

**О НЕКОТОРЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ  
НЕФТЕЙ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ****А.Д.КУЛИЕВ****Бакинский Государственный Университет**

*В статье были изучены геохимические особенности нефтей свиты НКП и ПК, св. «Перерыва» и УП горизонта морских месторождений. С целью более детального и подробного подхода к изучению этой важной проблемы в работе помимо распределения концентрации индивидуальных нормальных и изосоединений ( $C_6, C_7, C_8, C_9$ ), плотности отдельных узких фракций нефтей, были рассмотрены также распределение концентрации высокомолекулярных реликтовых углеводородов  $n-(C_{10}-C_{30})$  и  $изо-(C_{11}-C_{23})$  в исследуемых нефтях.*

*Было выявлено: 1) Содержание как нормальных  $n-(C_6-C_9)$ , так и  $изо-(C_6-C_9)$  в нефтях свиты ПК больше, чем в нефтях свиты НКП. 2) С увеличением температуры кипения отдельных узких фракций закономерно увеличивается их плотность. 3) Высокая концентрация  $n-(C_{10}-C_{30})$  и низкая плотность в нефтях УП горизонта Бакинского архипелага связана со степенью трансформации нефтей данной залежи.*

Нефть имеет огромное значение в жизнедеятельности человека. Нефть не только энергоноситель, она применяется во всех областях народного хозяйства, вплоть до медицины. Помимо этого нефть является основным решающим фактором в развитии экономики государства. В связи с этим нужно уделить особое внимание детальному исследованию нефти и её отдельных узких фракций, изучая высокоинформативные реликтовые углеводороды в их составе.

История разработки нефтяных месторождений и её исследование имеет более чем вековую давность, а изучением её происхождения начали заниматься с середины прошлого столетия.

Причём этой важной проблемой занимались как нефтехимики с целью её переработки, так и геологи-нефтяники с целью выяснения её физико-химической характеристики. И поэтому каждый из этих исследователей подходил к решению этой проблемы со своей позиции, со своей исследовательской возможности. Естественно, подобный метод исследования, не мог дать определённого результата.

С целью более детального изучения генезиса нефти появилось новое научное направление, называемое геохимией нефти. Основоположником этой науки, сочетающей в себе химию и геологию нефти, считают акад. В.М. Вернадского.

Геохимия нефти как фундаментальная наука, охватывает два крупных раздела: а) условия и причины образования нефтяных углеводородов и б) дальнейшее изменение их в природе.

Следует отметить, что нефть, как субстанция в химическом отношении, это - сложная смесь углеводородов, содержащих более 500 углеводородных соединений, также гетеросоединений и редкие элементы. А в геологическом отношении это- минерал, образующийся в недрах земли в совокупности с геолого-геохимическими и термодинамическими процессами, происходящими в каждом геологическом цикле в истории земли. Поэтому геохимию нефти называют со-предельной наукой, ибо она стоит на стыке химии и геологии нефти.

Прежде чем просмотреть распределение концентрации исследуемых высокоинформативных химических компонентов и физических параметров нефти, следует отметить весьма важную деталь в изучении геохимической особенности нефти. Несмотря на многолетнее исследование нефти, по сей день нефтяные углеводороды продуктивной толщи не изучены на должном уровне, ибо исследования нефти, как было отмечено выше, в основном проводились нефтехимиками с целью изучения её как углеводородного сырья для получения различных горючих смазочных материалов и различных химических продуктов. Поэтому специалисты по химтехнологии для изучения нефти не учитывают объект исследования и номер эксплуатационной скважины отобранной пробы. Поэтому результаты их исследований не могут быть использованы с научной точки зрения для выявления геохимической особенности нефтей.

Как известно нефть является сложной органической системой и в связи с этим следует заметить, что невозможно изучить геохимические особенности нефти на основании проб, взятых с общего сборного резервуара без соответствующих геолого-промысловых данных и параметров. Следовательно для познания геохимической особенности нефти и выявления причины и условий её образования, исследования последней должны проводиться селективно, т.е. с отбором пробы из отдельных эксплуатационных объектов с указанием номера скважины, глубины, горизонта и свиты. Это основное положение и решающий фактор геохимии нефти.

Именно с этой целью в Бакинском Государственном Университете была создана научно-исследовательская лаборатория геохимии нефти.

Приведенные в работе фактические данные по физико-химическим параметрам и компонентам были получены на базе данной лаборатории. Анализы по углеводородному составу проводились на ГЖХ-Хром-5 с пламенно ионизационным детектором на стальной капиллярной колонке длиной 55 м, с внутренним сечением 0,25 мм, жидкая фаза опиезон «L», газноситель «He».

В данной статье рассматриваются изменение концентрации индивидуальных углеводородов ( $C_6, C_7, C_8$  и  $C_9$ ), изменение плотности нефти и отдельных узких фракций (НК-122; 122-150; 150-200; 250-300 и 300-350°C), а также распределение концентрации высокомолекулярных  $n$ -( $C_{10}-C_{30}$ ) и алканов изопреноидной структуры изо-( $C_{11}-C_{23}$ ) (табл. 1,2 и 3). Изменение концентрации индивидуальных углеводородов алифатического ряда ( $C_6, C_7, C_8$  и  $C_9$ ) были изучены в нефтях свиты НКП и ПК месторождения Гум-Дениз. Эти алканы с общей формулой  $C_nH_{2n+2}$  принадлежат к числу важнейших углеводородов нефтей. Немаловажно отметить, что именно на базе этих углеводородов и возникла новая отрасль органической химии, называемая химией нефти, основоположником которой является известный немецкий химик К. Шорлеммер.

Таблица 1

Горизонты свиты	Средняя глубина, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	C <sub>6</sub>		C <sub>7</sub>		C <sub>8</sub>		C <sub>9</sub>	
			н-C <sub>6</sub>	Σи-C <sub>6</sub>	н-C <sub>7</sub>	Σи-C <sub>7</sub>	н-C <sub>8</sub>	Σи-C <sub>8</sub>	н-C <sub>9</sub>	Σи-C <sub>9</sub>
НКП	2964	0,8660	0,176	0,171	0,316	0,264	0,373	0,388	0,211	0,257
ПК	3310	0,8724	0,254	0,216	0,572	0,508	0,368	0,382	0,203	0,233

В табл.1 помимо содержания алканов (C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>) с их изо- и нормальными соединениями, даны свиты отобранных проб, средняя глубина залежи и плотность углеводородных флюидов. Как видно из таблицы, здесь изменение концентрации алканов прослеживается как со стратиграфической глубиной при переходе от одной свиты к другой, так и с увеличением атомов углерода в молекуле от гексана (C<sub>6</sub>) до нонана (C<sub>9</sub>) включительно. Таким образом, как в нефтях свиты НКП, так и ПК содержание нормальных алканов в гексане (C<sub>6</sub>) и гептане (C<sub>7</sub>) больше, чем содержание изо соединений, а в октане (C<sub>8</sub>) и нонане (C<sub>9</sub>) наблюдается обратная картина, т.е. как в октане, так и в нонане преобладает содержание изоалканов. Данная особенность в изменении концентрации алканов с увеличением атомов углерода в молекуле рассматриваемых индивидуальных углеводородов объясняется числом изоалканов в составе октана (C<sub>8</sub>) и нонана (C<sub>9</sub>). Так если гексан (C<sub>6</sub>) и гептан (C<sub>7</sub>), соответственно, имеют 5 и 9 изомеров, то октан (C<sub>8</sub>) и нонан (C<sub>9</sub>), соответственно, имеют 18 и 25 изомеров.

При рассмотрении изменения концентрации изучаемых индивидуальных алканов было выявлено, что как в гексане (C<sub>6</sub>), так и в гептане (C<sub>7</sub>) со стратиграфической глубиной содержание нормальных алканов значительно увеличивается. По всей вероятности данную особенность можно объяснить термоустойчивостью алканов нормального строения. Не менее интересным является тот факт, что несмотря на большую глубину залегания залежи ПК-свиты по сравнению со свитой НКП плотность нефти последней легче, чем нефти ПК (табл.1). Можно предположить, что данное явление связано с обособленностью образования нефти надкирманской песчанной свиты (НКП). По всей вероятности это результат неидентичности, т.е. различия геолого-геохимического и термодинамического условий превращения исходной органики (ОВ) на стадии катагенеза и интенсивной генерации нефтяных углеводородов главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Данная особенность нефти НКП является подтверждением органической теории образования нефти. В противном случае, т.е. если нефть образовалась бы неорганическим путём, подобное явление не имело бы место.

Плотность является одним из самых важных свойств как для выявления геохимической особенности нефтей, так и степени их превращенности, ибо абсолютная величина плотности зависит от содержания смолистых веществ и лёгких фракций, составляющих нефть. Плотность нефти, как физический параметр, имеет немаловажную роль для выявления трансформации нефти. Поэтому в данной работе рассматривается также характер изменения плотности нефти и её отдельных узких фракций.

Фракционный состав в свою очередь, являясь одной из основных характеристик в выявлении геохимической особенности нефти в тоже время даёт чёткое представление о количественном содержании бензиновых, керосиновых и масляных погонов в составе исследуемых углеводородных флюидов. Иными словами величина плотности зависит как от содержания смолистых веществ, так и лёгких фракций и присутствия растворённых газов, составляющих массу нефти.

Следует отметить, что фракционный состав был определён при атмосферном давлении без ректификационных устройств (установок) (НК-122; 122-150; 150-200°C) и под вакуумом в пределах температур (200-250; 250-300; 300-350°C). Во всех этих фракциях были определены их плотности.

Все эти работы проводились с той целью, чтобы показать как плотность нефти, так и её отдельные узкие фракции могут дать определённое представление о степени превращенности нефти в природе.

Таблица 2

Свита	Средняя глубина м	Средняя плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Плотность фракции г/см <sup>3</sup> и температура кипения °С					
			НК-122	122-150	150-200	200-250	250-300	300-350
НКП	2964	0,8660	0,7360	0,7604	0,7828	0,8196	0,8354	0,8430
ПК	3310	0,8724	0,7493	0,7724	0,7887	0,8197	0,8404	0,8528

С целью наглядной иллюстрации фактических данных были составлена таблица 2. В этой таблице помимо плотности отдельных узких фракций указаны также средняя глубина залегания залежи, свиты и средняя плотность сырой нефти. Как явствует из табл.2 с увеличением температуры кипения в узких фракциях, начиная от атмосферного (НК-122; 122-150; 150-200°C) и заканчивая вакуумным (200-250; 250-300; 300-350°C) во всех указанных фракциях без исключения как в нефтях свиты НКП, так и в подкирманской свиты (ПК) плотность закономерно увеличивается от 0,7360 г/см<sup>3</sup> во фракции НК-122°C до 0,8430 г/см<sup>3</sup> во фракции 300-350°C, в нефтях НКП и от 0,7493 г/см<sup>3</sup> во фракции НК-122°C до 0,8518 г/см<sup>3</sup> во фракции 300-350°C в нефтях свиты ПК. Таким образом, с увеличением температуры кипения плотность отдельных узких фракций закономерно увеличивается. Данная особенность в изменении плотности отдельных узких фракций свидетельствует о том, что процесс превращения исходной органики в пределах рассматриваемых свит (НКП т ПК) на стадии катагенеза происходил при определенных геолого-геохимических и термодинамических условиях. С целью более подробного изучения и для получения более полного представления о геохимической характеристике нефтей продуктивной толщи нами были рассмотрены также изменение концентрации высокомолекулярных нормальных алканов (C<sub>10</sub>-C<sub>30</sub>) и алканов изопреноидной структуры изо-(C<sub>11</sub>-C<sub>23</sub>) и групповой состав нефтей св. «Перерыва» в целом Абшеронского архипелага и VII-горизон-

та Бакинского архипелага. Кстати следует отметить, что УП-горизонт Бакинского архипелага является аналогом св. «Перерыва» Абшеронского архипелага и самое главное эти углеводороды как н-(C<sub>10</sub>-C<sub>30</sub>), так и изо-(C<sub>11</sub>-C<sub>23</sub>) являются реликтовыми компонентами нефти. Они называются как реликтовыми, так и хемотрофосилиями, биологическими маркерами. Исследователи считают, что эти органические соединения сформировались в живых организмах и высокая устойчивость позволяет познавать их в составе нефти.

Исследуемые углеводороды иллюстрированы в табл.3. В этой таблице помимо реликтовых углеводородов приведены также средняя глубина залегания залежи и плотность сырой нефти.

Таблица 3

Название архипелагов	Свита / горизонт	Средняя глубина, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Углеводороды				
				н-(C <sub>10</sub> -C <sub>30</sub> )	Изо (C <sub>11</sub> -C <sub>23</sub> )	Групповой состав		
						Me	Na	Ar
Абшеронский	Св. «Перерыва»	2981	0,8884	4,725	2,323	47,45	41,15	11,40
Бакинский	VII-горизонт	4610	0,8744	5,948	2,042	44,94	44,03	11,05

Как известно как Абшеронский, так и Бакинский архипелаги расположены на Каспийской акватории в едином седиментационном бассейне Южно-Каспийской впадины (ЮКБ). Однако изучаемые нефтеносные залежи находятся на достаточно большом расстоянии друг от друга и расположены в различных глубинах, именно это геологическое обстоятельство, т.е. нахождение залежи в одном и том же седиментационном бассейне в плане изучения генезиса нефти имеет важное значение. Как видно из табл.3 глубина эксплуатационного объекта Бакинского архипелага (УП -горизонт) намного больше, чем таковая Абшеронского архипелага (св. «Перерыва»). Руководствуясь теорией органического происхождения нефти однозначно можно стать на ту позицию, что трансформация исходной органики наряду со многими другими геолого-геохимическими и термодинамическими факторами одновременно непосредственно связана и с влиянием глубины. Без преувеличения можно заметить, что влияние глубины является одним из решающих и определяющих факторов образования нефтяных углеводородов на стадии катагенеза, ибо ГЗН, в которой происходит интенсивная генерация нефтяных углеводородов непосредственно связана с глубиной залегания и связанной с ней температурой и давлением. Как видно из табл.3, плотность нефти св. «Перерыва» Абшеронского архипелага больше, чем плотность УП -горизонта. При рассмотрении изменения концентрации высокомолекулярных алканов было выявлено, что концентрация н-(C<sub>10</sub>-C<sub>30</sub>) в нефтях VII-горизонта Бакинского архипелага больше, чем в нефтях св. «Перерыва» Абшеронского архипелага.

А в изменении концентрации изопреноидных алканов изо-(C<sub>11</sub>-C<sub>23</sub>) наблюдается обратная картина, т.е. нефти св. «Перерыва» обладают высокой концентрацией изопреноидных углеводородов, чем нефти VII-горизонта Бакинского архипелага. В изменении содержания группового углеводородного состава обнаруживается иная картина. Здесь Me и Ar углеводороды в нефтях св. «Переры-

ва» Абшеронского архипелага больше, чем в нефтях VII-горизонта Бакинского архипелага, а нафтеновые углеводороды наоборот в нефтях св. «Перерыва» больше, чем в нефтях VIII-горизонта Бакинского архипелага.

Как явствует из приведенных в работе фактических данных в статье рассмотрены изменение концентрации индивидуальных нормальных и изо-алканов ( $C_6-C_9$ ) и изменение плотности нефтей в её отдельных узких фракциях нк-122; 122-150 и 150-200°C, атмосферных фракциях и 200-250; 250-300; 300-350°C вакуумных фракций нефтей НКП и ПК морского месторождения, а также изменение концентрации высокоинформативных реликтовых углеводородов н- $(C_{10}-C_{30})$  и алканов изопреноидной структуры изо- $(C_{11}-C_{23})$  и группового углеводородного состава в нефтях св. «Перерыва» Абшеронского и в нефтях VIII-горизонта Бакинского архипелагов. Следует отметить, что эти реликтовые углеводороды впервые в республике в нефтях по отдельным эксплуатационным скважинам были определены в научно-исследовательской лаборатории «Химия нефти и её превращения в природе» Бакинского Государственного Университета.

Таким образом, резюмируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы:

1. Содержание как нормальных н- $(C_6-C_9)$ , так и изо- $(C_6-C_9)$  в нефтях свиты ПК больше, чем в нефтях свиты НКП.
2. С увеличением температуры кипения отдельных узких фракций их плотность закономерно возрастает. Данная особенность может быть верной предпосылкой органического происхождения нефтяных углеводородов.
3. Отсутствие взаимосвязи плотности нефти свиты НКП и ПК со стратиграфической глубиной позволяет предположить следующее: во-первых, нефти рассматриваемых залежей могут быть сингенетичными, во-вторых, можно допустить, что это результат боковой миграции.
4. Высокая концентрация н- $(C_{10}-C_{30})$  и низкая плотность в нефтях VIII-горизонта Бакинского архипелага связана со степенью трансформации нефтей данной залежи.

## **DƏNİZ YATAQLARI NEFTLƏRİNİN BƏZİ GEOKİYMƏVİ XÜSUSİYYƏTLƏRİ BARƏDƏ**

**A.D.QULIYEV**

### **XÜLASƏ**

Məqalədə dəniz yataqlarında KÜQ, KA lay dəstələri, fasilə «Lay dəstəsi» və VII horizont neftlərinin geokimyəvi xüsusiyyətləri öyrənilmişdir. Bu vacib məsələyə hərtərəfli baxmaq məqsədilə neftlərin tərkibində fərdi karbohidrogenlərin ( $C_6$ ,  $C_7$ ,  $C_8$  və  $C_9$ ) normal və izo-birləşmələrinin miqdarının paylanması, ayrıca neft fraksiyalarının sıxlığı, yüksəkmolekullu n- $(C_{10}-C_{30})$  və izoprenoid qu-

ruluşlu izo-(C<sub>11</sub>-C<sub>23</sub>) relikt karbohidrogenlərin miqdarının neftlərin tərkibində paylanmasına da baxılmışdır.

Müəyyən edilmişdir ki: 1) İstər n-(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>), istərsə də izo-(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>) fərdi karbohidrogenlərin miqdarı KA-laydəstəsi neftlərinə, KÜQ-laydəstəsinə nisbətən çoxdur; 2) Ayrı-ayrı fraksiyalarda qaynama temperaturu artdıqca onların sıxlığı artır; 3) Bakı arxipelaqı yataqları neftlərinə n-(C<sub>10</sub>-C<sub>30</sub>) karbohidrogenlərinin miqdarının çoxluğu, sıxlığının azlığı neftlərin çevrilmə dərəcəsinin yüksəkliyi ilə əlaqədardır.

## SOME PHYSICAL-CHEMICAL PECULIARITIES OF OILS OF OFFSHORE OIL RESERVOIRS

A.D. KULIYEV

### SUMMARY

In the paper describes geochemical peculiarities of oils in NKP, PK, Fasila and YII horizon in the Caspian basin reservoirs. For the purpose of more detail approach to this important problem have been studied. In the paper besides the distribution of concentration of individual normal and isocompound (C<sub>6</sub>, C<sub>7</sub>, C<sub>8</sub>, C<sub>9</sub>) have been studied as well as the distribution at concentration of high-molecular alcon hydrocarbons n-(C<sub>10</sub>-C<sub>30</sub>) and iso-(C<sub>11</sub>-C<sub>23</sub>) in the oils.

Based on the results of this study the following features has been revealed:

1. The contents as normal n-(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>) as well as iso-(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>) in the oils PK formation much higher than those in the NKP formation.
2. Successive improving of the density at narrow fraction with improving temperature at boiling has been obtained.
3. The high-concentration of n-(C<sub>10</sub>-C<sub>30</sub>) and less density of oils horizon YII connected with the degree of transformation of the oils this reservoir.