

ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ВОСТОЧНОГО БОРТА ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАСЕЙНА
(ЗАПАДНЫЙ ТУРКМЕНИСТАН)

Гусейнов Д.А., Фейзуллаев А.А.

Институт геологии и геофизики НАНА

AZ1143, г.Баку, просп. Г.Джавида, 119: d_huseynov@yahoo.com, fakper@gmail.com

IZOTOPE AND GEOCHEMICAL PROPERTIES OF OILS OF FIELDS
OF THE SOUTH CASPIAN BASIN EASTERN FLANK (WESTERN TURKMENISTAN)

Huseynov D.A., Feyzullayev A.A.

Institute of Geology and Geophysics of Azerbaijan National Academy of Sciences

119, H.Javid Ave., Baku, AZ1143, Azerbaijan: d_huseynov@yahoo.com, fakper@gmail.com

Keywords: oil, organic matter, isotopic-geochemical analysis, biomarkers, maturity, South-Caspian basin, Turkmenian sector

Summary. The paper deals with results of the performed isotopic-geochemical and chromatographic analyses of oils from 14 fields located in shelf and onshore of the south flank (Turkmenian sector) of the South-Caspian basin (SCB). These oil fields are corresponded to the anticlinal structures of three tectonic zones: Pribalkhanian zone of uplifts (Jdanov, LAM banks, Cheleken, West Cheleken, Kotur-Tepe, Barsa-Gelmes, Burun, Komsomolskaya, Kumdag), Kizilkum trough (Erdekli) and Gograndag-Okarem (Korpeje, S. Kamishlija, Ag-Patlaugh) zones of uplifts. The low pristane-phytane (Pr/Ph) ratios (1.17-1.63 in oils and 1.45-2.08 in condensates), predominance of the low molecular alkanes in the general series of alkanes' distribution ($C_{31}:C_{19}=0.08:0.63$), the prevalence of the even alkanes over the uneven ones in unweathered oils as well as the clear naphthenic nature of oils (naphthenic index = 1.9-6.7) testify to mainly marine nature of the initial organic matter (OM). The isotopic composition of oil carbon also points to that. The clear tendency of isotopic lightening of oils is observed in the eastern direction, from shelf fields towards the onshore fields. According to the physical-chemical properties, the oils from single fields located in the various structural zones and the production targets within one field differ significantly. Oils and condensates have very low degree of maturity; calculated by biomarker data in vitrinite equivalent (R_o , %) they make 0.55-0.65% and 0.62-0.75% accordingly. The oil generation mainly from diatom organic matter of clayey sediments of marine delta is substantiated. Moreover, the summary contribution of the Middle- and Upper Miocene complex into oil formation is higher than of the Paleogene-Lower Miocene one; the oil and condensate maturity is low. The supply of structures with hydrocarbons in the shelf of the east flank of the SCB took place as from kitchen areas located within the SCB (Kizilkum trough) and from sources in the Middle Caspian (Kelkor trough).

© 2019 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Южно-Каспийская впадина (ЮКВ) является одной из крупнейших молодых впадин земного шара не только по площади распространения, но и по мощности осадочного выполнения. Мощность осадочной толщи здесь местами достигает 23 км, в том числе плиоцен-четвертичных отложений – 8-9 км. Основным региональным нефтегазоносным комплексом является продуктивная толща (ПТ) нижнего плиоцена Азербайджана и ее аналог – красноцветная толща (КТ) Западной

Туркмении. С этим комплексом связаны почти все разведанные запасы нефти и газа этой нефтегазоносной провинции.

Центральная глубокопогруженная часть ЮКВ признается многими исследователями как основной нефтегазопроизводящий очаг, который питал углеводородами (УВ) структуры, расположенные как на ее западном (Азербайджанский сектор), так и восточном (Туркменский сектор) бортах.

При оценке перспектив выявления новых скоплений нефти и газа важным является выяснение условий их формирования. При решении этой задачи широко используются геохимические критерии, в том числе изучение состава УВ и сопоставление геохимических характеристик различных нефтей между собой.

Изучением геохимических особенностей нефтей ЮКВ занимались многие исследователи (Старобинец, 1969; Багир-заде и др., 1974; Камьянов и др., 1974; Солодков и др., 1974; Багир-Заде, Бабаев, 1988 и др.). Однако в последние два десятилетия наряду с изучением физико-химических параметров нефтей традиционными методами были проведены хромато-масс-спектрометрические (биомаркерные) их исследования, которые позволили расширить существующие представления о генетической природе нефтей (Гулиев и др., 2000; Guliyev et al., 2000; Katz et al., 2000; Gurgey, 2003). В основном эти

исследования охватывали нефти месторождений западного борта ЮКВ. В этой же статье приводятся результаты изотопно-геохимических и хромато-масс-спектрометрических (биомаркерных) исследований нефтей месторождений восточного борта ЮКВ (Туркменский сектор).

Результаты исследований

Исследованы нефти 14 месторождений восточного борта ЮКВ, расположенных на шельфе и суше Западного Туркменистана. Месторождения приурочены к антиклинальным структурам в пределах трех тектонических зон: Прибалханской зоны поднятий (банка Жданова, банка ЛАМ, Челекен, Западный Челекен, Котур-Тепе, Барса-Гелмес, Бурун, Комсомольская, Кумдаг), Кызылкумского прогиба (Эрдкли) и Гограндаг-Окаремской зоны поднятий (Корпедже, Ю.Камышлыджа, Аг-Патлаух (рис.1).

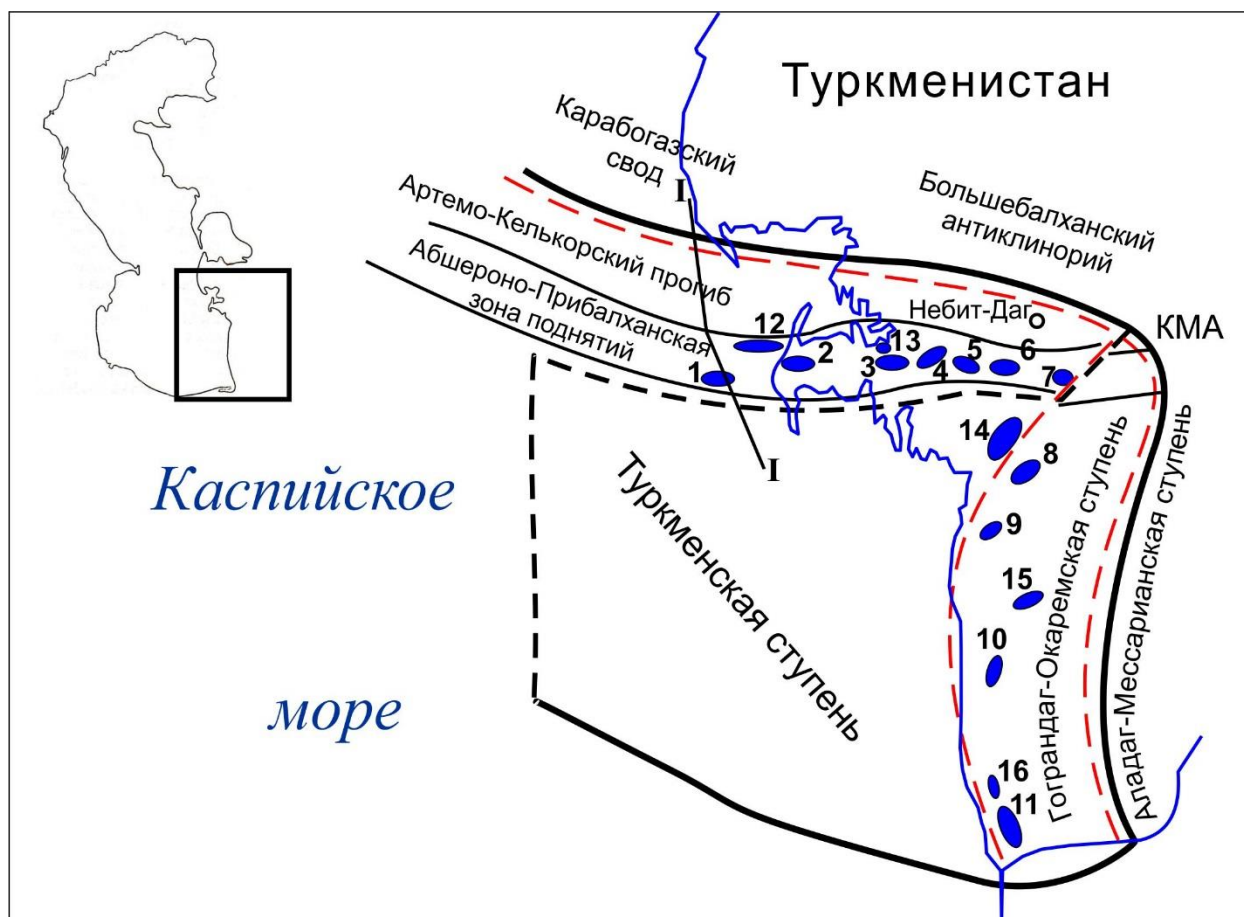


Рис. 1. Схема расположения объектов исследования Западно-Туркменской нефтегазоносной провинции

Месторождения: 1 – банка ЛАМ, 2 – Челекен, 3 – Котур-Тепе, 4 – Барса-Гелмес, 5 – Бурун, 6 – Небит-Даг, 7 – Кумдаг, 8 – Гогран-Даг, 9 – Камышлыджа, 10 – Окарем, 11 – Чикишляр. 12 – банка Жданова, 13 – Комсомольская, 14 – Эрдкли, 15 – Корпедже, 16 – Аг-Патлаух. КМА – Копетдагский мегантиклинорий, I – I – профиль

Нефти исследованных месторождений по физико-химическим характеристикам значительно разнятся. В частности, по плотности нефтей различаются не только отдельные месторождения, расположенные в разных структурных зонах, но и различные объекты разработки в пределах одного месторождения. По плотности нефти исследованных месторождений относятся к сверхлегким (0.767-0.777 г/см³), т.е. конденсатам, легким (0.800-0.858 г/см³), средним (0.860-0.890 г/см³) и тяжелым (0.893-0.972 г/см³). Так, например, на месторождении Котур-Тепе присутствуют как конденсаты и легкие нефти, так и средние по плотности нефти, а на месторождении Корпедже – легкие и сверхтяжелые. В соответствии с плотностью изменяется содержание асфальтенов, насыщенных и ароматических УВ, полярных соединений, а также распределение нормальных алканов и изопреноидов. В целом, при явном доминировании насыщенных углеводородов (49-78.7%) содержание ароматических УВ изменяется в широком диапазоне (11.2-28.9%), на долю полярных фракций нефтей приходится 2.4-11.7%. Все изученные нефти характеризуются очень низким содержанием серы (0.04-0.38%), что также характерно и для нефтей западного борта ЮКВ. При этом содержание серы увеличивается прямо пропорционально плотности нефтей. По мере увеличения плотности нефтей в составе алканов наблюдается увеличение содержания высокомолекулярных соединений. Корреляция распределения нормальных и изо-алканов в нефтях с их плотностью дает основание считать, что утяжеление нефтей, а следовательно, увеличение в их составе кислых и полярных компонентов является следствием процессов окисления и биodeградации. Это хорошо видно на рис. 2, где приведены газ-хроматографические кривые нефтей, сгруппированные по величине их плотности. Характер хроматограмм тяжелых нефтей типичен для претерпевших вторичные изменения нефтей, отличающихся потерей низкомолекулярных алканов.

Низкие пристан/фитановые (Pr/Ph) отношения (1.17-1.63 в нефтях и 1.45-2.08 в конденсатах), преобладание низкомолекулярных алканов в общем ряду распределения алканов ($C_{31}:C_{19}=0.08:0.63$), преобладание в неизмененных нефтях четных алканов над нечетными, а также ярко выраженный нафтеновый характер нефтей (нафтеновый индекс=1.9-6.7) свидетельствуют о преимущественно морской природе исходного органического вещества (ОВ). На это также указывает изотопный состав углерода нефтей, в частности соотношение изотопов углерода их насыщенной (алкановой) и ароматиче-

ской фракций. На модифицированной диаграмме Софера (Sofer, 1984) (рис. 3) фигуративные точки располагаются в поле морской исходной органики, образуя вытянутый восходящий тренд вдоль линии “континентальный-морской типы ОВ”, а также охватывают поле сопряжения двух типов ОВ. Данное обстоятельство указывает на то, что ОВ, формирующее исследуемые нефти резервуаров КТ восточного борта ЮКВ, представлено преимущественно континентальной органикой. Исходя из этого, можно считать, что накопление нефтепродукцирующих отложений и фоссилизация ОВ происходили в мелководных прибрежно-морских условиях. Следует подчеркнуть, что такое соотношение изотопного состава насыщенной и ароматической фракций нефтей в купе с низкими Pr/Ph отношением и содержанием серы (в редких случаях достигающие 1.4 и 0.38% соответственно) характерно для нефтей, формирующихся в условиях морских дельт (Chung et al., 1992).

Частости распределения $\delta^{13}C$ алкановой фракции нефтей показывают, что исследуемые нефти в сравнении с нефтями западного борта ЮКВ характеризуются несколько узким пределом вариаций значений изотопных отношений углерода (рис. 4). Если значения изотопных отношений углерода $\delta^{13}C$ алкановой фракции в нефтях западного борта варьируют в пределах от -29.1‰ до -24.8‰ то в нефтях восточного борта они изменяются от -27.5‰ до -24.9‰. Столь широкий диапазон вариаций значений $\delta^{13}C$ в нефтях разновозрастных резервуаров (верхний мел – нижний плиоцен) западного борта ЮКВ связан с различием флюидогенерирующих источников (Гулиев и др., 1999; 2000; Guliyev et al., 2001). В частности, по мере омоложения резервуаров наблюдается четко выраженное изотопное облегчение нефтей. Аналогичная закономерность установлена для битумоидов и керогена нефтегенерирующих пород (Feyzullayev и др., 2004, Гулиев и др., 2007). Выявлено, что изотопно-легкие нефти генерируются палеогеновыми и олигоцен-нижнемиоценовыми (майкопская свита) отложениями, а наиболее изотопно-тяжелые нефти – верхнемиоценовыми отложениями диатомовой свиты. На основании этого установлен вклад стратиграфически различных нефтегенерирующих комплексов в формирование нефтей плиоценовых резервуаров ПТ, являющейся стратиграфическим аналогом КТ восточного борта бассейна. Исходя из вышеизложенного и анализа графиков на рисунках 2 и 3, можно допустить, что в формировании нефтей резервуаров КТ долевое участие верхнемиоценовых (диатомовых) отложений выше, чем более древних пород-источников.

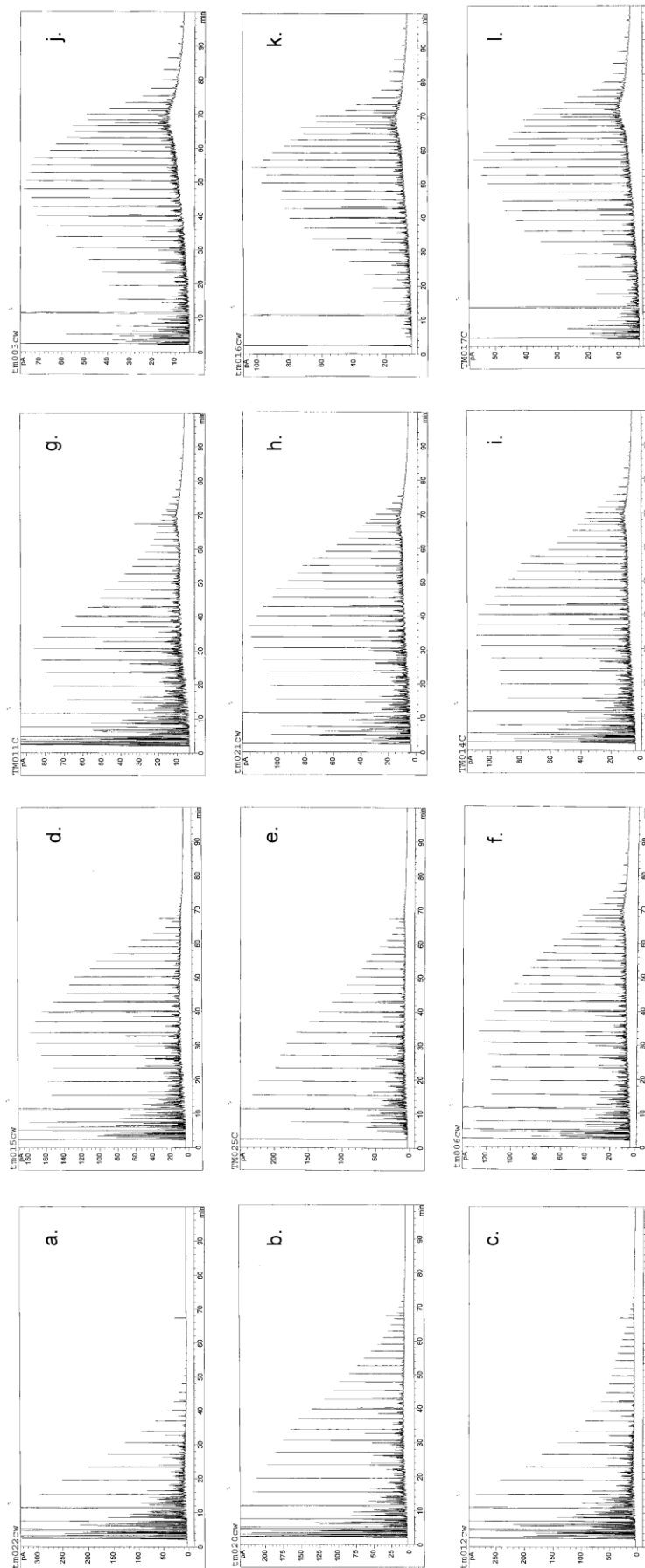


Рис. 2. Распределение алканов в нефтях месторождений Восточного борга ЮКБ (Западная Туркмения): а,б,с – конденсаты (а,б – Котур Тепе, с – Бурун), д,е,ф – легкие нефти (д – Корпедже, е – банка ЛАМ, ф – банка Жданова), г,и,и – средние нефти (г – Бурун, и – Котур Тепе, и – Комсомол), ж,к,л – тяжелые нефти (ж –банка Жданова, к, л – Корпедже).

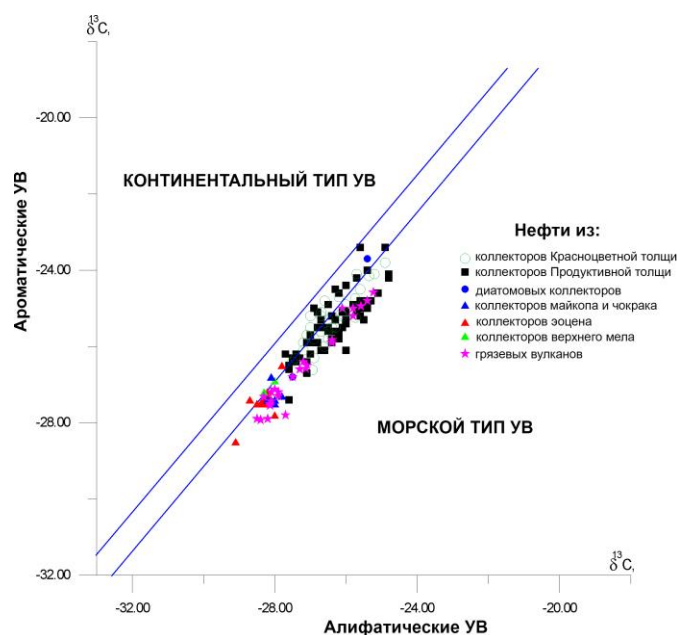


Рис. 3. Соотношения значений изотопных отношений углерода нефтей разновозрастных резервуаров Южно-Каспийской впадины

Сравнительный анализ распределения значений $\delta^{13}\text{C}$ нефтей месторождений Прибалханской и Гограндаг-Окаремской антиклинальных зон показывает, что в пределах первой они изменяются в более широком интервале (от -27.5‰ до -24.9‰), чем в пределах второй (-27.0‰ ÷ -26.2‰) (рис. 5). При этом в нефтях Прибалханской зоны частоты распределения значений $\delta^{13}\text{C}$ имеют бимодальный характер с максимумами в интервале -27.5‰ ÷ -27.0‰ и -26.5‰ ÷ -26.0‰ , а в нефтях Гограндаг-Окаремской – одномодальный (рис. 5). Из этого можно сделать вывод, что в резервуарах месторождений Гограндаг-Окаремской зоны смешение нефтей из разновозрастных нефтегенерирующих комплексов (верхнемиоценового и палеоген-нижнемиоценового) происходило более динамично. Этому могла способствовать сообщаемость резервуаров посредством тектонических нарушений и наличия единой системы дренирования разновозрастных флюидогенерирующих комплексов. Присутствие в Прибалханской зоне нефтей с типично диатомовой (верхнемиоценовой) и майкопской (олигоцен-нижнемиоценовой) изотопной меткой соответственно в соотношениях 12.5% и 20.83% по меньшей мере свидетельствует об изолированности содержащих эти нефти горизонтов, а также об индивидуальных источнике и пути их подпитки. В этом контексте интересно отметить месторождение банка Жданова, резервуары которого содержат как изотопно-легкие (олигоцен-нижнемиоценовые), так и изотопно-тяжелые (верхнемиоценовые) нефти.

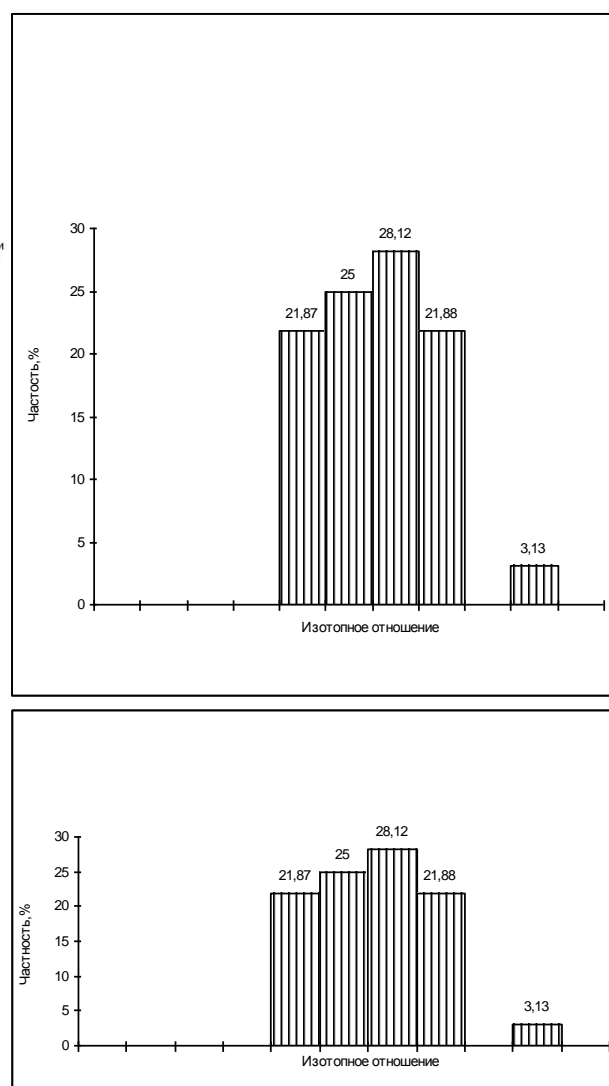


Рис. 4. Частоты распределения значений изотопных отношений углерода алкановой фракции нефтей западного и восточного бортов ЮКБ

Наблюдается четко выраженная тенденция изотопного облегчения нефтей в восточном направлении от месторождений, расположенных в шельфовой части к месторождениям суши. Аналогичная закономерность изотопного утяжеления нефтей в сторону шельфа ранее нами выявлена для месторождений западного борта ЮКБ и объяснена увеличением в этом направлении долевого участия в процессах нефтеобразования верхнемиоценовых отложений.

В целом изотопное утяжеление нефтей восточного борта по сравнению с нефтями западного борта, объясняемое нами более широким участием в нефтегенерации верхнемиоценовых отложений, находит свое подтверждение в составе циклических изопреноидов – биомаркеров. В частности, в ряду биомаркеров распределение регулярных стеранов ($\text{C}_{27}, \text{C}_{28}, \text{C}_{29}$) характеризуется соотношением $\text{C}_{27}:\text{C}_{28}:\text{C}_{29}$ равным 32:35:33, т.е.

преобладанием C_{28} -стерана. Следует отметить, что диатомовые водоросли как одна из биоценологических доминант морского планктона более чем на 50% состоят из C_{28} -стеролов. Их высокое содержание в нефтях КТ и выдержанное для всей совокупности нефтей соотношение C_{28}/C_{29} более 1.0 также согласуются с утверждением, что они извлечены из морских диатом-содержащих глинистых осадков.

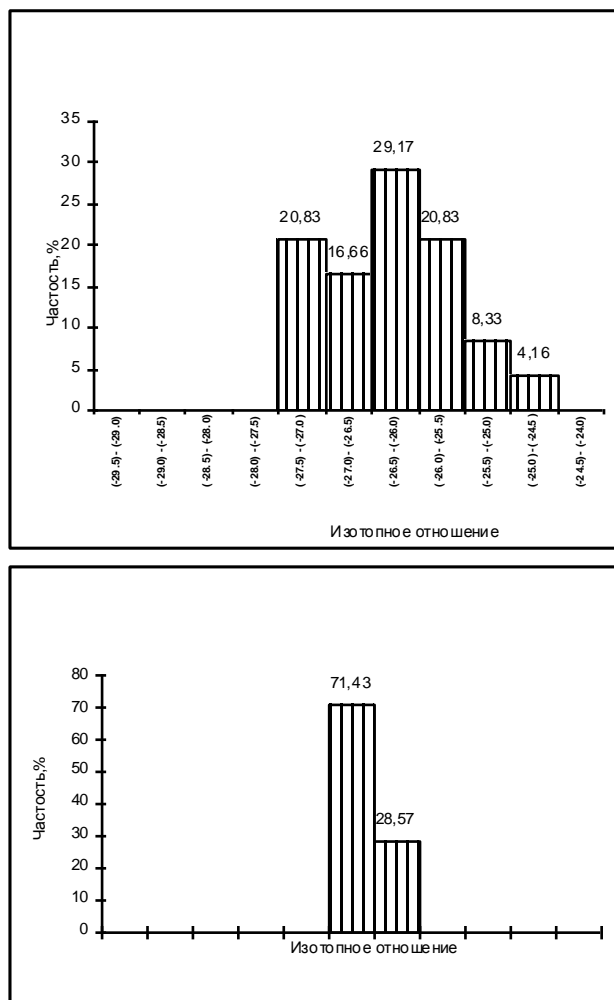


Рис. 5. Частоты распределения значений изотопных отношений углерода алкановой фракции нефтей месторождений Прибалханской и Гограндаг-Окаремской антиклинальных зон

С другой стороны, доминирование C_{29} -стерана над C_{27} -стераном с отношением C_{27}/C_{29} в пределах 0.79-0.9 (среднее 0.85) подтверждает выводы по изотопии углерода о присутствии в составе исходного ОВ континентальной составляющей.

Вместе с тем низкие содержания в составе исследуемых нефтей стерана C_{30} и гаммацерана также указывают на накопление нефтепроизводящих глинистых отложений и ОВ в опресненно-солончатых водных условиях, очень схожих с обстановками морских дельт.

Присутствие в составе трициклических терпанов (гопанов) олеанановой молекулы свидетельствует о третичном возрасте нефтегенерирующих толщ и близком расположении источника сноса осадочного материала.

Следует отметить, что на трехкомпонентной диаграмме, приведенной на рис. 6, исследуемые нефти КТ по характеру распределения нормальных стеранов проявляют схожесть с нефтями ПТ западного борта, а расположение фигуративных точек в поле эстуариев и дельт еще раз подтверждает сделанные выводы об обстановках накопления осадочного материала и органического вещества.

Нефти и конденсаты восточного борта ЮКВ, так же как и западного, имеют очень низкую степень зрелости. Согласно данным по изомеризации гомогопана $C_{32}(22S/22S+22R)$, соотношению трисноргопана и триснорнеогопана ($Ts/Ts+TM$), а также изомеризации нормального стерана $C_{29}(20S/20S+20R)$, степень зрелости нефтей изменяется от 0.55% до 0.65% в витринитовом эквиваленте ($Ro, \%$), а конденсатов – от 0.62% до 0.75%.

Прибалханская и Гограндаг-Окаремская зоны существенно не отличаются по степени зрелости нефтей и величине их вариаций, тогда как конденсаты Кызылкумского прогиба (Ердekli) более преобразованы (0.75% Ro eq.), чем Прибалханской зоны (Котуртепе – 0.62-65% Ro eq.). В общем, наблюдается закономерное уменьшение зрелости нефтей в западном направлении с минимальными значениями в нефтях месторождений на шельфе. Данная тенденция хорошо коррелируется с обратным характером распределения изотопного состава углерода в нефтях, т.е. их утяжелением в сторону моря. Весьма интересным представляется сильный контраст в зрелости нефтей двух сопряженных в пространстве антиклинальных структур в шельфовой части Прибалханской зоны – банки Жданова и параллельно ей расположенной на юго-западе банки ЛАМ. Нефти б. Жданова имеют наименьшую зрелость для восточного борта и являются самыми изотопно-легкими, тогда как нефти б. ЛАМ наиболее зрелые и изотопно-тяжелые. Анализируя тектоническое и геологическое положение этих структур и данной части бассейна, это можно объяснить различием очагов питания таких месторождений. Антиклинальную линию, в пределах которой расположены эти структуры, разграничивают два прогиба – Келькорский на севере и Кызылкумский на юге. Келькорский прогиб приподнят относительно Кызылкумского и имеет меньшие мощность осадочного выполнения (в частности палеоген-миоценовых отложений) и глубину залегания миоценового комплекса (6-6.5 км).

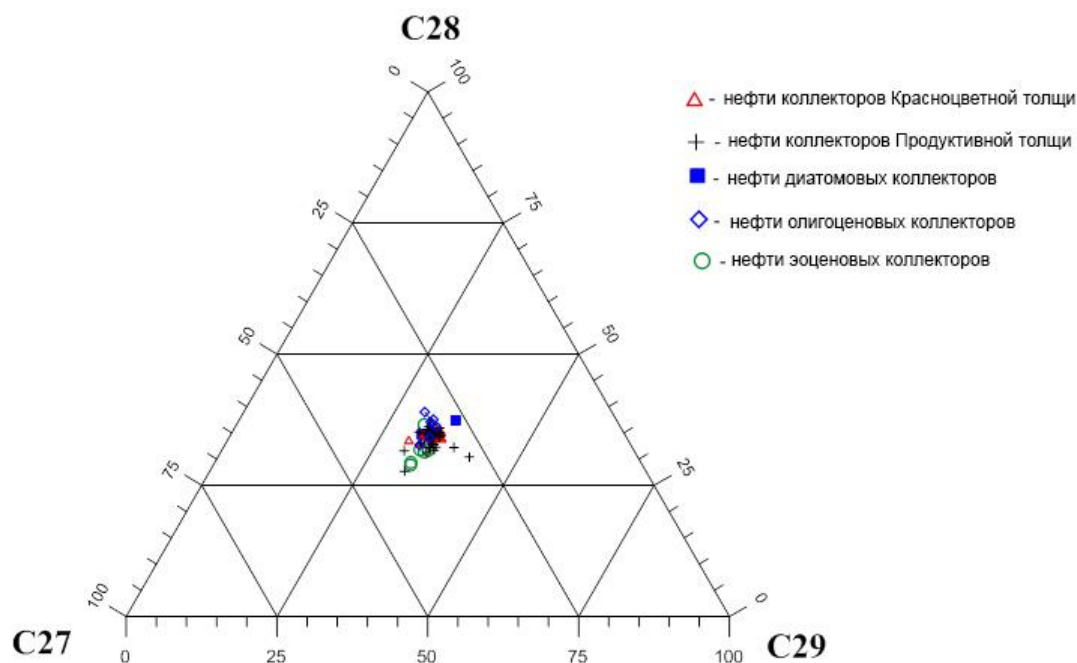


Рис. 6. Соотношение нормальных стеранов в нефтях разновозрастных резервуаров Южно-Каспийской впадины

В Кызылкумском прогибе мезозойский фундамент опущен до 10 км, а мощность и объем палеоген-миоценовых отложений значительно выше. Более того, здесь кровля миоцена опущена гораздо глубже (до 8 км) (рис. 7). Следовательно, можно полагать, что в Кызылкумском прогибе в процесс флюидогенерации вовлечен как палеогеновый, так и миоценовый комплексы, тогда как в Келькорском – палеогеновый и в меньшей мере миоценовый. Это, естественно, находит свое отражение как на изотопной метке, так и зрелости генерируемых в этих прогибах УВ флюидов. Структура б. Жданова, будучи приурочена к южному борту Келькорского прогиба, служила

структурным барьером на пути миграции генерируемых здесь преимущественно палеогеновым комплексом низко-зрелых и изотопно-легких нефтей. Расположенная южнее структура банка ЛАМ с севера примыкает к Кызылкумскому прогибу, являющемуся очагом генерации как изотопно-легких, так и изотопно-тяжелых относительно зрелых нефтей. Аналогичная ситуация, но в точности наоборот, нами выявлена и описана для структуры банка Абшеронская, расположенной в западной части этой зоны в пределах Абшеронского порога, питающий очаг которой располагается в Северо-Абшеронском прогибе Средне-Каспийской впадины.

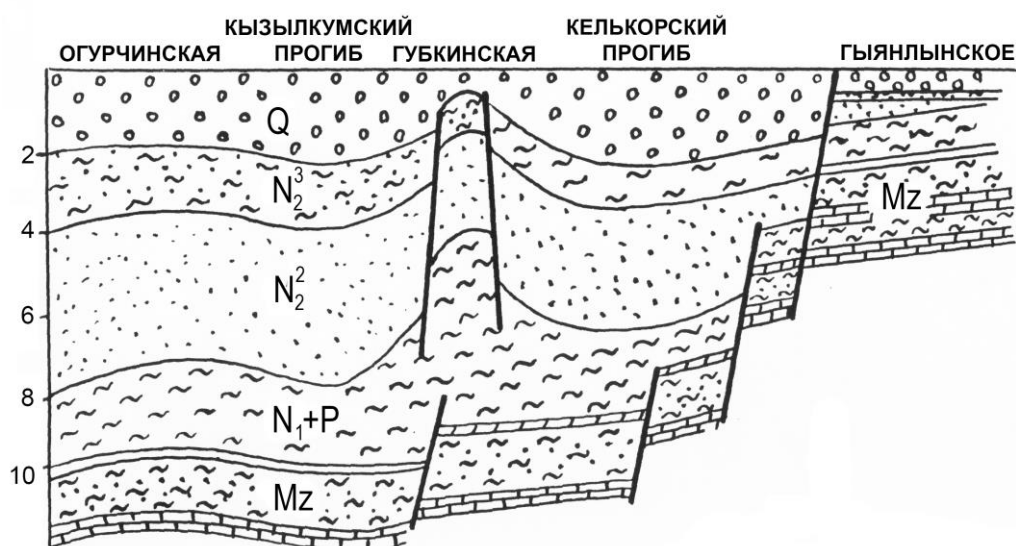


Рис. 7. Схематический геологический профиль I-I' (см. рис. 1) восточного борта ЮКБ

Заключение

На основании выполненных изотопно-геохимических исследований нефтей восточного борта ЮКВ (Туркменистанский сектор) можно сделать следующие основные выводы:

- нефти восточного борта ЮКВ генерированы преимущественно диатомовым ОВ глинистых отложений морских дельт;
- суммарный вклад средне-верхнемиоценового комплекса в нефтеобразование выше, чем палеоген-нижнемиоценового;

- нефти и конденсаты имеют невысокую зрелость;

- питание структур углеводородами на шельфе восточного борта ЮКВ происходило как из очагов генерации, расположенных в пределах Южно-Каспийской впадины (Кызылкумский прогиб), так и из очагов в Среднем Каспии (Келькорский прогиб).

ЛИТЕРАТУРА

- Багир-заде Ф.М., Бураковский Л.А., Бабаев Ф.Р. Геохимия нефтей и газов Апшеронско-Прибалханского порога. Недра. Москва, 1974, 285 с.
- Багир-Заде Ф.М., Бабаев Ф.Р. Распределение n-алканов и УВ изопреноидного строения в нефтях морских месторождений Азербайджана. Геология нефти и газа, No. 1, 1988, с. 43-45.
- Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А., Гусейнов Д.А. Изотопный состав углерода нефтей Южно-Каспийской мегавпадины. Азербайджанское нефтяное хозяйство, No. 6, 1999, с. 3-13.
- Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А., Гусейнов Д.А. Зрелость нефтей разновозрастных резервуаров в Южно-Каспийской мега-депрессии. Геология нефти и газа, No. 3, 2000, с. 41-50.
- Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А., Гусейнов Д.А. Изотопный состав углерода углеводородных флюидов Южно-Каспийской мегавпадины. Геохимия, No. 3, 2001, с. 271-278.
- Камьянов В.Ф., Драгунская В.С., Юрченко А.Н., Солодков В.К. Геохимия нефтей, конденсатов и газов Туркмении. Изв. АН Туркм.ССР. Сер. физ.-техн., хим. и геол. наук, No. 2, 1974, с. 38-41.
- Солодков В.К., Камьянов В.Ф., Драгунская В.С. Изопреноидные углеводороды в недрах и конденсатах Западной Туркмении. Изв. АН Туркм.ССР. Сер. Физ.-техн., хим. и геол. наук, No. 1, 1974, с. 76-88.
- Старобинец И.С. Геохимическая характеристика нефтей, газов и битуминозных образований Туркменской ССР в связи с вопросами нефтеносности. Сб.: Перспективы нефтегазовосности и направление геологоразведочных работ в западных районах Средней Азии. Гостоптехиздат. Москва, 1969, с.162-167.
- Chung H.U., Rooney M.A., Toon M.B., Claypool G.E. Carbon isotope composition of marine oils. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 76, No. 7, 1992, pp.1000-1007.
- Feyzullayev A.A., Huseynov D.A., Tagiyev M.A.F. Oil source rocks and geochemistry of hydrocarbons in South Caspian basin. In book: South Caspian basin: geology, geophysics and gas content. Nafta-Press. Baku, 2004, pp. 286-321.
- Guliyev I., Feyzullayev A., Huseynov D. Isotope-geochemical prognosis of the stratigraphic origin of the oil seepage source in the South Caspian Basin. AAPG's Inaugural Regional International Conference, Istanbul, 2000.
- Guliyev I.S., Feyzullayev A.A., Huseynov D.A. Isotope geochemistry of oils from fields and mud volcanoes in the South Caspian Basin, Azerbaijan. Petroleum Geoscience, V. 7, 2001, pp. 201-209.
- Gurgey K. Correlation, alteration, and origin of hydrocarbons in the GCA, Bahar, and Gum Adasi fields, western South Caspian Basin: geochemical and multivariate statistical assessments. Marine and Petroleum Geology, V. 20, No.10, 2003, pp. 1119-1139.

REFERENCE

- Bagir-zadeh F.M., Burakovski L.A., Babayev F.R. Geochemistry of oils and gases of Absheron-Pribalkhanian trough. Nedra. Moscow, 1974, 285 p. (in Russian).
- Bagir-zadeh F.M., Babayev F.R. Distribution of n-alkanes and hydrocarbons of the isoprenoid structure in oils of the offshore fields in Azerbaijan. Oil and gas geology, No. 1, 1988, pp. 43-45 (in Russian).
- Chung H.U., Rooney M.A., Toon M.B., Claypool G.E. Carbon isotope composition of marine oils. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 76, No. 7, 1992, pp.1000-1007.
- Feyzullayev A.A., Huseynov D.A., Tagiyev M.A.F. Oil source rocks and geochemistry of hydrocarbons in South Caspian basin. In book: South Caspian basin: geology, geophysics and gas content. Nafta-Press. Baku, 2004, pp. 286-321.
- Guliyev I.S., Feyzullayev A.A., Huseynov D.A. Isotopic composition of oil carbon of the South-Caspian megadepression. Azerbaijan Oil Industry, No. 6, 1999, pp. 3-13 (in Russian).
- Guliyev I.S., Feyzullayev A.A., Huseynov D.A. Oil maturity of reservoirs of the different age in the South-Caspian megadepression. Oil and gas geology, No. 3, 2000, pp. 41-50 (in Russian).
- Guliyev I.S., Feyzullayev A.A., Huseynov D.A. Isotopic composition of hydrocarbon fluids' carbon in the South-Caspian megadepression. Geochemistry, No. 3, 2001, pp. 271-278 (in Russian).
- Guliyev I., Feyzullayev A., Huseynov D. Isotope-geochemical prognosis of the stratigraphic origin of the oil seepage source in the South, Caspian Basin. AAPG's Inaugural Regional International Conference, Istanbul, 2000.
- Guliyev I.S., Feyzullayev, A.A., Huseynov D.A. Isotope geochemistry of oils from fields and mud volcanoes in the South Caspian Basin, Azerbaijan. Petroleum Geoscience, V.7, 2001, pp. 201-209.
- Gurgey K. Correlation, alteration, and origin of hydrocarbons in the GCA, Bahar, and Gum Adasi fields, western South Caspian Basin: geochemical and multivariate statistical assessments. Marine and Petroleum Geology, V. 20, No. 10, 2003, pp.1119-1139.
- Kamyaynov V.F., Dragunskaya V.S., Yurchenko A.N., Solodkov V.K. Geochemistry of oils, condensates and gases in Turkmenia. Proceedings of Academy of Sciences of Turkmenian SSR. Series of physical-technical, chemical and geological sciences, No. 2, 1974, pp. 38-41 (in Russian).
- Katz K.J., Richards D., Long D., Lawrence W. A new look at the components of the petroleum system of the South Caspian Basin. Journal of Petroleum Science and Engineering, V. 28, 2000, pp.161-182.
- Sofer Z. Stable carbon isotope composition of crude oils: Application to source depositional environments and petroleum alteration. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 68, No. 1, 1984, pp. 31-49.

Katz K.J., Richards D., Long D., Lawrence W. A new look at the components of the petroleum system of the South Caspian Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, V. 28, No. 4, 2000, pp. 161-182.

Sofer Z. Stable carbon isotope composition of crude oils: Application to source depositional environments and petroleum alteration. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 68, No. 1, 1984, pp. 31-49.

Solodkov V.K., Kamyayov V.F., Dragunskaya V.S. Isoprenoid hydrocarbons in depths and condensates of the West Turkmenia. *Proceedings of Academy of Sciences of Turkmenian SSR. Series of physical-technical, chemical and geological sciences*, No. 1, 1974, pp. 76-88 (in Russian).

Starobinets I.S. Geochemical characteristics of oils, gases and bituminous formations in Turkmenian SSR in connection with issues of oil content. In collection: *Prospects of oil-and-gas content and direction of exploration activities in the west regions of the Middle Asia*. Gostoptekhizdat. Moscow, 1969, pp. 162-167 (in Russian).

ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОГО БОРТА ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАСЕЙНА (ЗАПАДНЫЙ ТУРКМЕНИСТАН)

Гусейнов Д.А., Фейзуллаев А.А.

Институт геологии и геофизики НАНА

AZ1143, г.Баку, просп.Г.Джавида, 119: d_huseynov@yahoo.com, fakper@gmail.com

Резюме. В статье приводятся результаты выполненных изотопно-геохимических и хромато-масс-спектрометрических исследований нефтей 14 месторождений, расположенных на шельфе и суше восточного борта (Туркменистанский сектор) Южно-Каспийской впадины (ЮКВ). Эти месторождения приурочены к антиклинальным структурам трех тектонических зон: Прибалханской зоны поднятий (банка Жданова, банка ЛАМ, Челекен, Западный Челекен, Котур-Тепе, Барса-Гелмес, Бурун, Комсомольская, Кумдаг), Кызылкумского прогиба (Эрдекли) и Гограндаг-Окаремской (Корпедже, Ю. Камышлыджа, Аг-Патлаух) зоны поднятий. Низкие пристан/фитановые (Pr/Ph) отношения (1.17-1.3 в нефтях и 1.45-2.08 в конденсатах), преобладание низкомолекулярных алканов ($C_{31}:C_{19}=0.08:0.63$), превалирование в нефтях четных алканов над нечетными, а также ярко выраженный нафтенный характер нефтей (нафтенный индекс = 1.9-6.7) свидетельствуют о преимущественно морской природе исходного органического вещества (ОВ). На это также указывает изотопный состав углерода нефтей. Наблюдается четко выраженная тенденция изотопного обогащения нефтей в восточном направлении от месторождений, расположенных в шельфовой части, к месторождениям суши. По физико-химическим характеристикам нефти как отдельных месторождений, расположенных в разных структурных зонах, так и различные объекты разработки в пределах одного месторождения существенно отличаются. Нефти и конденсаты имеют очень низкую степень зрелости и рассчитанные по биомаркерным данным в витринитовом эквиваленте ($R_o, \%$) составляют соответственно 0.55-0.65% и 0.62-0.75%. Обосновывается генерация нефтей преимущественно из диатомового органического вещества (ОВ) глинистых отложений морских дельт. Причем суммарный вклад средне-верхнемиоценового комплекса в нефтеобразование выше, чем палеоген-нижнемиоценового. Питание структур углеводородами на шельфе восточного борта ЮКВ происходило как из очагов генерации, расположенных в пределах ЮКВ (Кызылкумский прогиб), так и из очагов в Среднем Каспии (Келькорский прогиб).

Ключевые слова: нефть, органическое вещество, изотопно-геохимический анализ, биомаркеры, зрелость, Южно-Каспийская впадина, Туркменский сектор

CƏNUBİ XƏZƏR HÖVZƏSİ ŞƏRQ BORTUNUN (QƏRBİ TÜRKMƏNİSTAN) YATAQLARINDA NEFTİN İZOTOP-GEOKİMYƏVİ XÜSUSİYYƏTLƏRİ

Hüseynov D.A., Feyzullayev Ə.Ə.

AMEA Geologiya və Geofizika İnstitutu

AZ1143, Bakı şəh., H.Cavid prospekti, 119: d_huseynov@yahoo.com, fakper@gmail.com

Xülasə. Məqalədə Cənubi Xəzər çökəkliyinin (CXÇ) şərq yamacında (Türkmənistan sektoru) quruda və dənizdə yerləşən 14 yataqdan olan neftlərin izotop-geokimyəvi və xrom-mass-spektrometrik tədqiqatlarının nəticələri təqdim olunur. Bu yataqlar üç tektonik zonanın antiklinal strukturlarında yerləşir: Balxanyanı qalxımlar zonası (Jdanov, LAM, Çələkən, Qərbi Çələkən, Qoturəpə, Barsa-Gəlməz, Burun, Komsomolskaya, Qumdağ), Qızılqum çökəkliyi (Erdekli) və Qoqrandağ-Okarem (Korpicə, Cənubi Qamışılca, Ağ-Patlaux) qalxımlar zonası. Pristan /Fitan (Pr/Ph) nisbətinin aşağı qiymətləri (neftlərdə 1.17-1.63 və kondensatlarda 1.45-2.08), aşağı molekulyar çəkili alkanların üstünlük təşkil etməsi ($C_{31}:C_{19} = 0.08:0.63$), neftlərdə cüt alkanların tək alkanlardan üstünlüyü, həmçinin neftlərin aşkar naften təbiəti (naften indeksi = 1.9-6.7) üzvi maddənin (ÜM) əsasən dəniz mənşəli olmasını göstərir. Bu, neftlərdə karbonun izotop tərkibi (KİT) ilə də təsdiq olunur. Şərqə doğru, şelf zonasından quruda yerləşən yataqlara tərəf, neftlərin KİT yüngülləşməsi tendensiyası müşahidə edilir. Fiziki-kimyəvi xüsusiyyətlərinə görə istər müxtəlif struktur zonalarda yerləşən ayrı-ayrı yataqların neftləri, istərsə də eyni sahədəki müxtəlif işlənilmə obyektlərinin neftləri əhəmiyyətli dərəcədə fərqlidir. Neftlər və kondensatlar çox aşağı yetkinlik dərəcəsinə malikdir və biomarker məlumatlarına görə hesablanmış vitrinitin əksətdirmə qabiliyyəti ekvivalentinin ($R_o, \%$) qiymətləri müvafiq olaraq 0.55-0.65 % və 0.62-0.75 % -dir. Neftlərin əsasən dəniz deltalarının gil çöküntülərinin diatom ÜM-dən yaranması əsaslandırılır. Bununla belə, neftin əmələ gəlməsində Orta-Üst Miosen kompleksinin payı Paleogen-Alt Miosen kompleksindən daha yüksəkdir. CXÇ şərq yamacı şelfində yerləşən strukturların karbohidrogenlərlə qidalanması həm CXÇ hüduqlarında yerləşən əmələgəlmə mənbələrindən (Qızılqum çökəkliyi), həm də Orta Xəzərdə olan mənbələrdən (Kelkor çökəkliyi) baş vermişdi.

Açar sözlər: neft, üzvi maddə, əmələgəlmə mənbəyi, izotop-geokimyəvi analiz, biomarkerlər, yetkinlik, Cənubi Xəzər hövzəsi, Türkmənistan sektoru