

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕЙ  
НИЖНЕ-КУРИНСКОЙ НИЗМЕННОСТИ  
(на примере месторождений Кюрсянтя, Мишовдаг и Каламадын)**

**А.Д.КУЛИЕВ**

*Бакинский Государственный Университет*

*e-mail: a.Kuliyev@.az*

*sayt: www.Kuliyev*

*В статье рассматриваются геохимические особенности нефтей III горизонта месторождений Каламадын, Мишовдаг и Кюрсянтя Нижне-Куринской низменности. В этих нефтях были изучены распределения концентраций таких высокоинформативных углеводородов, как  $n$ -( $C_{10}$ - $C_{30}$ ), изо-( $C_{11}$ - $C_{23}$ ),  $\Sigma$  ( $C_4$ - $C_9$ ), цикланы, арены, а также групповой состав (Me, Na, Ar) во фракции НК-150°С.*

*На основании геохимической интерпретации фактических данных были получены следующие выводы:*

*\* Можно предположить, что отсутствие  $n$ -( $C_4$ - $C_9$ ) в нефтях III горизонта месторождения Каламадын связано с другим геолого-геохимическим условием образования нефтяных углеводородов.*

*\* Было выявлено, что отсутствие  $n$ -( $C_{10}$ - $C_{30}$ ) в нефтях III горизонта месторождения Каламадын связано с литофоциальной особенностью и глубиной залегания.*

*\* В нефтях III горизонта месторождения Каламадын не были обнаружены реликтовые углеводороды  $n$ -( $C_{10}$ - $C_{30}$ ) и это является невыявленной по сей день особенностью в геохимии нефти.*

Несмотря на то, что сначала промышленного освоения нефтяных месторождений Азербайджана прошло более чем 130 лет, тем не менее по сей день одним из проблемных вопросов в нефтяной геологии является изучение процессов превращения исходной органики, происхождение нефти, их размещение и выявление закономерности изменения нефтяных углеводородов в залеже.

Нефть как природный продукт превращения органических веществ в недрах при различных геолого-геохимических и термодинамических условиях является сложной органической системой. Достаточно сказать, что в составе нефти идентифицировано более тысячи индивидуальных соединений, из коих свыше 550 углеводородных, 250 сернистых соединений, 100 кислородсодержащих и более 60-азотсодержащих соединений. Таким образом, в наиболее часто встречающихся в природе нефтях расшифровывается до 60% индивидуальных углеводородов. Если учесть, что нефть изучалась на пробе, отобранной не из отдельных эксплуатационных скважин, а из общего сборного резервуара, тогда станет ясна степень и масштабы изучения нефти. Следует тут же заметить, что таким методом невозможно выявить причины образования нефтяных углеводородов и дальнейшего превращения их в природе. Подобные исследования проводятся химтехноло-

гами с целью определения качества нефтей для переработки и получения топливно-смазочных материалов, а не с целью изучения генезиса нефти.

Учитывая вышеизложенное, в научно-исследовательской лаборатории «Геохимия нефти» была разработана и подготовлена единая методика комплексного геохимического исследования нефти. Одним из основных условий этой методики является отбор пробы нефти только из отдельных эксплуатационных скважин с указанием всех геолого-промысловых показателей.

В данной работе объектом исследования были нефти некоторых месторождений Нижне-Куринской впадины. Как известно Нижне-Куринский нефтегазоносный район в тектоническом плане входит в состав Южно-Каспийской впадины и представляет собой одноимённый межгорный прогиб, ограниченный с юго-запада и запада Талыш-Вандамским гравитационным максимумом, с севера и северо-востока Ленгибез-Алятской зоной поднятий, а на востоке продолжается в акватории Южного Каспия, береговая линия которой принимается за соответствующую границу. В этом регионе выявлено много перспективных структур, из коих нами будут рассмотрены месторождения Каламадын, Мишовдаг и Кюрсянгя.

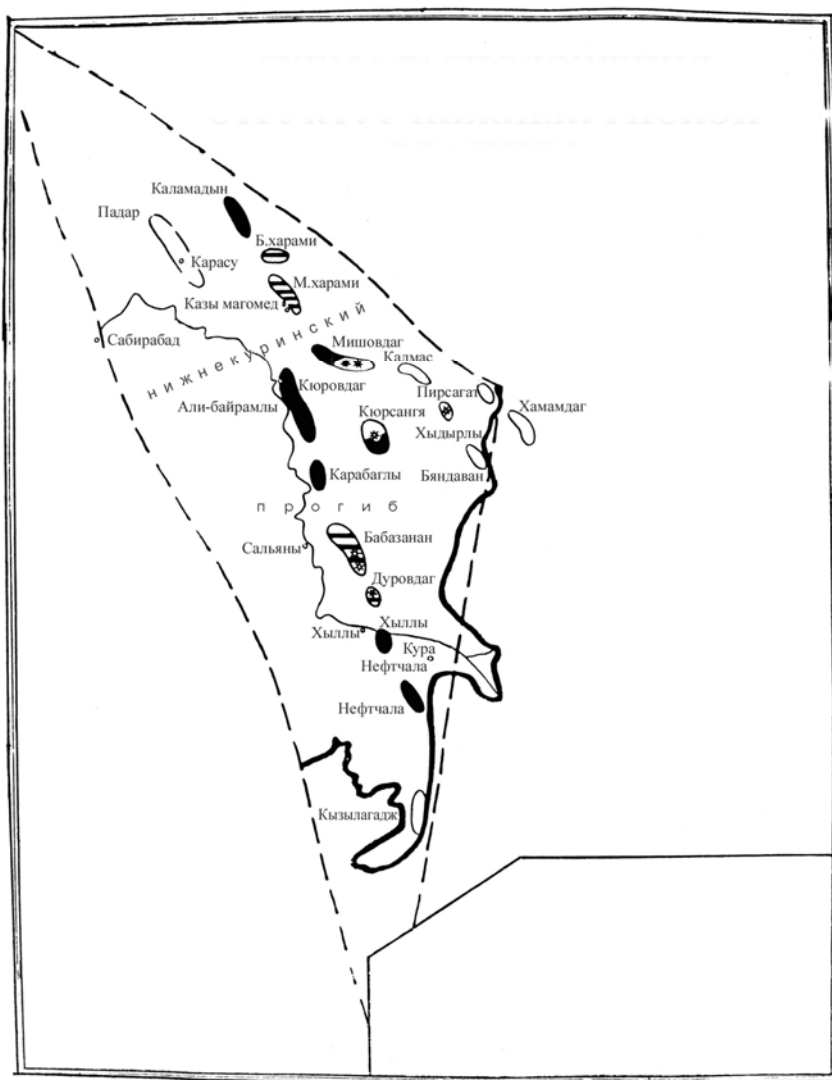
Касаясь вопроса истории геологической изученности рассматриваемых нефтяных месторождений, следует отметить, что все три месторождения находятся в Нижне-Куринской впадине и расположены на одной и той же антиклинальной зоне. (Рис.1.) \*Геологическая изученность месторождения Кюрсянгя тесно связана с историей изучения всей Прикуринской нефтегазоносной области. Геолого-разведочным работам здесь предшествовало открытие богатейших залежей на соседних с ней структурах Кюровдаг и Мишовдаг, расположенных от неё к северу и северо-востоку. В 1947 году в широком плане возобновились сейсморазведочные работы, в результате которых было установлено существование на этой площади самостоятельной складки. В 1959 году были заложены первые разведочные скважины. А первая промышленная нефть на этой площади была получена в разведочной скважине № 5 в 1960 году с 1-горизонта с дебитом 25-30 т. в сутки.

В 1967 году месторождение Кюрсянгя было введено в разработку с продолжением разведочных бурений как на северо-западном, так и на юго-восточном участках структуры.

\*Месторождение Мишовдаг расположено в СВ зоне Прикуринской нефтегазоносной области между месторождением Кюрсянгя и Каламадын, и находится в 80 км к юго-западу от г.Баку.

Разведочно –поисковые работы здесь начались в 1954-56 гг. Первой разведочной скважиной, открывательницей месторождения Мишовдаг является СКВ. №1, расположенная в присводовой части структуры. В ней был опробован III горизонт ПТ в интервале 1321-1291 м. Скважина вступила в эксплуатацию фонтанированием с начальным суточным дебитом нефти 30 т. в сутки через 4 мм штуцер. Нефтеносными горизонтами месторождения Мишовдаг в основном являются I, II, III, IV, V –горизонты.

\*Месторождение Каламадын расположено к северо-западу от ст. Аджикабул в средней части Каламадынской гряды, которая характеризуется сильно пересечённым рельефом. К этой гряде приурочены вулканы Инджабель и Пашалы-ахтарма. Естественные нефтегазопроявления на площади Каламадын связаны с указанными выше грязевыми вулканами.



**Рис 1.** Схема расположения структур нижнекуринской впадины.

Местами вокруг сопок и грифонов этих вулканов образовывались кировые покровы. Нефтегазопроявления были отмечены также в пробурённых здесь структурных скважинах. Среди выбросов грязевого вулкана Пашалы-ахтарма найдены крупные куски известняка, пропитанного нефтью.

На основании опробования разведочных скважин и данных каротажа промышленно-нефтеносными являются I, III и IV – горизонты продуктивной толщи.

Если более детально вникнуть в историю изучения нефти, то следует отметить, что первым научным звеном в этой области была центральная лаборатория, организованная при Азнефти в 1920 году.

Исследования нефти в то время проводились лишь в области нефтехимии и нефтепереработки с целью сортировки нефтей Азербайджана. Цель была свя-

зана с изучением масляной базы, ресурсов нефтяных кислот и получения качественных топливно-смазочных материалов. Иными словами, особое внимание уделялось определению сортов нефти с точки зрения её физико-химических свойств и промышленной характеристики. Спустя некоторое время были созданы самостоятельные специализированные научные учреждения для проведения анализов нефтей и нефтепродуктов. Систематические исследования нефтей Азербайджана велись созданным в 1929 году Азербайджанским Нефтяным научно-исследовательским институтом им. В.В.Куйбышева (АзНИИ). Затем в 1959 году этот институт был переименован на Институт Нефтехимических Процессов и назван в 1962 году именем акад. Ю.Г.Мамедалиева.

Первая книга о нефти Азербайджана вышла в 1945 году (В.С.Гутыря, Д.Н.Бух и С.М.Лисовская). Вторая более ёмкая книга «Азербайджанские нефти» была издана в 1961 году заведующим лабораторией Института Нефтехимических Процессов НАНА им. акад. Ю.Г.Мамедалиева, доктором химических наук Г.Г.Ашумовым. В книге приведены физико-химические свойства нефтей, отобранных из общих нефтесборных резервуаров.

Справедливости ради надо заметить, что несмотря на все эти работы, фундаментальное исследование нефтей и конденсатов по комплексной геохимической методике, началось и проводится после создания в 1970 году сектора геохимии нефти в Бакинском Государственном Университете. Геохимия нефти, как известно, сопредельная наука, она стоит на стыке двух наук: геологии нефти и химии. И поэтому, начиная от начала подготовки исследования, т.е. отбора пробы нефтей и конденсатов, до проведения комплексных физико-химических анализов и геохимической интерпретации, должны учитываться как геолого-промысловые, так и химические аспекты. В противном случае невозможно будет получить результат важной геохимической значимости.

Преимущества комплексного геохимического исследования нефти с отбором пробы нефти из отдельных эксплуатационных скважин с указанием объекта исследования и геолого-промысловых показателей по сравнению с тривиальным физико-химическим анализом с отбором пробы нефти из общенфтесборного резервуара весьма велики, о чём красноречиво свидетельствует приведённый фактический материал по реликтовым углеводородам  $n$ -( $C_{10}$ - $C_{30}$ ) и изо-( $C_{11}$ - $C_{23}$ ) строения в данной работе. При этом самым главным является тот факт, что приведённые в работе все анализы как по высокомолекулярным нормальным алканам  $n$ -( $C_{10}$ - $C_{30}$ ), так и по алканам изопреноидной структуры изо-( $C_{10}$ - $C_{23}$ ), получены на базе лаборатории геохимии нефти.

Распределение концентрации  $n$ -( $C_{10}$ - $C_{30}$ ) и изо-( $C_{10}$ - $C_{23}$ ) углеводородов по отдельным горизонтам скважин месторождения Каламадын, Мишовдаг и Кюрсянтя Нижнее-Куринской впадины приведены в таблице 1.

Прежде чем дать геохимические описания приведённым в табл.1 фактическим данным, надо отметить, как было указано выше, что приведённые в таблице 1 все три месторождения расположены на одной и той же антиклинальной зоне. Тем не менее, при рассмотрении изменения концентрации реликтовых углеводородов  $n$ -( $C_{10}$ - $C_{30}$ ) и изо-( $C_{10}$ - $C_{23}$ ) строения выявляется иная картина. Иными словами, во всех исследуемых нефтях III горизонта продуктивной толщи месторождения Каламадын нормальные высокомолекулярные алканы - ( $C_{10}$ - $C_{30}$ ) не

обнаружены, а алканы изопреноидной структуры изо-(C<sub>10</sub>-C<sub>23</sub>) наоборот обнаружены во всех без исключения исследуемых нефтях этого месторождения.

Таблица 1

**Распределения n-(C<sub>10</sub>-C<sub>30</sub>) в нефтях III горизонта  
III месторождений Каламадын, Мишовдаг и Кюрсангя**

Место рожд.	горизонт	Сред. глуб. м	n-(C <sub>10</sub> -C <sub>30</sub> )																												Σ <sub>n</sub> (C <sub>10</sub> - C <sub>30</sub> )		
			C <sub>10</sub>	C <sub>11</sub>	C <sub>12</sub>	C <sub>13</sub>	C <sub>14</sub>	C <sub>15</sub>	C <sub>16</sub>	C <sub>17</sub>	C <sub>18</sub>	C <sub>19</sub>	C <sub>20</sub>	C <sub>21</sub>	C <sub>22</sub>	C <sub>23</sub>	C <sub>24</sub>	C <sub>25</sub>	C <sub>26</sub>	C <sub>27</sub>	C <sub>28</sub>	C <sub>29</sub>	C <sub>30</sub>										
Каламадын	III	1034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Не обнаружены	
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
Мишовдаг	III	1261	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	3.340		
			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	
			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	
			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	
			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	+
Кюрсангя	III	3076	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	2.804		
			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	
			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	
			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	+
			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	+

Условные обозначения: + - обнаружены; 0 – не обнаружены

В тоже время в нефтях этого же III горизонта как в месторождении Мишовдаг, так и в месторождении Кюрсангя обнаружены все представители как n-(C<sub>10</sub>-C<sub>30</sub>), так и изо-(C<sub>10</sub>-C<sub>23</sub>) углеводородов (табл 1<sup>а</sup>). Не менее удивительным является тот факт, что во всех исследуемых нефтях III горизонта, указанных в таблице 1 месторождений, обнаружены как индивидуальные углеводороды (C<sub>4</sub>-C<sub>9</sub>) со всеми своими изо- и нормальными соединениями, так и цикланы, арены и все групповые углеводородные составы.

В отношении механизма образования нефти и её происхождения сегодня уже однозначно можно сказать: во-первых, нефть является продуктом органического происхождения, во-вторых, что касается направления превращения исходной органики, следует отметить, что в основном имеется два главных направления глубокого превращения органического вещества, т.е. потеря гетероатомов с образованием углеводородов и превращение самих нефтяных углеводородов. И самое главное, все эти геолого-геохимические процессы происходят в недрах земли в различных геологических стадиях, зависящих от многих геолого-геохимических и термодинамических условий.



мов на изменение нефти в залежах. В данном случае можно привести много примеров, доказывающих неправомочность идеи о влиянии микроорганизмов на нефтяные углеводороды в залежах. Не менее наглядным и ярким примером могут быть, приведённые нами в данной работе, фактические высокоинформативные химические компоненты нефти III –горизонта (ПТ) трёх рассматриваемых нефтяных месторождений (Каламадын, Мишовдаг и Кюрсянтя), расположенных на одной и той же антиклинальной зоне. Тем не менее, как явствует из табл.1, в нефтях III –горизонта месторождения Каламадын не обнаружено ни одного представителя высокомолекулярного  $n\text{-}(C_{10}\text{-}C_{30})$ , начиная от  $n\text{-}C_{10}$ , включая  $n\text{-}C_{30}$ . В тоже время в нефтях одноимённых горизонтов в месторождениях как Мишовдаг, так и Кюрсянтя обнаружены все представители  $n\text{-}(C_{10}\text{-}C_{30})$  (см. табл.1).

Спрашивается, если это связано с деятельностью микроорганизмов, то в таком случае, почему их деятельность не касалась нефтей этого же горизонта других двух месторождений Мишовдаг и Кюрсянтя, как было отмечено, в нефтях которых обнаружены представители как  $n\text{-}(C_{10}\text{-}C_{30})$  от  $n\text{-}C_{10}$  до  $n\text{-}C_{30}$ , включительно, так и изо- $(C_{11}\text{-}C_{23})$ . С целью более достоверной аргументации в табл. 1 приведены данные по индивидуальным углеводородам ( $C_4\text{-}C_9$ ), а также групповой углеводородный состав в целом во фракциях НК-150°C, т.е. от начала кипения до 150°C включительно. Как видно из табл.1 во всех исследуемых нефтях III –горизонта рассматриваемых трёх месторождений без исключения обнаружены как индивидуальные углеводороды (алканы, цикланы и арены), так и все представители группового углеводородного состава (Me, Na и Ar).

Возникает резонный вопрос. Почему же деятельность этих микроорганизмов не коснулась упомянутых выше нефтяных углеводородов. Ибо все они, как видно из табл.1, полностью обнаружены во всех нефтях, рассматриваемых трёх месторождений без исключения.

После геохимической интерпретации фактических данных и обобщения вышеизложенного, можно сделать следующие выводы:

1. Можно предположить, что нефти III –горизонта месторождения Каламадын в отличии от нефтей того же горизонта месторождений Мишовдаг и Кюрсянтя образовались в иных геолого-геохимических и термодинамических условиях.
2. Можно допустить различные характеры и особенности исходной органики и литофациального состава вмещающих отложений данного горизонта месторождения Каламадын.
3. И, наконец, отсутствие высокомолекулярных  $n\text{-}(C_{10}\text{-}C_{30})$  в нефтях III –горизонта можно объяснить стратиграфической глубиной, т.е. глубиной залегания залежи. Ибо глубина залегания во многих случаях является решающим фактором в трансформации углеводородов на стадии катагенеза.
4. Данное явление, иными словами не обнаружение  $n\text{-}(C_{10}\text{-}C_{30})$  в нефтях III –горизонта месторождения Каламадын, является невыявленной особенностью в геохимии нефти.
5. Выявлено, что вопрос познания происхождения нефтяных углеводородов и генезис нефти, а также их превращения в природе весьма сложная проблема и требует более детального исследования.

**AŞAĞI KÜR ÇÖKƏKLİYİ NEFTLƏRİNİN GEOKİMYƏVİ  
XÜSUSİYYƏTLƏRİ  
(Kalamadın, Mişovdağ və Kürsəngə yataqları təmsalında)**

**A.D.QULİYEV**

**XÜLASƏ**

Məqalədə Aşağı Kür çökəkliyi Kalamadın, Mişovdağ və Kürsəngə yataqlarının III-cü horizontu neftlərinin geokimyəvi xüsusiyyətləri öyrənilmişdir.

Məqalədə yüksək informasiyalı relikt  $n-(C_{10}-C_{30})$ , izo- $(C_{11}-C_{23})$ ,  $\sum (S_4-S_9)$ , tsiklanlar, arenlər və qrup karbohidrogenlərin miqdarının neftin tərkibində dəyişmələri ətraflı öyrənilmiş, aşağıdakı nəticələr alınmışdır:

\* Güman etmək olar ki, Kalamadın yatağı III-cü horizontun neftləri digər yataqlardan fərqli olaraq başqa-başqa geoloji geokimyəvi şəraitdə əmələ gəlmişdir.

\* Müəyyən edilmişdir ki, Kalamadın yatağında  $n-(C_{10}-C_{30})$  karbohidrogenlərin aşkarlanmaması yatağın litofotsial xüsusiyyəti və onun dərinliyi ilə əlaqədar ola bilər.

\* Relikt  $n-(C_{10}-C_{30})$  karbohidrogenlərinin neftin tərkibində olmaması ilk dəfə «Neftin geokimyəsi» laboratoriyasında müəyyən edilmişdir.

**GEOCHEMICAL PECULIARITIES OF LOWER KURA LOWLAND  
(On the example of Kursanga, Mishovdag and Kalamadin oil fields)**

**A.D.QULİYEV**

**SUMMARY**

The paper deals with the geochemical peculiarities of the oil in III horizon of Kalamadin, Mishovdag and Kursanga oil fields. The distribution of concentration of high informative hydrocarbons of  $n-(C_{10}-C_{30})$ , iso- $(C_{11}-C_{23})$ ,  $\sum (C_4-C_9)$  cyclanes, arens as well as the group composition (Me, Na, Ap) in the fraction NK-150°C have been investigated on these oil fields.

On the base of the geochemical interpretation of the actual data the following conclusion has been drawn:

◆ The absence of  $n-(C_4-C_9)$  in the oil of III horizon Kalamadin oil field is associated with another geological-geochemical condition of the generation of oil hydrocarbons.

◆ It was detected, that the lack of  $n-(C_{10}-C_{30})$  in the oil of III horizon Kalamadin oil field is associated with the lithofathial peculiarities and depth of horizon occurrence.

◆ In the oil of III horizon Kalamadin oil field the relic hydrocarbons of  $n-(C_{10}-C_{30})$  were not found and this remains an uncertain peculiarity in oil geochemistry up to date.