

## О свойствах углеводородного вещества – источника нефти

В. П. Макаров

Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, Москва  
[litolog@msgpa.ru](mailto:litolog@msgpa.ru), тел.: 8 (495) 433 5677, доб. 11 78

*Ключевые слова:* нефть, источник нефти, вязкость, показатель преломления, нефтены, метаны, микронефть, пранефть, уравнение компенсации.

**Ссылка:** Макаров, В. П. (2011), О свойствах углеводородного вещества – источника нефти, *Вестник ОНЗ РАН*, 3, NZ6070, doi:10.2205/2011NZ000200.

Истоки современных представлений о происхождении нефти возникли в XVIII – начале XIX века. Ниже сделана попытка решения этой проблемы на основе анализа физических и химических свойств нефти и её дериватов на основе литературных данных за период 1940–1960 гг.

### Связь физических величин

**I.** Она заключается в наличии между физическими величинами, характеризующими свойства нефти, установленной ещё на заре «туманной юности» нефтехимии связи вида

$$n_D^{20} = A d_4^{20} + B \quad (1)$$

По современным представлениям [Китайгородский, 1973] величина  $n$  определяется равенством  $n^2 \approx \epsilon \mu$ , где  $\epsilon$  – диэлектрическая, а  $\mu$  – магнитная проницаемости вещества. Подобному анализу большое внимание уделял С.С. Куртц [Брукс Б. Т. и др., 1958], но этот подход мало дал для понимания свойств (1). Существует также более интересная зависимость  $n = c/v$ , где скорости света  $c$  – в вакууме,  $v$  – в веществе [Китайгородский, 1973].

**II. А).** Известны эксперименты по определению влияния  $T$  на изменение  $d$  и  $n$ . Для них эта зависимость имеет вид  $(d, n) = -\alpha T + L$ . Плотность связана с температурой через уравнение  $d = d_o - \gamma_d T$ , в котором  $\gamma_d = d_o \alpha_d$ ;  $d_o$  – начальное значение плотности при  $T = 0^\circ\text{C}$ ,  $\alpha_d$  – коэффициент термического расширения (сжатия), тождественный таковому в уравнении  $v_T = v_o(1 + \alpha T)$  [Китайгородский, 1973].

На природных объектах при повышении  $T$  величины  $d$  и  $n$  уменьшаются, поскольку при неизменной массе вещества рост  $T$  ведёт к увеличению его объёма, а значит и уменьшению плотности. Для пластовых нефтей в среднем  $\alpha_d \approx 0.0008$ . В эксперименте для ряда УВ  $\Delta n / \Delta d = 0.603 - 0.454$ , которые равны значениям  $A$  для конкретных выборок.

В работе [Важнейшие нефтяные месторождения развитых капиталистических и развивающихся стран, 1973] по результатам определения динамической и кинетической вязкостей на интервале 10–50°C определена величина  $\alpha_d$  нефтей ряда месторождений, равная 0.0007.

В то же время увеличение объёма ведёт к уменьшению количества молекул в единице объёма. Поскольку при этом уменьшается волновое сопротивление, то происходит рост скорости движения света в веществе, а значит и уменьшение показателя преломления. Согласно опытам поведение его аналогично поведению плотности. Поэтому можно написать  $n = n_o - \gamma_n T$ . Удаляя параметр  $T$  и проводя преобразования для уравнения (1), получаем  $A = \gamma_n / \gamma_d = n_o \alpha_n / d_o \alpha_d$ , что отражает физический смысл уравнения (1) для нефтей. Всё это объясняет особенности природного распределения нефти: облегчение (уменьшение её плотности) с глубиной, обусловленное чёткой связью с  $T$  нефтяного пласт, согласуясь с позицией А.Ф. Добрянского (1961) и других исследователей. По П.Ф. Андрееву [Андреев и др., 1958] – основной тип распределения нефти в пространстве (он характерен для ~70% месторождений нефти).

Механизмы явления предлагались разные, но гипотезы остались не доказанными. Поэтому главной причиной изменения объёма нефти является тепловое воздействие при постоянстве массы метаморфизируемой нефти, а указанные механизмы являются наложенными, дополнительными.



Рис.1. Динамика получения возгонов на м-нии Озек-Суат [Котина, Чихачева, 1961]

Б). Прогрев и получение возгонов осуществлялись в широком интервале  $T$ . Динамика поведения возгонов нефтей из отложений разного возраста отражена на рис. 1: объекты делятся на группы относительно низкотемпературных ( $T \approx 40\text{--}400^\circ\text{C}$ ) и высокотемпературных ( $T \approx 350\text{--}600^\circ\text{C}$ ) возгонов. Обе кривые имеют интервал перекрытия, отмечаемый для  $T \approx 350\text{--}400^\circ\text{C}$ . В других работах проведены исследования для более коротких интервалов, но всегда описанный перегиб отмечается практически в одной и той же точке –  $T = 350\text{--}400^\circ\text{C}$ . В природе пластовая  $T$  может достигать  $250^\circ\text{C}$  не дотягивая до точки фазового перехода. Для некоторых природных концентраций нефти отмечается рост плотности с глубиной (второй тип [Андреев и др., 1958]). Здесь возможно барическое сжатие веществ, которое ведёт к уменьшению  $V$ , а значит и росту  $d$  нефти. Но эксперименты осуществлены только при давлениях, не превышающих стандартное значение, поэтому роль  $P$  не ясна.

III. Для изучения влияния  $T$  построены квазиизотермы распределения (рис. 2А) для интервалов  $T = 250\text{--}300$  и  $350\text{--}400^\circ\text{C}$ . Выделяются по две группы параметров А и Б. Обоснованность выделения групп подтверждается и тем, что на графиках в координатах ( $M\text{--}d$ ) и ( $M\text{--}X$ ) ( $X$ –выход фракции) (рис. 2Б) выборки также выделяются в отдельные группы точек.

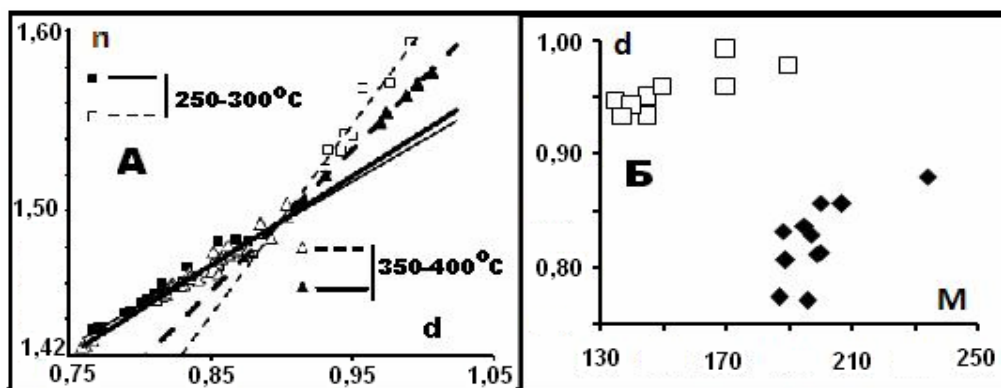


Рис.2. Изотермические распределения физических параметров нефти. (А – Сводная диаграмма распределений; Б – зависимость плотности  $d$  от молекулярного веса  $M$  при  $T=250\text{--}350^\circ\text{C}$ )

### Свойства вещества в источнике нефти

I. Оценку параметров  $n_o$  и  $d_o$  в источнике даёт теория решения задачи об источниках вещества [Макаров, 2008], оперирующая с параметрами  $A$  и  $B$  (1). Здесь выделяются две составляющие: 1) Если имеются несколько уравнений (1), то они характеризуются парой чисел ( $A, B$ ). Используя их в качестве координат, можно получить прямую вида  $B = aA + v$ . Если уравнение выполняется, то такая совокупность прямых (1) называется пучком прямых, пересекающихся в точке с координатами ( $A_o, B_o$ ), определяемых как  $a = -A_o$  и  $v = B_o$ . Уравнение вида  $B = (-A_o)A + B_o$  – это компенсационное уравнение. 2) Уравнение (1) описывает распределение компонентов, образованных при смешении исходных компонентов как минимум из двух источников. Представления о «компенсации» приводят к выводу о том, что параметры ( $A_o, B_o$ ) описывают состав одного из исходных компонентов. По параметрам этих уравнений была впервые построена компенсационная диаграмма (рис.3А). На картинку вынесены данные по температурным фракциям в пределах  $60\text{--}500^\circ\text{C}$  широкого круга

углеводородов (УВ). Для сравнения показаны параметры уравнений для силикатных минералов и раствора глицерина в воде. Все точки УВ строго ложатся на прямую с уравнением  $B = -0.827A + 1.459$  (рис.3А), свидетельствуя, что вещества в источнике нефти обладают общим свойством; координаты точки кроссовера описываются значениями  $d_0 = 0.827$  и  $n_0 = 1.459$ , характеризующими физические свойства прародительницы нефтей.



Рис.3. Компенсационная диаграмма по параметрам уравнения  $n=Ad + B$  (А) и связи между С и Н (Б)

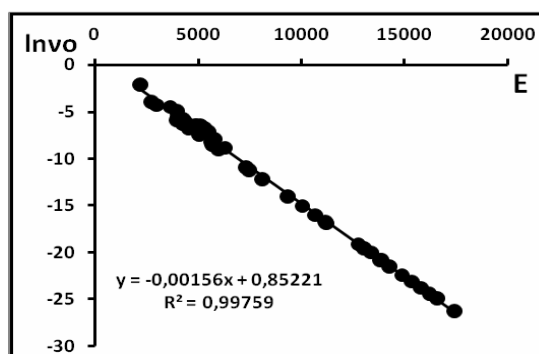


Рис. 4. Компенсационная диаграмма для параметров кинетической вязкости

II. Основным уравнением, связывающим кинетическую (или динамическую  $\mu$ ) вязкость с  $T$ , является уравнение  $\ln \mu = \ln \mu_0 + E/RT$  ( $T$  - температура в  $^{\circ}K$ ;  $E$  – энергия активации вязкого течения). Во многих работах приведены значения кинетической вязкости при температурах 20 и 50 $^{\circ}C$ . На месторождениях величина  $E$  изменяется в пределах 2–20 ккал/М, а  $\ln v_0 = (-4) \div (-30)$ . Диаграмма компенсации приведена на рис. 4, точки всех месторождений ложатся на одну прямую, говоря о том, что нефть имеет единое значение вязкости в источнике. В источнике преобладала  $T = 40 - 50^{\circ}C$  и  $\ln v = 0.8522$ . Если учесть связь между  $H$  и  $T$ , то эта  $T$  соответствует источнику на глубине ~1800 м.

Таблица 1. Соотношения групп углеводородов по химическому составу

№№ п.п.	Эмпирическая формула	Кол-во точек	Соотношение компонентов, %	Группа
1	$C_{10,60}H_{14,39}$	12	40	$C_nH_{n+3}$
2	$C_{44,66}H_{85,03}$	8	26.8	$C_nH_{2n-4}$
3	$C_{10,82}H_{23,98}$	5	16.6	$C_nH_{2n+2}$
4	$C_{45,51}H_{82,22}$	5	16.6	$C_nH_{2n-9}$
	Всего	30	100	

III. Всегда в формуле  $C_nH_m$  связь между концентрациями С (параметр  $n$ ) и Н (параметр  $m$ ) линейна вида  $H = aC + A$ . На компенсационной диаграмме (рис.3Б) отчетливо выделяются группы точек, различающиеся химическим составом (табл. 1). Количество точек на диаграммах отражает их соотношения. Выявляются высокие концентрации в веществе источника нефти ароматической составляющей (№1) и низкие концентрации метановой (№3) компоненты.

IV. На рис.5Б показано распределение различных групп УВ в нефтях месторождения Озек-Суат. Намечаются обратная линейная зависимость между нафтеновыми и метановыми группами и между нафтеновыми и метановыми фракциями с одной стороны и фракциями ароматики – с другой.

Поведение нафтенов и метанов аналогично поведению компонентов в замкнутых системах, в которых один компонент замещает другой. Взаимодействие между нафтеновой (Нф) и метановой (Мн) группами обусловлено воздействием  $T$  и, возможно, вызвано преобразованием одного УВ в другой по реакции типа  $C_6H_{12} + H_2 \rightarrow C_6H_{14} + Q$  ( $= -71550$  Дж/Моль).

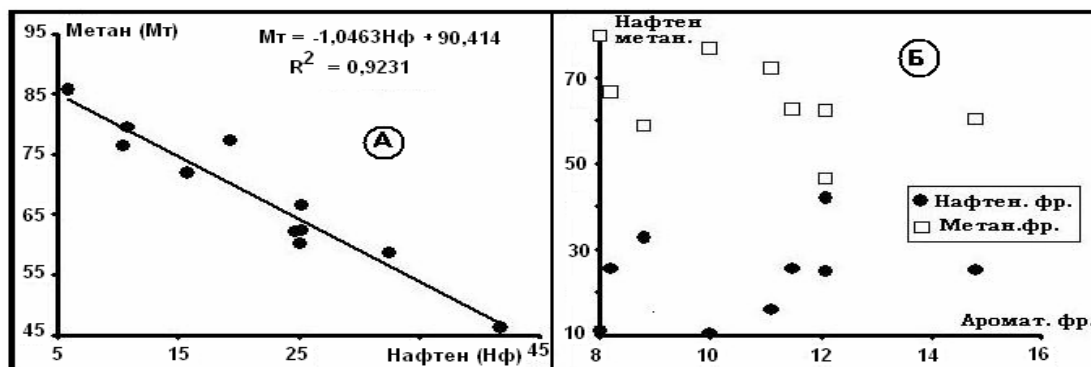


Рис.5. Распределение групповых компонентов нефтей [Котина, Чихачева, 1961]

По данным компенсационного анализа исходное соотношение между компонентами в веществе источника нефти отражается величинами  $Nf_0 \approx 55.67\%$  и  $Mn_0 \approx 31.51\%$ .

#### Некоторые выводы

Обзор литературы показал, что все нефти объединяется в две группы, которым отводится незначительная роль, принижающая значение этого деления для понимания природы нефти

1. Нефть, в которой  $d$  и  $n$  уменьшаются с глубиной. Это преобладающая группа нефтей ( $\approx 70\%$ ).
2. Нефть, в которой  $d$  и  $n$  возрастают с глубиной.

Для всех нефтей установлена только связь вида  $n_D^{20} = Ad_4^{20} + B$ .

Главным агентом влияния на появление первой группы является  $T$  с тепловым распределением вещества нефти. Это возможно при постоянстве массы объекта воздействия  $T$  и неизменности её во времени, т.е. в стабильной тектонической обстановке. Скорость термического перераспределения нефти должна быть больше скорости её погружения.

Механизм формирования второй группы не совсем ясен. Возможно, постепенное погружение объекта, вследствие чего происходит постепенный рост  $T$ , отгонка фракций с пониженными значениями  $\Delta H_{исп}$ , накопление в корнях объекта тяжёлых фракций нефти. Скорость погружения вещества должна быть больше скорости его термического перераспределения.

Несмотря на разнообразие, впервые выявлены общие для всех нефтей свойства вещества в источнике нефти:  $d_0 = 0.827$  г/см<sup>3</sup> и  $n_0 = 1.459$ ,  $T = 40 - 50^\circ\text{C}$ ,  $lnv = 0.8522$ ; глубина источника  $\sim 1800$  м. Химический состав вещества (микронепть [Вассоевич, 1959]) в источнике складывается из фракций  $C_{10,60}H_{14,39}$ , близкой составу  $C_nH_{n-4}$  (ароматическая группа), и  $C_{44,66}H_{85,03}$ , близкой составу  $C_nH_{2n-4}$  (сложные нафтены). Эти выводы согласуются с мнением А.Ф. Добрянского (1951 г.), по которому состав первоисточника нефти близок составу ароматических соединений. Интуитивно, применив метод компенсации, было установлено, что «гипотетические алканы» в источнике имеют  $T_{пл} = 125^\circ\text{C}$  и  $n_0 = 1.4750$ .

#### Литература

Андреев, П. Ф., Богомолов А. И., Добрянский А. Ф., Карцев А. А. (1958). *Превращения нефти в природе*, Л.: Гостоптехиздат, 416 с.

2. Брукс, Б. Т. и др. (1958). *Химия углеводородов нефти*, М.: Гостоптехиздат, т. 1, 550 с.  
 Важнейшие нефтяные месторождения развитых капиталистических и развивающихся стран (1973), URL: <http://www.cultinfo.ru/fulltext/1/001/008/081/487.htm>

Вассоевич Н. Б. (1959). Микронепть. *Труды ВНИГРИ, вып. 132. Исследования ВНИГРИ в области нефтяной геологии*, Л.: Гостоптехиздат

Китайгородский, А. И. (1973). *Введение в физику*, М.: Наука, 689 с.

Котина, А. К., Е. М. Чихачева (1961). Исследование нефтей месторождения Озек-Суат, *Труды ВНИГРИ, вып. 174, Геохимический сборник, 7*, Л.: Гостоптехиздат, сс. 35–53.

Макаров, В. П. (2008). Вопросы теоретической геологии, 12. Основы теории решения задачи об источниках вещества *Мат-лы междунаrod. конф. «Научные исследования и их практическое применение. Современное состояние и пути развития-2008»*, Одесса: «Черноморье», т. 17, сс. 12–47.