

ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ НАБЛЮДАТЕЛЕЙ СОСТОЯНИЯ ДЛЯ ИДЕНТИФИКАЦИИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ НА УСТАНОВКЕ АВТ

Н.А. Кадырова¹, М.Ю. Лившиц²

¹ ОАО «Средневожский научно-исследовательский институт по нефтепереработке»
446200, Самарская область, г. Новокуйбышевск, Главпочта

² ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Проведен анализ основных особенностей процесса первичной переработки нефти с целью оценки физико-химических свойств получаемых продуктов. Сформулирована задача идентификации физико-химических свойств нефтяных фракций, проанализированы пути ее решения. Предложена автоматическая система идентификации состояния процесса первичной переработки нефти на основе наблюдателей состояния.

Ключевые слова: *атмосферно-вакуумная трубчатка, первичное разделение нефти, математическое моделирование, идентификация физико-химических свойств нефтяных фракций.*

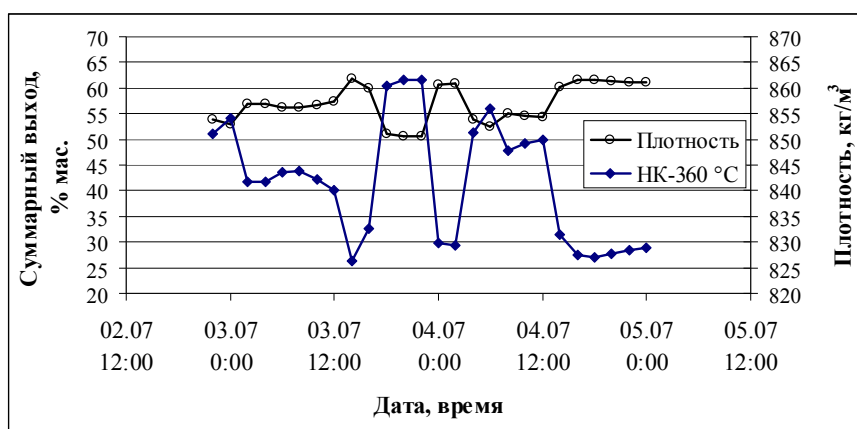
Введение. Важнейшим приоритетом энергетической стратегии России является модернизация нефтеперерабатывающей промышленности с целью обеспечения качественными нефтепродуктами внутреннего и экспортного рынков. Основой перспективных прогнозов и проектных разработок в области нефтепереработки является информация о качестве нефтесырья, которая определяет как оптимальный набор технологических процессов модернизируемых нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), так и ассортимент получаемой продукции.

Информация о качестве нефтесырья широко используется в системах экономико-математического моделирования и оптимального планирования производства нефтепродуктов типа PIMS, RPMS, СМОННП [1], получивших широкое распространение в отечественной нефтепереработке. В отличие от перечисленных экономико-математических систем, применяемые в России системы управления технологическими процессами нефтепереработки информацию о качества нефтесырья на прямую практически не используют.

Процессы нефтепереработки как объекты управления отличаются следующими особенностями: показатели эффективности нелинейным и неоднозначным образом зависят от режимных параметров; производственные задания часто меняются; задачи управления решаются в условиях большого числа ограничений на технологические параметры и показатели качества получаемых продуктов. Кроме того, число регламентируемых показателей качества обычно превышает число управляющих переменных. Но основным источником возмущения процессов является динамическая изменчивость качества нефтесырья. На рис. 1 приведена динамика усредненных 2-часовых значений плотности нефти и содержания фракций, выкипающих до 360 °С (НК-360 °С). Данные получены в ходе мониторинга нефтесырья одного из НПЗ Самарского региона.

Наталья Анатольевна Кадырова, с.н.с.

Михаил Юрьевич Лившиц (д.т.н., доц.), профессор, каф. управления и системного анализа в теплоэнергетике.



Р и с. 1. Динамика усредненных 2-часовых значений плотности нефти и расчетного суммарного выхода фракций, выкипающих до 360 °C (НК-360 °C)

Учитывая высокую динамическую изменчивость показателей качества нефтесырья, нефтеперерабатывающие установки и особенно установки первичной переработки нефти – атмосферно-вакуумные трубчатки (АВТ) – иногда оснащают онлайн-анализаторами качества сырья и получаемых продуктов. Однако они отличаются высокой стоимостью и невысокой надежностью. Как правило, на установках АВТ в режиме онлайн функционируют только анализаторы плотности нефти и нефтепродуктов. Другие физико-химические свойства (ФХС), а именно низкотемпературные свойства (температура застывания, температура помутнения, температура кристаллизации), температура вспышки, фракционный состав, содержание серы и др., определяющие качество получаемых продуктов, измеряются один раз в смену. При таком подходе вероятность получить бракованную продукцию либо продукцию с большим запасом по качеству и высокой себестоимостью весьма велика. Установки АВТ являются наиболее высокопроизводительными в нефтепереработке, поэтому проблема оперативного управления технологическим процессом с учетом показателей качества получаемых продуктов наиболее актуальна именно для них.

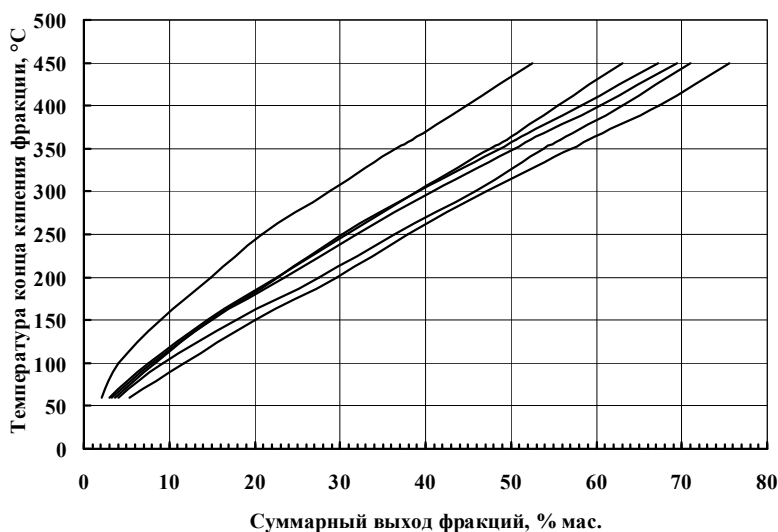
С целью прогнозирования ФХС продуктов применяют виртуальные анализаторы – программно-математические комплексы, позволяющие связать параметры технологического процесса, измеряемые в режиме реального времени, с показателями качества получаемых продуктов. В качестве математического аппарата в виртуальных анализаторах используются различные статистические методы прогнозирования – регрессионный анализ, нейросети и др. [3].

Использование в качестве базы для статистического анализа параметров технологического процесса оправдано для прогнозирования фракционного состава, но затруднительно при прогнозировании низкотемпературных свойств, температуры вспышки и ряда других ФХС, определяемых, прежде всего, свойствами исходного нефтесырья, а не способом его переработки. Поэтому актуальной задачей является разработка методов оперативного построения и адаптации математических моделей ФХС продуктов установки первичной перегонки нефти, учитывающих максимально возможный объем информации о технологическом процессе и свойствах перерабатываемого сырья.

Характеристики ФХС нефтяных фракций. Нефть представляет собой слож-

ную смесь множества близкокипящих углеводородов и высокомолекулярных углеводородных соединений с гетероатомами кислорода, серы, азота и некоторых металлов. При разделении нефти перегонкой и ректификацией получают фракции (дистилляты, погоны), выкипающие в определенном интервале температур и также представляющие собой достаточно сложные смеси.

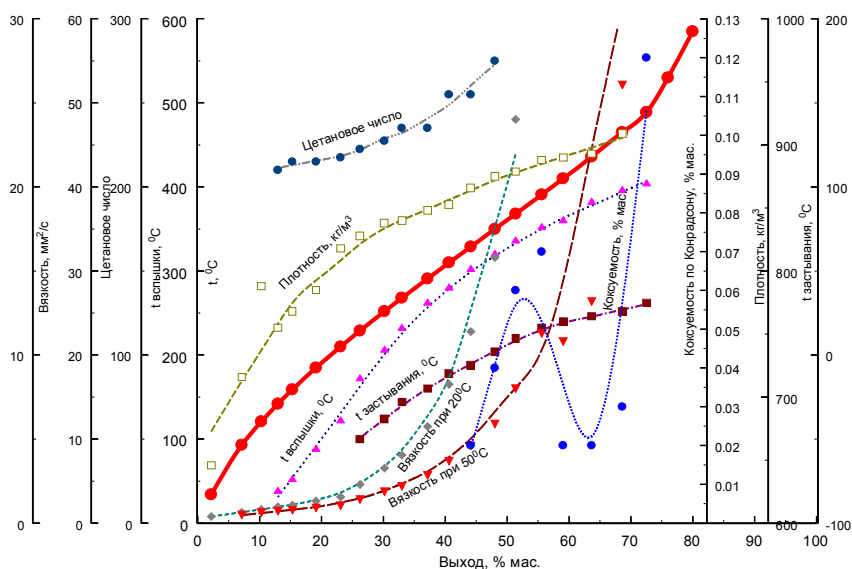
Фракция объединяет все соединения, которые кипят в диапазоне температур $[T_1, T_2]$, а эти температуры называются границами кипения фракции или пределами выкипания. Основной характеристикой фракционного состава нефти и нефтепродуктов являются кривые истинных температур кипения (ИТК), определяющие температуру, при которой выкипает заданное количество вещества (% масс.). Графические изображения кривых ИТК различных нефтей (рис. 2) демонстрируют вариабельность этой характеристики.



Р и с. 2. Кривые ИТК образцов нефтей различных месторождений

Подобно кривым фракционного состава, для характеристики ФХС фракций используются соответствующие кривые. На рис. 3 представлены типичные распределения некоторых ФХС по узким фракциям.

Кривые на рис. 2 и рис. 3 построены для предельно узких фракций, когда $\Delta T = T_1 - T_2 \rightarrow 0$. На практике узкими считаются фракции, для которых $\Delta T \approx 5 \div 10$ °C. Их выделяют в лаборатории на специальном оборудовании, проводят анализ их ФХС. При этом анализируемое свойство относят к середине температурного интервала. В процессе первичной перегонки выделяют широкие фракции ($\Delta T = 60 \div 120$ °C). Однако существующие промышленные установки не производят абсолютно четкого деления нефти на фракции, из-за чего образуются температурные наложения. Уменьшение температурных наложений позволяет улучшить качество продукции, но при этом увеличиваются и энергозатраты. Современные стандарты на товарные нефтепродукты, а также технические требования к качеству промежуточных продуктов установки АВТ регламентируют температурные наложения через ограничения на фракционный состав этих продуктов, который определяют в лабораторных условиях и представляют в виде температур, соответствующих дискретным долям выкипающих фракций (табл. 1).



Р и с. 3. Распределение некоторых свойств по фракциям

Т а б л и ц а 1

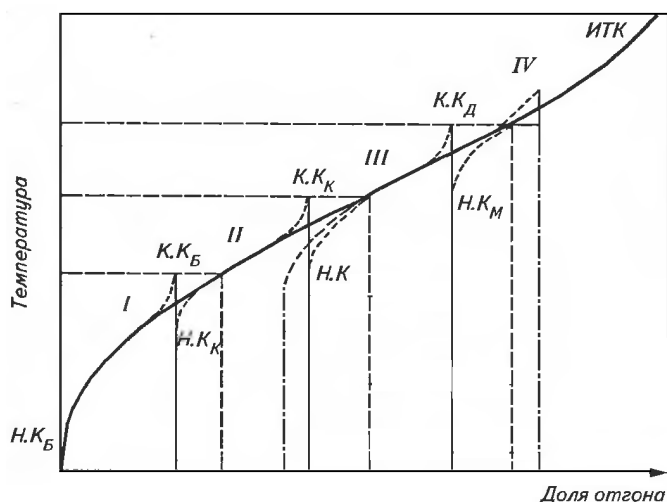
Фракционный состав продуктов первичной нефтепереработки

Температура	Широкая фракция № 1	Широкая фракция № 2	...	Широкая фракция № N
Начала кипения, °C	$T_{НК, 1}$	$T_{НК, 2}$	...	$T_{НК, N}$
Выкипания 10 %, °C	$T_{10\%, 1}$	$T_{10\%, 2}$	...	$T_{10\%, N}$
Выкипания 50 %, °C	$T_{50\%, 1}$	$T_{50\%, 2}$	...	$T_{50\%, N}$
Выкипания 90 %, °C	$T_{90\%, 1}$	$T_{90\%, 2}$	...	$T_{90\%, N}$
Конца кипения, °C	$T_{КК, 1}$	$T_{КК, 2}$	...	$T_{КК, N}$

Данные табл. 1 в сочетании с данными о выходе (отборе) i -той широкой фракции ($i = 1, 2, \dots, N$) по отношению к массе исходной нефти позволяют построить общую картину разделения нефти на установке первичной переработки, представленную на рис. 4 [4].

Постановка обратной задачи идентификации ФХС нефтяных фракций. Кривые распределения ФХС по узким фракциям (рис. 3) содержат наиболее полную информацию о свойствах перерабатываемой нефти. Получение таких кривых – трудоемкая и дорогостоящая задача. Отечественные НПЗ осуществляют такой полный анализ нефтесырья с периодичностью 1-4 раза в год. На основе полученной информации о свойствах узких фракций с помощью компьютерных программ LP-моделирования (PIMS, RPMS, СМОННП) разрабатывают экономико-математические модели НПЗ для оптимального планирования нефтепереработки с горизонтом «квартал – год», а также для решения управленческих и логистических задач. Одной из подзадач, выполняемой такими программами, является определение оптимальных по экономическим критериям вариантов первичного разделения нефти, то есть количества (отбора в % на нефть) и ФХС широких фракций, необходимых для обеспечения заданного ассортимента нефтепродуктов. При этом варьируется состав узких фракций, входящих в широкую фракцию, а каждое ФХС широкой фракции рассчитывается как совокупное ФХС входящих в нее узких фракций. Опре-

деление ФХС широких фракций по ФХС входящих в их состав узких будем считать прямой задачей идентификации.



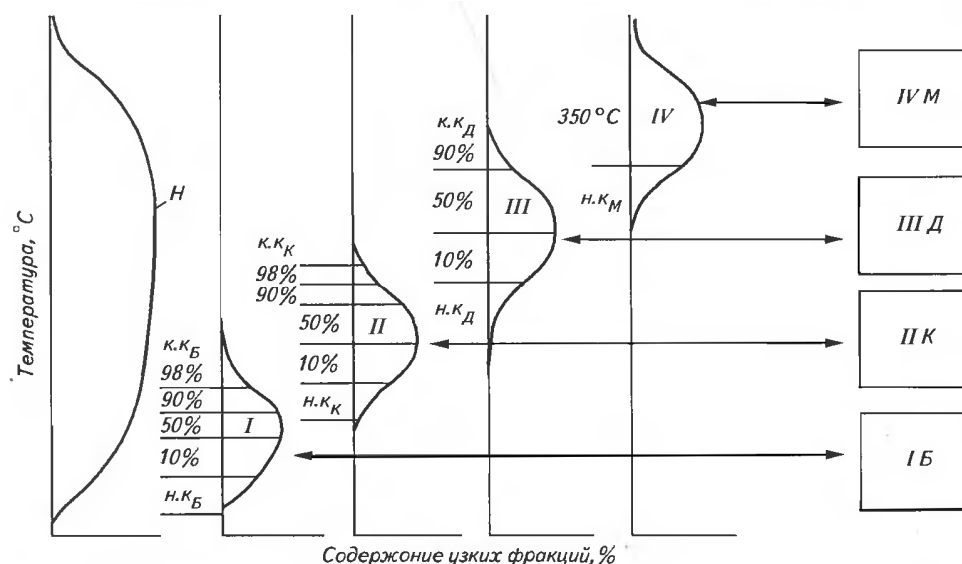
Р и с. 4. Совмещенный график кривых ИТК нефти и продуктовых фракций:

I, II, III, IV – соответственно бензин, керосин, дизельное топливо, мазут;
Н.К, К.К – начало кипения и конец кипения; индексы б, к, д, м обозначают соответственно бензин, керосин, дизельное топливо, мазут

Разработанный таким образом план нефтепереработки определяет уставки для управления установкой первичной переработки нефти: ФХС и % отбора широких фракций, а задачей оператора является соблюдение этих уставок с учетом ФХС реально перерабатываемой нефти. Однако показатели качества не фиксируются в режиме реального времени, а качество нефтесырья нестабильно (см. рис. 1), поэтому ФХС получаемых продуктов первичной переработки относительно уставок подвержен сильным вариациям. В работе [5] определены способы сопряжения глобальных (уровня производства) и локальных (уровня технологической установки) критериев управления АВТ, которые позволяют определить эффективные в этом смысле температуры раздела широких фракций (эффективную «нарезку» нефти на фракции) с учетом уставок и текущего качества нефтесырья. При этом для организации эффективного управления и контроля ограничений по ФХС получаемых продуктов необходимо иметь кривые ФХС узких фракций в режиме онлайн. Таким образом, в общем виде обратная задача определения ФХС узких фракций может быть сформулирована так: восстановить кривые ФХС узких фракций по доступной для измерения информации.

Обозначим через $V(T)$ кривую ИТК нефти, а через $V_i(T)$ – кривые фракционного состава i -тых широких фракций, $i = 1, 2, \dots, N$ (см. рис. 4). В каждой i -той широкой фракции, полученной в процессе ректификации, всегда присутствуют примеси – узкие фракции с температурой кипения $T < T_{нк,i}$ и $T > T_{кк,i}$, хотя количество узких фракций $T \ll T_{нк,i}$ и $T \gg T_{кк,i}$ исчезающее мало. Таким образом, функции $V_i(T)$ формально определены на интервале $T \in [-\infty; \infty]$.

Распределения узких температурных фракций в продуктовых (широких) фракциях и в нефти, соответствующие функциям $V(T)$ и $V_i(T)$, $i = 1, 2, \dots, N$, представлены на рис. 5 [4].



Р и с. 5. Диаграмма разделения нефти (Н) на продуктовые фракции:
I, II, III, IV – кривые разгонки по ИТК соответственно бензина Б, керосина К, дизельного топлива Д и мазута М; Н.К., К.К – начало кипения и конец кипения

Для аналитического отражения физической сущности процесса разделения нефти введем функции плотности распределения $p_i(T)$, $T \in [-\infty; \infty]$, вероятности попадания узких температурных фракций в i -тую широкую фракцию:

$$p_i(T) = \frac{1}{G_i} \frac{dV_i(T)}{dT}, \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (1)$$

здесь G_i – количество i -той широкой фракции, % масс. на нефть. Исходя из физического смысла параметра T область определения $p_i(T)$ можно сузить: $T \in [0; \infty]$. Далее $p_i(T)$ можно аппроксимировать подходящим несимметричным распределением, например двухпараметрическим распределением Вейбула [6]:

$$p_i(T) = \frac{c_i \left(\frac{T}{b_i} \right)^{c_i-1}}{b_i} \exp \left(- \left(\frac{T}{b_i} \right)^{c_i} \right), \quad 0 \leq T, \quad 0 < b_i, \quad 0 < c_i, \quad (2)$$

здесь b_i и c_i – параметры масштаба и формы соответственно.

Фракционный состав $V_i(T)$ определяется экспериментально один раз в смену. Кроме того, фракционный состав продуктов зависит в основном от условий проведения технологического процесса и может быть получен из уравнений регрессии на основе измеряемых в режиме онлайн параметров процесса. Поэтому далее функции распределения $p_i(T)$ будем считать известными.

Обозначим через $x_j(T)$ функцию, описывающую изменение j -того ФХС ($j = 1, 2, \dots, M$, M – общее число регламентируемых ФХС) в зависимости от температуры $T \in [0; \infty]$. Вектор-функция $x(T)$ полностью определяет свойства перерабатываемой нефти, а вектор-функция $x_{fi}(T)$ полностью определяет ФХС i -той широкой фракции, при этом

$$xf_{ij} = \int_0^{\infty} x_i(T) p_i(T) \frac{dV}{dT} dT. \quad (3)$$

В соответствии с (3) xf_{ij} ($i = 1, 2, \dots, N; j = 1, 2, \dots, M$) являются интегральными величинами от соответствующих функций $x_j(T)$. Физический смысл операции интегрирования (4) – смешение большого количества узких фракций в определенных пропорциях, задаваемых $p_i(T) \frac{dV}{dT}$. Некоторые ФХС нефтепродуктов аддитивны (например, содержание серы, содержание металлов и др.), и соответствующая этим ФХС величина xf_{ij} может быть найдена непосредственно по формуле (3). Другая часть ФХС (плотность, вязкость, температура вспышки, температура застывания и др.) – неаддитивные. Для их расчета можно воспользоваться методикой, применяемой в системах LP-моделирования нефтепереработки [7]. Суть методики заключается в прямом преобразовании неаддитивного показателя ФХС каждого компонента, составляющего смесь, с помощью индексной функции I , использовании формулы (3) для полученных величин и обратном преобразовании результата с помощью функции I^{-1} :

$$xf_{ij} = I_j^{-1} \left(\int_0^{\infty} I_j(x_j(T)) p_i(T) \frac{dV}{dT} dT \right). \quad (5)$$

Примеры индексных I_j и обратных индексных функций I_j^{-1} для некоторых ФХС приведены в работе [7], а для других ФХС прототипы этих функций можно найти в [8].

Если положить, что для аддитивных ФХС $I_j(x) = I_j^{-1}(x) = x$, то формула (5) приобретает более общий характер и может быть использована для расчета как аддитивных, так и неаддитивных ФХС.

Учитывая, что в соответствии с принятым аппроксимирующим распределением Вейбула (2) $p_i(T) = p_i(T, b_i, c_i)$, запишем формулу (5) в виде

$$I_j(xf_{ij}(b_i, c_i)) = \int_0^{\infty} I_j(x_j(T)) p_i(T, b_i, c_i) \frac{dV}{dT} dT. \quad (6)$$

Для решения обратной задачи определения вектор-функции $x(T)$ необходимо найти решение интегрального уравнения Фредгольма I рода (6) с ядром $K(T, b_i, c_i) = p_i(T, b_i, c_i) \frac{dV}{dT}$ относительно $I_j(x_j(T))$, считая $xf_{ij}(b_i, c_i)$ известными.

Перевод уравнений вида (6) в класс корректно поставленных задач может производиться за счет привлечения дополнительной информации о виде решения $x(T)$, а также за счет использования регуляризирующих алгоритмов.

Однако основная сложность, возникающая при решении уравнения (6), заключается в восстановлении поверхностей $xf_{ij}(b_i, c_i)$. В ходе технологического процесса периодически (один раз в смену) проводят лабораторные измерения некоторых j -тых свойств xf_{ij} i -тых широких фракций, при этом имеет место погрешность измерений, параметры b_i и c_i не варьируются, а количество анализируемых широких фракций невелико ($M = 3 \div 5$). Таким образом, задача восстановления поверхностей $xf_{ij}(b_i, c_i)$ сама является некорректной и ее решение затруднено.

Возможные пути решения обратной задачи восстановления ФХС узких нефтяных фракций. Существенным отличием российских НПЗ от НПЗ США, Европы, Японии и др. является то, что зарубежные предприятия перерабатывают нефть, доставляемую танкерами. Это обеспечивает стабильность сырья и дает возможность получения требуемых значений показателей качества перерабатываемых нефтей за счет их смешения. На российские НПЗ сырье поступает в основном по магистральным трубопроводам, куда собираются нефти попутных месторождений. Это является причиной значительных непредсказуемых вариаций показателей ее качества, полностью сгладить которые в существующих буферных резервуарных парках невозможно. В этих условиях крайне полезны были бы данные о составе нефтесмеси (индивидуальных нефтях и их доле) в магистральном нефтепроводе, но информация такого рода на НПЗ не доступна, хотя известны укрупненные регионы (например, Поволжье, Западная Сибирь и т. п.) добычи нефтесырья. ФХС нефтей одного региона могут варьироваться в широких пределах, однако эти индивидуальные нефти тщательно проанализированы, а результаты исследований включены в справочники, то есть можно считать, что для них известны $x(T)$. Кроме того, в дополнение к справочным данным есть возможность использовать детальные анализы нефтесмесей, производимые для систем LP-моделирования.

Рассмотрим один из возможных вариантов использования информации о регионе происхождения нефтесмеси с целью оценки вектор-функции $x(T)$.

Пусть имеются данные об S индивидуальных нефтях некоторого региона с известными $x_k(T)$ ($k = 1, 2, \dots, S$), а также известны функции распределения $p_i(T, b_i, c_i)$ и наблюдаемые (лабораторные) значения $xf_{ij}(b_i, c_i)$ ($i = 1, 2, \dots, N; j = 1, 2, \dots, M$).

Обозначим через α_k долю k -той индивидуальной нефти в перерабатываемой нефтесмеси. Для каждой из S нефтей по формуле (5) рассчитываются $xf_{ijk}(b_i, c_i)$ – соответствующие свойства широких фракций этих индивидуальных нефтей с такими же b_i, c_i , как у перерабатываемой нефтесмеси. Тогда доли α_k могут быть найдены как решение вариационной задачи минимизации невязки ФХС виртуальной и реальной нефтесмеси:

$$\sum_{j=1}^M \sum_{i=1}^N \left(I(xf_{ij}(b_i, c_i)) - \sum_{k=1}^S \alpha_k I(xf_{ijk}(b_i, c_i)) \right)^2 \rightarrow \min_{\alpha_k};$$

$$0 \leq \alpha_k \leq 1, \quad k = 1, 2, \dots, S;$$

$$\sum_{k=1}^S \alpha_k = 1.$$
(7)

По найденным значениям α_k получаем векторную оценку $\bar{x}(T)$ для $x(T)$:

$$\bar{x}_j(T) = I_j^{-1} \left(\sum_{k=1}^S \alpha_k I_j(x_{j,k}(T)) \right), \quad j = 1, 2, \dots, M; \quad k = 1, 2, \dots, S.$$
(8)

Решение задачи (7) существует, но может оказаться неустойчивым. Однако эта неустойчивость будет проявляться в том случае, когда истинные $x(T)$ перерабатываемой нефтесмеси близки к средним для данного региона, и не приведет к существенным ошибкам. В случае, когда истинные $x(T)$ значительно отличаются от средних по региону, можно прогнозировать получение устойчивых решений задачи (7).

Таким образом, векторная оценка $\bar{x}(T)$, полученная в результате решения задачи (7), является наилучшей в предположении о том, что нефтесмесь состоит только

из нефтей, включенных в справочник. Эта оценка определяет, по сути, вид кривых $x_j(T)$ ($j = 1, 2, \dots, M$).

В реальные нефтесмеси могут быть включены в относительно небольших количествах «неизвестные» нефти, свойства «известных» нефтей могут отклоняться от справочных данных и т. д. Все это вызывает флуктуации $x(T)$ и требует корректировки $\bar{x}(T)$. Корректирующие слагаемые d_j , $j = 1, 2, \dots, M$, компонент вектор-функции $x(T)$ могут быть найдены посредством решения следующих M задач:

$$\sum_{i=1}^N \left(I(xf_{ij}(b_i, c_i)) - \left(I(\bar{x}f_{ij}(b_i, c_i)) + d_j \right) \right)^2 \rightarrow \min_{d_j}, j = 1, 2, \dots, M, \quad (9)$$

здесь $\bar{x}f_{ij}(b_i, c_i)$ – j -тое свойство i -той фракции, полученное по формуле (5) из вектора $\bar{x}(T)$. Скорректированные значения $\tilde{x}_j(T)$ будут определяться по формуле

$$\tilde{x}_j(T) = \bar{x}_j(T) + \frac{I^{-1}(d_j)}{\int_0^\infty p_i(T, b_i, c_i) \frac{dV}{dT} dT}, j = 1, 2, \dots, M. \quad (10)$$

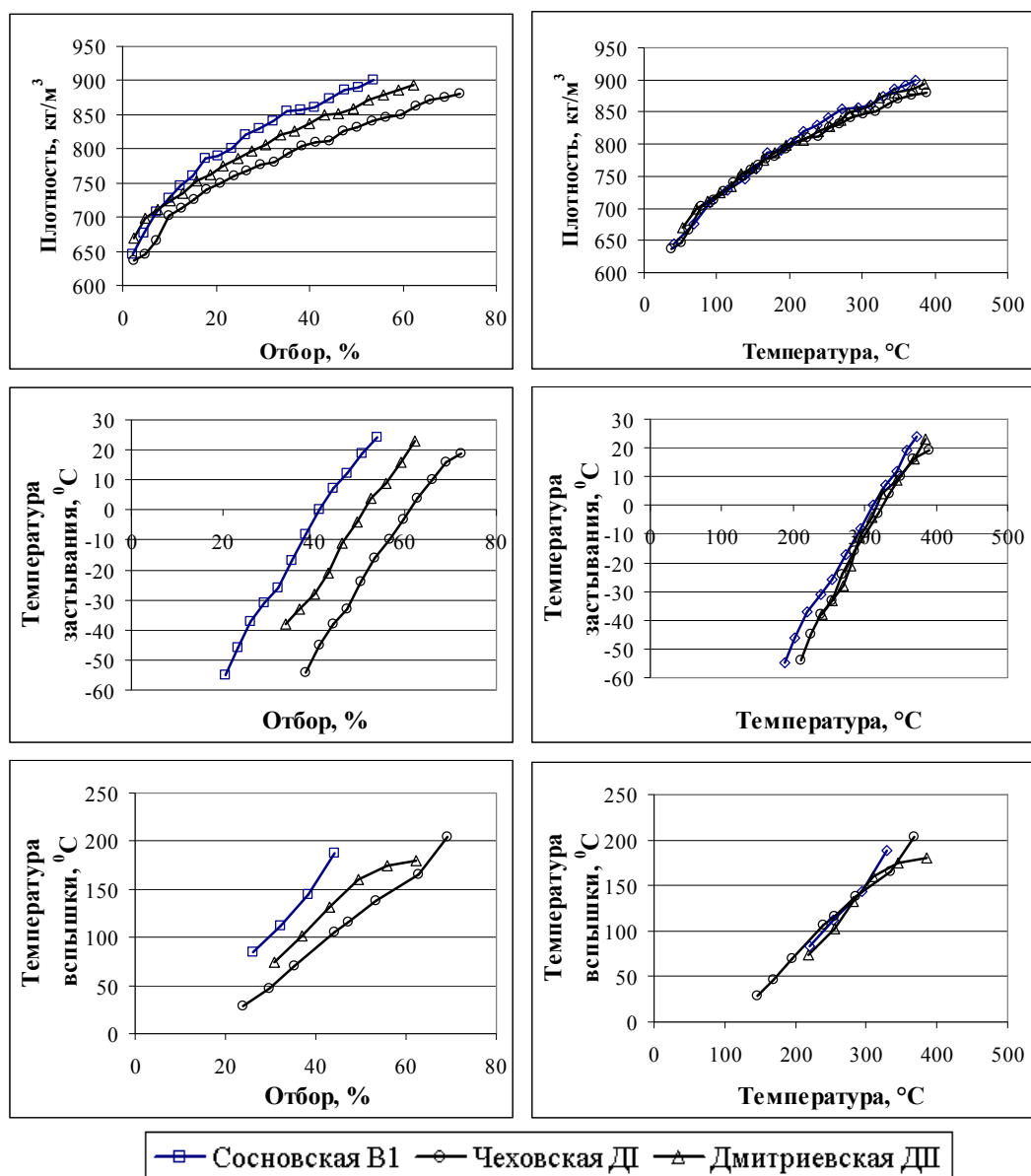
Рассмотрим далее функции-компоненты вектора x в зависимости от температуры T и выхода (процентного содержания в нефти) фракций G_i (рис. 6). Представленные на рисунке нефти Самарского региона [10] имеют существенно различные интегральные показатели качества (табл. 2).

Т а б л и ц а 2

Интегральные показатели качества нефти Самарского региона

Показатель нефти	Сосновская В _I	Дмитриевская Д _{II}	Чеховская Д _I
Содержание фракции НК-180 °С, %	20,1	28,0	33,5
Содержание фракции НК-360 °С, %	50,1	60,7	69,1
Плотность, кг/м ³	867,0	829,0	801,6
Температура застывания, °С	-28	-8	-14
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	-32	-34	-48

Табл. 2 и рис. 6 иллюстрируют следующий факт: в нефтях одного региона, близких по своему химическому составу, зависимости изменения критических показателей качества нефтепродуктов $x_i(T)$ от температуры T выкипания узких фракций близки, но при этом содержание (относительно нефти) широких фракций, имеющих одинаковые значения показателей качества, может существенно изменяться. На рис. 1 приведена расчетная динамика изменения суммарного содержания фракций, выкипающих до 360 °С, которая иллюстрирует высокую вариабельность этого параметра. Поэтому далее будем считать, что все ФХС нефти, за исключением фракционного состава, остаются неизменными весь период времени между проведением плановых лабораторных анализов ФХС широких фракций. По результатам этих анализов, решая задачи (7) и (9), получаем функции оценок $\tilde{x}_j(T)$, $j = 1, 2, \dots, M$. Вариации свойств широких фракций $xf_{ij}(b_i, c_i)$, $i = 1, 2, \dots, N$, $j = 1, 2, \dots, M$ в период между проведением плановых лабораторных анализов определяются только вариациями кривой $V(T)$, описывающей зависимость от температуры T суммарного процентного содержания в нефти фракций с температурой кипения ниже T .



Р и с. 6. Изменения критических показателей качества нефтепродуктов в зависимости от выхода и температуры

Определение функции $V(T)$ в режиме онлайн может быть реализовано аппаратно с помощью поточных аппаратов имитированной дистилляции нефти, однако эти приборы сложны в обслуживании и ненадежны и поэтому широко не распространены.

Для расчета материального баланса установки первичной переработки нефти оснащают поточными анализаторами плотности нефти и плотности продуктовых потоков (широких фракций). В основу расчетного метода определения функции $V(T)$ может быть положена корреляционная формула, предложенная в [11]:

$$V(T, \rho_0) = A(T)\rho_0 + B(T), \quad (11)$$

здесь ρ_0 – плотность нефти.

Возможен и другой способ восстановления функции $V(T)$. Запишем формулу (5) в виде

$$\rho_i = I_\rho^{-1} \left(\int_0^\infty I_\rho(\rho(T)) p_i(T) \frac{dV}{dT} dT \right), \quad i=1,2,\dots,N, \quad (12)$$

здесь ρ_i – плотность i -той широкой фракции; $\rho(T)$ – зависимость плотности узких фракций от температуры; I_ρ и I_ρ^{-1} – прямая и обратная индексные функции для плотности. Функция $\rho(T)$ определяется из решения задач (7), (10), ρ_i измеряются плотномерами; $p_i(T)$ считаем, как и раньше, известными.

С учетом реальных потребностей область определения функции $V(T)$ можно значительно сузить: $T \in [Tb; Te]$, а саму функцию $V(T)$ аппроксимировать на этом интервале полиномом. Возможная степень этого полинома ограничена N – числом производимых широких фракций. В соответствии с [11] используем для аппроксимации $V(T)$ квадратичный многочлен

$$V(T) = k_1 T^2 + k_2 T + k_3. \quad (13)$$

Тогда задача восстановления кривой ИТК сводится к решению следующей системы из N уравнений:

$$I_\rho^{-1} \left(\int_{Tb}^{Te} I_\rho(\rho(T)) p_i(T) (k_1 T + k_2) dT \right) - \rho_i = 0, \quad i=1,2,\dots,N \quad (14)$$

для определения коэффициентов k_1 и k_2 . Коэффициент k_3 может быть определен из (13) и граничного условия $V(Tb) = 0$, при этом температура Tb должна соответствовать температуре начала кипения нефти:

$$k_3 = -(k_1 Tb^2 + k_2 Tb). \quad (15)$$

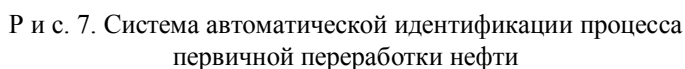
Синтез автоматической системы идентификации состояния технологического процесса первичного разделения нефти. Состояние технологического процесса первичного разделения нефти в статике определяют с точки зрения качества производимой продукции:

- векторная функция $x(T)$ – распределение ФХС продуктов в зависимости от температуры;
- функция $V(T)$, задающая ИТК нефти;
- векторная функция $\rho(T, b, c)$ – плотность распределения, определяемая фракционным составом продуктов.

Измеряемыми в ходе технологического процесса величинами являются:

- вектор x^f – ФХС продуктов (широких фракций) с периодичностью 3 раза в сутки;
- ρ_0 – плотность нефти в реальном режиме времени;
- вектор ρ – плотности продуктов в реальном режиме времени.

Синтез системы идентификации состояния технологического процесса первичного разделения нефти (рис. 7) предлагается осуществлять на основе наблюдателей состояния (НС), формирующих оценку состояния системы по ее измеряемому выходу и входу.



– $x(T)$, реализующий решение задач (7), (9);

– $V(T)$, реализующий решение задач (11), (14);

– фракционного состава широких фракций, который может быть реализован статистическими методами на основе измеряемых параметров технологического режима (в данной статье не рассматривается).

В системе идентификации состояния предусмотрена корректировка НС при поступлении информации о результатах лабораторных анализов нефти и получаемых продуктов. Результаты идентификации – вектор-функции $x(T)$, $p(T, b, c)$ и функция $I(T)$ – могут быть использованы для синтеза системы автоматического управления процессом с целью получения заданного ассортимента продукции оптимального качества. Рассчитанные ФХС широких фракций xf_{ij} представляют собой виртуальные онлайн-анализаторы. В ходе дальнейшей работы над задачей построения системы идентификации предполагается исследовать асимптотическую сходимость идентифицируемых с помощью разработанного комплекса НС оценок к величинам, опре-

деляющим состояние процесса первичной переработки нефти. Также планируется разработка методов синтеза системы оптимального управления технологическим процессом по критерию максимально точного выполнения уставок, полученных от систем LP-моделирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сизиков А.П. Программный продукт СМОННП (Система оптимизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств) // Управление большими системами. Вып. 24. – М.: ИПУ РАН, 2009. – С. 298-326.
2. Вережкин А.П., Муртазин Т.М. Моделирование процессов принятия решений в сложных системах управления // Проблемы нефтегазового комплекса России: Мат-лы международной конференции, УГНТУ. – Уфа, 1998. – С. 85-88.
3. Бахтадзе Н.Н. Виртуальные анализаторы (идентификационный подход) // Автоматика и телемеханика. – 2004. – № 11. – С. 3-24.
4. Технология переработки нефти. Ч. I. Первичная переработка нефти / Под ред. О.Ф. Глаголевой, В.М. Капустина. – М.: Химия, КолосС, 2007. – 400 с.
5. Кузнецов В.Г., Кадыров Д.Б., Тыщенко В.А. Контроль температур раздела и наложений смежных фракций как способ сопряжения глобального и локального критериев оптимизации // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2005. – №1. – С. 33-37.
6. Боровиков В. STATISTICA. Искусство анализа данных на компьютере. Для профессионалов. 2-е изд. – СПб.: Питер, 2003. – С. 173-177.
7. Сизиков А.П. Методика расчета температур разделения нефти на целевые продукты на основе свойств узких фракций // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. – 2011. – № 2. – С. 230-235.
8. Киселев Б.А., Горелова Н.Л., Фалькевич Г.С. Обзор методов расчета физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов. – М.: ИПКНЕФТЕХИМ, 1982.
9. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1979. – Изд. 2-е.
10. Нефти СССР. Справочник. Т. 2. Нефти Среднего и Нижнего Поволжья. – М.: Химия, 1972. – 392 с.
11. Шабалина Т.Н. и др. Прогнозирование потенциала светлых фракций и содержания в них серы // Химия и технология топлив и масел. – 1999. – № 3. – С. 6-7.

Статья поступила в редакцию 12 октября 2011 г.

SPECIFICITY OF STATE OBSERVER DESIGN FOR IDENTIFICATION OF PHYSICOCHEMICAL PROPERTIES OF OIL FRACTIONS BY ATMOSPHERIC-VACUUM DISTILLATION UNIT

N.A. Kadirova¹, M.Y. Livshits²

¹ PLC "Srednevolzhskiy nauchno-issledovatel'skiy institut po neftepererabotke"
HeadPost, Novokuybyshevsk, Samara region, 446200

² Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100

There was made an analysis of main features of primary crude oil distillation in order to estimate physicochemical properties of the products. An identification problem of physicochemical properties of oil fractions was defined. Lines of attack on the problem were analyzed. It was offered an automatic identification system for state of primary crude oil distillation on the basis of a state observer.

Keywords: *Atmospheric-Vacuum distillation unit, primary oil distillation, mathematical simulation, identification of physicochemical properties of oil fractions.*

*Nataliya A. Kadirova, Senior Research.
Mihail Y. Livshits (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.*