Науки о Земле / Science of Earth
1.6.11. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

УДК: 553.98.061.33 + 553.98(262.81) DOI: 10.69537/VKNIIRAN.2024.19.4.011

К ОЦЕНКЕ УСЛОВИЙ ЛИТОГЕНЕЗА И МИГРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА В КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СРЕДНЕКАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

© Бачаева Тумиша Хамидовна (a, b), Самойленко Галина Николаевна (c), Степанов Андрей Николаевич (d)

(a) Комплексный научно-исследовательский институт им. Х.И. Ибрагимова РАН, старший научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук, bachaeva@bk.ru, Грозный

(b) Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д. Миллионщикова, доцент, кандидат геолого-минералогических наук, bachaeva@bk.ru, Грозный

(c) ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, ведущий научный сотрудник, доцент, кандидат геолого-минералогических наук, stepanovandres@yandex.ru, Волгоград

(d) Волгоградское научно-техническое общество нефтяников и газовиков им. акад. И.М. Губкина, председатель правления, доцент, кандидат геолого-минералогических наук, stepanovandres@yandex.ru, Волгоград

Аннотация. В статье рассматриваются факторы, обуславливающие миграцию пластовых флюидов в Среднекаспийском нефтегазоносном бассейне. Среди важнейших факторов выделяют геотемпературные условия. Многолетние комплексные исследования авторов в области создания и постоянной корректировки рабочей схемы формирования УВ скоплений свидетельствуют в пользу вертикально ступенчатой миграции УВ.

Ключевые слова: Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн, литогенез, миграция, палеотемпература, углеводороды.

TO THE ASSESSMENT OF CONDITIONS OF LITHOGENESIS AND MIGRATION OF OIL AND GAS IN CENOZOIC DEPOSITS OF THE MIDDLE CASPIAN OIL AND GAS BASIN

© Bachaeva Tumisha Khamidovna (a, b), Samoylenko Galina Nikolaevna (c), Stepanov Andrey Nikolaevich (d)

(a) Integrated Research Institute named after Kh.I. Ibragimov of the Russian Academy of Sciences, Senior Researcher, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, bachaeva@bk.ru, Grozny

(b) Grozny State Petroleum Technological University named after Acad. M.D. Millionshchikova, Associate Professor, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, bachaeva@bk.ru, Grozny
(c) LUKOIL-Engineering, Leading Researcher, Associate Professor, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, stepanovandres@yandex.ru, Volgograd
(d) Volgograd Scientific and Technical Society of Oil and Gas Workers named after Academician I.M. Gubkin, Chairman of the Board, Associate Professor, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, stepanovandres@yandex.ru, Volgograd

Abstract. The article discusses the factors that determine the migration of formation fluids in the Middle Caspian oil and gas basin. Among the most important factors are geothermal conditions. Long-term comprehensive studies by the authors in the field of creating and constantly adjusting the working scheme for the formation of hydrocarbon accumulations indicate a vertically stepped migration of hydrocarbons.

Key words: Middle Caspian oil and gas basin, lithogenesis, migration, paleotemperature, hydrocarbons.

ВВЕДЕНИЕ

Среди важнейших факторов формирования фазово-генетических типов УВ флюидов в литогенезе принято считать геотемпературные условия, а также особенности термодинамики, геохимии и геомеханики массопереноса УВ в подземном резервуаре, - транзитных зонах и продуктивных отложениях.

ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Данные по комплексным термодинамическим, геомеханическим и геохимическим исследованиям (А.Н. Степанов и др., 2008), многолетние комплексные исследования авторов в области создания и постоянной корректировки рабочей схемы формирования УВ скоплений свидетельствуют в пользу преимущественно вертикального массопереноса пластовых флюидов в Среднекаспийском нефтегазоносном бассейне (НГБ), а, точнее (Н.И. Кононов и др., 1993) вертикально ступенчатой миграции УВ. Здесь представляет практическое значение проверка выполняемости концепции И.И. Аммосова о соответствии палеотемператур современным температурам в пределах рассматриваемой территории Северного борта Терско-Каспийского прогиба (ТКП) и Сулакской впадины.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЯ

В таблице приведены сравнительные данные об отражающей способности витринита (ОСВ), палео-, и современным температурам для различных регионов кайнозойского прогибания, в том числе и Западно-Кубанского прогиба (ЗКП), где НК «ЛУКОЙЛ» также ведет геологоразведочные работы (ГРР) в акватории.

Эти данные показывают, что для отложений кайнозоя, отмечается вполне удовлетворительная сходимость палео-, и современных температур для Северного борта ТКП, Сулакской впадины и Галф-Коста. Для аналогичных отложений ЗКП, напротив, отмечается полное отсутствие связи между палео-, и современной температурами.

Таблица 1. Соотношение современных и палеотемператур в областях кайнозойского прогибания

Регион, тектоническая зона	ОСВ, % в масл. иммерсии	Современная температура, °С	Палеотемпература (по И.И. Аммосову), °С
Северный борт ТКП	0,3	-	50
	0,5	97	95
	0,7	135	134
	0,9	164	168
Сулакская впадина	0,3	-	50
	0,5	100	95
	0,7	116-147	134
Галф-Кост	0,3	-	-
	0,5	90	95
	0,7	145	134
	0,9	166	168
	1,1	-	-
Западно-Кубанский прогиб	0,3	65	50
	0,6	114	95
	0,7	121	134
	0,9	127	168
	1,1	133	188

В рассматриваемой зоне литогенеза, продуктивные отложения среднего миоцена представлены исключительно поровыми коллекторами, изначально заполненными пластовыми водами на диагенетической стадии. В условиях начального и среднего катагенеза, согласно геомеханическим критериям возможности фильтрации нефти в поровом пространстве коллектора заметно ограничены, ввиду преобладания капиллярных сил над гравитационными. Поэтому формирование УВ скоплений здесь могло происходить только по зонам проводимости, представленным тектоническими нарушениями, зонами дробления пород и т.п. [4].

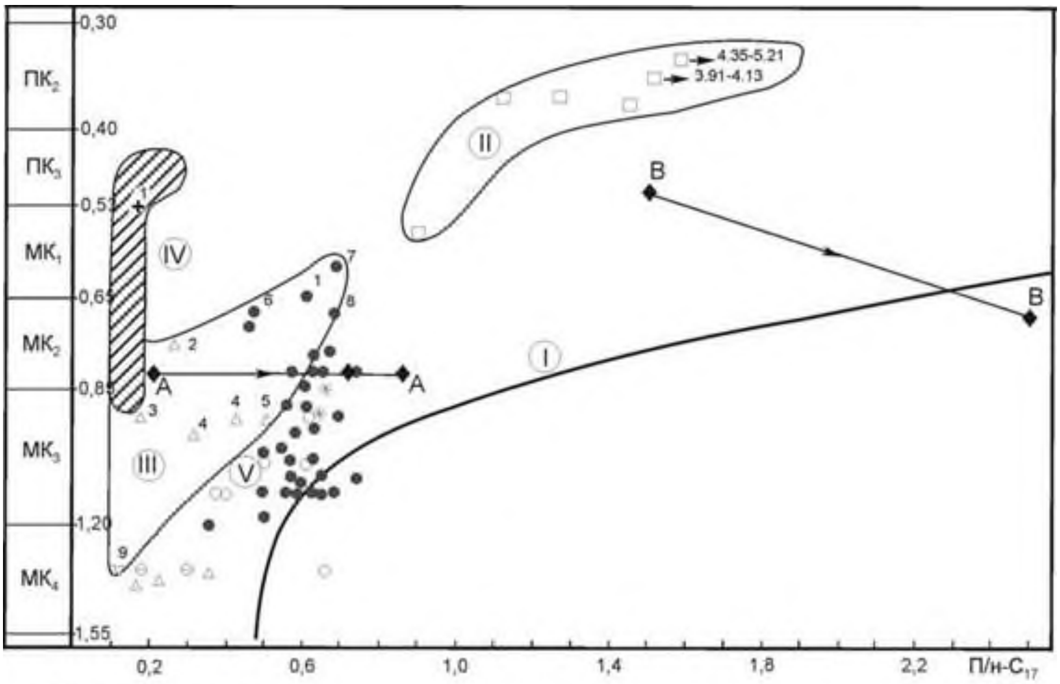
Значительную роль в формировании УВ скоплений оказывал и глубинный газ, о чем свидетельствуют данные изотопной геохимии, наличие чисто газовых и нефтегазовых залежей, их чередование по разрезу в более чем двух десятках пластов терригенных караганочокракских отложениях ТКП и другие данные при низкой преобразованности ОВ и пород в зоне протокатагенеза (ПК).

Данные по механике жидкостей и газов (соотношение гравитационных, гидродинамических и капиллярных сил, соотношение подвижностей пластовых флюидов, особенности геометрии пустотного пространства, истории его насыщения флюидами и т.п.) представляются, во многом, однозначными при определении условий миграции и аккумуляции УВ в ловушках.

В практике нефтяной геологии и геохимии используются многочисленные эмпирические, косвенные критерии, в том числе и данные по различным классам биомаркеров, которые обычно не связываются исследователями с процессами флюидной механики для конкретной порово-флюидной системы [5].

В связи с этим, большой интерес представляет использование молекулярных критериев, учитывающих и механику флюидов в пласте. Среди таких редких, единственных в своем роде работ, следует выделить известную публикацию Д. Лейтхоузера и Т. Шварцкопфа, предложивших в качестве показателя миграции соотношение П/н-C_{17} [10]. Поэтому, помимо известных молекулярных критериев, особенности вытеснительной флюидодинамики нами рассматривались в координатах ОСВ - П/н-C_{17} для отложений мезо-кайнозоя тектонических зон ТКП и Скифской плиты (рис.). Ранее такая диаграмма использовалась для оценки относительного уровня преобразованности нефтей и конденсатов мезокайнозойских отложений тектонических зон ТКП (А.Н. Степанов, 1984).

По данным исследований А. Макензи и других (1983), Д. Лейтхоузера и Т. Шварцкопфа (1986) [10] для материнских пород одного фациально-генетического типа и уровня катагенеза отношение П/н-C_{17} увеличивается с повышением степени вытеснения УВ. Это было подтверждено авторами на более чем 300 данных по угольным и нефтяным НГБ Земного шара для «третьего» и «второго» типов ОВ. По ним в координатах рис. наиболее длинный путь прошли нефти среднего миоцена внутренней зоны ТКП.



Возраст отложений:
- □ - средний миоцен (караган, чокрак)
- \+ - палеоген, майкопская свита
- * - фораминиферовая свита
- ● - верхний мел
- ○ - альб-аптский ярус
- ⊖ - валанжин-берриасский ярус,
- △ - титонский ярус (юра),
- ▽ - триас

Рисунок – Изменение соотношения П/н-C_{17} в нефтях, конденсатах и ОВ углей в зависимости от уровня катагенеза.

Условные обозначения к рисунку:

I– ограничивающая линия, соотношений П/н-C_{17} угольных и НГБ земного шара; II – область распределения нефтей карагано-чокракских отложений, внутренней зоны ТКП; III – область распределения нефтей и конденсатов периферийных зон ТКП (северный и южный борт, обрамление Минераловодского выступа):

Месторождения и разведочные площади: 1 – Моздокская, 2 – Гуделеновская, 3 – Заманкульское, 4 – Марьинская, 5 – Лысогорская, 6 – Бенойское, 7 – Советское, 8 – Курское, 9 – Березкинская;

IV – нефти и конденсаты мезозойских отложений тектонических зон акватории Северного и Среднего Каспия; V – нефти и конденсаты мезокайнозойских отложений внутренней зоны ТКП;

АА – направление миграционного тренда УВ в сланцах верхнекаменноугольных отложений из скважины Верн 8 Рурского бассейна Германии (III тип ОВ); ВВ – направление миграционного тренда УВ в тоарских отложениях скважин 1, 2 северо-запада Германии (II тип ОВ).

Нефти и конденсаты мезокайнозойских отложений акватории тяготеют к зоне, где расположены нефти и конденсаты краевых и бортовых зон ТКП, что отчасти подтверждает их миграционную природу. К зоне IV можно отнести подавляющее количество нефтей и конденсатов мезозойских отложений Равнинного Дагестана. О значительных масштабах вертикальной миграции на смежной и рассматриваемой территориях отмечалось в работах многих исследователей [1, 2, 3] на основе комплекса молекулярных данных, данных изотопии углерода метана и фракционирования карбазолов. В кровле клиноформного верхнемиоценового комплекса ранее были выделены каналовые врезы палео-: Сулака, Терека, Самура и Волги. При этом в олигоцен-миоценовых отложениях были установлены явления диапиризма – ядра протыкания. Все это, несомненно, способствовало вертикальному перемещению пластовых флюидов в разрезе отложений региона [6, 7, 8, 9].

Свидетельством диагенетической мобильности УВ карагано-чокракского палеоводоема служит факт наличия в нем «битумных» конкреций (Ю.О. Гаврилов, 1982) и гравитационно-диффузионного потока, индикатором которого являются пиритовые стяжения и т.п.

ВЫВОДЫ

Таким образом:

- ✓ ОВ караганских, чокракских и майкопских отложений слабо преобразовано в интервале градаций протокатагенеза и мезокатагенеза (ПК$_2$–МК$_1$) и, следовательно, не достигло оптимальной зоны развития нефтеобразования;
- ✓ в ТКП карагано-чокракские отложения находятся на стадиях ПК$_2$-ПК$_3$, майкопские - ПК$_3$-МК$_3$, на площади Диагональная зафиксированы более слабые преобразования;

- ✓ отложения чокрака ($N_1\check{c}$) и карагана (N_1kr) являются перспективными, так как залежи нефти и газа открыты здесь на соседних площадях краевых зон ТКП (Махачкала–Тарки, Димитровское);
- ✓ современные температурные условия отложений среднего миоцена тождественны палеотемпературным, что, отражает характер геотектонического развития структур преимущественного прогибания;
- ✓ формирование УВ скоплений на площади Диагональная, по аналогии со смежными тектоническими зонами ТКП, могло происходить преимущественно за счет вертикально-ступенчатой миграции и последующей разгрузки в ловушках струйного, газового потока. Этот механизм наиболее вероятен и с позиций механики жидкостей и газов в пористой среде.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гулиев, И. С. Геохимические особенности и источники флюидов грязевых вулканов Южно-Каспийского осадочного бассейна в свете новых данных по изотопии C, H и O [Текст] // Геохимия. – 2004. – № 7. – С. 792 – 800.

2. Гулиев, И. С. Изотопный состав углерода углеводородных флюидов Южно-Каспийской мегавпадины [Текст] // Геохимия. – 2001. – № 3 – С. 271-278.

3. Гулиев, И. С. Степень зрелости нефтей разновозрастных резервуаров Южно-Каспийской мегавпадины [Текст] // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3 – С. 41 – 50.

4. Доценко, В. В. Влияние геодинамики на процессы миграции нефти и газа и необходимость её учета при прогнозе нефтегазоносности и разработке нефтяных и газовых месторождений [Текст] / В. В. Доценко // Проблемы геоэкологии геохимии и геофизики. – Ростов-на-Дону: Изд-во ООО «ЦВВР», 2005. – С. 309-319.

5. Доценко, В. В. Степанов, А. Н. Бачаева, Т. Х. Геотектонические и геодинамические факторы миграции нефти и газа [Текст] / В. В. Доценко, А. Н. Степанов, Т. Х. Бачаева // Вестник КНИИ РАН. Серия: Естественные и технические науки. – 2024. – № 1 (16). – С. 135-144.

6. Микерина, Т. Б. Катагенетическая преобразованность чокракских и майкопских отложений Западно-Кубанского прогиба [Текст] / Т. Б. Микерина // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2007. – № 8. – С. 4 – 11.

7. Поляк, Б. Г. Каменский, И. Л. Прасолов, Э. М. и др. Изотопы гелия в газах Северного Кавказа: следы разгрузки тепломассопотока из мантии [Текст] / Б. Г. Поляк, И. Л. Каменский, Э. М. Прасолов // Геохимия. – 1998. – № 4. – С. 383-397.

8. Фролов, Е. Б. Миграция в Восточном Предкавказье [Текст] / Е. Б. Фролов // Вестник МГУ. Сер. Геология. – 1997. – № 1. – С. 40-46.

9. Холодов, В. Н. Недумов, Р. И. Литология и геохимия среднего миоцена Восточного Предкавказья [Текст] / В. Н. Холодов, Р. И. Недумов. – Москва: Недра, 1981. – С. 208.

10. Leythaeuser D. The pristane /n – heptadecane ratio as an indicator for recognition of hydrocarbon migration effects [Текст] / D. Leythaeuser // Organic Geochemistry. – 1986. – Vol. 10. – P. 191- 197.

REFERENCES

1. Guliev, I. S. Geochemical features and sources of fluids of mud volcanoes of the South Caspian sedimentary basin in light of new data on C, H and O isotopes [Text] / I. S. Guliev // Geochemistry. - 2004. – № 7. – P. 792 – 800.

2. Guliev, I. S. Carbon isotopic composition of hydrocarbon fluids of the South Caspian megadepression [Text] / I. S. Guliev // Geochemistry. – 2001. – № 3. – P. 271–278.

3. Guliev, I. S. Degree of maturity of oils of different-aged reservoirs of the South Caspian megadepression [Text] / I. S. Guliev // Geology of oil and gas. – 2000. – № 3. – P. 41 – 50.

4. Dotsenko, V. V. The influence of geodynamics on the processes of oil and gas migration and the need to take it into account when forecasting oil and gas content and developing oil and gas fields [Text] / V. V. Dotsenko // Problems of geoecology, geochemistry and geophysics. - Rostov-on-Don: Publishing house of OOO "TsVVR", 2005. – P. 309–319.

5. Dotsenko, V. V. Stepanov, A. N. Bachaeva, T. Kh. Geotectonic and geodynamic factors of oil and gas migration [Text] / V. V. Dotsenko, A. N. Stepanov, T. Kh. Bachaeva // Bulletin of the KNII RAS. Series: Natural and technical sciences. – 2024. – № 1 (16). – P. 135-144.

6. Mikerina, T. B. Catagenetic transformation of the Chokrak and Maikop deposits of the West Kuban trough [Text] / T. B. Mikerina // Geology, geophysics and development of oil fields. – 2007. – № 8. – P. 4 – 11.

7. Polyak, B.G. Kamensky, I. L. Prasolov, E. M. et al. Helium isotopes in gases of the North Caucasus: traces of heat and mass flow discharge from the mantle [Text] / B.G. Polyak, I. L. Kamensky, E. M. Prasolov et al. // Geochemistry. – 1998. – № 4. – P. 383–397.

8. Frolov, E. B. Migration in the Eastern Ciscaucasia [Text] / E. B. Frolov // Bulletin of Moscow State University. Series: Geology. – 1997. – № 1. – P. 40–46.

9. Kholodov, V. N. Nedumov, R. I. Lithology and geochemistry of the Middle Miocene of the Eastern Ciscaucasia [Text] / V. N. Kholodov, R. I. Nedumov. – Moscow: Nedra, 1981. – P. 208.

10. Leythaeuser D. The pristane /n – heptadecane ratio as an indicator for recognition of hydrocarbon migration effects [Text] / D. Leythaeuser // Organic Geochemistry. – 1986. – Vol. 10. – P. 191– 197.