DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-4-156-170
УДК 519.673

А.И. Гольянов (Научно-технический центр ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа, Российская Федерация), **А.А. Гольянов** (ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Российская Федерация), **С.Е. Кутуков** (Научно-технический центр ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа, Российская Федерация)

ОБЗОР МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

A.I. Golyanov (Scientific and Technical Center, Transneft R&D, LLC, Ufa, Russian Federation), **A.A. Golyanov** (Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation), **S.E. Kutukov** (Scientific and Technical Center, Transneft R&D, LLC, Ufa, Russian Federation)

REVIEW OF MAIN PIPELINES ENERGY EFFICIENCY ESTIMATION METHODS

Введение

Анализ данных ОАО «АК «Транснефть» показывает, что основные затраты при перекачке нефти по трубопроводам приходятся на электроэнергию. Таким образом, основным критерием эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов являются затраты электроэнергии. Принцип минимизации затрат электроэнергии на перекачку нефти должен соблюдаться на всем протяжении технологического цикла перекачки нефти, начиная с планирования режимов работы магистрального нефтепровода и заканчивая контролем фактических показателей перекачки нефти.

Цели и задачи

Цель - разработка методики расчета эффективности работы магистрального нефтепровода и магистрального насосного агрегата по результатам проведенного анализа научно-технической литературы в данной области.

Background

Analysis of the data of AK Transneft JSC shows that the main costs for the transfer of oil through pipelines fall on electricity. Thus, the main criterion for the efficiency of the main oil pipeline and trunk pump aggregates is the cost of electricity. The principle of minimizing the cost of electricity for pumping oil must be observed throughout the entire technological cycle of oil pumping, beginning with the planning of operating modes of the main oil pipeline and ending with the control of actual oil transfer rates.

Aims and Objectives

The aim is to develop a methodology for calculating the efficiency of the main oil pipeline and the main pump unit based on the results of the analysis of scientific and technical literature in this field.

Результаты

Проведен анализ научно-технической литературы в области оценки эффективности работы магистрального нефтепровода для разработки методики расчета эффективности работы магистрального нефтепровода и магистрального насосного агрегата.

Выявлены способы и подходы к оценке эффективности работы магистрального нефтепровода. Их анализ позволил выявить факторы, которые должны быть учтены для корректной оценки эффективности работы магистрального нефтепровода организации системы «Транснефть»:

- распределение грузооборота по магистральным нефтепроводам внутри организации системы «Транснефть»;
- изменение схемы перекачки нефти по магистральным нефтепроводам;
- реологические характеристики перекачиваемого продукта;
- время работы технологического участка магистрального нефтепровода;
- распределение электроэнергии на насосное оборудование и собственные нужды каждого объекта магистральных нефтепроводов.

Results

The analysis of scientific and technical literature in the field of assessing the efficiency of the main oil pipeline for developing a methodology for calculating the efficiency of the main oil pipeline and trunk pump unit, is held.

Methods and approaches to assessing the efficiency of the main oil pipeline have been identified. Their analysis made it possible to identify factors that should be taken into account for a correct assessment of the efficiency of the trunk oil pipeline of the organization of the Transneft system:

- distribution of cargo through main oil pipelines within the organization of the Transneft system;
- changing the scheme for pumping oil through trunk pipelines;
- the rheological characteristics of the pumped product;
- the operating time of the technological section of the main oil pipeline;
- distribution of electric power for pumping equipment and own needs of each object of main oil pipelines.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, энергоэффективность, технологический цикл перекачки нефти, минимизации затрат электроэнергии

Key words: main oil pipeline, energy efficiency, technological cycle of oil pumping, minimizing the cost of electricity

Термины и определения

- *Показатель энергетической эффективности* - абсолютный, удельный или относительный параметр потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса.
- *Коэффициент полезного действия* - отношение полезной энергии к подведенной; параметр, характеризующий совершенство процесса превращения, преобразования или передачи энергии.

- *Энергетическая эффективность* - характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции.

Анализ данных ОАО «АК «Транснефть» показывает, что основные затраты при перекачке нефти по трубопроводам приходятся на электроэнергию. Таким образом, *основным критерием эффективности работы магист-*

рального нефтепровода (МН) и магистральных насосных агрегатов (МНА) являются затраты электроэнергии. Принцип минимизации затрат электроэнергии на перекачку нефти должен соблюдаться на всем протяжении технологического цикла перекачки нефти, начиная с планирования режимов работы магистрального нефтепровода и заканчивая контролем фактических показателей перекачки нефти.

Федеральный закон об энергосбережении [1] определил основные показатели энергоэффективности. В соответствии с ГОСТ [2, 3] существует следующая классификация показателей энергетической эффективности:

- «а) по группам однородной продукции;
- б) по виду используемых энергоресурсов (энергоносителей);
- в) по методам определения показателей: расчетно-аналитический, опытно-экспериментальный, статистический, приборный, смешанный;

Расчетно-аналитический метод основывается на использовании методик определения расчетных значений показателей при проектировании изделий.

Опытно-экспериментальный метод основывается на данных специально организованных экспериментов с опытными образцами энергопотребляющей продукции с проведением специальных измерений характеристик для оценки показателей энергоэффективности.

Статистический метод основывается на подборе и обработке статистических данных по показателям энергоэффективности продукции, выбранным в качестве прототипов исследуемого образца.

Приборный метод основывается на проведении специальных испытаний промышленных образцов продукции и измерений фактических значений показателей энергоэффективности.

Смешанный метод представляет собой комбинацию двух или большего числа вышеперечисленных методов;

- г) по области использования: прогнозируемые показатели, планируемые показатели, фактические показатели;

д) по уровню интегрированности рассматриваемого объекта.»

Основные затраты на транспортировку нефти приходятся на энергопотребление технологическим оборудованием нефтеперекачивающих станций (НПС). Поэтому снижение энергетических затрат технологического оборудования всех станций, входящих в состав участка МН, является основной задачей при повышении эффективности работы МН [4-7].

Для оценки энергетической эффективности работы МН могут быть использованы различные показатели и параметры:

- общий объем энергопотребления (по технологическому участку МН, по МН, по организации системы «Транснефть» (ОСТ), по ОАО «АК «Транснефть»);
- объем потребления электроэнергии на транспортировку нефти и на собственные нужды;
- удельное энергопотребление (отнесенное к объему перекачанной нефти, к грузообороту и т.д.);
- коэффициент полезного действия (КПД) агрегатов, насосных станций.

Исторически в трубопроводном транспорте нефти показатели энергетической эффективности на транспорт нефти не регламентируются руководящими документами [8, 9]. В 80-х годах XX века была попытка ввести нормы потребления электроэнергии на основе разработанной методики нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти [10, 11]. При этом указанные методики не учитывали многих параметров работы магистральных трубопроводов. Не учитывалось изменение КПД насосных агрегатов при изменении производительности; КПД принимался неизменным, не зависящим от подачи насосов.

Расход электроэнергии на собственные производственные нужды учитывался ориентировочно, как доля от общего объема потребления.

Расчеты потерь напора на трение предлагалось проводить только для одной зоны турбулентного движения, зоны гидравлически гладких труб (зоны Блазиуса), в то время как основная часть потребления электроэнергии в нефтепроводном транспорте

имеет место для МН диаметрами более 720 мм, работающих вне зоны Блазиуса. Гидравлические расчеты для Ду 1000, 1200, фактически работающих в зоне смешанного трения, по формуле для зоны Блазиуса приводят к погрешностям в расчетах до 15,5 %. Для МН диаметрами 720 и 820 мм режим смешанного трения наблюдается для более 50 % диапазона производительности, погрешности при расчетах для этого диапазона могут достигать 5,4 % [8].

Также в [8] предлагается своя методика оценки эффективности работы магистрального нефтепровода. В работе рассмотрен смешанный (расчетно-статистический) метод определения показателей энергоэффективности. Для этого автором предлагается вводить норму расхода электрической энергии для каждого участка МН на плановый период, которая вычисляется по следующей формуле:

$$N_{2n} = \frac{W_{\text{мин.н.}}}{\eta_{\text{н.э.э.тр.}}}, \quad (1)$$

где $\eta_{\text{н.э.э.тр.}}$ - нормативный коэффициент энергетической эффективности трубопровода для технологического участка; $W_{\text{мин.н.}}$ - минимально необходимая энергия для перекачки партии нефти G по трубопроводу.

Вычисление $W_{\text{мин.н.}}$ осуществляется по зависимости:

$$W_{\text{мин.н.}} = G \cdot H \cdot g + W_{\text{н.эл.дв.}} + W_{\text{н.нас.}}, \quad (2)$$

где G - плановый объем перекачки нефти по трубопроводу, кг; H - потери напора в трубопроводе, необходимые для перекачки планового объема нефти, м; g - ускорение свободного падения, м/с²; $W_{\text{н.эл.дв.}}$ - нормативные потери электроэнергии в электродвигателях на плановый период, Вт·с; $W_{\text{н.нас.}}$ - нормативные потери электроэнергии в насосах на плановый период, Вт·с; $G \cdot H \cdot g$ - затраты энергии в трубопроводе по технологическому участку, необходимые для перекачки нефти объемом G при равномерной работе, Вт·с.

Нормативные потери в электроэнергии в насосах и электродвигателях определяются на основе КПД соответствующего оборудова-

ния при плановом объеме перекачки, нормативный коэффициент энергетической эффективности трубопровода для технологического участка $\eta_{\text{н.э.э.тр.}}$ определяется по базовому году, как отношение фактического энергопотребления в базовом году к минимально необходимой энергии для перекачки объема нефти G по трубопроводу, рассчитанной для условий базового года.

При этом стоит отметить, что в предлагаемой методике плановые остановки учитываются только при нормировании на месяц/квартал, но не учитывают при нормировании расхода электроэнергии на год, не учитывается изменение физических свойств нефти за планируемый период. Также необходимо отметить, что в указанной статье [8] не описаны критерии выбора базового года, что может привести к использованию в последующие планируемые периоды нормативного показателя года, в котором фактическое энергопотребление было завышенным (из-за использования оборудования с низким КПД, работы в нерабочих зонах Q - H характеристики, неочищенном от отложений трубопроводе и т.д.), что приведет к неверным нормативным планируемым показателям энергопотребления.

Помимо нормативного показателя энергопотребления также в [6] предлагается для оценки эффективности потребления электроэнергии в магистральном транспорте нефти использовать удельные затраты на единицу работы $N_{y\partial}$, в качестве которой рассматривать произведение объема перекачки $G_{\text{факт}}$ и напора H , необходимого для обеспечения процесса транспортировки нефти по трубопроводам:

$$N_{y\partial} = \frac{W}{G_{\text{факт}} \cdot H}. \quad (3)$$

Определенный таким образом показатель позволяет более точно оценивать эффективность работы МН при изменении грузооборота, сравнивать различные МН в отличие от наиболее распространенного показателя удельного энергопотребления, отнесенного к грузообороту.

Проблеме нормирования энергопотребления посвящена также работа [12]. Авторы предлагают вводить «удельную норму потребления электроэнергии при эксплуатации МН, которая определяется как плановая, максимально допустимая величина потребления электроэнергии на единицу транспортной работы нефтепровода как объекта с законченным технологическим циклом».

При расчете нормы потребления предлагается учитывать [12]:

« - энергетические характеристики и режимы работы насосных агрегатов перекачивающих станций на планируемых режимах перекачки;

- режимы работы нефтепроводов в плановом периоде;
- характеристики нефтепроводов;
- физико-химические свойства нефти;
- планируемый объем перекачки.

Удельная норма W' потребления электроэнергии для нефтепровода (участка) рассчитывается по формуле:

$$W' = \frac{H_{\Pi} \cdot 10^5}{36,72 \eta_{\text{нс}} \eta_{\text{тр.л}} \eta_{\text{реж}} L} + \frac{W_{\text{ВП}} + W_{\text{ЛЧ}}}{A}, \quad (4)$$

где НП - полные потери напора по трубопроводу, м; $\eta_{\text{нс}}$ - КПД насосной НПС; $\eta_{\text{тр.л}}$ - коэффициент использования трубопровода; $\eta_{\text{реж}}$ - режимный коэффициент, определяемый суммой энергетических потерь при реализации заданного объема перекачки (дросселирование, переходные процессы при изменении режимов перекачки, работа вне зоны оптимальных по КПД насоса режимов), нормируемых потерь в сетях и преобразователях и потерь на вспомогательные нужды (работа систем вентиляции, охлаждения, смазки, освещения) станции.

Режимный коэффициент принимается равным $\eta_{\text{реж}} = 0,935-0,945$ и уточняется с учетом опыта прошлых лет; L - длина (геометрическая) трубопровода, м; $W_{\text{ВП}}$ - плановый расход электроэнергии на нужды вспомогательного производства нефтепроводов, кВт·ч; $W_{\text{ЛЧ}}$ - плановый расход электроэнергии линейной частью нефтепровода, кВт·ч;

A - плановый грузооборот нефтепровода, тыс.т·км.»

Приведенная в [12] методика позволяет планировать потребление электроэнергии с учетом фактического КПД насосного оборудования, характеристик линейной части МН (лупингов, параллельных ниток), изменений свойств перекачиваемой нефти, отличия расчетных потерь на МН от фактических.

Помимо анализа общего потребления электроэнергии имеются публикации, посвященные анализу и оптимизации отдельных направлений потребления электроэнергии при работе МН. Так, в [13] рассматривается следующая структура потребления электроэнергии на МН:

«1. Минимально необходимый расход (на расчетно-оптимальном режиме); Расчетно-оптимальный режим - стационарный режим для существующего типа оборудования с расчетными характеристиками, удовлетворяющий критерию минимальных затрат электроэнергии для определенного объема перекачки и входящий в ряд оптимальных технологических режимов;

2. Расход на циклическую работу МН, связанную с периодической остановкой перекачки;

3. Расход, связанный с режимными затратами;

4. Расход, обусловленный отклонением фактических характеристик магистрального насосного агрегата (МНА) от паспортных (каталожных);

5. Расход, связанный с неравномерностью работы, в связи с проведением ремонтных работ;

6. Расход, связанный с технологическими затратами.»

В соответствии с этой методикой предлагается вычислять указанные составляющие в фактическом энергопотреблении МН, на их основании оценивать энергоэффективность работы МН и определять пути ее повышения. При этом первая составляющая структуры энергопотребления является величиной, которой фактическое энергопотребление будет равно в идеальном случае. Величина остальных компонент характеризует отклонение фактического потребления от идеальной ра-

боты МН. На рисунке 1 приведен пример энергопотребления одного из МН.

Из структуры расхода электроэнергии можно установить, какие мероприятия приведут к существенному повышению эффективности использования электроэнергии. Для рассмотренного примера к ним относятся: разработка ряда оптимальных режимов работ МН (резерв в снижении расхода электроэнергии 6,82 % от объема потребления); доведение КПД МНА до паспортных параметров (резерв 3,38 %); повышение технологической дисциплины при эксплуатации МН (резерв 3,59 %), включая: мероприятия по очистке внутренней поверхности трубопроводов, по уменьшению количества пусков/остановок МНА; работы МН только на режимах, входящих в ряд оптимальных и т.д. [13-15].

Для повышения эффективности работы МН решаются различные оптимизационные задачи работы технологических участков МН с целью снижения энергопотребления и затрат при эксплуатации МН.

Анализом и разработкой технологических приемов оптимизации протекающих процессов системы трубопроводного транс-

порта (в рамках снижения энергопотребления) занимались многие авторитетные ученые: Шухов В.Г., Лейбензон Л.С., Черников В.И., Яблонский В.С., Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Абрамзон Л.С., Чарный И.А., Бобровский С.А., Гумеров А.Г., Губин В.Е., Степанюгин В.Н., Целиковский О.И., Скрипников Ю.В., Ахмадуллин К.Р., Сазонов О.В. и другие [16-30].

При оптимизации работы МН могут применяться различные целевые функции, которые формализуют требования, предъявляемые к оптимизации. Критерий оптимальности позволяет установить, является ли найденное значение целевой функции оптимальным. Технологический режим работы нефтепровода является оптимальным, если он обеспечивает экстремум (максимум или минимум) целевой функции с учетом ограничений, отражающих условия протекания технологического процесса перекачки, и требования, предъявляемые к нему [16, 31, 32]. Важными являются вопросы соблюдения сроков и объемов перекачки нефти, соблюдение качественных параметров нефти, доставляемой потребителю [26].

Рисунок 1. Структура расхода электроэнергии на перекачку нефти [13]

Анализ литературы показал, что существуют различные виды целевых функций для оптимизации режимов работы МН: различные энергетические критерии, объем электроэнергии, мощность электрической энергии, удельное энергопотребление, затраты на энергопотребление, общие затраты на перекачку, КПД насосных агрегатов, КПД НПС, минимальное количество переключений с режима на режим (ед.), минимальное отклонение от месячного плана потребления электроэнергии по энергосистемам, рассчитанного на текущий год (бюджетного плана) и т.д. [5, 15, 18, 22, 26, 29, 31-39].

Энергозатраты на перекачку планового объема нефти по технологическому участку нефтепровода можно оценить через энергопотребление подключенных насосных агрегатов, работающих по схеме «из насоса - в насос» [40]:

$$W = \sum_i^k N_i \cdot \tau = g \sum_i^k \frac{H_i}{\eta_i} \cdot G, \quad (5)$$

где W - потребление энергии на перекачку планового объема нефти G , Дж; G - плановый объем нефти, кг; g - ускорение свободного падения, м/с²; H_i - напор насосного агрегата, м; η_i - КПД насосного агрегата, д.ед.; N_i - потребляемая мощность насосного агрегата, Вт; k - количество насосных агрегатов, подключенных к технологической схеме, ед.

Наиболее распространенным является критерий снижения энергопотребления, т.к. данный критерий отвечает основным требованиям к критериям эффективности той или иной системы:

- 1) он измеряет эффективность системы, т.е. определяет, является деятельность эффективной или неэффективной. Снижаем энергопотребление - эффективность перекачки растет, повышаем энергопотребление - эффективность падает;
- 2) является количественным, т.к. выражает эффективность системы числом - количеством сэкономленной электроэнергии;
- 3) имеет физический смысл, из-за его однозначности снижается возможность ошибок при его применении;
- 4) критерий можно нормировать, сравнивая его с идеальным или заданным, выражая

в долях единицы или процентах. Идеальным значением в данном случае может быть энергопотребление при постоянной перекачке нефти на самом экономном с точки зрения энергозатрат режиме, который будет неэффективным по другим показателям [26, 41].

В рамках оптимизации работы МН и оценки ее эффективности могут быть выявлены различные неэффективные режимы работы МН с точки зрения энергопотребления. При отсутствии насосных агрегатов с регулируемой частотой вращения ротора насоса перекачка нефти может происходить при различных режимах, смена которых происходит дискретно при изменении порядка включения в работу насосов и НПС. При этом возникает задача определения наиболее целесообразных режимов, соответствующих наименьшим затратам электроэнергии на перекачку и позволяющих за плановый период времени обеспечить плановый объем перекачки. Одним из методов оценки режимов работы является способ, изложенный в [21, 42-44]. В соответствии с указанным методом для каждого режима работы нефтепровода определяются удельные затраты электроэнергии E_{y0} :

$$E_{y0} = \frac{N}{\rho Q}, \quad (6)$$

где N - потребляемая мощность электродвигателями насосов, работающих на режиме; ρ - плотность перекачиваемой нефти; Q - производительность режима.

При этом при работе МН при средней производительности Q в плановом периоде на двух режимах с производительностью Q_1 и Q_2 и удельным энергопотреблением E_1 и E_2 удельное энергопотребление за рассматриваемый период будет равно:

$$E_{y0} = \frac{E_{y01} \cdot Q_1 \cdot (Q_2 - Q) + E_{y02} \cdot Q_2 \cdot (Q - Q_1)}{Q \cdot (Q_2 - Q_1)}. \quad (7)$$

Задачей анализа расчетных режимов перекачки из множества возможных является поиск режимов, характеризующихся наименьшими энергозатратами. Очевидно, что такие режимы будут принадлежать кусочно-

выпуклой линии и являться ее узловыми точками. Пример такой линии приведен на рисунке 2.левой границей линии будет режим, обладающий наименьшими удельными затратами на перекачку. Значения остальных узловых режимов можно определить из условия:

$$\left(\frac{dE_{уд}}{dQ} \right)_{MIN} = \left((E_{y02} - E_{y01}) \frac{Q_2}{Q_1 \cdot (Q_2 - Q_1)} \right)_{MIN}. \quad (8)$$

Рисунок 2. Определение границ области рациональных режимов [44]

При этом в [21] предлагается следующий алгоритм поиска рационального режима нефтепровода при заданном плане перекачки:

«1) задание характеристик перекачиваемой нефти, параметров линейной части, числа и характеристик установленных насосных агрегатов на каждой перекачивающей станции;

2) задание ограничений на работу насосных агрегатов по давлениям и максимальной мощности электродвигателей;

3) задание карты работы насосных агрегатов с указанием числа и типа работающих агрегатов на каждой перекачивающей станции;

4) определение производительности трубопровода на каждом режиме с проверкой по всем технологическим ограничениям и выявлением перевальных точек по всем линейным участкам;

5) из множества возможных режимов выбираются те, которые обладают наименьшими удельными затратами и располагаются в узлах огибающей кусочно-выпуклой кривой;

6) исходя из плана перекачки выявляются два режима для циклической перекачки, определяются время работы на каждом режиме и удельные затраты энергии.»

Указанный способ позволяет оценивать эффективность работы МН и выявлять неэффективные режимы работы МН, применение которых нежелательно.

Заслуживает внимания работа [45], посвященная сравнительному анализу удельных показателей транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам.

Анализ научно-технической литературы показал, что на эффективность работы МН влияют различные факторы: характеристики линейной части, характеристики насосного оборудования, параметры режима работы МН, свойства перекачиваемой нефти и т.д. Для оценки энергоэффективности работы системы магистральных нефтепроводов необходимо учитывать все вышеуказанные факторы. Для анализа и оценки эффективности работы существуют разнообразные способы и подходы. Их анализ позволил выявить факторы, которые должны быть учтены для корректной оценки эффективности работы МН.

1. Методика должна учитывать распределение грузооборота по магистральным нефтепроводам внутри ОСТ, т.к. фактическое распределение грузооборота по нефтепроводам неравномерное и каждый нефтепровод имеет свою загрузку. Например: нефтепроводы, работающие в экспортном направлении, имеют, как правило, высокую загрузку и, следовательно, высокое удельное потребление электроэнергии, и, наоборот, нефтепроводы, работающие на НПЗ, имеют не высокую загрузку и, следовательно, низкое удельное потребление. Говорить о том, что нефте-

провода в одном случае работают энергонеэффективно, а в другом - энергоэффективно, некорректно. Тем более не корректно усреднять удельное потребление электроэнергии по ОСТ.

2. Методика должна учитывать изменение схемы перекачки нефти по магистральным нефтепроводам. Как известно, при строительстве новых нефтепроводов (лупингов) снижаются гидравлические потери в целом по ОСТ и, следовательно, снижается удельное потребление. При выводе из эксплуатации (реконструкции) нефтепроводов, наоборот, объем нефти, ранее перекачиваемый по нефтепроводу, выводимому из эксплуатации, перераспределяется на остальные нефтепроводы, что ведет к увеличению удельного потребления в целом по ОСТ.

3. Методика должна учитывать изменение реологических характеристик перекачиваемого продукта по причине того, что каждая партия нефти имеет свою реологию, при этом если изменение плотности нефти в течение месяца на одном и том же МН несущественно и в среднем не превышает 1 %, то изменение вязкости в течение месяца на этом же участке может достигать 15 %, что оказывает существенное влияние на изменение удельного потребления электроэнергии.

4. Методика должна учитывать изменение времени работы технологического участка МН; под термином подразумевается общее количество часов за вычетом времени остановок, связанных с проведением плановых работ. Необходимость в учете данного параметра возникает, когда плановое время работы существенно отличается от фактического из-за внепланового устранения несанкционированных врезок или из-за погодных

условий, когда останавливается погрузка танкеров во время сильных ветров (штормов) и др.

5. Методика должна учитывать разделение электроэнергии на насосное оборудование и собственные нужды НПС. Общеизвестно, что электроэнергия, расходуемая на собственные нужды НПС, мало зависит от характеристик перекачиваемой нефти и условий перекачки, поэтому при приведении электроэнергии в сопоставимые (плановые) условия указанная величина должна выделяться из общего энергопотребления и после приведения электроэнергии в сопоставимые (плановые) условия добавляться как фактическое значение.

Выводы

1. Проведен анализ научно-технической литературы в области оценки эффективности работы МН для разработки методики расчета эффективности работы магистрального нефтепровода и МНА.

2. Выявлены способы и подходы к оценке эффективности работы МН. Их анализ позволил выявить факторы, которые должны быть учтены для корректной оценки эффективности работы МН ОСТ:

- распределение грузооборота по магистральным нефтепроводам внутри ОСТ;
- изменение схемы перекачки нефти по магистральным нефтепроводам;
- реологические характеристики перекачиваемого продукта;
- время работы технологического участка МН;
- распределение электроэнергии на насосное оборудование и собственные нужды каждого объекта МН.

Список литературы

1. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» // Российская газета. 27 ноября 2009 г. Федеральный выпуск № 5050 (226).
2. ГОСТ Р 51380-99. Энергосбережение. Методы подтверждения соответствия показателей энергетической эффективности энергопотреб-

References

1. Federal'nyi zakon Rossiiskoi Federatsii ot 23 noyabrya 2009 g. N 261-FZ «Ob energosberezhenii i o povyshenii energeticheskoi effektivnosti» [Federal Law of the Russian Federation of November 23, 2009 N 261-FZ «On Energy Saving and on Improving Energy Efficiency»]. *Rossiiskaya gazeta*, 27 noyabrya 2009 g, Federal'nyi vypusk No. 5050 (226). (in Russ.).

ляющей продукции их нормативным значениям. Общие требования. М.: Госстандарт России, 1999. 8 с.

3. ГОСТ Р 51541-99. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. М.: Госстандарт России, 2000. 8 с.

4. Гафаров Р.Р. Автоматизированная система определения оптимального режима работы участка магистрального нефтепровода: автореф. ... канд. техн. наук. Уфа, 2009. 19 с.

5. Кутуков С.Е., Титов А.Я. Перспективы индивидуального мониторинга насосных агрегатов в системе магистрального транспорта нефти // Нефтегазовое дело. 2001. № 2. 3 с.

6. Barreto C.V., Gonçalves Pires L.F., Azevedo Alzuguir L.F. Optimization of Pump Energy Consumption in Oil Pipelines // Materials of International Pipeline Conference. Calgary, Alberta, Canada. 2004. Vol. 1-3. Paper No. IPC2004-0385. P. 23-27.

7. Paulini R.M., Gonçalves Pires L.F. Optimizing Energy in ORBEL II Oil Pipeline // Materials of International Pipeline Conference. Calgary, Alberta, Canada. 2006. Vol. 3. Paper No. IPC2006-10465. P. 821-832.

8. Богданов Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 1. С. 47-57. URL: http://ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov_1.pdf.

9. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. М., 2001.

10. РД 3-30-1268-85. Методика нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти. М., 1985.

11. РД-91.140.50-KTN-043-11. Методика расчета расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти. М., 2011.

12. Акбердин А.М., Сазонов А.З., Еронен В.И., Рахимов А.С. К определению расхода электроэнергии на объектах магистральных нефтепроводов // Нефтегазовое дело. 2006. Т. 4. № 1. С. 133-141.

13. Богданов Р.М. Методика расчета структуры потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Нефтегазовое дело. 2012. № 1. С. 58-68.

14. Богданов Р.М. Диагностика потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Нефтегазовое дело. 2012. № 3. С. 115-127.

15. Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н. Мониторинг энергопотребления магистральных нефтепроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов: сб. тр. Уфа, 2003. Вып. 62. С. 46-49.

16. Ахмадуллин К.Р. Методы расчета и регулирования режимов работы насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов // Нефтяное хозяйство. 2005. № 3. С. 100-103.

17. Бобровский С.А. Оценка эффективности регулирования работы насосных станций трубо-

2. GOST R 51380-99. *Energosberezhenie. Metody podtverzheniya sootvetstviya pokazatelei energeticheskoi effektivnosti energopotreblayushchei produktsii ikh normativnym znacheniyam. Obshchie trebovaniya* [State Standard R 51380-99. Energy Conservation. Methods of Assurance for Energy Efficiency Indicators of Energy Consumed Products to its Normative Values. General Requirements]. Moscow, Gosstandart Rossii, 1999, 8 p. (in Russ.).

3. GOST R 51541-99. *Energosberezhenie. Energeticheskaya effektivnost'. Sostav pokazatelei. Obshchie polozheniya* [State Standard R 51541-99. Energy Conservation. Energy Efficiency. Composition of Indicators. Basic Concepts]. Moscow, Gosstandart Rossii, 2000. 8 p. (in Russ.).

4. Gafarov R.R. Avtomatizirovannaya sistema opredeleniya optimal'nogo rezhima raboty uchastka magistral'nogo nefteprovoda: avtoref. ... kand. tekhn. nauk [Automated System for Determining the Optimal Operating Mode of the Main Oil Pipeline Section. Kand. techn. sci. avtoref.]. Ufa, 2009. 19 p. (in Russ.).

5. Kutukov S.E., Titov A.Ya. Perspektivy individual'nogo monitoringa nasosnykh agregatov v sisteme magistral'nogo transporta nefti [Prospects for Individual Monitoring of Pumping Units in the Oil Trunk Pipeline System]. *Neftgazovoe delo - Oil and Gas Business*, 2001, No. 2, 3 p. (in Russ.).

6. Barreto C.V., Gonçalves Pires L.F., Azevedo Alzuguir L.F. Optimization of Pump Energy Consumption in Oil Pipelines. *Materials of International Pipeline Conference. Calgary, Alberta, Canada*, 2004, Vol. 1-3, Paper No. IPC2004-0385, pp. 23-27.

7. Paulini R.M., Gonçalves Pires L.F. Optimizing Energy in ORBEL II Oil Pipeline. *Materials of International Pipeline Conference. Calgary, Alberta, Canada*, 2006, Vol. 3, Paper No. IPC2006-10465, pp. 821-832.

8. Bogdanov R.M. Raschet norm potrebleniya elektroenergii v truboprovodnom transporte nefti [Calculation of Standards of Electric Energy Consumption for Oil Transportation via Pipelines]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftgazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 1, pp. 47-57. URL: http://ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov_1.pdf. (in Russ.).

9. RD 153-39.4-113-01. *Normy tekhnologicheskogo projektirovaniya magistral'nykh nefteprovodov* [RD 153-39.4-113-01. Norms of Technological Design of Main Oil Pipelines]. Moscow, 2001. (in Russ.).

10. RD 3-30-1268-85. *Metodika normirovaniya rashkoda elektroenergii na transport nefti* [RD 3-30-1268-85. The methodology of Rationing of Electric Power Consumption for Oil Transportation]. Moscow, 1985. (in Russ.).

11. RD-91.140.50-KTN-043-11. *Metodika rascheta rashkoda elektroenergii v truboprovodnom transporte nefti* [RD-91.140.50-KTN-043-11. Methodology for Calculation of Electric Power Consumption in Pipeline Oil Transport]. Moscow, 2011. (in Russ.).

проводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1965. № 6. С. 19-22.

18. Васильковский В.В. Частотно-регулируемый электропривод насосных агрегатов в нефтепродуктопроводном транспорте // Нефтепереработка и нефтехимия. 1989. № 6. С. 36-38.

19. Велиев М.М. Некоторые задачи оптимизации распределения грузопотоков по сети магистральных нефтепроводов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1999. № 2. С. 49-53.

20. Гафаров Р.Р., Данилин О.Е. Двухуровневая система оптимизации работы нефтеперекачивающих станций на участке магистрального нефтепровода // Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6. № 2. С. 105-112.

21. Гольянов А.И., Михайлов А.В., Нечваль А.М., Гольянов А.А. Выбор рационального режима работы магистрального трубопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 1998. № 10. С. 16-18.

22. Гумеров А.Г., Борисов К.А., Козловский А.Ю. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 85-88.

23. Гумеров А.Г., Павлова З.Х., Григорьева Н.В., Азметов Х.А. Экономия ресурсов на перекачку нефти в условиях недогрузки магистральных нефтепроводов // Матер. IV Конгресса нефтепромышленников России. Уфа, 2003.

24. Евлахов С.К. Методические предпосылки исследования задач оптимального управления потоками в сети магистральных нефтепроводов // Нефть, газ и бизнес. 2007. № 1-2. С. 28-30.

25. Евлахов С.К., Козобкова Н.А. Модели и методы расчета оптимального потокораспределения в сети магистрального транспорта с учетом качества нефти // Нефть, газ и бизнес. 2006. № 12. С. 66-68.

26. Маракасов В.Ф., Чернова О.В., Хозяинова Т.В. Программный комплекс «Расчет оптимальных режимов нефтепроводов для перекачки нефти со сложными реологическими свойствами» // Рассохинские чтения: матер. междунар. семинара 8-9 февраля 2013 г. / Ухтинский государственный технический университет. Ухта, 2013. 25 с.

27. Павлов В.В., Матвеев Г.Н., Беккер Л.М., Штукатуров К.Ю. Повышение эффективности работы трубопровода при последовательной перекачке нефти и нефтепродуктов // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 2 (18). С. 26-35.

28. Туманский А.П. Оптимизация режимов перекачки по магистральным трубопроводам с перекачивающими станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2005. № 8. С. 11-14.

29. Шаммазов А.М., Козачук Б.А., Пирогов Н.Е., Ретюнин Ю.П., Новиков А.И., Храмова Л.М. Комплекс программ «Расчет режимов работы нефтепроводов» // Трубопроводный транспорт

12. Akberdin A.M., Sazonov A.Z., Eronen V.I., Rakhimov A.S. K opredeleniyu raskhoda elektroenergii na ob'ekтах magistral'nykh nefteprovodov [To Determination of Electrical Energy Consumption at Main Petroleum Pipelines Units]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2006, T. 4, No. 1, pp. 133-141. (in Russ.).

13. Bogdanov R.M. Metodika rascheta struktury potrebleniya elektroenergii v truboprovodnom transporte nefti [Methodic of Electric Energy Consumption Pattern Calculation in Oil Transportation via Pipelines]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 1, pp. 58-69. (in Russ.).

14. Bogdanov R.M. Diagnostika potrebleniya elektroenergii v truboprovodnom transporte nefti [Energy Consumption Diagnostics in Oil Transportation via Pipelines]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 3, pp. 115-129. (in Russ.).

15. Kutukov S.E., Bakhtizin R.N. Monitoring energopotrebleniya magistral'nykh nefteprovodov [Monitoring of Energy Consumption of Main Oil Pipelines]. *Sbornik trudov «Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov»* [Collection of Scientific Works «Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products»]. Ufa, 2003, Issue 62, pp. 46-49. (in Russ.).

16. Akhmadullin K.R. Metody rascheta i regulirovaniya rezhimov raboty nasosnykh stantsii magistral'nykh nefteproduktoprovodov [Methods for Calculation and Regulation of Operating Regimes of Pump Stations on Oil and Products Pipeline], *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2005, No. 3, pp. 100-103. (in Russ.).

17. Bobrovskii S.A. Otsenka effektivnosti regulirovaniya raboty nasosnykh stantsii truboprovodov [Efficiency Estimation of Pipelines Pumping Stations Work Regulation]. *Transport i khraneniye nefti i nefteproduktov - Transport and storage of oil and oil Products*, 1965, No. 6, pp. 19-22. (in Russ.).

18. Vasil'kovskii V.V. Chastotno-reguliruemyy elektroprivod nasosnykh agregatov v nefteproduktoprovodnom transporte [Frequency-Regulated Electric Drive of Pumping Units in Petroleum Product Pipeline]. *Neftepererabotka i neftekhimiya - Oil Refining and Petrochemistry*, 1989, No. 6, pp. 36-38. (in Russ.).

19. Veliev M.M. Nekotorye zadachi optimizatsii raspredeleniyaрузопотоков по сети магистральных нефтепроводов [Some Problems of Distribution Optimization of Cargo Flows through the Oil Trunk Pipelines Network]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo - Azerbaijan Oil Industry*, 1999, No. 2, pp. 49-53. (in Russ.).

20. Gafarov R.R., Danilin O.E. Dvukhurovnevaya sistema optimizatsii raboty nefteperekachivayushchikh stantsii na uchastke magistral'nogo nefteprovoda [Two-Level Optimization System Of Oil Pumping Stations Work At the Main Oil Pipeline

нефти. 2001. № 9. Приложение к журналу. С. 16-17.

30. Шилин Ю.И., Мороз П.А. К постановке задачи об оптимальном управлении магистральным нефтепроводом, работающем в режиме «из насоса в насос» // Нефтяное хозяйство. 1966. № 1. С. 63-66.

31. Кутуков С.Е. Разработка методов функциональной диагностики технологических режимов эксплуатации магистральных нефтепроводов: дисс. ... д-ра техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2003. 365 с.

32. Шабанов В.А., Бондаренко О.В. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов // Нефтегазовое дело. 2012. № 4. С. 10-20.

33. Зайцев Л.А., Ясинский Г.С. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1980. 187 с.

34. Нечваль А.М. Основные задачи при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. 81 с.

35. Русов Е.В., Володин В.Г., Кудояров Г.Ш., Голощапов В.Г. Об основных факторах эффективности применения на магистральных нефтепроводах насосного агрегата с регулируемым электроприводом // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1978. № 10. С. 23-26.

36. Сенкевич И.В., Тамразьянц Л.П. Информационно-аналитическое сопровождение планирования грузопотоков в системе нефтепродуктопроводного транспорта // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2005. № 9. С. 7-9.

37. Шабанов В.А., Бондаренко О.В. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотном регулировании электроприводе магистральных насосов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 4. С. 10-17. URL: http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_12.pdf.

38. Шабанов В.А., Кабаргина О.В., Павлова З.Х. Оценка эффективности частотного регулирования магистральных насосов по эквивалентному коэффициенту полезного действия // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 6. С. 24-29. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_8.pdf.

39. Щербань А.И., Борисов К.А., Ахияртдинов Э.М. К вопросу разработки технологии транспорта нефтепродуктов на основе регулирования частоты вращения перекачивающих насосных агрегатов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2007. № 6. С. 7-10.

40. Кутуков С.Е., Фридлянд Я.М., Шматов А.А. Влияние вязкости нефти на энергоэффективность перекачки по магистральным нефтепроводам // Трубопроводный транспорт - 2017: тез. докл. XII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. С. 425-429.

41. Кутуков С.Е. Технологический и экологический мониторинг систем магистрального транспорта и промышленного сбора нефти. Практика и

Segment]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2008, Т. 6, No. 2, pp. 105-112. (in Russ.).

21. Gol'yanov A.I., Mikhailov A.V., Nechval' A.M., Gol'yanov A.A. Vybora ratsional'nogo rezhima raboty magistral'nogo truboprovoda [The Rational Operating Mode Choice of the Main Pipeline Work]. *Transport i khranenie nefteproduktov - Transport and Storage of Oil Products*, 1998, No. 10, pp. 16-18. (in Russ.).

22. Gumerov A.G., Borisov K.A., Kozlovskii A.Yu. Vnedrenie energosberegayushchikh tekhnologii v truboprovodnom transporte nefiti i nefteproduktov [Introduction of Energy-Saving Technologies in Oil and Oil Product Pipeline Transport]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2007, No. 3, pp. 85-88. (in Russ.).

23. Gumerov A.G., Pavlova Z.Kh., Grigor'eva N.V., Azmetov Kh.A. Ekonomiya resursov na perekachku nefiti v usloviyakh nedogruzki magistral'nykh nefteprovodov [Saving Resources for Oil Pumping in Conditions of Main Oil Pipelines Under Loading]. *Materialy IV Kongressa neftegazopromyshlennikov Rossii* [Materials of IV Congress of Russian Oil and Gas Producers]. Ufa, 2003. (in Russ.).

24. Evlakhov S.K. Metodicheskie predposylki issledovaniya zadach optimal'nogo upravleniya potokami v seti magistral'nykh nefteprovodov [Methodical Prerequisites for the Study of Optimal Flow Control Problems in the Network of Oil Trunk Pipelines]. *Neft', gaz i biznes - Oil, Gas and Business*, 2007, No. 1-2, pp. 28-30. (in Russ.).

25. Evlakhov S.K., Kozobkova N.A. Modeli i metody rascheta optimal'nogo potokoraspredeleniya v seti magistral'nogo transporta s uchetoм kachestva nefiti [Models and Methods for Calculating the Optimal Flow Distribution in the Main Transport Network Taking into Account Oil Quality]. *Neft', gaz i biznes - Oil, Gas and Business*, 2006, No. 12, pp. 66-68. (in Russ.).

26. Marakasov V.F., Chernova O.V., Khozyainova T.V. Programnyi kompleks «Raschet optimal'nykh rezhimov nefteprovodov dlya perekachki neftei so slozhnymi reologicheskimi svoystvami» [The Program Complex «Calculation of Optimal Modes of Oil Pipelines for Pumping Crude Oils with Complex Rheological Properties»]. *Materialy mezhdunarodnogo seminar «Rassokhinskie chteniya»* 8-9 fevralya 2013 g. (Ukhtinskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet). [Materials of International Seminar «Rassokhinsky Readings» February, 8-9, 2013 (Ukhta State Technical University)]. Ukhta, 2013. 25 p. (in Russ.).

27. Pavlov V.V., Matveev G.N., Bekker L.M., Shtukaturov K.Yu. Povyshenie effektivnosti raboty truboprovoda pri posledovatel'noi perekachke nefiti i nefteproduktov [Improvement of Pipeline Operation Efficiency at Oil and Oil Products Batching]. *Nauka i tekhnologiya truboprovodnogo transporta nefiti i nefteproduktov - Science and Technology: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2015, No. 2 (18), pp. 26-35. (in Russ.).

28. Tumanskii A.P. Optimizatsiya rezhimov

перспективы совершенствования (на примере АК «Транснефть») // Безопасность жизнедеятельности. 2004. № 8. Приложение. 16 с.

42. Гольянов А.И., Нечваль А.М., Михайлов А.В. Выбор рационального режима работы магистрального нефтепровода при заданном плане перекачки нефти // Проблемы нефтегазового комплекса России: тез. докл. Междунар. конф. Секция «Транспорт и хранение нефти и газа». Уфа, 1998. С. 28-29.

43. Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. 168 с.

44. Трубопроводный транспорт нефти: в 2 т. / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; под ред. С.М. Вайнштока. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. Т. 2: 621 с.

45. Мызников М.О., Исакова Е.В., Куликов А.С. Сравнительный анализ удельных показателей транспортировки нефти на технологических участках // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 4 (12). С. 36-41.

perekachki po magistral'nykh truboprovodam s perekachivayushchimi stantsiyami, oborudovannymi chastotno-reguliruemym privodom [Optimization of Pumping Modes through Trunk Pipelines with Pumping Stations Equipped with Frequency-Controlled Drive]. *Transport i khranenie nefteproduktov - Transport and storage of petroleum products*, 2005, No. 8, pp. 11-14. (in Russ.).

29. Shammazov A.M., Kozachuk B.A., Pirogov N.E., Retyunin Yu.P., Novikov A.I., Khamova L.M. Kompleks programm «Raschet rezhimov raboty nefteprovodov» [Complex of Programs «Calculation of Oil Pipelines Operating Modes»]. *Truboprovodnyi transport nefti - Oil Pipeline Transportation*, 2001, No. 9, Prilozhenie k zhurnal, P. 16-17. (in Russ.).

30. Shilin Yu.I., Moroz P.A. K postanovke zadachi ob optimal'nom upravlenii magistral'nykh nefteprovodov, rabotayushchem v rezhime «iz nasosa v nasos» [To the Problem Formulation of Optimal Control of A Trunk Oil Pipeline Operating in the «Pump-to-Pump» Mode]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1966, No. 1, pp. 63-66. (in Russ.).

31. Kutukov S.E. *Razrabotka metodov funktsional'noi diagnostiki tekhnologicheskikh rezhimov ekspluatatsii magistral'nykh nefteprovodov: diss. ... d-ra tekhn. nauk* [Development of Functional Diagnostics Methods for Technological Modes of Main Oil Pipeline Operation. Doct. Tekhn. Sci. Diss.]. Ufa, UGNTU, 2003, 365 p. (in Russ.).

32. Shabanov V.A., Bondarenko O.V. Tselevye funktsii i kriterii optimizatsii perekachki nefti po nefteprovodam pri chastotno-reguliruemom elektroprivode magistral'nykh nasosov [Objective Functions and the Optimization Criteria Pumping Oil by Pipeline with Variable Frequency Drives Main Pumps]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2012, No. 4, pp. 10-20. (in Russ.).

33. Zaitsev L.A., Yasinskii G.S. *Regulirovanie rezhimov magistral'nykh nefteprovodov* [Regulation of Main Oil Pipeline Modes]. Moscow, Nedra Publ., 1980. 187 p. (in Russ.).

34. Nechval' A.M. *Osnovnye zadachi pri proektirovanii i ekspluatatsii magistral'nykh nefteprovodov* [Main Tasks in the Design and Operation of Oil Trunk Pipelines]. Ufa, UGNTU Publ., 2005. 81 p. (in Russ.).

35. Rusov E.V., Volodin V.G., Kudoyarov G.Sh., Goloshchapov V.G. Ob osnovnykh faktorakh effektivnosti primeneniya na magistral'nykh nefteprovodakh nasosnogo agregata s reguliruemym elektroprivodom [About the Main Factors of Application Efficiency on the Main Oil Pipelines of the Pump Unit with a Regulated Electric Drive]. *Transport i khranenie nefti i nefteproduktov - Transport and storage of oil and oil products*, 1978, No. 10, pp. 23-26. (in Russ.).

36. Senkevich I.V., Tamraz'yants L.P. Informatsionno-analiticheskoe soprovozhdenie planirovaniya gruzopotokov v sisteme nefteproduktoprovodnogo transporta [Informational and Analytical Support of Cargo Flows Planning in

the Oil Product Pipeline System]. *Transport i khranenie nefteproduktov - Transport and Storage of Oil Products*, 2005, No. 9, pp. 7-9. (in Russ.).

37. Shabanov V.A., Bondarenko O.V. Tselevye funktsii i kriterii optimizatsii perekachki nefti po nefteprovodam pri chastotnom regulirovanii elektroprivode magistral'nykh nasosov [Objective Functions and the Optimization Criteria Pumping Oil by Pipeline with Variable Frequency Drives Main Pumps]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 4, pp.10-17. URL: http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_12.pdf. (in Russ.).

38. Shabanov V.A., Kabargina O.V., Pavlova Z.Kh. Otsenka effektivnosti chastotnogo regulirovaniya magistral'nykh nasosov po ekvivalentnomu koeffitsientu poleznogo deistviya [Evaluating the Effectiveness of Adjustable-Frequency Electric Drives of Main Pumps]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 6, pp. 24-29. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_8.pdf. (in Russ.).

39. Shcherban' A.I., Borisov K.A., Akhiyartdinov E.M. K voprosu razrabotki tekhnologii transporta nefteproduktov na osnove regulirovaniya chastoty vrashcheniya perekachivayushchikh nasosnykh agregatov [The Technique of Multi-Criteria Evaluation of Efficiency of VFD Application on the Main Pipelines Objects]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya - Transportation and Storage of Petroleum Products and Hydrocarbons*, 2007, No. 6, pp. 7-10. (in Russ.).

40. Kutukov S.E., Fridlyand Ya.M., Shmatkov A.A. Vliyanie vyazkosti nefti na energoeffektivnost' perekachki po magistral'nym nefteprovodam [Oil Viscosity Influence on Energy Efficiency of Pumping through Main Oil Pipelines]. *Tezisy dokladov XII Mezhdunarodnoi uchebno-naucho-prakticheskoi konferentsii «Truboprovodnyi transport - 2017»* [Thesis Reports of XII International Training, Scientific and Practical Conference «Pipeline Transportation - 2017»]. Ufa, UGNTU Publ., 2017. pp. 425-429. (in Russ.).

41. Kutukov S.E. Tekhnologicheskii i ekologicheskii monitoring sistem magistral'nogo transporta i promyslovogo sbora nefti. Praktika i perspektivy sovershenstvovaniya (na primere AK «Transneft») [Technological and Ecological Monitoring of Trunk Transport and Oil Gathering Systems. Practice and Prospects of Improvement (on the Example of AK «Transneft»)]. *Bezopasnost' zhiznedeyatel'nosti - Safety of Vital Activity*, 2004, No. 8, Prilozhenie, 16 p. (in Russ.).

42. Gol'yanov A.I., Nechval' A.M., Mikhailov A.V. Vybór ratsional'nogo rezhima raboty magistral'nogo nefteprovoda pri zadannom plane perekachki nefti [The choice of a rational Operating Mode of the Main Oil Pipeline with a Given Oil Pumping Plan]. *Tezisy dokladov Mezhdunarodnoi konferentsii «Problemy neftegazovogo kompleksa Rossii». Sektsiya «Transport i khranenie nefti i gaza»* [Thesis Reports

of International Conference «Problems of the Russian Oil and Gas Complex». Section «Transport and Storage of Oil and Gas». Ufa, 1998, pp. 28-29. (in Russ.).

43. Nechval' A.M. *Proektirovanie i ekspluatatsiya gazonefteprovodov* [Design and Operation of Gas and Oil Pipelines]. Ufa, UGNTU Publ., 2001. 168 p. (in Russ.).

44. Vainshtok S.M., Novoselov V.V., Prokhorov A.D., Shammazov A.M. e.a. *Truboprovodnyi transport nefti: v 2 t.* [Pipeline Oil Transportation: In 2 V.] (Ed. by S.M. Vainshtok). Moscow, ООО «Nedra-Biznestsentr», 2004, T. 2: 621 p. (in Russ.).

45. Myznikov M.O., Isakova E.V., Kulikov A.S. *Sravnitel'nyi analiz udel'nykh pokazatelei transportirovki nefti na tekhnologicheskikh uchastkakh* [Comparative Analysis of Specific Indicators of Transportation Oil Process Area]. *Nauka i tekhnologiya truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov - Science and Technology: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2013, No. 4 (12), pp. 36-41. (in Russ.).

Авторы

• Гольянов Андрей Иванович, канд. техн. наук
Научно-технический центр
ООО «НИИ Транснефть»
Ведущий научный сотрудник Отдела
гидродинамических расчетов
и физико-химических исследований нефти
Российская Федерация, 450055, г. Уфа,
пр. Октября, 144/3
e-mail: GolyanovAI@niitnn.transneft.ru

• Гольянов Артем Андреевич, канд. техн. наук
ООО «НИИ Транснефть»
Главный специалист Службы по работе с зарубежными проектами
Российская Федерация, 450055, г. Уфа,
пр. Октября, 144/3
e-mail: GolyanovAA@niitnn.transneft.ru

• Кутуков Сергей Евгеньевич, д-р техн. наук
Научно-технический центр
ООО «НИИ Транснефть»
Главный научный сотрудник Управления
математического моделирования и технологий
трубопроводного транспорта
Российская Федерация, 450055, г. Уфа,
пр. Октября, 144/3
e-mail: KutukovSE@niitnn.transneft.ru

The Authors

• Golyanov Andrey I., Candidate of Technical Sciences
Scientific and Technical Center, Transneft R&D, LLC
Leading Researcher of Oil Hydrodynamic Estimation and Physical and Chemical Research Department
144/3, October ave., Ufa, 450055,
Russian Federation
e-mail: GolyanovAI@niitnn.transneft.ru

• Golyanov Artem A., Candidate of Technical Sciences
Transneft R&D, LLC
Chief Specialist of Foreign Projects Service
144/3, October ave., Ufa, 450055,
Russian Federation
e-mail: GolyanovAA@niitnn.transneft.ru

• Kutukov Sergey E., Doctor of Technical Sciences
Scientific and Technical Center, Transneft R&D, LLC
Chief Researcher of Mathematical Modeling and Pipeline Transport Technologies Management
144/3, October ave., Ufa, 450055,
Russian Federation
e-mail: KutukovSE@niitnn.transneft.ru