

© Р.Д.Гасымова, Г.Г.Мамедова, Е.Р.Ашрафова, Т.А.Салимова, 2006

## СТАТИСТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ ПО ИХ ПЛОТНОСТЯМ

Р.Д.Гасымова, Г.Г.Мамедова, Е.Р.Ашрафова, Т.А.Салимова

*Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье представлены результаты статистических исследований по влиянию плотности нефтей на растворимость в них летучих компонентов, молекулярную массу и температуру воспламенения нефтей. Предложены соответствующие уравнения регрессии, описывающие эти статистические связи.

При решении различных задач нефтепромышленного характера, например, изучении фазового поведения газонефтяных систем в процессе разработки нефтяных месторождений, добыче и переработке становится необходимым наличие данных об углеводородном составе нефти.

Известно, что нефть является сложной смесью большого числа углеводородов различного химического строения с примесью сернистых, кислородных, азотистых и смолистых веществ (Рыбак, 1962; Справочник по..., 1965; Эрих, 1966 и др.). В ее составе открыто более 1000 индивидуальных углеводородов и их изомеров (Петров, 1984). Из-за трудоемкости определения полного химического состава нефти его осуществляют только при особо необходимых случаях, например, в начальный период вступления нефтяной залежи в разработку, при проектировании нефтегазоперерабатывающих мощностей и т.д. В связи с этим в нефтегазодобывающей области, как правило, химический состав системы определяют до выделения высококипящей фракции, в частности, до выделения пентанов, иногда и гептанов, а остальную часть нефти, более тяжелую фракцию, включая и пентаны, характеризуют как обобщенный компонент ( $C_{5+}$  или  $C_{7+}$ ) плотностью, вязкостью, молекулярной массой, продуктами прямой разгонки, групповым составом и т.д. Это порождало развитие множества полуэмпирических методик определения критических свойств обобщенного компонента  $C_{5+}$  по его плотности или молекулярной массе. В частности, в (Аббасов, 1985) представлена методика определения псевдокритических параметров, таких как

давление, температура, мольный объем фракции для углеводородных конденсатов, а в (Справочник по..., 1965) – для нефтяных фракций и нефтей по различным уравнениям регрессии или номограмме Ватсона.

Ниже сделана попытка определить некоторые свойства нефти по ее плотности с использованием многочисленных эмпирических лабораторных измерений нефтей ряда нефтяных месторождений бывшего Советского Союза, в том числе Азербайджана, считая плотность нефти одним из характеризующих признаков, несущих большую информацию о генетическом характере нефти (Добрянский, 1948; Нефти СССР, 1971-1974).

### **а) Закономерности изменения содержания летучих компонентов в составе нефти**

В нашей работе (Аббасов, Джавадова, 1995) нами была поставлена задача развития справочно-информационной базы расчетов фазового состояния газонефтяных систем в пластовых и скважинных условиях путем статистического моделирования состава и содержания определяющих их псевдокомпонентов. При этом было предложено выделение четырех групп псевдокомпонентов, первыми из которых являются летучие псевдокомпоненты.

Под термином «летучие псевдокомпоненты» подразумевают легкие углеводороды от этана (иногда от метана) до пентана, которые выделяются из состава «дегазированной нефти» при атмосферном давлении и нагреве до температуры, близкой к температуре начала кипения ( $t_{н.к.}$ ). Другими словами, состав и содержание отдельных насыщенных углево-

дородов определяют (Петров, 1984) низкотемпературной ректификацией газовых смесей. При этом из полученных узких фракций C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> химическим путем удаляют непредельные углеводороды, и по остатку определяют содержание парафиновых углеводородов. Обычно анализ состава летучих компонентов, растворенных в нефти, производят до C<sub>4</sub> или при небольшом нагреве ( $t \leq t_{н.к.}$ ) до C<sub>5</sub>.

Для статистического анализа были привлечены экспериментальные данные из справочников (Нефти СССР, 1971-1974). Учитывая специфику экспериментальных данных, анализ проводился отдельно для растворенных в нефти летучих компонентов, включающих углеводороды до бутанов, а также для низкокипящих углеводородов до пентана включительно.

В работе (Нефти, 1971-1974) выходы летучих компонентов нефтей указаны в вес.% ( $g_i$ ), которые были пересчитаны в мольные доли по выражению:

$$X_i = \frac{g_i \cdot M_H}{100 \cdot M_i}$$

Здесь  $M_H$ ,  $M_i$  – молярные массы нефти и  $i$ -го компонента.

Статистический анализ для более летучего компонента, в частности для метана не производили из-за недостаточного набора эмпирических данных. Из 347 анализируемых месторождений (Нефти СССР, 1971-1974) только в 15 обнаружено наличие растворенного в нефти метана. Как показал анализ, метаносодержащие нефти, к которым можно отнести отдельные нефти Башкирской АССР

(месторождения: Чергаульское, Орьебашское, Новохозинское), Дагестанской АССР (месторождения: Русский хутор, Южносухокумское), Ставропольского края (месторождения: Колодезное, Величаевское) и другие, как правило, отличаются от других низкой температурой застывания (около  $-50^{\circ}\text{C}$ ) и сравнительно высоким содержанием асфальтенов (около 9%). Как показали расчеты, при прогнозировании летучего псевдокомпонента содержание метана можно принять в интервале  $X_{C_1} \approx 0,9 \pm 0,12$  или совсем им пренебречь.

А по компонентам пропан-бутаны набрано достаточное количество эмпирических данных, которое дало возможность проведения более широкого анализа по их содержанию в нефтях.

Известно, что взаимное растворение любого газа и жидкости связано с их индивидуальными физико-химическими свойствами, например, плотностью, вязкостью и т.д. В связи с этим нами изучено совместное влияние плотности ( $\rho$ ) и вязкости ( $\mu$ ) нефти на изменение количества растворенного в ней этана (C<sub>2</sub>), пропана (C<sub>3</sub>) и бутанов (C<sub>4</sub>). При этом анализ проводился по стандартной программе статистических исследований (Дементьев и др., 1977), получена эмпирическая связь:

$$C = a + b \rho_H + d \mu \quad (1)$$

Коэффициенты уравнения регрессии (1) приведены в таблице.

Таблица

Коэффициенты уравнения регрессии

Компоненты	Кол-во точек	Коэффициенты уравнения (1)		
		a	b	D
Этан (C <sub>2</sub> )	54	-14,0	20,0	0,012
Пропан (C <sub>3</sub> )	61	25,4	-0,069	-0,001
Бутаны ( $\sum C_4$ )	61	155,9	-101,7	0,30

Таким образом, нами показана возможность прогнозирования содержания летучих компонентов нефти, имея сведения о ее плотности и вязкости.

#### б) Определение молекулярной массы нефти по ее плотности

В зарубежной практике для определения молекулярной массы по известному значению плотности нефти пользуются в основном формулой Крэга (Справочник по ..., 1965). Полученная в (Аббасов и др., 1986) эмпирическая формула на основании лабораторных измерений плотности различных нефтей и углеводородных конденсатов показала, что она дает близкие к лабораторному измерению результаты для узкого круга нефтей и с ростом плотности нефтей отклонения от реальных измерений плотности возрастают. Аналогичные результаты были получены и по методике Ватсона (Справочник по ..., 1965).

В работе (Аббасов и др., 1986), учитывая недостатки методик Крэга и Ватсона, предложена новая регрессионная зависимость между молярной массой и плотностью углеводородных конденсатов, которые изменялись в интервале 90-230 кг/кмоль и 672-830 кг/м<sup>3</sup> соответственно. Расчеты, проведенные нами с использованием зависимости (Аббасов

и др., 1986) на базе измерений плотности и молекулярной массы нефти по ряду нефтяных месторождений из (Ашумов, 1961; Нефти СССР, 1971-1974), показали, что они характеризуются односторонним отклонением, достигающим до 12-15 % при среднем 9%. Учитывая эту высокую погрешность зависимости из (Аббасов и др., 1986), нами с привлечением новых данных из (Ашумов, 1961; Нефти СССР, 1971-1974) расширен диапазон определения молекулярной массы нефти по ее плотности. Для этого регрессионный анализ был выполнен отдельно. Вначале для нефтей месторождений бывшего Советского Союза по (Нефти СССР, 1971-1974) - всего 81 измерение - на его основании изучалась статистическая связь между плотностью и молярной массой этих нефтей. А затем это выполнялось и для нефтей из нефтяных месторождений Азербайджана (обучающая выборка) - 71 измерение, и проверялась точность полученной регрессионной зависимости. Проведенный нами статистический анализ показал, что указанную на рис.1 математическую связь правильнее принимать как прямолинейную (коэффициент корреляции  $r = 0,65$ ), в виде (рис.1):

$$\rho = 0,98M + 627,1. \quad (2)$$

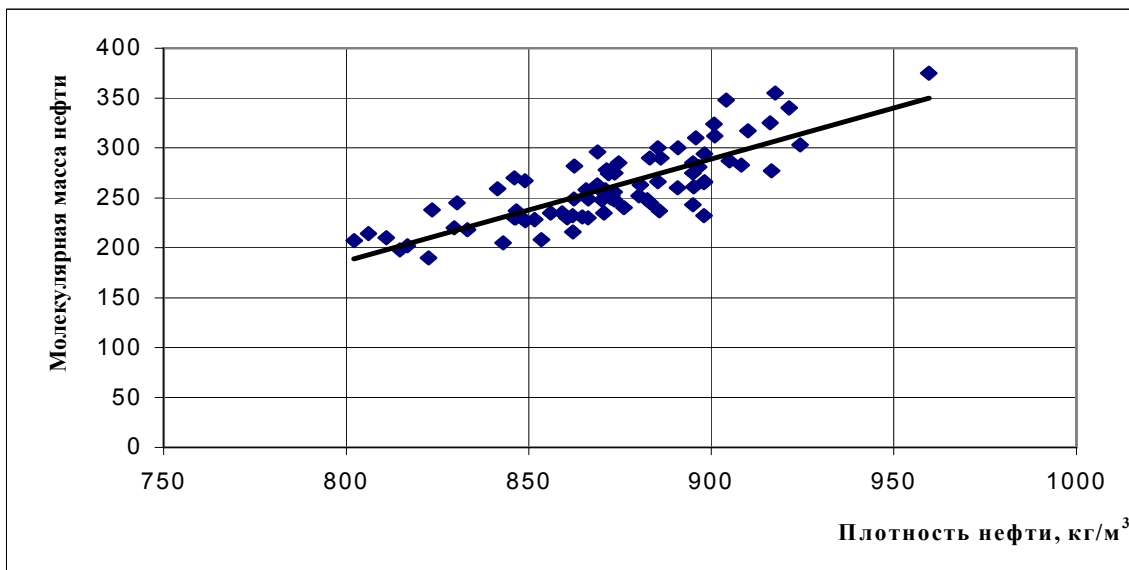


Рис. 1. График зависимости между плотностью и молекулярной массой нефти

По нефтям месторождений Азербайджана установлена преемлемость выражения (2), при этом среднее значение отклонений в этом случае не превышало 5%.

Таким образом, расширены возможности методики определения молекулярной массы нефти по ее плотности, что позволит существенно уточнить нахождение псевдокритических параметров нефтей.

### в) Прогнозирование температуры воспламенения нефтей по их плотностям

Сведения о температуре воспламенения нефтей важны для изучения физико-химических процессов, необходимых при определении мощностей нагревательных устройств, применяемых при осуществлении внутрискластового горения, переработки нефти, выделения нефтяных фракций и т.д.

Анализ сведений, приведенных в (Нефти СССР, 1971-1974) показал, что нефти воспламеняются в узком интервале температур и имеют тенденцию возрастания по мере увеличения содержания асфальтено-смолистых веществ и их плотности. Так, например, чокракская нефть (Ашумов, 1961), содержащая до 70-80% асфальтено-смолистых веществ, воспламеняется при температуре 275<sup>0</sup>С, в то время как обычные нефти воспламеняются в интервале температур 200-259<sup>0</sup>С. На основании этого можно ожидать, что интервал температур 200-300<sup>0</sup>С является общим для воспламенения большинства нефтей. Сказанное пред-

ставляет интерес с точки зрения проектирования единого режима розжига нефти на всех месторождениях.

Известно, что температуре 200-300<sup>0</sup>С перед воспламенением соответствует такое состояние нефти, когда основная часть светлых фракций уже испарилась, а в высокотемпературном окислении участвуют только оставшаяся часть керосино-лигроиновых фракций, фракций дизтоплива и мазут. Названный остаток светлых фракций почти не обладает летучими углеводородами (Аббасов, Джавадова, 1995). В связи с этим можно ожидать, что температура воспламенения нефти в пласте близка к температуре вспышки мазута при том же давлении. Однако известно, что с повышением давления температура вспышки мазута растет. С поправкой на эту зависимость ориентировочно по температуре вспышки мазута при атмосферном давлении можно судить о температуре воспламенения нефти и оценивать постоянство этой характеристики для группы нефтей различного углеводородного состава.

Для статистических исследований использована выборка нефтей из (Нефти СССР, 1971-1974) по плотности нефти, топочного мазута марки 40, а также по температуре вспышки последнего. Затем результаты этих исследований были опробированы и для нефтей месторождений Азербайджана.

В статистической обработке было использовано 48 измерений из (Нефти СССР, 1971-1974) и 57 из (Ашумов, 1961).

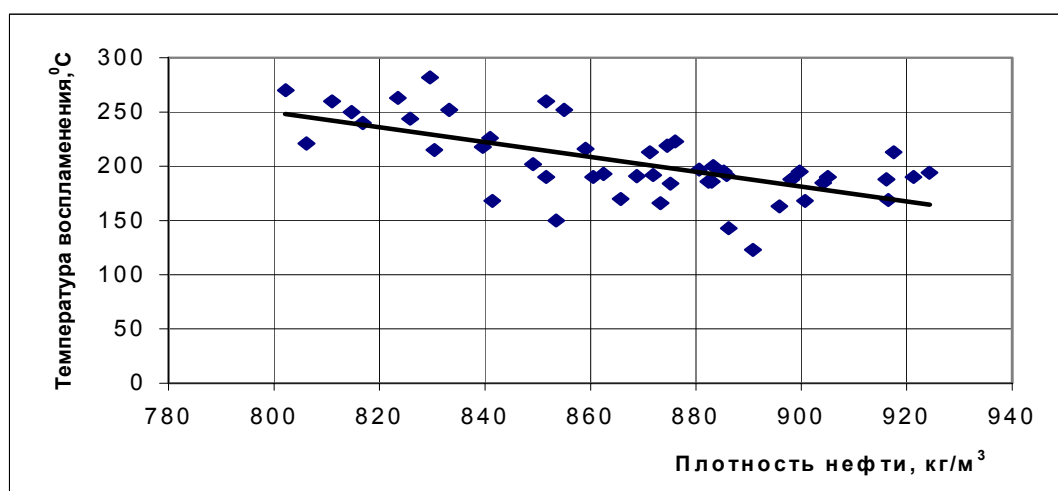


Рис. 2. Зависимость температуры воспламенения мазута от плотности нефти

На рис.2 показана зависимость  $\rho_H = f(t_{восп.}^M)$  ( $\rho_H$  - плотность нефти,  $t_{восп.}^M$  - температура воспламенения мазута). Исследованиями установлено, что выборка нефтей по свойствам на рис.2 характеризуется достаточно высоким значением коэффициента корреляции  $r = 0,41$ , на основании чего зависимость  $\rho_H = f(t_{восп.}^M)$  представлена в виде:

$$t_{восп.}^M = 795,52 - 0,6825 \rho_H. \quad (3)$$

Погрешности аппроксимации проанализированы с использованием соответствующих данных из (Ашумов, 1961) на примере нефтяных месторождений Азербайджана. Как показали результаты этих расчетов, зависимость (3) удовлетворительно описывает статистические связи между плотностью нефти и температурой воспламенения мазута при среднем значении погрешности около  $5,0^{\circ}\text{C}$ .

Таким образом, на базе имеющихся данных, с использованием статистических методов исследована возможность прогнозирования отдельных свойств нефтей по ее плотности. В частности, показано, что:

- количество растворившихся в нефти газов этана, пропана и бутанов при нормальных условиях зависит линейно от ее плотности и вязкости;
- расширена возможность регрессионной зависимости между плотностью и молекулярной массой нефтей с привлечением новых экспериментальных данных;
- получена регрессионная зависимость температуры воспламенения нефтей от ее

плотности, которая позволяет прогнозировать этот параметр при планировании работ по внутрипластовому горению нефти, а также составлении схем нефтеперерабатывающих мощностей.

Авторы выражают благодарность З.Я.Аббасову за его участие при постановке этих задач, их реализации и подготовке материалов к печати.

#### ЛИТЕРАТУРА

- АББАСОВ, З.Я. 1985. Определения псевдокритических параметров компонента  $C_{5+}$  газоконденсатной смеси. Баку. *Изв. АН Азерб. ССР, сер. наук о Земле*, 5, 112-118.
- АББАСОВ, З.Я., ДЖАВАДОВА, Р.Д. (ГАСЫМОВА). 1995. Газонефтяная система как объект статистического моделирования. *Изв. АН Азербайджана, сер. наук о Земле*, 4-5, 78-82.
- АББАСОВ, З.Я., МАМИЕВ, Г.С., ОПРИЦ, М.А., ВОЛОДЧЕНКО, А.П. 1986. О взаимосвязи молекулярной массы и плотности природных газовых конденсатов, Баку, *АНХ*, 3, 21-23.
- АШУМОВ, Г.Г. 1961. Азербайджанские нефти. *Изв. АН Азербайджана*, 542.
- ДЕМЕНТЬЕВ, Л.Ф., ЖДАНОВ, М.А., КИРСАНОВ, А.Н. 1977. Применение математической статистики в нефтегазопромышленной геофизике. Недра. Москва. 255 с.
- ДОБРЯНСКИЙ, А.Ф. 1948. Геохимия нефти. Гостоптехиздат. Москва. 476 с.
- НЕФТИ СССР. 1971-1974. *Справочник*, 1- 2, Химия. Москва.
- ПЕТРОВ, А.А. 1984. Углеводороды нефти. Наука. Москва. 264 с.
- РЫБАК, Б.М. 1962. Анализ нефти и нефтепродуктов. Нефтяная и горно-топливная литература. Москва. 888 с.
- Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. 1965. Недра. Москва. 2. 990с.
- ЭРИХ, В.Н. 1966. Химия нефти и газа. Химия. Москва. 284 с.

**Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Б.А.Багиров**