

УДК 532.542

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ, ОСНАЩЕННЫХ САРД НА БАЗЕ МНА С ЧРП

Ключевые слова: ПТП, эффективная вязкость, ЕСУ, деструкция.

В статье рассматриваются особенности расчета технологических режимов перекачки нефти с применением противотурбулентной присадки для нефтепровода, оснащенного Единой автоматизированной системой управления, а также насосными агрегатами с частотно-регулируемым приводом. Приводится ряд задач, которые возможно решить применением противотурбулентных присадок. Особое внимание уделено безопасности переходного процесса, связанного с заполнением нефтепровода противотурбулентной присадкой, с точки зрения не превышения уставок защит линейной части по избыточному давлению. Указывается на необходимость совершенствования нормативно-технической документации в части методик и порядка расчета, стационарных и переходных процессов с учетом ввода противотурбулентной присадки, а также освоения новых программных средств расчета гидравлических процессов, позволяющих в требуемом объеме моделировать влияние противотурбулентных присадок на перекачку нефти.

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов относится к капиталоемким отраслям промышленности, где наибольший удельный вес в структуре затрат занимает амортизация основных фондов. Второе место занимают отчисления за потребляемую электроэнергию. Энергетические затраты на перекачку, связанные с работой

насосных агрегатов, составляют 93–95 % от всего энергопотребления магистрального нефтепровода (МН). В 2011 г. издержки на электроэнергию по системе ОАО «АК «Транснефть» составили ориентировочно 20 % от всех затрат. По официальным данным, за первые три месяца 2012 г. затраты на электроэнергию в ОАО «АК «Транснефть» соста-

П.Е. Настепанин

начальник Управления автоматизации трубопроводного транспорта
ОАО «Гипротрубопровод»,
г. Москва
NastepaninPE@gtp.transneft.ru



К.А. Евтух

начальник отдела математического моделирования
ОАО «Гипротрубопровод»,
г. Москва
EvtukhKA@gtp.transneft.ru



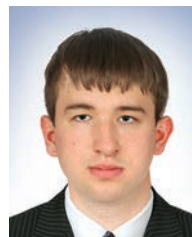
Е.С. Чужин

руководитель группы отдела математического моделирования
ОАО «Гипротрубопровод»,
г. Москва
ChuzhinovES@gtp.transneft.ru



А.Ф. Бархатов

инженер 1-й категории
отдела математического моделирования
ОАО «Гипротрубопровод»,
аспирант Томского политехнического
университета,
г. Москва
BarkhatovAF@gtp.transneft.ru



вили 8558 млн руб. [1]. Третье место занимают издержки, связанные с техническим обслуживанием, ремонтом и заменой оборудования нефтеперекачивающих станций (НПС) и линейной части (ЛЧ) МН.

Снижение удельного электропотребления при транспорте нефти и нефтепродуктов является одним из приоритетных направлений в рамках Государственной программы РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики» [2] и программы стратегического развития ОАО «АК «Транснефть» на период до 2020 г. В масштабах ОАО «АК «Транснефть» уменьшение издержек на электроэнергию на 1 % позволит получать экономических эффект за три месяца в размере не менее 86 млн руб. по опыту 2012 г. [1].

Одним из способов снижения издержек на электроэнергию, техническое обслуживание и ремонт ЛЧ в трубопроводном транспорте

нефти и нефтепродуктов является применение противотурбулентных присадок (ПТП).

Применение ПТП может быть целесообразно при решении следующих задач:

- увеличение пропускной способности (ПС) существующих МН без строительства дополнительных НПС, лупингов, реконструкции ЛЧ МН, НПС и т.д.;

- снижение энергопотребления при сохранении прежней производительности МН;

- снижение нагрузки на ЛЧ МН и технологическое оборудование НПС за счет уменьшения рабочих давлений с сохранением производительности МН и, как следствие, повышении надежности эксплуатации МН [3];

- понижение рабочих давлений в секциях труб с сохранением прежней производительности перекачки для проведения ремонтных работ (установка ремонтных муфт и т.д.) без остановки перекачки [3].

В руководящем документе [3] со ссылкой на первоисточник [4] указывается, что принцип действия ПТП основан на гашении высокочастотных поперечных пульсаций и увеличении толщины вязкого подслоя. Несмотря на большой объем исследований, связанных с применением ПТП в мировой практике, вопрос объяснения принципа действия ПТП до сих пор является предметом дискуссий в научном сообществе.

На сегодняшний день в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов накоплен значительный опыт применения ПТП [3, 5–8]. Первые промышленные испытания ПТП были проведены на Трансаляскинском МН в 1979 г. фирмой Trans Alaska Pipeline System (TAPS) с целью увеличения пропускной способности МН. В России впервые ПТП испытывали в 1985 г. на конечном пункте МН Лисичанск – Тихорецк, в 1991 г. на МН Александровское – Анжеро-Судженск и в 1993 г. на МН Тихорецк – Новороссийск [9].

Применение ПТП с учетом всего спектра обозначенных задач в ОАО «АК «Транснефть» является перспективным направлением, в том числе на уникальной в своем роде трубопроводной системе

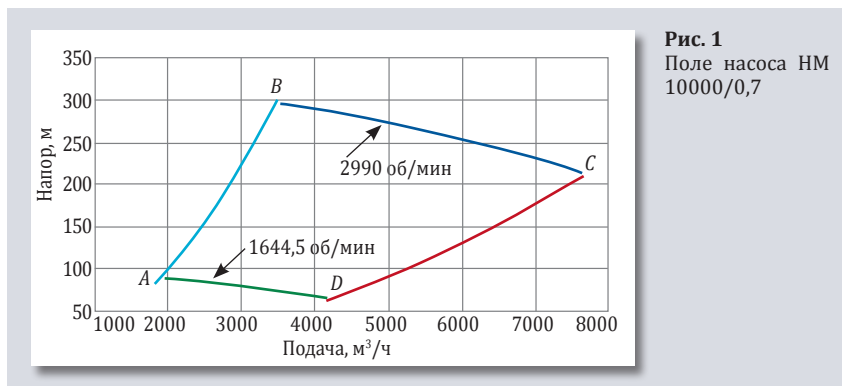


Рис. 1
Поле насоса НМ
10000/0,7

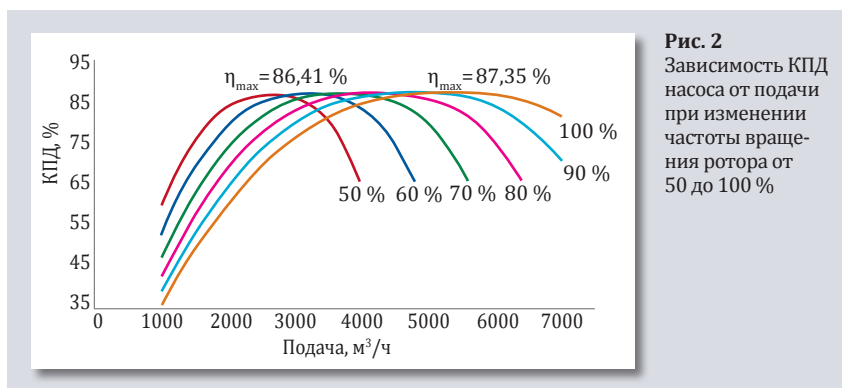


Рис. 2
Зависимость КПД
насоса от подачи
при изменении
частоты вращения
ротора от 50 до 100 %

Восточная Сибирь – Тихий океан (ТС ВСТО). ТС ВСТО имеет стратегическое значение в масштабах страны. ТС ВСТО решает следующие задачи:

- обеспечение поставок нефти на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона (Китай, Япония, США, Сингапур и т.д.);

- развитие нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока и т.д.

Применение ПТП на ТС ВСТО

Техническими особенностями ТС ВСТО-1 являются:

- оснащение верхнего уровня управления Единой автоматизированной системой управления (ЕСУ) [10];

- применение частотно регулируемого привода (ЧРП) магистральных насосных агрегатов (МНА).

ЕСУ обеспечивает безопасное автоматизированное управление и автоматическую защиту ТС в части непрерывного контроля параметров перекачки нефти и состояния технологического оборудования НПС.

Применение ЧРП МНА на ТС ВСТО-1 позволяет:

- организовать широкий диапазон подач МНА (от Q_A до Q_C) в пределах поля насоса ABCD (рис. 1) при частотном регулировании;

- осуществлять плавный пуск и переход между режимами за счет частотного регулирования количества оборотов ротора насоса при изменении частоты питающего напряжения, подводимого к электродвигателю МНА;

- МНА работает на любом напоре для заданной подачи в пределах поля насоса ABCD (рис. 1). Из рис. 1 видно, что при малых и больших подачах диапазон возможных напоров насоса очень узкий.

ЧРП является более экономичным способом частотного регулирования по сравнению с гидромуфтой, применяемой на ТС ВСТО-2. При частотном регулировании максимальный КПД насоса уменьшается на 1–2 % (рис. 2) вне зависимости от типа привода. КПД современных преобразователей частоты (ПЧ) лежит в диапазоне от 96,5 до 98,5 % [11]. При изменении частоты вращения ротора электродвигателя от 100 до 55 % КПД ПЧ уменьшается не более чем на 1–1,5 %. КПД гидромуфты, применяемой на ТС ВСТО-2, при изменении частоты

Рис. 3

Разность между мощностью, потребляемой тремя МНА с ЧРП, и мощностью, потребляемой двумя МНА с ЧРП при фиксированной подаче 4000 м³/ч

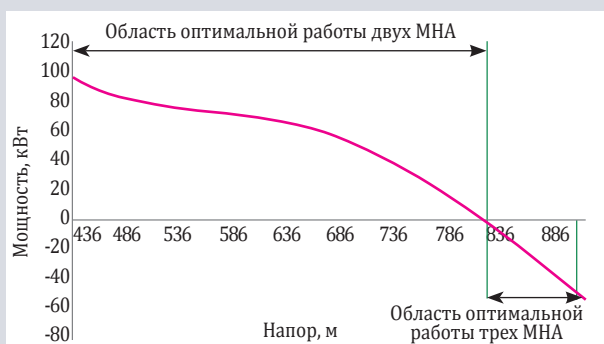
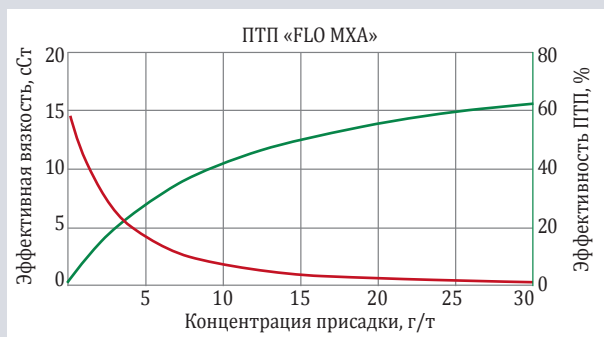


Рис. 4

Зависимость расчетной эффективной вязкости и эффективности ПТП от концентрации ПТП в нефти



вращения ротора от 100 до 60 % уменьшается с 97 до 53 %.

Важной особенностью МНА с ЧРП является возможность оперативного изменения производительности нефтепровода для обеспечения выполнения посуточного графика движения нефти как с изменением, так и без изменения схемы работы МНА. Оптимальная комбинация МНА с ЧРП с точки зрения энергопотребления для обеспечения заданного по режиму напора и производительности НПС определяется путем сравнения потребляемой станцией мощности для различных комбинаций МНА с ЧРП с учетом КПД насоса, КПД ПЧ, КПД электродвигателя и т.д. В качестве примера (рис. 3) представлена зависимость разности между потребляемой мощностью тремя МНА с ЧРП и мощностью, потребляемой двумя МНА с ЧРП при фиксированной подаче 4000 м³/ч. На рис. 3 видно, что при напоре от 436 м до 821 м экономически целесообразно осуществлять перекачку двумя МНА с ЧРП, при напоре от 821 м до 915 м – тремя МНА с ЧРП. Расчеты, выполненные для оптимизации электропотребления на НПС с ЧРП, свидетельствуют, что экономия электроэнергии при обеспечении

оптимальной комбинации работающих МНА с ЧРП на НПС может достигать 1–3 %.

Широкий спектр возможностей МНА с ЧРП позволяет в полной мере повысить энергоэффективность перекачки нефти совместно с применением ПТП, так как позволяет непрерывно изменять подачу и переходить на более энергосберегающий режим перекачки за счет изменения частоты вращения ротора МНА в широком диапазоне возможных производительностей МН.

Именно поэтому на втором этапе строительства ТС ВСТО-1 рассматривались варианты применения ПТП для:

- увеличения ПС технологического участка (ТУ) НПС «Тайшет» – НПС «Талакан»;
- снижения энергопотребления на ТС ВСТО-1 за счет уменьшения напоров МНА.

Для различных вариантов применения ПТП на ТС ВСТО-1 должны быть использованы различные алгоритмы ввода ПТП.

При повышении ПС ТУ для превышения уставок защит ЛЧ при переходном процессе, связанном с вводом ПТП, присадку необходимо вводить в следующей последовательности:

1) производится ввод ПТП на лимитирующем участке(ах);

2) повышается уставка регулирования давления на выходе головной НПС.

ПТП снижает гидравлическое сопротивление участка(ов), что при сохранении перепада давлений на границах участка(ов), обеспечиваемого ЧРП, приводит к росту производительности на всем нефтепроводе. При постепенном заполнении участка(ов) ПТП наблюдается характерный процесс излома эпюры напоров (линии гидравлического уклона) на границе участков с различными гидравлическими сопротивлениями, вызванными действием ПТП, а также увеличение частоты вращения ротора МНА промежуточных НПС вниз по потоку, на которых не осуществляется ввод ПТП.

Концентрация ПТП для увеличения ПС ТУ на заданную величину определяется расчетным путем. Для перехода на прежнюю ПС ТУ без ввода ПТП необходимо:

1) понизить уставку регулирования давления на выходе головной НПС;

2) прекратить ввод ПТП на лимитирующем участке(ах).

Для варианта уменьшения энергопотребления ТС ВСТО-1 необходимо обеспечить снижение напоров, развиваемых МНА с ЧРП. Уставка регулирования давления на выходе головной НПС определяется из требуемой производительности с учетом действия ПТП на гидравлическое сопротивление участка. ПТП вводится на тех участках, где требуется снижение напора. Экономический эффект от снижения энергопотребления при вводе ПТП определяется разностью между сэкономленной электроэнергией в стоимостном выражении (руб.) и затратами (руб.) на ввод ПТП. В структуру затрат на ввод ПТП входит стоимость ПТП и эксплуатационные затраты (амортизация, ремонт и обслуживание установок по вводу ПТП). Подробно задача определения области экономической целесообразности применения ПТП для повышения энергоэффективности перекачки нефти рассмотрена в работе [12].

Для выбора типа ПТП для применения на ТС ВСТО были выполнены натурные испытания

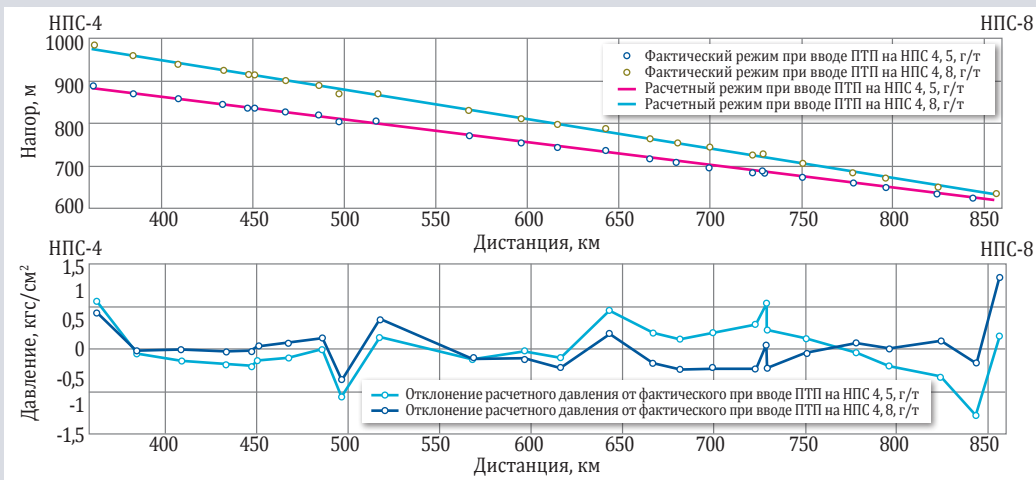


Рис. 5 Отклонение расчетного давления от фактического при вводе ПТП FLO MXA на НПС-4 линейного участка НПС-4 – НПС-8 ТС ВСТО-1

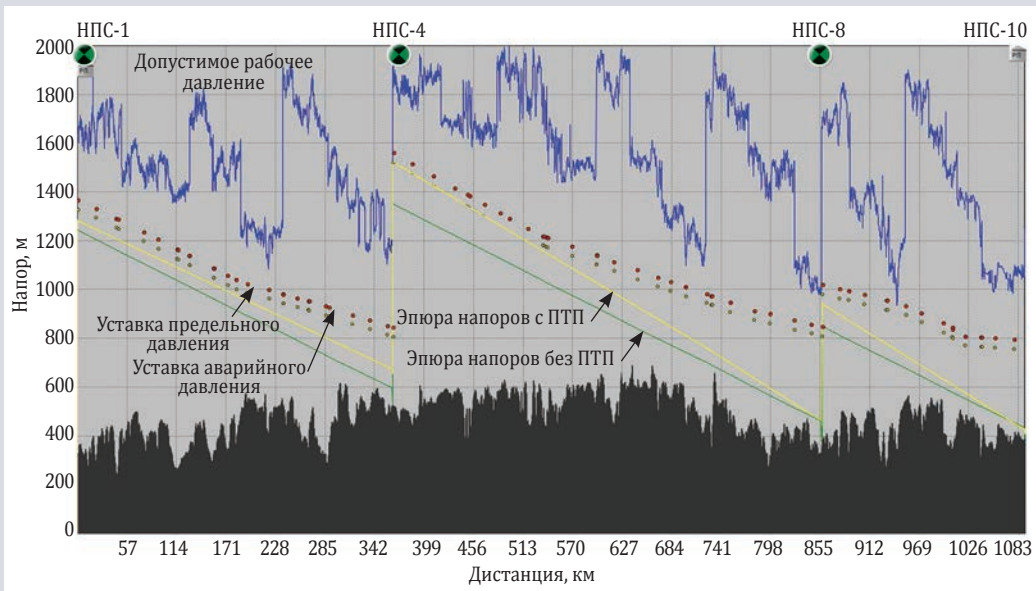


Рис. 6 Расчетная эпюра напоров без ПТП и с вводом ПТП на НПС 1, 4, 8 ТС ВСТО-1 для увеличения пропускной способности технологического участка

эффективности ПТП различных производителей («КолтекПТН3170», FLO MXA). Программа и методика испытаний ПТП на ТУ «Тайшет – Талакан» ТС ВСТО-1 разработана ООО «НИИ ТНН» совместно с ОАО «Гипротрубопровод» и ООО «Востокнефтепровод». Алгоритмы ЕСУ ТС ВСТО с использованием программных средств математического моделирования разработаны отделом математического моделирования ОАО «Гипротрубопровод» на этапе проектирования. На основании данных алгоритмов разработаны требования к объему автоматизации технологического процесса перекачки нефти по ТС ВСТО-1, которые изложены в ОР-35.240.01-КТН-197-12.

Ввод ПТП на гидравлическом участке может быть описан моделью вытеснения нефти в МН нефтью с эффективной вязкостью $\nu_{эфф}$. Характеристикой ПТП является ее эффективность Ψ , которая позволяет рассчитать снижение коэффициента гидравлического сопротивления. Так, в соответствии с [3] эффективность определяется по

$$\Psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_r}{\lambda_0} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\Delta H_r \cdot Q_B^2}{\Delta H_0 \cdot Q_r^2} \right) \cdot 100\% \quad (1)$$

где λ_r , λ_0 – коэффициенты гидравлического сопротивления при течении нефти с ПТП и без нее; ΔH_r , ΔH_0 – потери напора на трение на участке от НПС до НПС при течении нефти с ПТП и без нее, м; Q_r , Q_B – расход нефти с ПТП и без нее, м³/с [3].

Коэффициенты гидравлического сопротивления λ_r , λ_0 нефти с ПТП и без нее при проведении опытно-промышленных испытаний (ОПИ) для оценки эффективности ПТП определяются, как правило, при постоянной производительности [13].

Эффективность ПТП зависит от концентрации ПТП в растворе и описывается кривой эффективности ПТП. На рис. 4 представлена паспортная (заводская) кривая эффективности ПТП FLO MXA.

Для проведения расчетов на существующих программных комплексах с вводом ПТП используют расчетную эффективную вязкость, которая для зоны гидравлически гладких труб при постоянной производительности

Рис. 7

Расчетная эпюра напоров без ПТП и с вводом ПТП на НПС 4, 8 ТС ВСТО-1 для обеспечения постоянной пропускной способности нефтепровода и снижения напоров станций (вариант снижения энергопотребления за счет ввода ПТП)

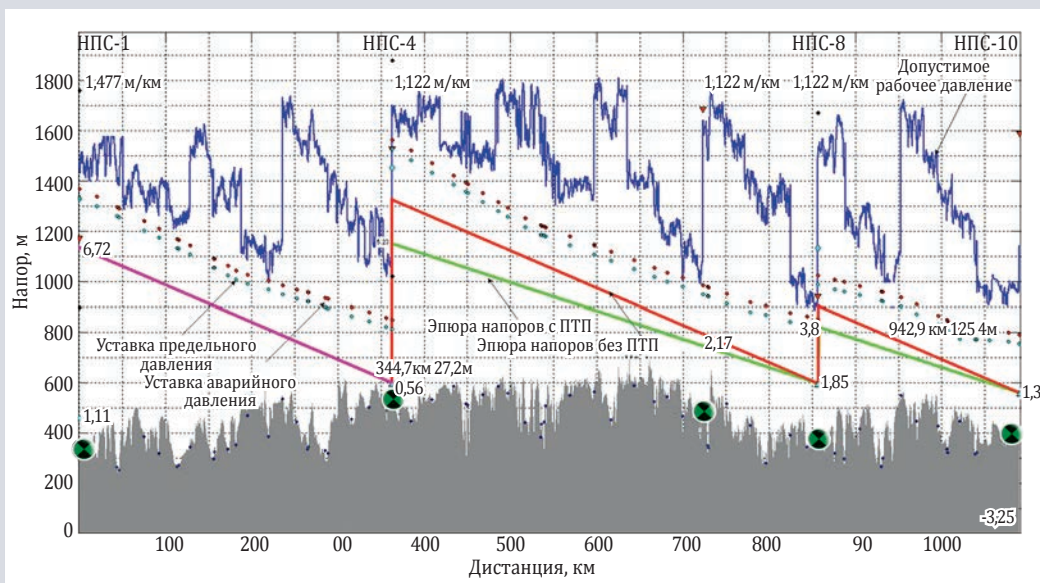
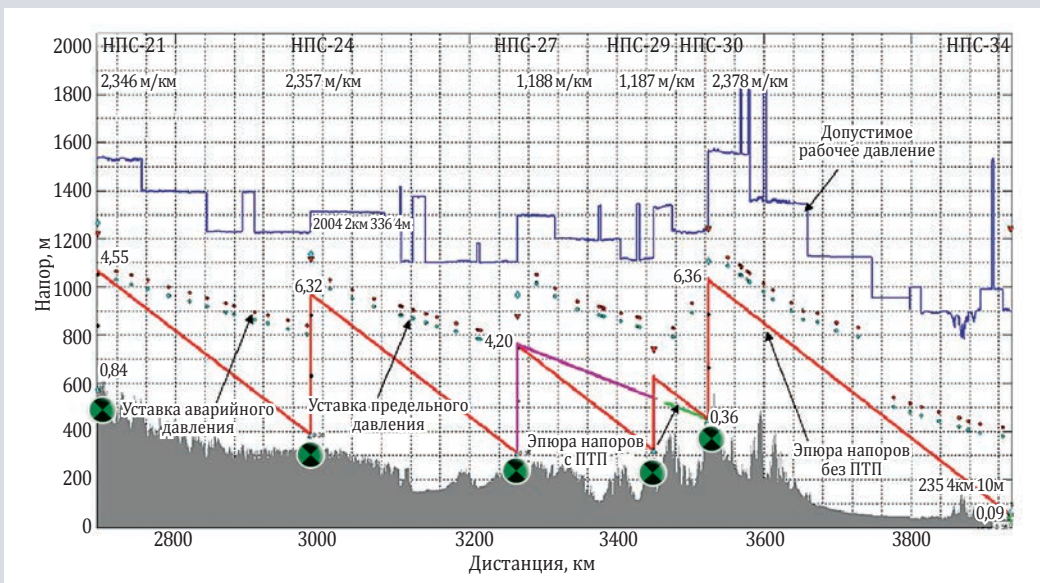


Рис. 8

Расчетная эпюра напоров без ПТП и с вводом ПТП на НПС-27 для восполнения производительности при аварийном отключении НПС-29 ТС ВСТО-2



определяется с учетом (1) из соотношения

$$v_{эфф.} = v \cdot \left(1 - \frac{\Psi}{100}\right)^4, \quad (2)$$

где v – вязкость нефти до ввода ПТП, сСт; Ψ – эффективность ПТП, %.

Эффективная вязкость формально может быть использована для расчета гидравлических параметров среды в любом режиме трубопроводной транспортировки при корректном выборе зависимости эффективности ПТП. Если кривая эффективности получена при постоянном давлении, то необходима корректировка зависимости (2) пу-

тем применения формулы приведения к постоянному расходу [13].

После определения эффективной вязкости расчет технологических режимов перекачки с вводом ПТП может осуществляться с помощью существующих программных комплексов, не имеющих в составе средств моделирования ПТП, но обладающих возможностью задания реологических свойств нефти на участке от НПС до НПС. Расчетная эффективная вязкость может быть использована для расчета переходных процессов, связанных с замещением чистой нефти нефтью с ПТП.

В соответствии с указанным подходом были выполнены расчеты технологических режимов ТС ВСТО-1 перед проведением ОПИ ПТП. Анализ ОПИ ПТП на линейном участке от НПС-4 до НПС-8 ТС ВСТО-1 показал, что отклонение расчетных давлений от фактических при вводе ПТП FLO MXA на НПС-4 при дозировке 5 г/т и 8 г/т на отдельных точках контроля достигают $\pm 1,25 \text{ кгс/см}^2$, среднее отклонение по участку не превышает $\pm 0,5 \text{ кгс/см}^2$ (рис. 5). Деструкция ПТП при ОПИ не проявлялась. При расчете стационарных режимов без ПТП на одном линейном участке от НПС до НПС отклонение расчетных

давлений от фактических в зависимости от погрешности исходных данных не превышает $\pm 0,3$ кгс/см².

Следует отметить, что предлагаемый подход к расчету течения нефти с ПТП не позволяет учесть процессы, связанные с деструкцией (разрушением) ПТП, и, как следствие, снижение ее эффективности по трассе МН, изменением эффективности ПТП в различном диапазоне температур транспортируемой нефти и т.д. Деструкция ПТП наблюдается при прохождении нефти с ПТП через насосы, большое количество местных гидравлических сопротивлений (камеры пуска и приема средств очистки и диагностики, узлы регулирования давления, задвижки и т.д.) и т.д. Для моделирования перекачки нефти с учетом деструкции ПТП необходимо прибегать к помощи специальных программных средств.

В качестве примера были рассчитаны технологические режимы ТС ВСТО на ПК Cassandra в соответствии с вышеуказанным подходом. ПК Cassandra не учитывает эффекты, связанные с деструкцией ПТП.

Для варианта увеличения ПС ТУ НПС «Тайшет» – НПС «Талакан», например, на $\Delta Q = 1134$ м³/ч необходимо обеспечить эффективность ПТП 42 % при вводе не менее 10 г/т ПТП FLO MXA на НПС 1, 4, 8 (рис. 6).

Для варианта снижения энергопотребления при сохранении постоянной производительности технологического участка расчетная эпюра напоров ТС ВСТО-1 с вводом ПТП на НПС 4, 8 представлена на рис. 7. Указанное условие достигается при эффективности ПТП 20 %, при вводе ≈ 3 г/т ПТП FLO MXA на НПС-4 и НПС-8. Снижение энергопотребления составляет 16,8 %. Расчеты для различных концентраций ПТП FLO MXA показали, что за счет ввода ПТП возможно обеспечить снижение энергопотребления от 12 до 46 %.

Одним из возможных практических применений ПТП является оперативное восполнение требуемого грузопотока в период вывода НПС в ремонт или ее остановки при потере питания (на длительный срок). В каче-

стве примера выполнен расчет режима ТС ВСТО-2 (рис. 8) с вводом ПТП на участке от НПС-27 до НПС-30 на период осуществления перекачки без НПС-29 (на случай потери электроснабжения). Расчетная эффективность снижения гидравлического сопротивления с вводом ПТП на НПС-27 ТС ВСТО-2 составляет 49,4 %, что соответствует концентрации ≈ 14 г/т для присадки FLO MXA.

Следует отметить, что при вводе ПТП на ТС ВСТО вне зависимости от решаемой задачи (увеличение ПС, снижение энергопотребления и т.д.) защита

нефтепровода непрерывно обеспечивается средствами ЕСУ для обеспечения безопасности протекания переходных процессов замещения чистой нефти нефтью с ПТП. Защита ЕСУ «Аварийное максимальное давление на линейной части» обеспечивает непрерывный контроль давления во всех точках контроля на ЛЧ (более 140 точек контроля) на предмет превышения уставок защиты (рис. 6–8), при наступлении условия срабатывания защиты выполняется автоматическая аварийная остановка перекачки нефти по технологическому участку.

Выводы

Таким образом, использование ПТП в технологическом процессе перекачки нефти неизбежно ставит задачи выполнения расчетов стационарных и переходных процессов по модифицированным методикам как на этапе проектирования МН, так и на этапе их эксплуатации. Для успешного решения подобных задач прежде всего требуется совершенствование отраслевой нормативно-технической базы определяющей методики и порядок проведения данных расчетов, а также освоения новых программных средств расчета гидравлических процессов, позволяющих в полном объеме моделировать влияние ПТП на перекачку нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ руководством ОАО «АК «Транснефть» финансового состояния и результатов деятельности группы ОАО «АК «Транснефть» за три месяца, закончившихся 31 марта 2013 года // ОАО «АК «Транснефть» [электронный ресурс]. URL: <http://www.transneft.ru/files/2013-06/pKcmQ4HgekV7M1B.pdf> (дата обращения: 20.06.2013).
2. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» // Министерство энергетики Российской Федерации. 2013 [электронный ресурс]. URL: <http://minenergo.gov.ru> (дата обращения: 20.05.2013).
3. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».
4. Белоусов Ю. П. Противотурбулентные ПТП для углеводородных жидкостей. Новосибирск: Наука, 1986. 143 с.
5. 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.
6. Иваненков В. В., Подливахин И. В. Опыт использования противотурбулентных присадок в ОАО «Юго-Запад Транснефтепродукт» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 4. С. 36–39.
7. Лурье М. В., Арбузов Н. С., Оксенгендлер С. М. Расчет параметров перекачки жидкостей с противотурбулентными присадками // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 2. С. 56–60.
8. Черников В. А., Челинцев Н. С. О совершенствовании методов определения эффективности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 1. С. 58–61.
9. Мастобаев Б. Н. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук «История применения химических реагентов и технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов». Уфа, 2003. 50 с.
10. Есаулов А. О., Текшева И. В. Моделирование систем управления нефтепроводами // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 2010. № 8. С. 63–65.
11. Лазарев Г. И. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок – эффективная технология энерго- и ресурсосбережения на тепловых электростанциях // Силовая Электроника. 2007. № 3. С. 41–48.
12. Ширяев А. М., Жолобов В. В., Ковардаков А. В. О применении химреагентов для повышения энергоэффективности магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 1. С. 70–77.
13. Особенности работы магистрального нефтепровода с применением противотурбулентной присадки / А. И. Гольянов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 2. С. 36–43.