



## ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ И ГЕОТЕРМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА МЕЖДУРЕЧЬЯ КУРЫ И ГАБЫРРЫ

Ш.Х.Ахундов<sup>\*1</sup>, Х.Р.Рустамова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

<sup>2</sup>Бакинский государственный университет, Баку, Азербайджан

**Geochemical and Geothermal Zonality of Deeply Buried Strata in the Interfluvium of Kura and Qabryry**

*Sh.H.Akhundov<sup>1</sup>, H.R.Rustamova<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan;

<sup>2</sup>Baku State University, Baku, Azerbaijan

### Abstract

Hydrochemical section in the region has been shaped under influence of frequent change of catchment and discharge areas. The composition and changes are considered in sedimentary organic matter. In the section considered the richest in sedimentary organic matter are Maykop sediments. The sum of methane-naphthene and aromatic hydrocarbons is dependent on genetic type of bitumoids. The catagenetical transformation degree of oil in Tarsdallar oilfield has been determined using gas-liquid chromatography method. The analysis carried out resulted in suggesting the deeply subsided Cretaceous-Paleogene strata as priority directions for geologic exploration. To properly assess the prospects of oil and gas in deep horizons, a depth map of the isotherm of 100 °C has been drawn, as well as areas are recommended for gas and gas condensate accumulations prospecting.

### Keywords:

Sedimentary organic matter;  
Bitumoids;  
Hydrochemical zonality;  
Temperature interval.

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

В распространении залежей нефти и газа многими исследователями установлена связь с литологическими, тектоническими, геохимическими, гидрогеологическими и другими показателями. Сочетание этих показателей определяет масштабы нефтегазообразования, распространение продуктов преобразования органического вещества (ОВ) в среде водонасыщенных горных пород, соотношение различных форм миграции углеводородов (УВ), размещение нефтяных и газовых месторождений.

Проведенный анализ [1] геохимических данных показывает, что состав и количество рассеянного органического вещества (РОВ), кроме других факторов, в первую очередь зависит от возраста и литологического типа пород.

Наиболее обогащенной РОВ являются майкопские отложения, затем эоценовые и верхнемеловые. В такой же последовательности изменяется и битуминозность пород. Например, в отложениях майкопа среднее содержание органического углерода ( $C_{орг}$ ) составляет более 1%, в

эоцене достигает 0.7%, а по верхнему мелу лишь 0.49%. Минимальное содержание  $C_{орг}$  установлено в туфопесчаниках среднего эоцена площади Молладаг, где содержание  $C_{орг}$  не превышает 0.1%, а также в порфиритах верхнего мела скв.9 площади Тарсдалляр, в интервале 3759-3769 м. Однако, в некоторых образцах верхнего мела площади Тарсдалляр (скв.24, интервал 4450-4452 м) содержание  $C_{орг}$  достигает 1.15%, а в эоцене имеются карбонатные глины (табл.1), содержащие более 2%  $C_{орг}$  (Тарсдалляр, скв.26).

Количество хлороформенных битумоидов (ХБ) обычно несколько выше количества петролейноэфирных (ПЭБ), составляя в среднем в породах майкопа 0.05-0.07%, в породах эоцена 0.02-0.03% и в верхнемеловых породах - 0.01-0.015%.

Битумоиды рассматриваемых отложений можно подразделить на сингенетичные (автохтонные) и эпигенетичные (аллохтонные). Различие этих двух генетических типов определяется как количественным, так и качественным составом УВ [1]. Было установлено также отсутствие следов эпигенетичных битумоидов в породах площадей Саждаг, Молладаг, Дамиртепе-Удабно и др.

Суммарное содержание УВ (метаново-нафте-

\*E-mail: [akhundov.shahin@rambler.ru](mailto:akhundov.shahin@rambler.ru)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20180100339>

Геохимическая характеристика органического вещества пород междуречья Куры и Габьрыры (по данным ИГ и ГТИ)											
№	Площадь	№ скв.	Интервал отбора керна, м	Возраст	Тип породы	Геохимические параметры					
						СО <sub>2</sub>	С <sub>орг</sub>	ХБ	ПЭБ	В <sub>ПЭБ</sub>	В <sub>ХБ</sub>
						% на породу					
1	Тарсдалляр	20	2760–2772	P <sub>2</sub>	Мергель	32.36	0.30	-	0.0030	0.38	-
2	«-»	9	2930–2940	P <sub>2</sub>	Песчаник	0.28	0.30	0.090	0.0848	22.6	25.3
3	«-»	«-»	3759–3769	K <sub>2</sub>	Порфирит	0.56	0.07	0.022	0.0080	9.1	25.1
4	«-»	26	3355–3364	P <sub>2</sub>	Глина карб.	11.04	1.41	0.010	0.0063	0.3	0.5
5	«-»	«-»	3355–3364	P <sub>2</sub>	Глина карб.	10.54	2.42	0.036	0.0131	0.4	1.2
6	«-»	24	3243–3255	P <sub>3</sub> +N <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Алевролит карб.	19.58	0.52	0.022	0.0046	0.7	3.4
7	«-»	«-»	4011–4015	P <sub>3</sub> +N <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Глина карб.	12.92	1.83	0.153	0.2577	11.3	7.0
8	«-»	«-»	4236–4246	P <sub>2</sub> <sup>3</sup>	Аргиллит	2.90	0.22	0.010	0.0093	3.4	3.6
9	«-»	«-»	4450–4452	K <sub>2</sub>	Аргиллит карб.	8.98	1.15	0.011	0.0030	0.2	0.8
10	«-»	6	3116–3126	K <sub>2</sub>	Мергель	36.38	0.25	0.008	0.0040	1.3	2.5
11	ГербиГорзундаг	1	3806–3814	P <sub>3</sub> +N <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Аргиллит	0.36	1.10	0.051	0.0950	6.9	3.7
12	Молладаг	1	3547–3550	P <sub>2</sub> <sup>3</sup>	Глина	1.50	0.58	0.027	0.0196	2.7	3.7
13	«-»	«-»	3732–3740	P <sub>2</sub> <sup>2</sup>	Туфо-песчаник	0.28	0.04	0.004	0.0024	4.8	8.0
14	«-»	«-»	3100–3105	P <sub>3</sub> +N <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Аргиллит	0.90	0.61	0.021	0.0069	0.9	2.7
15	Беюк Палантекиан	2	2989–2999	P <sub>3</sub> +N <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Глина	6.18	1.02	0.051	0.0370	2.9	4.0

Таблица 1

Таблица 2

**Геохимические параметры бензиновой фракции C<sub>5-6</sub> нефти  
площади Тарсдалляр (по данным ИГиРГИ)**

скв. №	н-алк. и-алк.	н-C <sub>7</sub> и-C <sub>7</sub>	цик. алк.	ЦГ н-C <sub>6</sub>	МЦГ н-C <sub>7</sub>	ЦГ ЦП	ПГ МЦП	МЦГ ΣДМЦП	Арены алканы C <sub>6-7</sub>	Бензол н-C <sub>6</sub>	Толуол н-C <sub>7</sub>	ЗМГ 2 МГ
9	0.93	0.93	0.89	0.77	1.77	0.86	0.58	1.09	0.16	0.25	0.45	0.97
4	0.83	1.09	1.05	0.92	2.12	0.96	0.74	1.33	0.43	0.46	1.24	1.37
24	0.99	0.93	0.91	0.54	1.74	1.02	0.62	1.26	0.01	0.02	0.04	1.42

новых и ароматических) меняется в зависимости от генетического типа битумоидов. Максимальное содержание УВ, выделенное из масляной фракции установлено в битумоидах эпигенетического типа (57.7%) в отложениях верхнего мела. Минимальное содержание (50.6%) аналогичного генетического типа битумоидов определено в образцах майкопа. Сингенетичный тип битумоидов максимально в породах майкопа (32.6%) и минимально (20%) в породах верхнего мела. В целом, зрелость ОВ пород эоцена несколько выше, чем в породах майкопа и, видимо, отвечает протокатагенезу или начальному этапу мезокатагенеза (МК<sub>1</sub>). Высокие величины пристан/фитана (до 4.7), K<sub>1</sub> до (2.6) и K<sub>неч</sub> (до 1.4) установлены в эоценовых отложениях на глубинах 2.7-3.7 км площадей Тарсдалляр и Молладаг. В отложениях верхнего мела эти величины соответственно составляют: 1.9; 1.2; 1. В отложениях майкопа эти величины несколько выше. На более значительных глубинах (более 4.5 км) зрелость ОВ увеличивается и значения K<sub>1</sub> и K<sub>неч</sub> снижаются до величин менее 1.0 [1].

Верхнемеловые породы содержат, в основном, относительно зрелое ОВ. Битуминозные вещества эпигенетического типа, экстрагированные из порфиринов верхнего мела площади Тарсдалляр (скв.9, интервал 3759-3769 м) имеют, как и многие битумоиды пород эоцена относительно низкую зрелость. Таким образом, относительно высокое содержание легких УВ в битумоидах мергелистых и глинистых породах эоцена связано в основном с литологическими особенностями пород, затрудняющими эмиграцию даже легких УВ.

Исследования нефти показывают, что плотность их изменяется от 858 до 894 кг/м<sup>3</sup>, причем наиболее легкая нефть установлена на месторождении «Тарсдалляр» (северо-восточная часть структуры). Более тяжелая нефть до 894 кг/м<sup>3</sup> приурочена к повышенной части структуры (скв.17). По показателям общей физико-химической характеристики – выходу светлых нефтепродуктов, содержанию силикагелевых смол, серы, вязкости – нефти весьма разнообразны. Вместе с тем, отмечается некоторая закономерность. В частности, с увеличением глубины залегания нефтеносных объектов плотность нефти в основном уменьшается, температура кипения снижается. В компонентном составе всех исследованных нефтей преобладают масла и другие нейтральные компоненты. Более высоким

содержанием масляных компонентов характеризуются нефти из скважины 4 и 8 месторождения «Тарсдалляр», что может свидетельствовать об относительно высокой степени восстановленности нефти, отобранных с глубин 3111-3031 м и 2891-2925 м (эоценовые отложения).

На площади Гюрзундаг исследованы пробы нефти из скважин 3 и 4. По плотности нефти из скважины 3 являются тяжелыми (890 кг/м<sup>3</sup>), вязкими, высокосмолистыми (силикагелевых смол до 11.85%). Выход светлых высококипящих фракций составляет до 28%. Нефть из скважины 4 отличается по плотности и физико-химическим свойствам. Она относится к средним (873 кг/м<sup>3</sup>) с невысокой вязкостью. Выход светлых, низкокипящих фракций (до 150 °С) составляет 13%, а количество высококипящих – достигает 44%. В компонентном составе этой нефти содержание масел больше (64.2%), чем в составе нефти из скважины 3 [2].

Изучение методом газожидкостной хроматографии нефти месторождения «Тарсдалляр», проведенное в 1988 г. в ИГиРГИ показало, что степень катагенетической преобразованности в погруженной части структуры (скв.24) относительно выше, чем в более приподнятой зоне (скважины 4 и 9 – табл.2).

Так, в скважинах 4 и 9 отношение Н-алк/И-алк составляет 0.83-0.93, ЦГ/ЦП – 0.86-0.96 и арены/алканы C<sub>6-7</sub> – 0.16-0.43. В скважине 24 эти геохимические параметры соответственно равны: 0.99; 1.02; 0.01. Кроме того, в скв.24 низка концентрация бензола и толуола, что возможно, связано с вымыванием данных ароматических УВ пластовой водой, что привело к некоторому увеличению их содержания в воде.

Более близки к эоценовым и верхнемеловым нефтям битумоиды некоторых пород эоцена. Следует заметить, что сходство значений K<sub>1</sub> и K<sub>неч</sub> в битумоидах верхнего эоцена с аналогичными значениями в нефтях свойственно в основном породам с остаточной нефтенасыщенностью (скв.9, площади Тарсдалляр, интервал 2930-2940 м). В породах среднего эоцена, залегающие на глубинах более 3000 м, такие значения характерны для сингенетичных битумоидов.

По показателям K<sub>1</sub> и K<sub>неч</sub> нефти среднего эоцена в междуречье Куры и Габырры близки к битумоидам пород верхнего мела. Однако, изученные породы верхнего мела в среднем бедны ОВ

и сингенетичными битумоидами. В частности, материнский потенциал их относительно низок, поэтому можно предположить, что более обогащенные ОВ нефтематеринские породы мела залегают на глубинах более 5 км.

Согласно расчетам [2], из 1 м<sup>3</sup> глин, прошедших главную зону нефтеобразования (ГЗН) в условиях Габырры-Аджиноурского прогиба из эоценового и верхнемелового комплексов в виде водонефтяного раствора, может быть вынесено соответственно 0.35 и 0.39 см<sup>3</sup> нефти. Общее количество поровых растворов, отжатых из глин верхнего мела в коллекторы этого и эоценового комплексов составляет 1767 км<sup>3</sup>. В них может быть растворено от 0.22 до 6.2 млн.м<sup>3</sup> нефти. На основе этих расчетов было установлено, что количество нефти, которое может эмигрировать в термобарических и гидрогеологических условиях ГЗН из нефтепроизводящих пород в виде водонефтяных растворов незначительно и не обеспечивает формирование промышленных залежей нефти. Дополнительным источником нефтеобразования могут быть нижнемеловые и юрские отложения литологически представленные глинами, карбонатными и туфогенными породами. Результаты изучения особенностей размещения залежей нефти и газа в условиях низкопроницаемых коллекторов среднего эоцена, практически лишенных первичной пористости, зоны развития эпигенетических коллекторов приобретают особое значение в качестве возможных скоплений УВ [3, 4]. По данным исследования, в низко-проницаемых коллекторах весьма важно установление зон повышенной тектонической трещиноватости, которые чаще приурочены к разломным зонам, облегчающие также вертикальную разгрузку флюидов [5].

По характеру гидрохимической зональности рассматриваемый нефтегазоносный район имеет элементы гидрогеохимической инверсии. Встречающиеся типы инверсий гидрогеохимического разреза можно по происхождению разделить на две основные группы:

1) унаследованные, заложенные ещё на стадии седиментации осадков;

2) формирующиеся под влиянием тектогенеза.

Для вертикального разреза рассматриваемой территории характерным является неравномерное снижение минерализации, ионов  $C_1$  и Na с глубиной, изображенной на рисунке 1. В центральной части междуречья минерализация пластовых вод скачкообразно снижается от плиоценовых отложений к верхнемеловым. Главным фактором в формировании гидрохимической зональности является тектонический и литологический. Частая смена движений положительного и отрицательного знаков в регионе, процессы складкообразования, всевозможные тектонические подвижки и, вследствие этого частое изме-

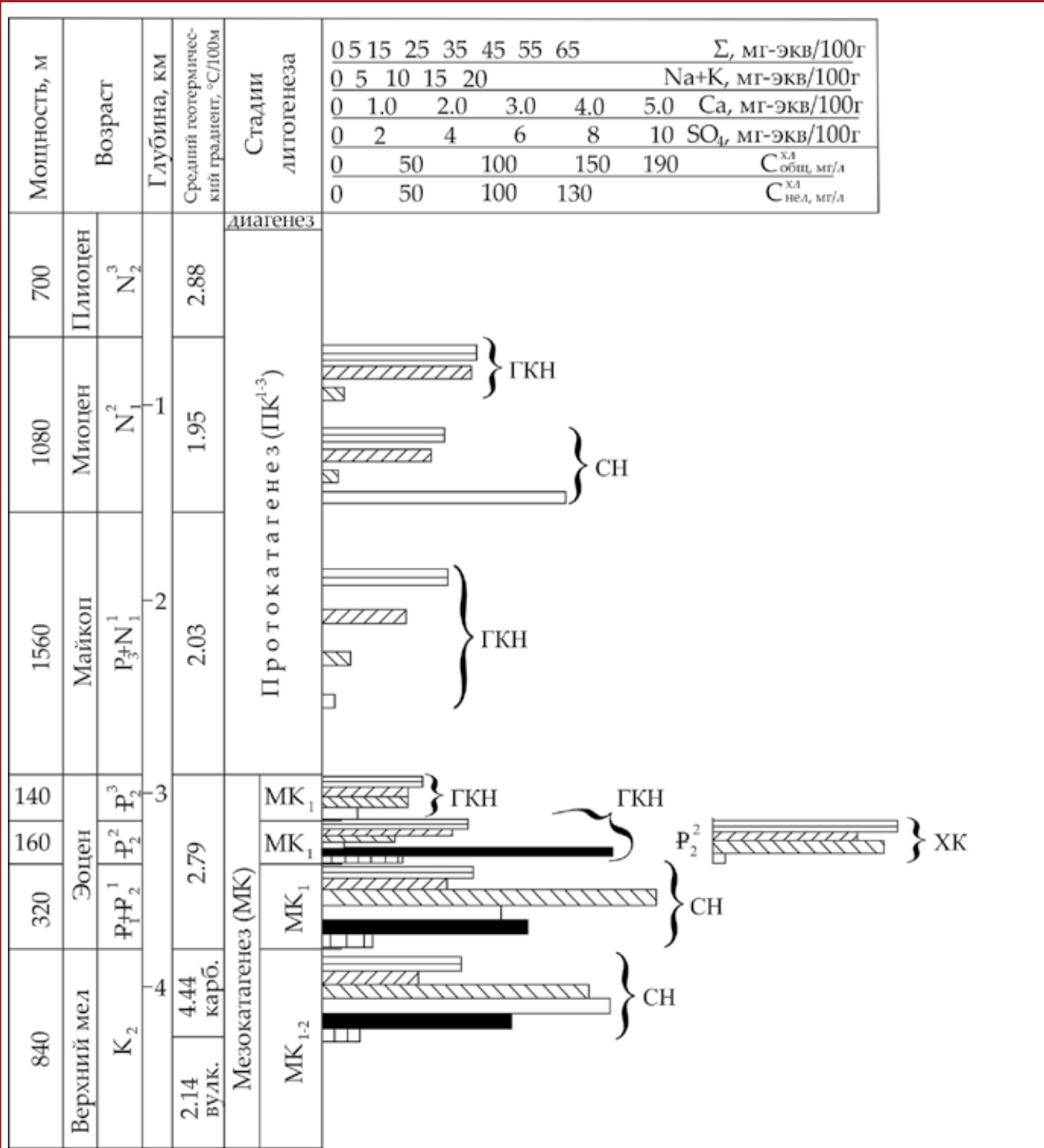
нение областей питания и разгрузки водоносных горизонтов создали условия для формирования существующего гидрогеохимического разреза. Кроме того, важную роль в изменении минерализации и состава вод, по разрезу и по площади (концентрации ионов Cl и Na) имела фаціальное разнообразие пород, отлагавшихся в различных по степени солености палеоморях.

Габырры-Аджиноурский бассейн, частью которого является рассматриваемая территория характеризуется активным, современным, высокотемпературным эпигенезом осадочных пород. Рассматривая эпигенез осадочных образований как следствие приспособления их к постоянно возрастающим давлению и температуре, в результате чего высвобождаются и теряются летучие компоненты, что приводит к обеднению некоторыми элементами и соединениями (йод, бор, бром, состав ВРОВ и др.) в нижних частях разреза по сравнению с верхними.

В настоящее время, в исследуемом районе, для правильной оценки перспектив нефтегазоносности наиболее глубоких объектов среднего эоцена, верхнего и нижнего мела большое значение имеет выявление зон высоких температур. По существующим оценкам температурный интервал генерации нефти (нефтяное окно) составляет 100 - 150 °C [6, 7].

По данным изменения температуры в разрезе отдельных площадей установлена температура 100 °C, соответствующая глубине начала генерации нефти. По этим данным нами составлена карта (рис.2), отражающая региональные особенности изменения по площади глубины начала генерации нефти, имеющей важное значение, при определении перспектив нефтеносности глубоких горизонтов эоцена и мела.

При обнаружении в этих комплексах относительно опресненных вод следует рассматривать их как весьма перспективные для поисков газовых и газоконденсатных залежей. Такими участками в северо-западной зоне могут быть площади Саждаг, Армудлы, в юго-восточной – Гюрзундаг, Беюк Палантекян и, возможно, площадь Кейрюк-Кейлан. На этих участках следует провести детальные сейсморазведочные работы и выделить наиболее перспективные площади. Здесь, можно полагать, нахождение одновременно с дегидратацией глинистых пород осуществление переноса и накопление в ловушках газообразных УВ. Это обстоятельство при наличии пластов с хорошими коллекторскими свойствами, особенно в зонах разуплотнения создает благоприятные условия для формирования газовых и газоконденсатных залежей. Данная зона, по-видимому, является одним из основных объектов поисково-разведочных работ на нефть, газ и конденсат в этом районе.



Условные обозначения:

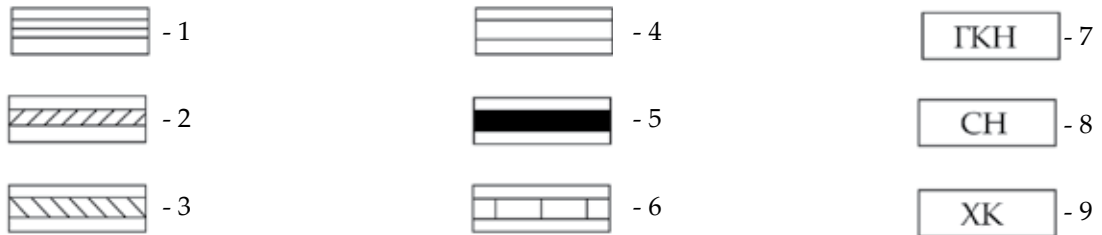


Рис.1. Схема вертикальной гидрогеохимической зональности нефтеводоносных комплексов НГР междуречья Куры и Габырры  
 1 - средняя минерализация; 2 - NaK; 3 - Ca; 4 - SO<sub>4</sub>; 5 - C<sup>хл</sup><sub>общ</sub>; 6 - C<sup>хл</sup><sub>нел</sub>;  
 Тип воды: 7 - ГКН - гидрокарбонатнонатриевый; 8 - СН - сульфатнонатриевый;  
 9 - ХК - хлоркальциевый



### Выводы

1. По геохимическим показателям нефти и породы эоцена и верхнего мела близки по составу. Битуминозные вещества эпигенетического типа, экстрагированные из порфиритов верхнего мела, имеют, как и многие битумоиды пород эоцена такую же низкую зрелость, что может свидетельствовать об отсутствии нефтематеринских пород в этих комплексах.
2. Главным фактором в формировании гидрохимической инверсии являются фаціальное разнообразие и тектонические условия.
3. В изменении гидрохимической зональности большое значение имеет глубина залегания нефтегазоносных объектов, особенности движения подземных вод, которые влияют на формирование и размещение залежей УВ.
4. Для правильной оценки перспектив нефтегазоносности глубоких объектов эоцена и верхнего мела составлена карта глубины залегания изотермы 100 °С, что позволила установить верхнюю границу генерации нефти.
5. При обнаружении в этих комплексах опресненных вод следует рассматривать их как перспективные для поисков газовых и газоконденсатных залежей.

*Литература*

1. *M.Ə.Rzayev*. Orta və Kür çökəkliyində neft və qaz yataqlarının əmələ gəlməsinin geoloji-geokimyəvi və paleogeotermik şəraitləri //Azərbaycan neft təsərrüfatı. –1990. –№6. –S.1-4.
2. *Ф.И.Самедова*. Нефти Азербайджана. Б.: Элм, 2011.
3. *Р.И.Рустамов*. Гидрогеологические условия миграции углеводородов и формирование залежей нефти в Куринском нефтегазоносном бассейне //Азербайджанское нефтяное хозяйство. –1991. –№5. –С.13-16.
4. *Р.И.Рустамов*. К вопросу поисков залежей нефти в низкопроницаемых коллекторах среднего эоцена междуречья Куры и Иори //Азербайджанское нефтяное хозяйство. –1993. –№3. –С.9-12.
5. *Р.И.Рустамов, Ш.Х.Ахундов*. О возможности выявления зон нефтегазонакопления в низкопроницаемых коллекторах эоцена Среднекуринской впадины //Азербайджанское нефтяное хозяйство. –2008. –№10. –С.3-8.
6. *D.A.Wood*. Relationships between thermal indices calculated using Arrhenius equation and Lopatin method: implications for petroleum exploration //AAPG Bulletin. –1988. –Vol. 72. –P.115-134.
7. *И.С.Гулиев, В.Ю.Керимов, А.В.Осипов, Р.Н.Мустаев*. Генерация и аккумуляция углеводородов в условиях больших глубин земной коры //SOCAR Proceedings. –2017. –№1. –С.4-16.

*References*

1. *M.A.Rzayev*. Orta ve Kur çökəkliyinde neft ve qaz yataqlarının emele gəlməsinin geoloji-geokimyəvi və paleogeotermik şəraitləri //Azerbaijan neft təsərrüfatı. –1990. –№6. –S.1-4.
2. *F.I.Samedova*. Azerbaijan Oils. B.: Elm, 2011.
3. *R.I.Rustamov*. Hidrogeolojiçeskie usloviâ migracii uglevodorodov i formirovanie zalezey nefti v Kurinskom neftegazonosnom bassejne //Azerbajdžanskoe neftânoe hozâjstvo. – 1991. – №5. – S.13-16.
4. *R.I.Rustamov*. Oil exploration in low-permeability reservoirs of Middle Eocene formation between Kura and Iori //Azerbaijan Oil Industry. –1993. –No. 3. –P.9-12.
5. *R.I.Rustamov, Sh.Kh.Akhundov*. Potential of identification of oil-gas accumulations in low-permeability reservoirs in the Eocene intervals of Middle Kura depression //Azerbaijan Oil Industry. – 2008. – No. 10. – P.3-8.
6. *D.A.Wood*. Relationships between thermal indices calculated using Arrhenius equation and Lopatin method: implications for petroleum exploration //AAPG Bulletin. –1988. –Vol. 72. –P.115-134.
7. *I.S.Guliyev, V.Yu.Kerimov, A.V.Osipov, R.N.Mustaev*. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the Earth's Crust //SOCAR Proceedings. –2017. –No. 1. –P.4-16.

## Гидрогеохимическая и геотермическая зональность глубоких горизонтов нефтегазоносного района междуречья Куры и Габырры

Ш.Х.Ахундов<sup>1</sup>, Х.Р.Рустамова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан;

<sup>2</sup>Бакинский Государственный Университет, Баку, Азербайджан

### Реферат

Гидрохимическая зональность исследованного разреза связана с частым чередованием областей питания и разгрузки водоносных горизонтов. Рассмотрены состав и изменение рассеянного органического вещества в отдельных отложениях. Наиболее обогащенными являются майкопские отложения. Суммарное содержание метаново-нафтеновых и ароматических углеводородов изменяется в зависимости от генетического типа битумоидов. На месторождении «Тарсдалляр» методом газожидкостной хроматографии установлена степень катагенетической преобразованности нефти. В результате проведенного анализа установлены наиболее приоритетные направления поисков в глубокозалегающих палеоген-меловых отложениях междуречья. Для правильной оценки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов составлена карта глубины залегания изотермы 100 °С, также для проведения поисков залежей газа и газоконденсата рекомендованы участки.

**Ключевые слова:** рассеянное органическое вещество; битумоиды; гидрогеохимическая зональность; температурный интервал генерации нефти

## Kür və Qabırrı çaylararası neftli-qazlı rayonunda dərində yatan çöküntülərin hidrogeokimyəvi və geotermik zonallığı

Ş.X.Axundov<sup>1</sup>, X.R.Rüstəmovə<sup>2</sup>

<sup>1</sup>«Neftqazəlmütədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan;

<sup>2</sup>Bakı Dövlət Universiteti, Bakı, Azərbaycan

### Xülasə

Tədqiq olunan kəsilişin hidrokimyəvi zonallığının tez-tez dəyişməsinin səbəbi sulu horizontların qidalanması və boşalması ilə şərtlənir. Yayılmış üzvi maddənin tərkibi və dəyişməsinə baxılmışdır. Kəsilişdə üzvi maddə ilə ən zəngin Maykop çöküntüləridir. Metan-naften və aromatik karbohidrogenlərin cəmi miqdarı bitumoidlərin genetik tipindən asılı olaraq dəyişir. Qaz-mayə xromatoqrafik laborator təhlili əsasında Tərsdəllər neftinin katagenetik çevrilmə dərəcəsi müəyyən edilmişdir. Aparılmış təhlil nəticəsində ən prioritetli axtarış istiqaməti – dərində yatan Təbaşir-Paleogen çöküntüləridir. Dərində yatan horizontların neft-qazlılıq perspektivliyini düzgün qiymətləndirmək üçün, 100 °С temperatur səthinin dərinlik üzrə dəyişməsi xəritəsi qurulub və neft-qaz yataqları axtarışı üçün sahələr seçilmişdir.

**Açar sözlər:** üzvi maddə; bitumoidlər; hidrogeokimyəvi zonallıq; neft əmələgəlməsinin temperatur intervalı