завод и объема, использованного на собственные нужды ставка налога применяется с понижающим коэффициентом 0,5 (статья 332 п.2 налогового Кодекса республики Казахстан), таким образом ставка составит  $7\% \cdot 0,5 = 3,5\%$ . Расчет НДС: сумма НДС на сырую нефть за 1 квартал 2014 года, составит 708 662 808 тенге (147 638 085 руб. по курсу на 2014 год)

708 622808 тенге = 146 638 085 руб.

Согласно порядку, установленному в ст. 342 НК РФ порядку, найдем величину налогового вычета при добыче нефти в таком же объеме (150 000 тонн) в России. Средний коэффициент мировых цен на нефть Кц