

На правах рукописи

Федоров

Федоров Павел Владимирович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ
И КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ
ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ**

Специальность – 25.00.19. Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ухта 2011

Работа выполнена в Ухтинском государственном техническом университете

Научный руководитель: доктор физико-математических наук, профессор
Некучаев Владимир Орович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Кучерявый Василий Иванович

кандидат технических наук, профессор
Токарев Владимир Васильевич

Ведущая организация: Государственное унитарное предприятие
«Институт проблем транспорта энергоресурсов»

Защита состоится 21 октября 2011 г. в 10 часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.02 в Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, г. Ухта, Республика Коми, ул. Первомайская, 13

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета.

Автореферат размещен на интернет-сайте Ухтинского государственного технического университета www.ugtu.net в разделе «Диссертационный совет».

Автореферат разослан «19» сентября 2011 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
канд. техн. наук, профессор

 М. Уляшева

Общая характеристика работы

Актуальность темы.

Основной задачей акционерной компании «Транснефть» является оказание услуг нефтедобывающим компаниям по приему, транспортировке и поставке нефти, при условии обеспечения надежной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов и минимальных энергозатратах на перекачку. Выполнение поставленной задачи невозможно без эффективного планирования и постоянного контроля параметров режимов работы магистрального нефтепровода (МН). Планирование включает в себя тепловой и гидравлический расчет всех возможных режимов работы МН и выбор наиболее оптимальных из них. Практика показала, что чем выше точность расчетов параметров режима, тем эффективнее планирование работы МН. В 2010 г. по данным ОАО «Северные МН» в 18% случаев погрешность расчетов параметров режима превышала заявленную величину равную 7 %, в результате чего происходило нарушение сроков проведения плановых ремонтных работ, а также договорных обязательств по объемам грузооборота транспортируемой нефти. В 10% случаев причиной являлось недостаточно корректное определение исходных данных.

Диссертация выполнена на основании результатов научных исследований работы МН «Уса-Ухта» и МН «Ухта-Ярославль». Транспортируемая по этим нефтепроводам нефть отличается сложными физико-химическими и реологическими свойствами (значительным содержанием асфальтенов, смол и парафинов, высокой вязкостью, повышенным статическим напряжением сдвига).

С момента начала эксплуатации МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль» ее реологические свойства значительно ухудшились, что объясняется нарастающими объемами добычи высокопарафинистых высокозастывающих нефтей Харьягинского, Кыртаельского, Верхневозейского, Ардалинского и других месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В последние годы были разработаны методика расчетов и программный комплекс «NIPAL», которые повысили эффективность процесса планирования технологических режимов МН, однако опыт их применения выявил факторы, учет которых был проведен в недостаточном объеме. Прежде всего, речь идет об учете неньютоновских и тиксотропных свойств перекачиваемых нефтей.

Таким образом, представляется актуальным развитие указанных разработок с целью повышения точности расчета параметров режима перекачки.

Поскольку безопасность транспортировки нефти напрямую связана с уровнем обеспечения контроля за режимом работы МН, актуальной является также разработка алгоритма по автоматизации процесса выявления причин отклонений фактических параметров режима работы МН от плановых и минимизации часовых отклонений фактического от планового электропотребления.

Цель работы. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса перекачки нефти по магистральным нефтепроводам на примере МН «Уса-Ухта» и МН «Ухта-Ярославль».

Основные задачи исследований.

1. Анализ существующих способов планирования и контроля параметров работы магистральных нефтепроводов.

2. Совершенствование методики определения реологических свойств высокопарафинистых нефтей и выбора модели течения с учетом их неньютоновских свойств.

3. Усовершенствование методики пересчета паспортных характеристик центробежных насосных агрегатов с воды на неньютоновскую нефть.

4. Определение величины нагрева нефти при прохождении через насосные агрегаты на нефтеперекачивающей станции.

5. Анализ и классификация причин отклонения расчетных и фактических давлений установившихся режимов перекачки нефти.

6. Разработка методики минимизации почасовых отклонений электропотребления при транспорте нефти.

Научная новизна.

1. Установлено, что смеси неньютоновских нефтей Тимано-Печорской провинции, транспортируемых по магистральным нефтепроводам «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль», обладают выраженными тиксотропными свойствами. Предложен критерий достижения равновесного напряжения сдвига при построении кривых течения тиксотропных нефтей.

2. Выявлено, что учет реальных значений эффективной вязкости неньютоновских нефтей приводит к заметному улучшению сходимости с экспериментом пересчитанных паспортных характеристик насосных агрегатов с воды на вязкопластичную нефть (при пересчете мощности и КПД на 4% и 3 % соответственно).

3. Обнаружено, что снижение величины нагрева нефти на каждом работающем насосном агрегате (НА) при их последовательном соединении на НПС связано с

постепенным разрушением надмолекулярной структуры парафиновых углеводородов.

Основные защищаемые положения:

– Результаты экспериментальных исследований температурных зависимостей реологических характеристик смеси неньютоновских нефтей Тимано-Печорской провинции, транспортируемых по МН «Уса-Ухта» и МН «Ухта-Ярославль».

– Критерий достижения равновесного напряжения сдвига при построении реологических кривых течения нефти, обладающей тиксотропными свойствами.

– Методика пересчета паспортных характеристик насосных агрегатов с воды на неньютоновскую нефть, а также модель изменения величины нагрева нефти на НПС в зависимости от количества работающих насосных агрегатов.

– Классификация причин отклонений фактических от расчетных давлений на МН и алгоритм их выявления, позволяющий автоматизировать процесс контроля.

– Методика минимизации почасовых отклонений электропотребления при транспорте нефти, включающая в себя идентификацию мощностных характеристик насосного парка и алгоритм подбора оптимальной комбинации работающих насосных агрегатов.

Практическая ценность работы.

1. Разработан и апробирован в ОАО «Северные МН» алгоритм для автоматизации процесса выявления причин отклонений фактических и расчетных давлений на нефтепроводе.

2. Разработан стандарт организации СТО-23.080.00.00-СМН-014-11 «Методика пересчета паспортных характеристик центробежных насосных агрегатов с воды на нефть с учетом неньютоновских свойств».

3. Усовершенствована методика определения реологических характеристик высокопарафинистых нефтей с учетом их неньютоновских свойств, чем обеспечено повышение точности расчета потерь напора на трение (погрешность не более 7% по сравнению с 15 % по существующей методике) путем изменения критерия достижения равновесного напряжения сдвига при построении кривой течения нефти. Методика включена в методические указания к лабораторным работам по дисциплине «Исследование реологических свойств нефти и транспорт аномальных нефтей» для магистров нефтегазовых специальностей УГТУ.

4. Разработан стандарт организации СТО-75.180.00-СМН-015-11 «Методика минимизации почасовых отклонений электропотребления при транспорте нефти», по результатам внедрения которого в ОАО «СМН» получен годовой экономический эффект – 4,8 млн. руб.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 7-ом и 8-ом конгрессах нефтепромышленников России «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа» (г. Уфа, 2007, 2009г.), 10-й и 11-й научно-технической конференции молодежи ОАО «Северные МН» (г. Ухта, 2009, 2010 г.), региональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, 2008, 2009,2010 г), региональном семинаре «Состояние и перспективы разработки высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, 2007 г.), международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех» (г. Ухта, 2009, 2010 г.)

Публикации: по теме диссертации опубликовано 14 работ, из них 2 в ведущих рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК РФ.

Структура и объем работы: диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, содержит 125 страниц текста, 43 рисунка, 17 таблиц и список литературы из 118 наименований.

Содержание работы.

Во введении обоснована актуальность выбранной темы диссертационного исследования, сформулированы цели и задачи исследований, научная новизна, практическая ценность и апробация полученных результатов.

В первой главе проведен анализ существующих способов планирования и контроля параметров работы магистральных нефтепроводов. В этом направлении следует отметить работы Марона В.И., Челинцева С.Н. (РГУНГ им. И.М.Губкина), Дегтярева В.Н.(Гипрвостокнефть), Скрипникова Ю.В., Шутова А.А., Новоселова В.В., Бажайкина С.Г. и др. (ИПТЭР), П.В.Жуйко (ПечорНИПИнефть), Кожобекова С.С. (НТЦ АО «КазТрансОйл» Республики Казахстан).

Рассмотрены цели создания программного комплекса «NIPAL» (Non-IsothermalPipelineforAbnormalLiquids), применяемого для расчета оптимальных плановых технологических режимов работы неизотермических МН.

Факторами, усложняющими процесс планирования режимов работы МН, являются аномальные свойства перекачиваемых нефтей (неньютоновский характер течения, тиксотропия, высокое напряжение сдвига) и особенности режима работы МН (неизотермичность и нестационарность теплового режима) (рис.1), а также технологии, применяемые в ОАО «Северные МН» для перекачки таких нефтей (табл.1).

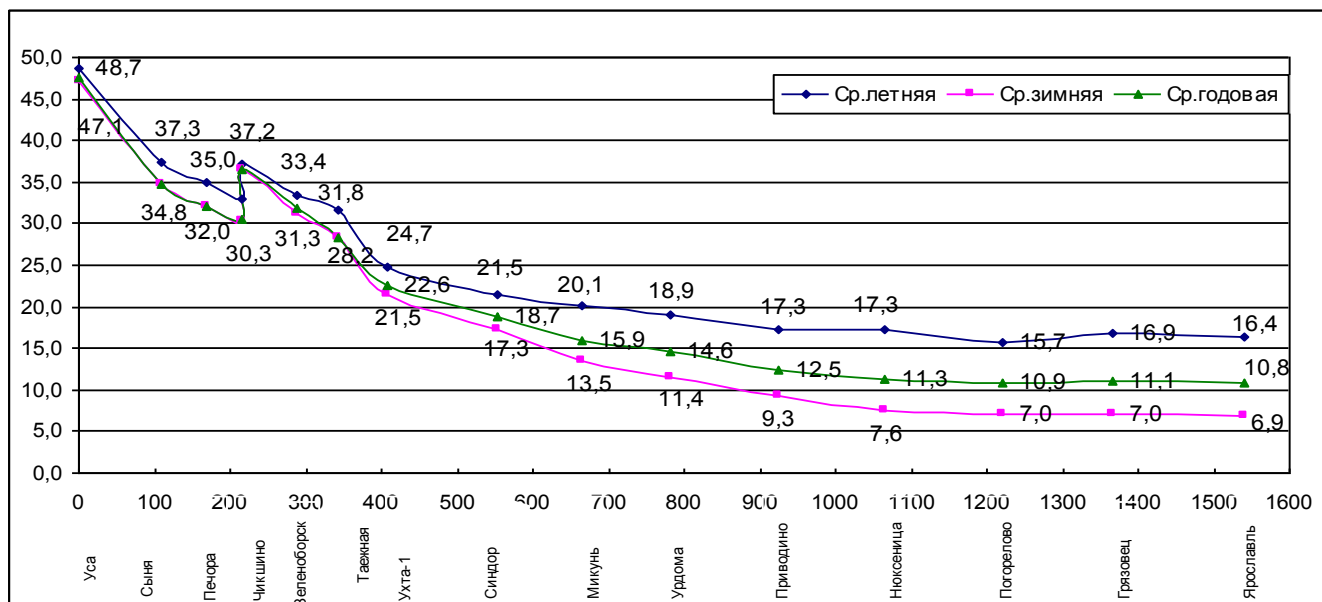


Рисунок 1. Изменение температуры перекачиваемой нефти по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль»

Таблица 1. Технологии, применяемые для транспорта нефти в ОАО «Северные МН».

Технология	Реализация	Результат
1.Применение депрессорной присадки	Ввод присадки ДПН-1 на ГНПС «Уса», в нефть разогретую до $T_n = 48 \div 50$ °C	Снижение температуры застывания с +14 до -1 °C; повышение безопасности при пуске МН в зимний период.
2.«Горячая» перекачка	Строительство пункта подогрева нефти на НПС «Чикшино»	Увеличение пропускной способности нефтепровода «Уса-Ухта» с 18,2 до 24,2 млн.тонн/год (на 33%).
3.Применение противотурбулентной присадки	Ввод присадки LiquidPower™ на участках НПС «Зеленоборск» - НПС «Ухта-1» и НПС «Нюксеница» - НПС «Погорелово»	Снижение потерь напора в среднем на 6,3 кгс/см ² (14,4%) и на 8,2 кгс/см ² (17,8%) соответственно

Анализ современного состояния организации планирования и расчетов режимов работы МН показывает, что существует ряд факторов, которые следует учитывать для повышения эффективности эксплуатации МН:

1. Нагрев нефти при прохождении через насосный агрегат (НА);

2.Нестационарность реологических параметров тиксотропных неньютоновских нефтей;

3.Влияние неньютоновских свойств высокопарафинистых нефтей на паспортные характеристики насосного агрегата (НА).

Во второй главе дано обоснование к изменению критерия достижения равновесного напряжения сдвига при построении кривых течения нефтей, которые необходимы для определения их реологических свойств.

В действующей методике построения кривых течения высокозастывающих нефтей условием достижения равновесного напряжения сдвига и перехода на следующую скорость сдвига является достижение стабилизации показаний ротационного вискозиметра, которое оценивают по значениям трех последних измерений. При этом расхождение каждого из этих измерений $\Delta\tau$, снятых с промежутком $\Delta t=5$ минут, со среднеарифметическим не должно превышать значение критерия $K = 0,04$ (4%).

Для определения равновесных значений напряжения сдвига на ротационном вискозиметре Rheotest 2.0. проведены измерения зависимости напряжения сдвига от времени при фиксированных скоростях сдвига: 9c^{-1} ; 81c^{-1} ; 243c^{-1} для смеси нефтей с содержанием парафина 7,5%, смол 7,3 %, асфальтенов 2,2% . На рис. 2 видно, что при скорости сдвига $\dot{\gamma}=81\text{c}^{-1}$, в интервале температур $0\div 20$ °С, напряжение сдвига нелинейно снижается с течением времени деформации до некоторого равновесного значения, соответствующего стационарному течению разрушенной структуры.

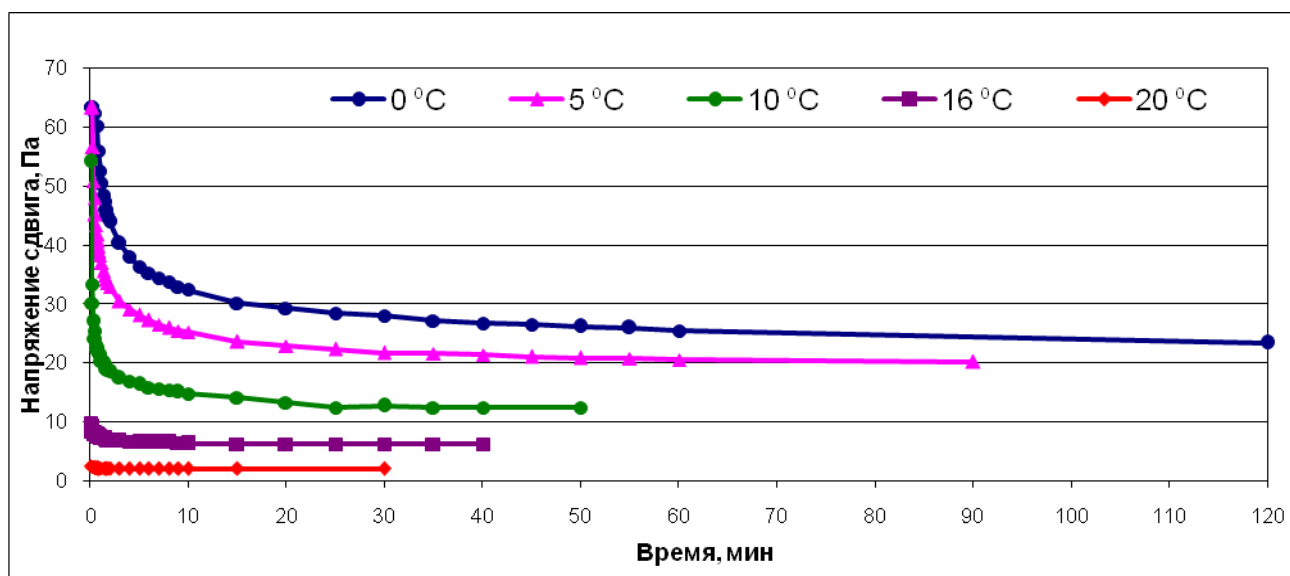


Рисунок 2. Изменение касательного напряжения сдвига от времени деформации при $\dot{\gamma}=81\text{c}^{-1}$

После обработки экспериментальных данных было найдено время достижения равновесного значения напряжения сдвига t_0 для значений критерия K от 1 до 4% при разных температурах смеси нефтей (рис.3).

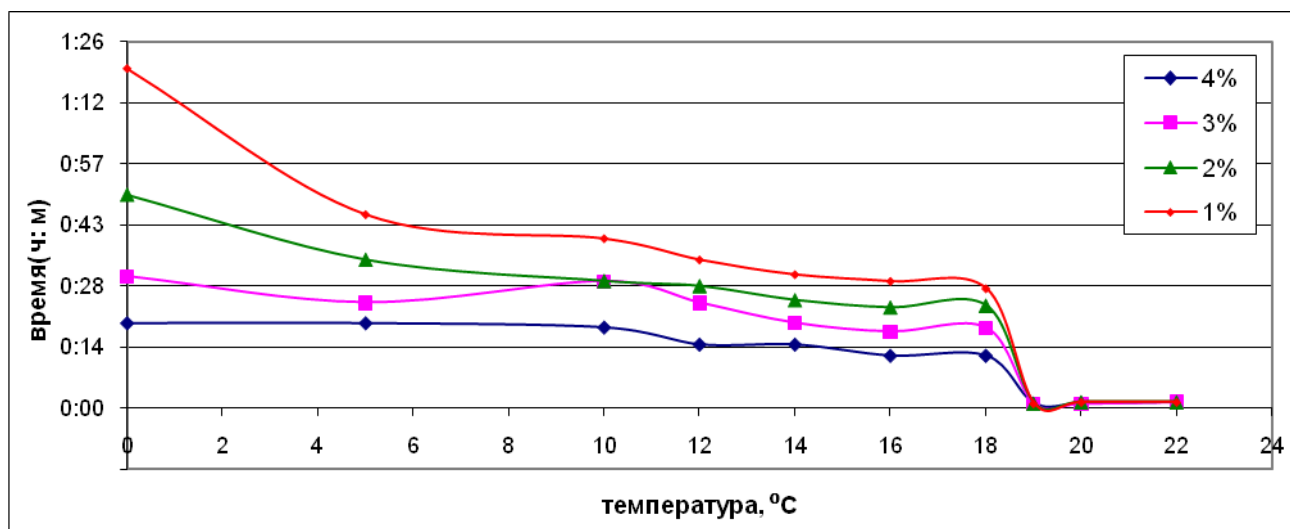


Рисунок 3. Зависимость времени разрушения структуры высокозастывающей нефти до равновесного состояния t_0 от температуры для 4-х значений критерия K ($\dot{\gamma}=81\text{c}^{-1}$)

Анализ результатов опытов показал, что высокозастывающая смесь нефтей, перекачиваемая по трубопроводу «Уса-Ухта-Ярославль», проявляет неньютоновские свойства при температурах ниже температуры $T_n = 19^{\circ}\text{C}$, которая соответствует началу процесса массовой кристаллизации парафиновых углеводородов, т. е. нефть при температурах ниже T_n начинает превращаться из истинного раствора в коллоидную структурированную систему.

В области температур неньютоновского поведения исследуемой смеси нефтей, т. е. ниже 19°C , время t_0 , в зависимости от выбранных значений скорости сдвига и критерия K , возрастает с 20 до 100 мин (табл. 2). По существующей методике равновесным значением τ должно быть признано значение касательного напряжения сдвига при $K=0,04$. Однако, для $\dot{\gamma}=81\text{c}^{-1}$ и $t_n=0^{\circ}\text{C}$ найденная величина эффективной вязкости по этому значению τ , $\mu_{\text{эф}}=0,361\text{Па}\cdot\text{с}$, что на 25% превышает эффективную вязкость, определенную при $K=0,01$, $\mu_{\text{эф}}=0,288\text{Па}\cdot\text{с}$, что, естественно, сказывается на точности гидравлического расчета трубопровода, так как эффективная вязкость используется для определения числа Рейнольдса.

Результаты численного эксперимента по расчету потерь напора на трение на участке «Приводино - Нюксеница» нефтепровода «Ухта - Ярославль» длиной $L=143$

км, диаметром $D_{\text{экв}} = 800$ мм, при температуре потока $9,6^{\circ}\text{C}$ и расходе $Q = 2668$ м³/час (скорость сдвига $14,8$ с⁻¹) представлены в табл.2.

Таблица 2. Влияние величины критерия стабилизации K на точность определения потерь напора на трение h_{τ} при транспортировке исследуемой смеси нефтей.

Критерий K	Время достижения равновесного состояния t_0 , мин.	Расчетные потери напора на трение h_{τ} , м	Относительная ошибка определения потерь напора на трение Δh_{τ} , %
0,01	80-100	519,1	2,5
0,02	50-60	527,6	4,2
0,03	30-40	556,0	9,8
0,04	20-35	580,8	14,7

Вид кривых на рис.2 и рис.3 указывает на то, что транспортируемые смеси нефтей обладают тиксотропными свойствами. При температурах ниже 19°C эти кривые течения должны образовывать характерные гистерезисные петли. Для подтверждения данного факта на ротационном вискозиметре «Реотест 2.0» были измерены кривые течения нефти в диапазоне изменения скоростей сдвига от 0 до 90 с⁻¹ при «прямом» и «обратном» ходе. Пример такой кривой для температуры 10°C приведен на рис. 4.

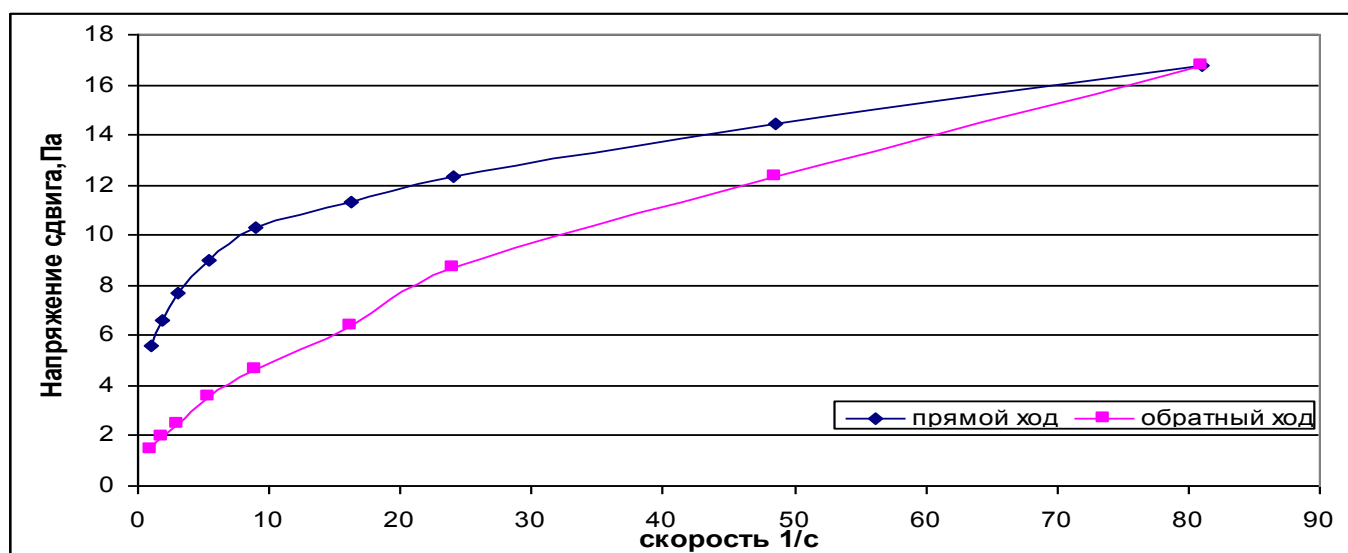


Рисунок 4. Реологическая кривая течения нефти при 10°C , $K=2\%$

Степень тиксотропности нефти может быть условно охарактеризована площадью, заключенной между кривыми «прямого» и «обратного» хода, которая, в свою очередь, зависит от скорости снятия этих кривых. Характерное для тиксотропных нефтей восстановление разрушенной структуры после прекращения деформации на

практике проявляется в эффекте самопроизвольного снижения производительности режима перекачки нефти во времени (рис.5).

Нефть после НПС «Приводино» (режим 1-0-0-0, работает один насос) двигается на протяжении 621 км с упрочнением кристаллической структуры, без прохождения через насосные агрегаты (НПС на транзитном режиме), где происходит разрушение структуры нефти. Из-за проявления тиксотропных свойств МН не выходит на стационарный режим в течение 2-х суток.

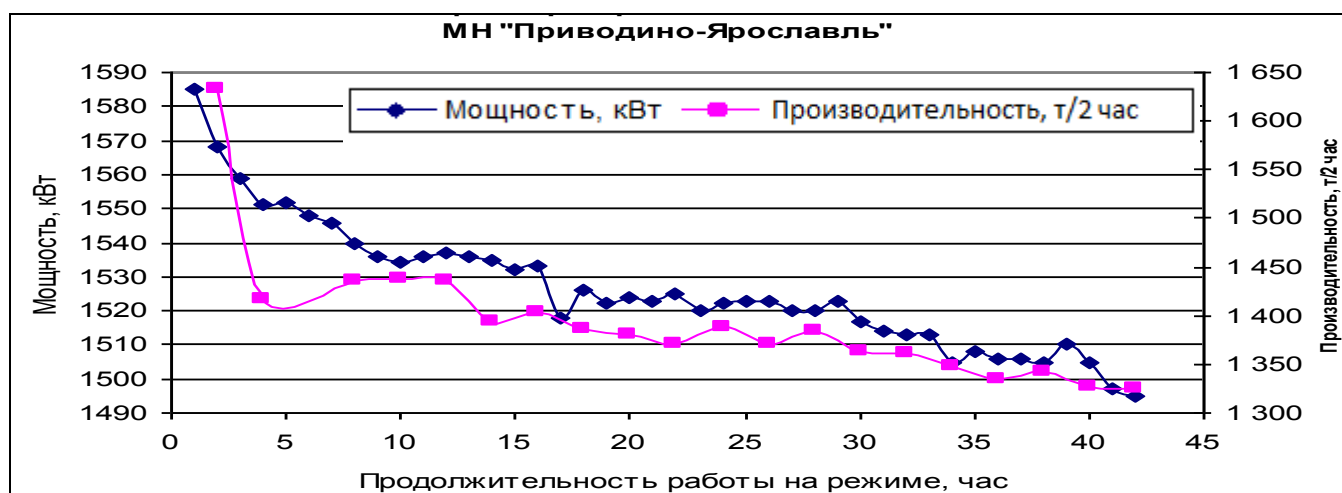


Рисунок 5. Снижение пропускной способности нефтепровода на режиме 1-0-0-0

На следующем этапе были проведены детальные измерения зависимости эффективной вязкости перекачиваемой нефти от температуры. Эта зависимость (175 точек в диапазоне от 6 до 54⁰С) показана на рис. 6а.

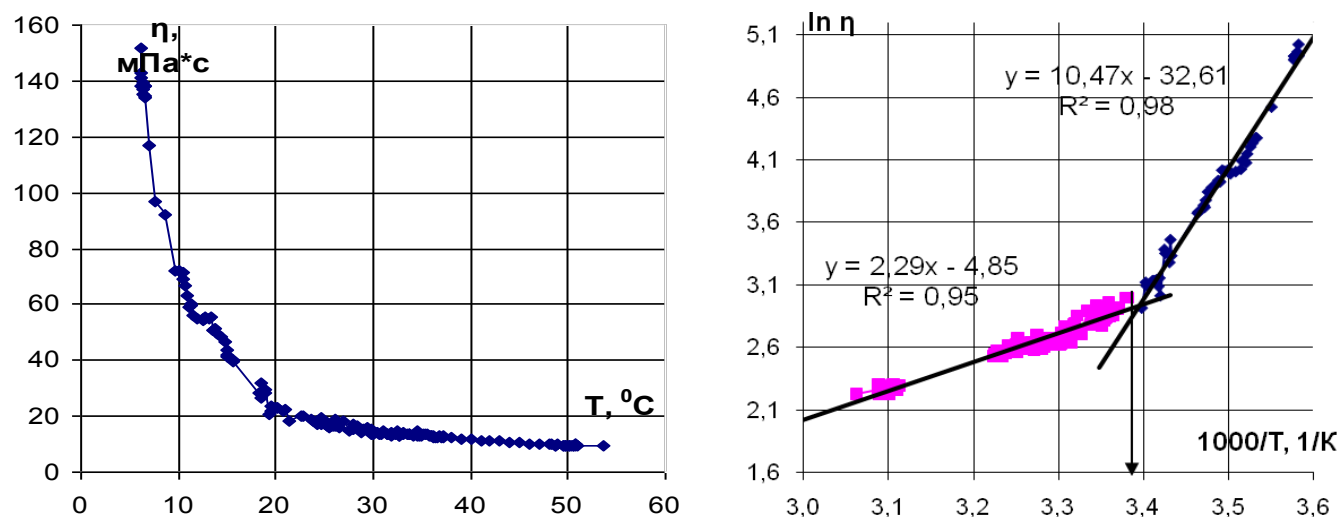


Рисунок 6. а) Изменение эффективной вязкости смеси нефтей от температуры; б) Зависимость логарифма эффективной вязкости $\ln \eta$ смеси нефтей от $1000/T$.

Используя формулу Аррениуса – Френкеля – Эйринга для температурной зависимости вязкости в виде:

$$\eta = A \exp(E_a / RT) \tag{1}$$

получим, что:
$$\ln \eta = \ln A + (E_a / R) \cdot 1/T \quad (2)$$

Здесь E_a – энергия активации вязкого течения жидкости; R - универсальная газовая постоянная; A - постоянная.

На рис. 6б показаны пересчитанные данные в координатах Аррениуса $\ln(\eta) - 1/T$. Видно, что в этих координатах все измеренные точки хорошо аппроксимируются двумя прямыми с разными углами наклона. Полученная таким образом точка пересечения указанных прямых соответствует температуре нефти 21⁰С. Данная температура примерно равна температуре начала массовой кристаллизации парафина для исследуемой нефти.

Двум наклонам прямых на рис.6б соответствуют два значения энергии активации: 19 кДж/моль (в диапазоне измеренных температур 54-22⁰С) и 86 кДж/моль (в диапазоне от 21- 6⁰С). Такое значительное различие энергий активации обусловлено возникновением ассоциативной структуры нефти (т.е. наличием фазового перехода) при снижении температуры ниже температуры застывания нефти.

Таким образом, установлено, что транспортируемая по МН «Уса-Ухта» и МН «Ухта- Ярославль» смесь нефтей обладает тиксотропными свойствами. Показано, что для такой нефти критерий $K = 0,04$ дает значительную погрешность в расчетах потерь напора на трение ($\Delta h \approx 15\%$). Значение $K = 0,02$ является оптимальным, так как обеспечивает более высокую точность расчетов (ошибка не более 5%), при времени проведения лабораторных испытаний на каждой скорости сдвига, не превышающем 1 час.

Первый раздел третьей главы посвящен усовершенствованию существующей методики пересчета паспортных характеристик центробежных насосных агрегатов с воды на нефть, которая не учитывает ее неньютоновские свойства.

Паспортные характеристики определяются на воде при 20⁰С ГОСТ 10272-87.

Пересчет характеристик производится для неавтомодельного режима работы НА, при котором вязкость оказывает влияние на напор и КПД насоса. По условиям автотомодельности работы НА определяем значения граничной и переходной вязкости:

$$v_{ГП} = \frac{n \cdot D_2^2}{Re_{ГП}} = \frac{n \cdot D_2^2}{r \cdot n_s^\varepsilon}; \quad (3)$$

$$v_{П} = \frac{n \cdot D_2^2}{Re_{П}} = \frac{n \cdot D_2^2}{3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}}; \quad (4)$$

где: n - число оборотов ротора насоса, об/с; D_2 - наружный диаметр рабочего колеса, м; ν - кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$; $Re_{гр}$, $Re_{п}$ - граничное и переходное числа Рейнольдса; γ - постоянная.

Коэффициент быстроходности насоса определяем по общепринятой формуле:

$$n_s = 3,65 \cdot n \cdot \frac{\sqrt{Q_o}}{H_o^{3/4}} \quad (5)$$

где: Q_o , H_o - соответственно подача, ($\text{м}^3/\text{с}$) и напор, (м) насоса на номинальном режиме, полученные на воде (заводская характеристика);

Для пересчета характеристик напора, подачи и КПД с воды на вязкую жидкость широкое распространение получил способ, предложенный М.Д.Айзенштейном:

$$K_n = \frac{H_v}{H_b}; K_Q = \frac{Q_v}{Q_b}; K_\eta = \frac{\eta_v}{\eta_b}; \quad (6)$$

где: H_b , Q_b , η_b , H_v , Q_v , η_v - соответственно напор, подача и КПД насоса для воды и нефти; K_n , K_Q , K_η - соответствующие коэффициенты пересчета напора, подачи и кпд насоса с воды на вязкую нефть, определяемые по формулам Колпакова Л.Г:

$$K_n = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{Re_{п}}{Re}; K_Q = (H_v/H_b)^{3/2}; K_\eta = 1 / \left[1 + \eta_b \left(\alpha \cdot \lg \frac{Re_b}{Re} + \frac{A}{Re^\beta} \right) \right] \quad (7)$$

где: Re_b - число Рейнольдса, определяемое по воде, A и α - коэффициенты, связанный с дисковыми и гидравлическими потерями соответственно; $\beta = 0,85$.

Расчет значений вязкостей был проведен для насоса типоразмера НМ 3600-230 (ротор 2500/1, $n=50$ об/с, $Q_o=2500$ м³/ч, $H_o=230$ м, $D_2=440$ мм), так как 55% насосного парка ОАО «Северные МН» - насосы этого типа.

По результатам расчета получилось, что при $\nu_{п} = 128 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ и $\nu_{гр} = 72 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ будет наблюдаться снижение напорной характеристики и КПД соответственно.

Исходя из рис.6.а. были определены температуры ($t_{п} < 7,8^\circ\text{C}$, $t_{гр} < 10,6^\circ\text{C}$) при которых нефть достигает рассчитанных по формулам (3) и (4) значений вязкости. Как следует из главы 2, при этих температурах нефть переходит в нелинейно-вязкопластичную жидкость, а, следовательно, утрачивается свойство пропорциональности между напряжением сдвига τ и деформацией (скоростью сдвига $\dot{\gamma}$). При этом часть полезной мощности, переданной колесом, тратится на разрушение структуры жидкости, а затраченная мощность увеличивается из-за роста дисковых потерь. Метод

М.Д.Азенштейна эту особенность не учитывает, так как применяется для ньютоновских жидкостей, у которых вязкость постоянна и не зависит от скорости сдвига.

Общей моделью течения в таких условиях является уравнение Гершеля-Бакли:

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n \quad (8)$$

где: τ_0 - предельное напряжение сдвига; K, n - экспериментальные константы, определяемые при аппроксимации кривых течения нефти ($\tau_0 = 0,58$ Па, $K=0,19$; $n=0,84$ при $t=10^{\circ}\text{C}$). Теоретическая кривая течения рассмотренной жидкости и экспериментальная кривая нефтей Тимано-Печорской провинции представлена на рис.7. Вязкость ньютоновской жидкости равна $\tau/\dot{\gamma}$. Для нелинейно-вязких сред это соотношение называется эффективной вязкостью и определяется из соотношения:

$$\eta_{эф} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} = \frac{\tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n}{\dot{\gamma}} = \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} + K \cdot \dot{\gamma}^{n-1} = tg(\alpha) \quad (9)$$

В насосах, из-за большой скорости движения жидкости (примерно, на порядок больше, чем в магистральном нефтепроводе), происходит разрушение структуры жидкости, которая на выходе из насоса приобретает свойства, близкие к ньютоновским.

Поэтому расчет характеристик центробежных насосов при перекачке неньютоновских жидкостей возможен по методике Айзенштейна, но в расчете необходимо использовать значение эффективной вязкости. Задача состоит в том, чтобы определить соответствующее значение $\eta_{эф}$, для чего необходимо, в первую очередь, определить градиент скорости в НА, а эффективная вязкость найдется по формуле (9).

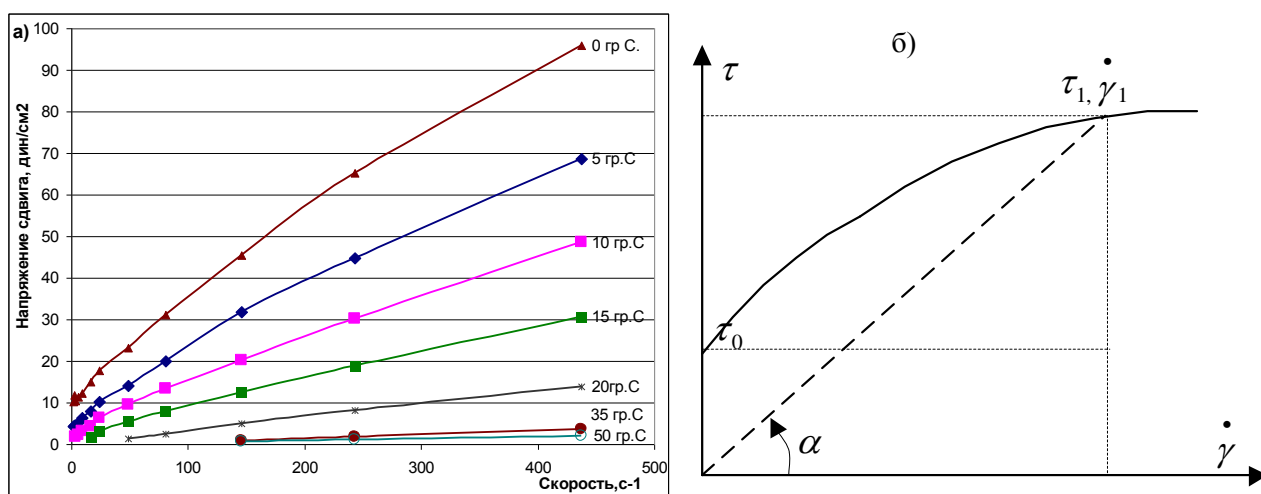


Рисунок 7. Кривые течения нефти (а- смесь нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции; б – модель Гершеля-Бакли)

На примере НА№4 на НПС «Грязовец» (НМ 3600-230) было проведено сравнение результатов расчетов по методу Айзенштейна и предлагаемому методу, учитывающему неньютоновские свойства нефти, с фактическими характеристиками, полученными по данным системы диспетчерского контроля и управления нефтепроводом, для условий самого холодного месяца-марта ($t_{н} = 6,0^{\circ}\text{C}$; $\nu_{н} = 150 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.)

Результаты сравнения подтверждают, что предлагаемый метод обладает меньшей погрешностью чем метод Айзенштейна. В среднем ошибка составила:

- при пересчете напора: 3,21% и 3,46 % соответственно, улучшение сходимости на 0,25%;
- при пересчете мощности: 7,12% и 11,51 % соответственно, улучшение на 4,39%;
- при пересчете КПД: 2,85% и 6,01 % соответственно, улучшение на 3,16%.

Во втором разделе третьей главы определена аналитическая зависимость для оценки величины нагрева тиксотропной нефти при ее прохождении через насосные агрегаты на нефтеперекачивающей станции.

Известно, что при прохождении нефти через НПС повышается ее температура, в теплогидравлических расчетах на нагрев закладывается условное значение $1 \div 1,5^{\circ}\text{C}$. Для смеси нефтей Тимано-Печорской провинции изменение температуры даже на 1°C приводит к значительному изменению эффективной вязкости, особенно в диапазоне температур до $0-20^{\circ}\text{C}$ (рис.6).

Согласно РД 75.180.00-КТН-198-09 «Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» для определения величины нагрева рекомендовано использовать формулу:

$$\Delta T = 0,995 \cdot \frac{P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}}{\rho \cdot C_p} \cdot \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right) \quad (10)$$

где: $P_{\text{вх}}, P_{\text{вых}}$ - давления на входе и выходе насоса соответственно; ρ - плотность нефти; C_p - теплоемкость нефти при постоянном давлении; η - КПД нагнетателя насосного агрегата.

Для учета эффекта Джоуля-Томсона в работе Кима Д.П., Рахматуллина Ш.И рекомендовано следующее уравнение:

$$\Delta T = \frac{(P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}})}{\rho \cdot C_p} \cdot \frac{1 - \eta}{\eta} + D_i \cdot (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}) + \frac{(P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}})}{\rho \cdot C_p} \quad (11)$$

где: D_i - коэффициент Джоуля-Томсона.

Зависимость коэффициента Джоуля-Томсона от коэффициента температурного расширения α описывается так:

$$D_i = -\frac{(1 - T_{ax} \cdot \alpha)}{\rho \cdot C_p} \quad (12)$$

$$\alpha = 2,963 \cdot 10^{-3} - 3,035 \cdot 10^{-9} \cdot \rho^2 \quad (13)$$

При расчете суммарного нагрева от 2-х и более последовательно соединенных насосных агрегатов часто используют формулу:

$$\Delta T = n \cdot \Delta T_1, \quad (14)$$

где: ΔT_1 - нагрев нефти от одного работающего насосного агрегата; n-количество последовательно соединенных насосных агрегатов, n =1,2,3.

Проведенный анализ работы трех последовательно работающих насосных агрегатов (НМ- 3600-230) показал, что выражение (14) плохо применимо для случая перекачки тиксотропных нефтей. В температурном диапазоне 0-20 °С (области проявления тиксотропных свойств) структура нефти после прохождения первого НА частично разрушается, что приводит к 10-15 процентному снижению вязкости нефти, поэтому выражение (14) примет вид:

$$\Delta T = \sum_{k=1}^n \beta^{k-1} \Delta T_1 \quad (15)$$

где: β - коэффициент, характеризующий степень разрушения структуры нефти.

Коэффициент β был определен эмпирически и составил $\beta = 0,9$; k-номер НА.

Четвертая глава посвящена разработке алгоритма для автоматизации процесса выявления причин отклонений фактических и расчетных давлений.

В соответствии с требованиями «Регламента разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» служба главного технолога (СГТ) обеспечивает постоянный контроль за соответствием расчетных и фактических параметров установившихся режимов работы нефтепроводов. В случае выявления отклонения фактического давления от расчётного должны быть установлены причины отклонений в регламентированный срок (10 мин).

Для разработки алгоритма была произведена классификация причин изменения давления установившегося режима по трем характеристикам: изменению состояния работы оборудования - ΔC , изменению условий работы технологического участка - ΔY , изменению свойств перекачиваемой нефти - ΔH . В свою очередь, указанные изменения зависят от изменений следующих параметров: температуры нефти - Δt_n , уровня

нефти в резервуарах - Δh , вязкости нефти- $\Delta \nu$, величины путевых отборов и подкачек (размера - ΔQ и температуры - Δt подк), изменения эффективного диаметра нефтепровода $\Delta D_{эф}$ вследствие процесса запарафинивания и процесса очистки внутренней полости трубопровода. Таким образом, было выделено 3 группы, состоящие из 12 подгрупп, включающих 38 конкретных причин.

В качестве основного уравнения для проведения анализа возможных причин отклонений фактических и расчетных давлений предложено уравнение баланса напоров.

$$\sum_{j=1}^m H_{MA_j} + \sum_{i=1}^n H_{ПА_i} + \sum_{j=1}^m Z_{НПС_j} \pm (H_{нач} - H_{кон}) = \quad (16)$$

$$= \sum_{i=1}^k i_i \times L_i + \sum_{j=1}^m H_{тр.НПС.НС} + \sum_{j=1}^m H_{тр.НПС.ВС} + \sum_{j=1}^m \frac{P_{кол} - P_{вых_j}}{\rho_j g}$$

Физический смысл уравнения (16) в том, что суммарный полный напор, создаваемый включенными насосными агрегатами на НПС, затрачивается на трение при движении потока нефти как на линейной части МН, так и в технологических трубопроводах, оборудовании НПС и камере регулирования давления.

В левой части уравнения (16) 4 члена: 1- суммарный напор магистральных агрегатов (МА), 2- напор подпорных агрегатов (ПА), 3- напор за счет разности высотных отметок НПС, 4 - напор за счет разных подпоров в начале и конце участка. В правой части уравнения (16) также 4 члена: 1- потери напора на трение на линейной части (i -гидроуклон), 2- потери напора на трение в технологических трубопроводах (ТТ) на входе НПС, 3- потери напора на трение в ТТ на выходе НПС, 4- потери напора на дросселирование.

Каждая из 38 причин изменения давления связана с соответствующим членом уравнения (16).

Для разработки алгоритма выявления причин отклонений предложено расширить карту режимов и включить дополнительно:

- давление на входе и выходе узла подключения станции (УПС);
- свойства перекачиваемой нефти по НПС: вязкость, плотность и температуру нефти на входе и выходе НПС.
- расчетные значения давлений на КП линейной части;
- группу параметров состояния работы оборудования НПС (фильтр-грязеуловитель (ФГУ), камера регулирования давления (КРД));

На рис.8 приведена схема контроля давления режима на участке между двумя НПС.

Тогда правая часть уравнения (16), определяющая полные потери давления на трение для участка (НПС1-НПС2), будет равна:

$$\sum_{i=1}^k i_i \times L_i + \sum_{j=1}^m H_{тр.НПС.НС} + \sum_{j=1}^m H_{тр.НПС.ВС} + \sum_{j=1}^m \frac{P_{кол} - P_{вых_j}}{\rho g} = (\Delta P_{E1-A2} + \Delta P_{A2-B2} + \Delta P_{D1-E1} + \Delta P_{C1-D1}) / \rho_j g \quad (17)$$

Допустим, значение фактического давления на входе НПС2 на установившемся режиме в какой-то момент времени уменьшилось от расчетного значения на 0,039МПа (0,4кгс/см²).

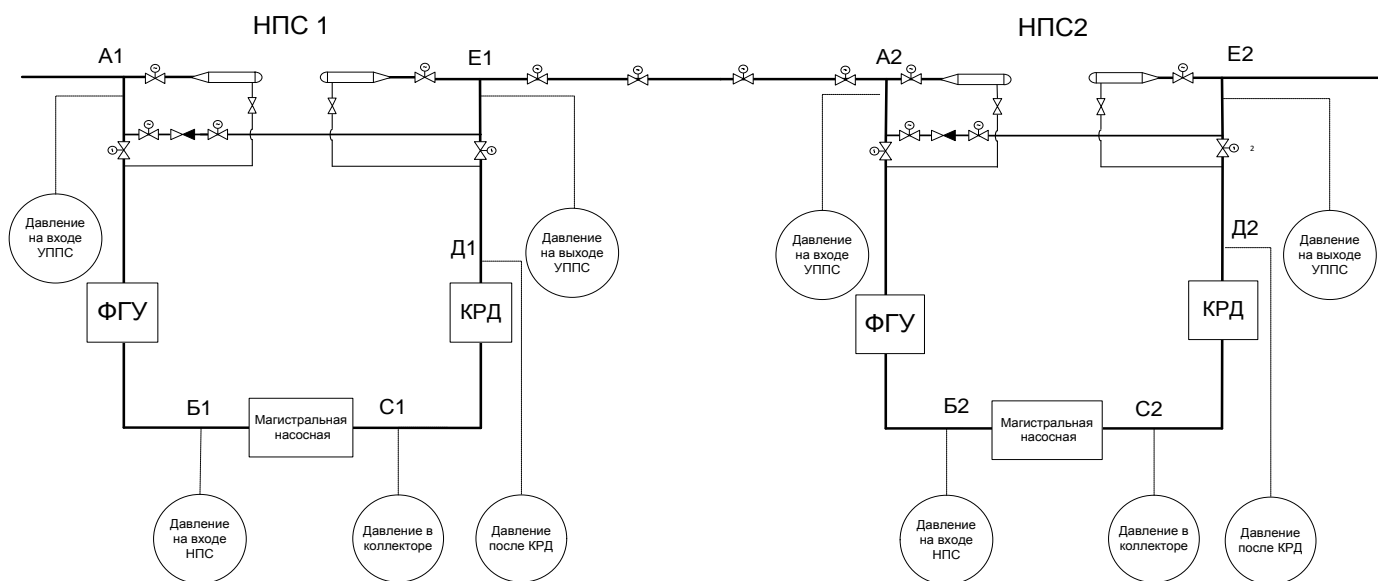


Рисунок 8. Схема контроля давления технологического режима для 2-х НПС.

Для выявления причины такого отклонения необходимо провести анализ, в ходе которого последовательно происходит сравнение значений расчетных и фактических величин давления всех 4-х членов правой части уравнения (17) для всех линейных участков МН, начиная с того участка, где отмечено наибольшее отклонение – участок НПС1-НПС2.

Только такой анализ позволит однозначно определить на каком «элементарном» участке находится источник изменения давления: на линейной части - (ΔP_{E1-A2}), на технологических трубопроводах НПС: на «низкой стороне» - (ΔP_{A2-B2}) или на «высокой стороне» - (ΔP_{D1-E1}), дросселировании на КРД- (ΔP_{C1-D1}).

Разработанный в работе алгоритм построен таким образом, что сначала идет поиск причин изменения давления на территории НПС, являющейся местом возникновения 29 из 38 (76 %) причин отклонений, а затем – на линейной части нефтепровода.

Организуется цикл, в ходе которого на всех НПС (от первой до последней на технологическом участке) проводится следующий анализ:

- изменения потерь на трение на НПС: на «низкой стороне», на высокой стороне», потерь на дросселирование на КРД.

- изменения величины создаваемого напора (как НПС, так и каждого НА);

- изменения свойств перекачиваемой нефти;

- изменения условий работы и состояния оборудования НПС.

Если изменение вязкости и плотности не соответствуют должному изменению рабочей температуры нефти, то это свидетельствует об изменении состава нефти.

После окончания цикла (поиска причин отклонения давления на НПС) организуется цикл по линейным частям нефтепровода. В ходе этого цикла на всех участках между НПС, а далее на всех участках между линейными задвижками проводится анализ расчетных и фактических потерь напора на трение.

Разработанный алгоритм является базовым и позволяет определить большинство из 38 причин согласно классификатору причин отклонений.

В ходе анализа производится проверка и сравнение сотен фактических и расчетных параметров технологического режима, происходит анализ изменений в работе оборудования, условий работы технологического участка нефтепровода, свойств перекачиваемой нефти и т.д.

В результате анализа по указанному алгоритму формируется протокол анализа сдвум видами сообщений. Первый вид сообщений содержит информацию об отклонении каких-то фактических параметров от расчетных. Второй вид – информацию об изменении каких-то условий работы технологического участка, изменений в состоянии работы оборудования, изменений свойств перекачиваемой нефти, которые могли привести к указанным изменениям параметров.

На основании проведенного анализа и объективной информации (сообщений приведенных в Протоколе), специалист СГТ совместно с диспетчером в течение 10 минут принимают решение о характере и классификации причин изменения давления установившегося режима.

Пятая глава посвящена разработке методики минимизации почасовых отклонений фактического энергопотребления от планового при транспорте нефти.

В настоящее время руководством ОАО «АК «Транснефть» поставлена задача привести к минимуму часовые отклонения фактического от планового электропотребления, превышающие 2%.

Особенность предложенной методики минимизации почасовых отклонений заключается в оперативной корректировке, но не плановой величины электропотребления, а фактической.

Рассмотрим, как можно этого добиться, не изменяя самого режима перекачки.

Анализ перечня установленных роторов основных насосов на НПС ОАО «СМН» показал, что существуют рабочие колеса аналогичных типоразмеров, например НМ 2500-230. Основные параметры рабочего колеса насоса: Дкол, Двход, ширина колеса и другие являются одинаковыми. Формально такие роторы являются взаимозаменяемыми и переход между ними в рамках НПС не меняет режим работы МН.

Однако различия в качестве отливки, обработки внутренней поверхности корпуса насоса, состояния уплотнений делают каждый насос уникальным с точки зрения его технических характеристик работы (напорной, мощностной и КПД).

Для реализации предложенного метода был разработан следующий алгоритм снижения отклонения планового и фактического электропотребления на НПС без изменения режима МН:

1 этап. Идентификация всех установленных магистральных и подпорных НА

Шаг.1.1 Получение и обработка статистических данных о работе насоса за необходимый период времени (Н, Q, N)

Шаг.1.2 Получение функциональных зависимостей $N(Q)$, $H(Q)$, $\eta(Q)$

2 этап. Ввод исходных данных для расчета

Шаг.2.1 Ввод данных о производительности режима, величине подкачек и отборов, температуре нефти на НПС (для определения рабочей точки насоса)

Шаг.2.2 Ввод заявленной (плановой) величины почасового электропотребления

3 этап. Подбор оптимальной комбинации насосных агрегатов

Шаг.3.1 Определение величины отклонения в целом по энергосистеме и НПС (МНА и ПА); $\Delta N = N_{пл.} - N_{факт}$

Шаг.3.2 Расчет количества кВт мощности, необходимого для «попадания» в допустимый коридор $(0,98N_{пл} \div 1,02N_{пл})$;

Шаг.3.2 Поиск оптимальной комбинации переключений по НА с условием сохранения планового режима и снижения отклонения энергопотребления при заданном Q.

Для реализации данного метода в ОАО «Северные МН», осуществляющего перекачку нефти по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль», были получены функциональные зависимости $N(Q)$ для всех НА (МНА (56 шт) и ПА(9), всего 65 уравнений типа:

$$N(Q) = a \cdot Q^3 + b \cdot Q^2 + c \cdot Q + d \quad (18)$$

где: a,b,c,d- коэффициенты, полученные после аппроксимации мощностной характеристики НА.

Задавая комбинацию работающих НА, производительность режима и плановое энергопотребление, программой рассчитываются необходимые мощности для попадания в допустимый «коридор» и предлагаются комбинации, позволяющие снизить отклонение.

Сложность расчета переходных режимов состоит не только в нелинейном характере изменения нагрузки при переходе с режима на режим (рис.9), но и во влиянии переходов на одной НПС на потребления других НПС. Для примера рассмотрим изменение нагрузки на МНА№4 НПС «Грязовец» при запуске МНА№1,2 на НПС «Погорелово» и МНА№1,2 на НПС Грязовец.

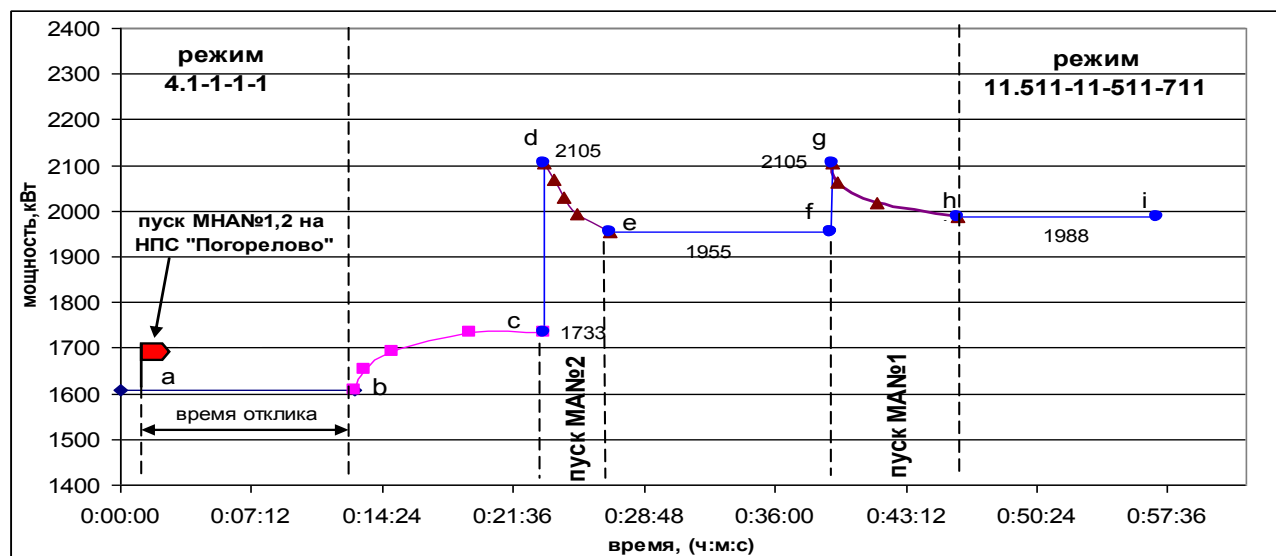


Рисунок 9. Изменение нагрузки МНА№4 на НПС «Грязовец»

Условно можно разбить «кривую» нагрузки МНА№4 на следующие 8 участков:

- участок (a-b), (e-f), (h-i) - стационарный режим;
- участок (b-c) плавное увеличение нагрузки, в связи с включением МНА №1и №2 на предыдущей НПС «Погорелово»;
- участок (c-d) и (f-g) резкое возрастание нагрузки в момент включения МНА№1 и №2 соответственно на НПС «Грязовец»;
- участок (d-e), (g-h) – снижение нагрузки при выходе на стационарный режим;

Статистическая обработка данных показала, что изменения нагрузки насоса во времени $N(t)$ можно с достаточной точностью описать следующими уравнениями:

- участки снижения нагрузки при выходе на стационарный режим :

$$N(t)=at^2+bt+c \quad (19)$$

- участки возрастания нагрузки после включения насоса на предыдущей НПС:

$$N(t) = \sqrt{a \cdot t + b} \quad (20)$$

где: a,b,c-эмпирические коэффициенты.

«Время отклика» - время задержки в изменении производительности МН от переключений соседних НПС. Оно зависит от скорости звука в среде, расстояния между НПС, температурой и вязкостью нефти, а так же от величины получаемого напора после включения дополнительного НА на предыдущей НПС.

Поскольку определить точную закономерность и степень влияния указанных факторов на «время отклика» на данный момент не представляется возможным, то для решения данной задачи был применен статистический метод обработки фактических данных о переходных режимах за 2009-2010гг.

Проанализировав переходные режимы, было установлено:

- «время отклика» для участка «Погорелово-Грязовец», L= 143 км, изменяется от 2,4 до 5,1 минут в зависимости от расстояния между станциями, математическое ожидание составило $M(t)=3,7$ мин.

- при запуске НА его потребляемая мощность в среднем на $\Delta N=6\div 8\%$ больше по сравнению с мощностью, потребляемой при стационарном режиме после включения этого НА; $M(\Delta N)= 7,2\%$.

На основании полученных функциональных зависимостей $N(Q)$ была разработана программа для расчета потребления электроэнергии для переходных режимов, и определения комбинаций НА для стационарных режимов.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. На основании проведенных лабораторных исследований реологических свойств смеси неньютоновских нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль», предложен критерий оценки равновесного напряжения сдвига при построении кривых течения нефтей, обладающих тиксотропными свойствами.

2. Усовершенствована методика пересчета паспортных характеристик центробежных насосных агрегатов с воды на нефть с учетом ее неньютоновских свойств.

3. Показано, что наблюдаемое в исследуемых магистральных нефтепроводах снижение величины нагрева нефти на каждом работающем НА при их последовательном соединении на НПС может быть связано с постепенным разрушением надмолекулярной структуры парафиновых углеводородов.

4. Разработан и опробован алгоритм для автоматизации процесса выявления причин отклонений фактических и расчетных давлений в трубопроводе, транспортирующем неньютоновские нефти.

5. Разработана и внедрена как стандарт организации «Методика минимизации почасовых отклонений электропотребления при транспорте нефти», включающая в себя идентификацию мощностных характеристик насосного парка и алгоритм подбора оптимальной комбинации работающих насосных агрегатов, что позволило по результатам промышленного внедрения работы получить годовой экономический эффект- 4,8 млн.руб.

Основные результаты работы опубликованы в следующих публикациях:

В изданиях из перечня ВАК РФ:

1. Федоров П.В., Бажайкин С.Г., Штукатуров К.Е. Идентификация фактических характеристик насосных агрегатов при перекачке высоковязких нефтей по нефтепроводам [Текст] / Науч.-техн. журн. Проблемы сбора и подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов/- Уфа: ГУП «ИПТЭР», 2010 г. - № 3- С. 85 - 94.

2. Федоров П.В., Некучаев В.О., Челинцев С.Н. и др. О методике определения реологических свойств высокозастывающих нефтей [Текст] / журн. Трубопроводный транспорт [теория и практика]/- М.: ОАО «ВНИИСТ», 2010 г.- № 6.- С. 2-4.

Другие публикации:

3. Федоров П.В., Федоров В.Т. О расчете режимов работы неизотермических магистральных нефтепроводов, транспортирующих реологически сложные нефти [Текст]: материалы регионального семинара «Состояние и перспективы разработки высоковязких нефтей и битумов. (23 ноября 2007г., Ухта)– Ухта: УГТУ, 2008.-С.36-42.

4. Федоров П.В., Федоров В.Т. О перекачке высоковязких высокозастывающих нефтей по магистральным нефтепроводам ОАО «Северные МН» [Текст]: материалы региональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов»: (20-21 ноября 2008 г., Ухта) – Ухта: УГТУ, 2009.- С. 15-21.

5. Федоров П.В. Об основном уравнении для выявления причин отклонения расчетных и фактических давлений установившихся режимов МН [Текст]: материалы

VIII конгресса нефтепромышленников России (26-29 мая 2009г)– Уфа: ГУП «ИПТЭР», 2009.- С. 113-116.

6. Федоров П.В. О классификации и характеристиках причин изменения давления установившегося режима нефтепровода. [Текст]: материалы VIII конгресса нефтепромышленников России (26-29 мая 2009г)– Уфа: ГУП «ИПТЭР», 2009.- С. 109-112.

7. Федоров П.В., Полубоярцев Е.Л., Федоров В.Т. Разработка методики идентификации характеристик насосных агрегатов для нефтей со сложными реологическими свойствами [Текст]: материалы межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (12-13 ноября 2009г., Ухта) – Ухта: УГТУ, 2010.- С. 214-215.

8. Федоров П.В. Об алгоритме автоматизации процесса выявления причин отклонений установившегося режима нефтепровода. [Текст]: материалы межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (12-13 ноября 2009г., Ухта) – Ухта: УГТУ, 2010.- С. 223-225.

9. Федоров П.В., Полубоярцев Е.Л., Федоров В.Т. О расширении перечня параметров в карте режимов нефтепровода [Текст]: материалы межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (12-13 ноября 2009г., Ухта) – Ухта: УГТУ, 2010.- С. 218-223.

10. Федоров П.В., Федоров В.Т. Контроль параметров технологических режимов работы нефтепроводов [Текст] / журн. Трубопроводный транспорт нефти - 2010- № 5- С. 63-67.

11. Федоров П.В. Повышение температуры нефти при прохождении через насосные агрегаты НПС [Текст]: материалы международной молодежной научной конференции «Севергеозкотех-2010» (17-19 марта 2010г., г. Ухта) в 5 ч.; -4.ч. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 195-199

12. Федоров П.В. Тепловой режим работы магистрального нефтепровода «Уса-Ухта-Ярославль» [Текст]: материалы международной молодежной научной конференции «Севергеозкотех-2010» (17-19 марта 2010г., г. Ухта) в 5 ч.; ч.4 – Ухта: УГТУ, 2010. - С. 199-203

13. Федоров П.В., Козлов Д.И., А.В.Астахов. О влиянии некоторых физических полей на реологические свойства нефти [Текст]: материалы международной молодежной научной конференции «Севергеозкотех-2010» (17-19 марта 2010г., г. Ухта) в 5 ч.; ч.2 – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 373-376.

14. Федоров П.В. Анализ эффективности применения противотурбулентной присадки на МН «Уса-Ухта» «Ухта-Ярославль» ОАО «СМН» [Текст]: материалы региональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов»: (18-19 ноября 2010 г., Ухта) – Ухта: УГТУ, 2010.- С. 231-236.