

12. Serebryakov A. O. Mestorozhdeniya nefiti i gaza Kaspiyskogo moray [Oil and gas resources of the Caspian Sea]. Germany, LAMBERT, 2012, 459 p.

13. Serebryakov A. O. Litogenez i neftegeneratsiya v Kaspiyskom regione [Lithogenesis and oil-generation in the Caspian region]. Germany, LAMBERT, 2012, 468 p.

14. Serebryakov O. I. Geokhimicheskie zakonomernosti izmeneniya sostava neftey, gaza i kondensata mestorozhdeniy zapadnogo poberezhya Kaspiyskogo morya [Geochemical regularities of change of structure neftey, gas and condensate of fields of the western coast of the Caspian Sea]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no. 2, pp. 55–81.

15. Serebryakov O. I. Sinergiya geoeologicheskogo monitoringa razvedki, razrabotki i pererabotki prirodnogo syrya [Synergy of geoenvironmental monitoring of investigation, development and processing of natural raw materials]. *Yestestvennye i tekhnicheskie nauki* [Natural and Technical Science], 2010, no. 4, pp. 230–234.

16. Serebryakov O. I. Geokhimicheskiy potentsial generatsii uglevodorodov v Kaspiyskom more [Geochemical potential of generation of hydrocarbons in the Caspian Sea]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2011, no. 2, pp. 168–175.

### **НЕФТЕОБРАЗОВАНИЕ В ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ**

*Микерина Татьяна Борисовна*, доцент, кандидат геолого-минералогических наук

Кубанский государственный университет  
350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149  
E-mail: bitumoid@bk.ru

Рассмотрены закономерности распределения рассеянного органического вещества, изменения и особенности группового и структурно-группового состава битуминозных компонентов органического вещества в эоценовых отложениях Западного Предкавказья. Приведены данные о распределении геотермических градиентов, интенсивности тепловых потоков, прошедших через эоценовые отложения. На основании приведенных материалов, сделан вывод, что нефтепроизводящими являются среднеэоценовые отложения Армавирской зоны и верхнеэоценовые отложения Афипской зоны. Азово-Кубанский нефтегазоносный бассейн (АКНГБ) в Западном Предкавказье является одним из старейших нефтегазодобывающих регионов России, структурно-тектонические особенности и характер строения разреза которого обеспечивают все необходимые условия для формирования залежей нефти и газа. Геохимические исследования органического вещества и его битуминозных компонентов в эоценовых отложениях АКНГБ с различной степенью детальности проводились в течение всего периода нефтегазопромысловых работ. Обширный объем геолого-химических данных позволяет более детально оценить нефтегазоматеринские свойства нижне-, средне- и верхнеэоценовых отложений, поскольку в опубликованных работах по геохимии рассеянного органического вещества (РОВ) эоценовых отложений рассматривались в основном нефтегазоматеринские свойства кумской свиты верхнего эоцена. Осадконакопление эоценовых отложений происходило в различных условиях в зависимости от положения структурных элементов. После позднемиоценовой регрессии территория Западного Предкавказья начиная с палеогена испытывала интенсивное погружение, что привело к накоплению мощной осадочной толщи. В эоценовое время площадь морского бассейна увеличилась, но условия осадконакопления оставались прежними. Снос терригенного материала происходил с северной суши.

**Ключевые слова:** рассеянное органическое вещество, битуминозные компоненты, эоцен, геотермический градиент, нефть, катагенез

## OIL GENERATION IN THE EOCENE SEDIMENTS LOCATED IN THE WESTERN PART OF THE CISCAUCASUS REGION

*Mikerina Tatyana B.*

Associate Professor, C.Sc. in Geology and Mineralogy

Kuban State University

149 Stavropolskaya st., Krasnodar, Russian Federation, 350040

E-mail: bitumoid@bk.ru

The article reviews the distribution of scattered organic geochemical matter, noting variations and peculiarities in both the group and structural-group composition of bituminous components. The latter are located in Eocene sediments in the western part of the Ciscaucasus (also known as Fore-Caucasus) region. The study also provides data on the distribution of geothermal gradients as well as the intensity of thermal currents, which have existed in Eocene deposits and potentially have transformed some of their organic substances. According to the abovementioned data, oil can potentially be found in the middle-Eocene sediments in the Armavirsky zone and the upper-Eocene sediments in the Afipski zone. At this stage, the critique notes that the Azov-Kuban petroleum basin (AKPB), in West Ante, is one of the oldest hydrocarbon (oil and gas)-bearing regions in the Russia Federation. Moreover, AKPB's structure and tectonic features provide all the conditions required for the formation of oil and gas. The document relates that geochemical studies on AKPB's organic matter and its bituminous Eocene-deposit components were carried out throughout the period of hydrocarbon explorations. Published studies covering the geochemistry of dispersed organic matter in Eocene sediments have shown that vast amount of hydrocarbon materials are found in lower-, middle- and upper-level Eocene deposits in the Kuma Formation. These deposits occur in different settings, depending on the position of the structural elements. They were apparently emplaced during the Paleogenic period after the regression of the late Western Caucasus area, which led to the accumulation of a thick sedimentary sequence. The blueprint opines that during the Eocene period, the sea basin area increased in size, while the depositional environment retained its original dimensions.

**Key words:** dispersed organic matter, Eocene, bituminous components, thermal current of geothermal gradients, oil, catagenesis

В соответствии с особенностями геологического развития территории, формирование эоценового комплекса происходило в различных структурных условиях – геосинклинальных и субплатформенных, что отразилось на его строении. В регионе выделены две основные геоструктурные зоны: первая зона – Афипская – находится на юге, и вторая – Армавирская – расположена в северной и северо-восточной части территории. Афипская зона представляет собой узкий прогиб (трог), вытянутый вдоль южного борта Западно-Кубанского прогиба (ЗКП), в котором широко развиты флишевые и субфлишевые отложения значительной толщины (до 3 км). В ней в свою очередь выделяются две подзоны, разделенные Ахтырским разломом. Зона к югу от Ахтырского разлома характеризуется глубинами залегания эоценовых отложений не более 3000 м, которые к югу выклиниваются в полосе выходов на поверхность. В подзоне к северу от Ахтырского разлома нефтегазоносные отложения погружаются на глубину более 4000–5000 м. Эоценовые отложения Афипской зоны имеют субфлишевое строение со значительным содержанием в разрезе песчано-алевролитовых пород. Снизу вверх они расчленяются на зыбзинскую, кутаисскую, калужскую, хадзыженскую, нерестинскую, кумскую и белоглинскую свиты. В пределах южного борта ЗКП песча-

но-алевролитовые породы кумской свиты группируются в ряд изменчивых по мощности песчаных горизонтов, имеющих промысловое значение. Общая мощность эоцена до 1300 м и более. В Афипской зоне зыбзинская свита нижнего эоцена представлена флишевыми отложениями, представленными переслаиванием песчаников или алевролитов и глин или аргиллитов с редко встречающимися слоями окремнелых мергелей. Вышезалегающие отложения среднего эоцена (калужская, кутаисская и хадыженская свиты) слагаются, в основном, в различной степени песчанистыми глинами, тогда как верхнеэоценовые отложения, образованные в относительно глубоководных условиях морских бассейнов, представлены терригенно-карбонатными породами – известняками, мергелями и известковистыми глинами. Коллекторскими свойствами обладают горизонты песчаников и алевролитов толщиной не более 10–15 м в зыбзинской свите нижнего эоцена и песчаный горизонт толщиной до 40 м в нижней части калужской свиты среднего эоцена на отдельных поднятиях. В нижней части кумской свиты верхнего эоцена в ограниченной полосе на южном борту залегают слои песчаников и алевролитов, которые содержат залежи нефти и газа.

Вторая зона, приуроченная к Армавиру-Невиномысскому валу, развивалась в условиях формирования субплатформенных отложений. В Армавирской зоне эоценовые отложения распространены повсеместно. Согласно местной стратиграфической шкале, в Армавирской зоне одновозрастным отложениям в эоцене черкесская свита отвечает нижнему и среднему эоцену, верхнему эоцену – нерестинская и тихорецкая свиты. Эоценовый комплекс пород представлен зеленовато-серыми глинами с пачками алевролитов, известняков, мергелей и известковых глин. Суммарная мощность эоцена изменяется от 100 до 550 м. В разрезе черкесской свиты преобладают песчано-алевролитовые породы.

Формирование эоценовых отложений протекало в относительно неглубоком морском бассейне, и лишь в южной части района, в Афипском трого, осадконакопление происходило в глубоководных условиях (200 м). Известно, что в позднеэоценовое время осадконакопление происходило в небольшом, несколько опреснявшемся временами бассейне, изолированном от океана, что способствовало захоронению дисперсного ОВ. Резкое снижение привноса обломочного материала в кумский век в пределах Западно-Кубанского прогиба (Афипская зона) привело к некомпенсированному пригибанию и углублению бассейна и накоплению в тонкозернистых илах большого количества органического вещества сапропелевого типа, что подтверждается геохимическими исследованиями [1]. Отложения кумской свиты формировались в восстановительной и, временами, резко восстановительной геохимической обстановке, о чем свидетельствует аутигенно-минеральный комплекс отложений, представленный сульфидами железа, хлоритом, а также соотношением закисного и окисного железа [2]. Повсеместно кумские породы содержат большое количество ОВ, значительно выше кларка для всех литологических типов пород, что и привело к тому, что формирование кумских отложений происходило в восстановительной обстановке. В то же время выше залегающие породы белоглинской свиты верхнего эоцена характеризуются очень малым содержанием и даже полным отсутствием минералов-индикаторов восстановительной обстановки.

Геохимическое исследование эоценовых отложений проводилось с различной степенью детальности. Качественный и количественный состав ОВ в отложениях нижнего эоцена изучен в двух образцах из разрезов зыбзинской

свиты (Афипская зона), которые характеризуется низким содержанием органического углерода и битуминозных компонентов (табл.).

Таблица

**Геохимическая характеристика эоценовых отложений**

	Сорг. %	ХБА, %	б.к-г	масла	смолы	асф-ны	С, %	Н, %
в.эоцен афип.з.								
среднее	1,66	0,3425	23,4	52,72	35,22	9,53	78,67	10,55
макс.	6,16	2,88	205,3	80,54	70,34	36,8	83,2	12,72
мин.	0,13	0,004	0,6	13,12	9,56	1,05	65,33	7,75
в.эоцен армав.з.								
среднее	0,66	0,04	9	27,55	58,35	10,78	76,66	10,1
макс.	1,44	0,15	44,1	44,02	70	15,94	81,17	11,14
мин.	0,25	0,008	0,4	17,11	40,41	5,05	66,3	9,36
с.эоцен афип.з.								
среднее	0,77	0,1181	20,3	55,89	35,18	8,57	81,17	11,76
макс.	1,36	0,3195	58,7	82,39	58,5	16,8	82,31	12,71
мин.	0,19	0,015	7,8	34,58	17,62	3,1	80,02	10,81
с.эоцен армав.з.								
среднее	0,81	0,1299	10,7	52,52	35,97	8,47	78,33	10,45
макс.	2,01	0,87	43,2	79,95	68,1	24,74	84,89	12,67
мин.	0,29	0,01	1,4	1,83	12,99	2,6	67,35	7,68
н.эоцен афип.з.								
среднее	0,15	0,0143	11,2	42,33	51,82	5,85		
макс.	0,17	0,0231	19,2	45,99	51,92	9,4		
мин.	0,12	0,0055	3,2	38,67	51,72	2,3		

Среднеэоценовые отложения лучше изучены в Армавирской зоне (14 площадей из 17), тогда как верхнеэоценовые отложения охарактеризованы керновым материалом, отобранным практически лишь в узкой Афипской зоне вдоль южного борта Западно-Кубанского прогиба и на Тамани (19 площадей из 25). Здесь геохимическими исследованиями охвачено более 90 % от общего количества образцов, поднятых из верхнеэоценовых отложений Западного Предкавказья. Для геохимических исследований отбирались, в основном, глины и аргиллиты, реже песчаники и алевролиты. Глубины отбора образцов для геохимических исследований в Афипской зоне колеблются: для нижнеэоценовых отложений – от 4025 до 5650 м, для среднеэоценовых отложений – от 4086 до 5510 м, для верхнеэоценовых пределы колебаний глубин составляют 960–5605 м, тогда как в Армавирской зоне глубина отбора образцов варьирует от 700 до 4260 м для пород среднего эоцена и в пределах 575–2490 м – для верхнеэоценовых.

Содержание РОВ в эоценовых отложениях в разрезах скважин меняется в очень широких пределах: от первых сотых долей процента до 6,16 % на породе. Следует отметить, что повышенные содержания РОВ отмечаются не только в глинах и аргиллитах, но и в алевролитах. Анализ закономерностей распределения органического вещества в Западном Предкавказье показал, что наиболее обогащены эоценовые отложения в зоне Афипского прогиба. При сравнении обогащенности средне- и верхнеэоценовых отложений ОВ отмечается резкое повышение среднего количества РОВ вверх по разрезу: сорг. среднее от 0,66 % в среднеэоценовых отложениях увеличивается до

1,6 % на породу в верхнеэоценовых отложениях Афипиской зоны. Та же закономерность наблюдается и для битуминозных компонентов РОВ, среднее содержание которых увеличивается от 0,023 % на породу в нижнеэоценовых до 0,127 в среднеэоценовых, а в верхнеэоценовых отложениях среднее содержание хлороформенного битумоида (ХБА) возрастает до 0,317 %. Тенденция повышения от нижне- к верхнеэоценовым отложениям наблюдается и для средней величины битумоидного коэффициента в Афипиской зоне, тогда как в Армавирской зоне отмечается обратная зависимость. Однако по содержанию углеводородов (УВ), смол и асфальтенов в среднем групповом составе ХБА, углерода, водорода и гетероэлементов в элементном составе ХБА средне- и верхнеэоценовые отложения очень похожи (табл.).

Сравнение качественного и количественного состава РОВ и его битуминозных компонентов средне- и верхнеэоценовых отложений в Афипиской и Армавирской зонах показало его близость в среднеэоценовых породах и резкое различие состава в верхнеэоценовых, и что, в свою очередь, свидетельствует о различных условиях формирования верхнеэоценовых отложений в позднеэоценовое и среднеэоценовое время. Среднее содержание РОВ в верхнеэоценовых отложениях в Афипиской зоне по сравнению с Армавирской увеличивается в 2,5 раза, еще резче (почти на порядок) возрастает среднее содержание нейтральных битуминозных компонентов, и та же тенденция наблюдается и для коэффициента битуминизации и содержания масел в групповом составе ХБА (рис. 1, 2, 3, 4). Повышение концентрации масел происходит за счет снижения содержания смол и асфальтенов. В элементном составе ХБА в Афипиской зоне в верхнеэоценовых отложениях увеличивается обуглероженность, а в Армавирской зоне увеличивается содержание гетероэлементов.

Различия в составе РОВ верхнего эоцена Армавирской и Афипиской зон обусловлено литофациальным составом осадков и, соответственно, влиянием термобарических условий. В эоценовое время территория АКНГБ продолжала оставаться областью устойчивого погружения с отчетливо выделяющимся узким и глубоким Афиписким трогом в южной части Западно-Кубанского прогиба. К северу и востоку от Афипиского прогиба существовал более мелководный нормальной солености морской бассейн, в котором отлагались глинисто-известковые и песчаные осадки, что отразилось на содержании и составе РОВ в верхнеэоценовых отложениях Армавирской зоны.

Геохимическими исследованиями были охвачены в основном кумские отложения, представленные однообразной толщей сланцеватых мергелей и известняков, с небольшой примесью терригенных осадков. Кумские осадки в Западном Предкавказье формировались в условиях гумидного тропического климата. В теплом морском бассейне фитопланктон, в основном, был представлен динофлагеллатами, для которых характерна высокая биопродуктивность и высокое содержание клеточных липидов. Помимо динофлагеллат свой вклад в накопление ОБ в кумских отложениях внесли диатомовые, желто-зеленые и синезеленые водоросли [3]. РОВ, по данным МГУ, относится к смешанному типу (II тип керогена), что указывает на формирование РОВ за счет планктона и, в зависимости от положения по отношению к береговой линии, с разной долей участия континентальной гумусовой составляющей. Относительно быстрое прогибание в Афиписком трогe приводило к быстрому захоронению ОБ и формированию местами доманикоидных пород с содержанием Сорг. от 0,5 до 5 % на породу.

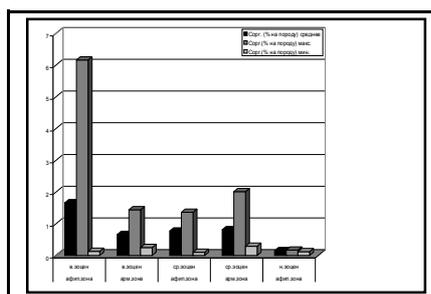


Рис. 1. Распределение органического углерода (% на породу) в эоценовых отложениях

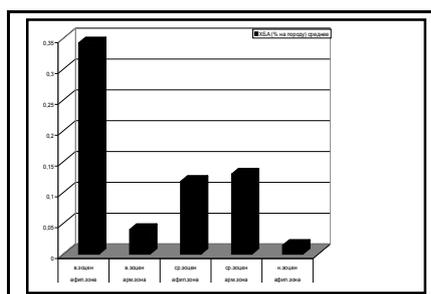


Рис. 2. Распределение средних содержаний ХБА (% на породу) в эоценовых отложениях

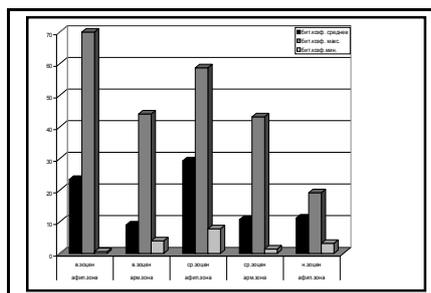


Рис. 3. Распределение величины битумоидного коэффициента (ХБА/Сорг.\*100) в эоценовых отложениях

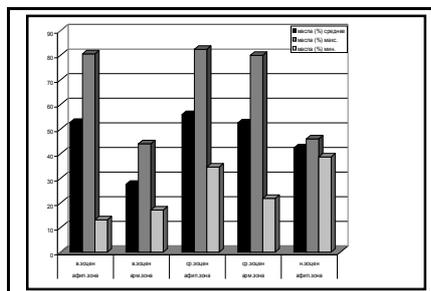


Рис. 4. Распределение содержания масел в групповом составе ХБА в эоценовых отложениях

В отложениях среднего и нижнего эоцена, как и в палеоцене, основным компонентом ОВ является углистая составляющая. Повышение арконовой составляющей в ОВ снижает нефтематеринский потенциал среднеэоценовых отложений, однако в Афипиской зоне средние величины коэффициентов битуминизации РОВ в верхне- и среднеэоценовых отложениях сопоставимы, а в Армавирской зоне они снижены вдвое (рис. 3). Остальные количественные параметры состава ОВ в среднеэоценовых отложениях Армавирской зоны мало меняются.

С целью выделения генетических типов нейтральных битуминозных компонентов РОВ проводилось геохимическое исследование ХБА методом инфракрасной спектроскопии [4]. В результате в разрезах средне- и верхнеэоценовых отложений пробуренных скважин по структурно-групповому составу ХБА были выделены горизонты с потенциально нефтематеринскими, нефтегазопроизводящими, ненепфтепроизводившими отложениями, а также толщи, где интенсивно перемещаются вторичные (миграционные) жидкие УВ (рис. 5).

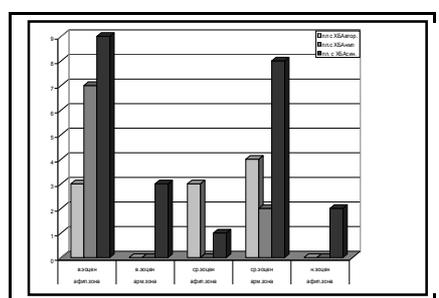


Рис. 5. Распределение генетических типов ХБА в эоценовых отложениях

Наиболее благоприятными нефтегазоматеринскими свойствами обладает верхнеэоценовые отложения Афипиской зоны, где на 7 площадях из 19 интенсивно идут процессы генерации и миграции жидких УВ, тогда как верхнеэоценовые отложения Армавирской зоны не являются нефтематеринскими.

В среднеэоценовых отложениях Армавирской и Афипиской зон процессы генерации фиксируются на отдельных площадях, но преобладают процессы миграции (рис. 5). Таким образом, нефтепроизводящими являются не только верхнеэоценовые отложения Афипиской зоны, но и среднеэоценовые отложения Армавирской зоны, но интенсивность процессов генерации УВ в разрезах 2-х площадей в них значительно ниже.

Отсутствие процессов генерации жидких УВ в верхнеэоценовых отложениях Армавирской зоны по-видимому связано как с пониженным содержанием РОВ в породах, так и с их низкой катагенетической преобразованностью. Образцы отбирались в разрезах площадей в северной части территории на глубинах 575–2490 м, пластовые температуры лишь на одной площади превышают 100 °С (на Медведовской), которая находится в аномальной геотермической зоне, с высоким удельным тепловым потоком, и в которой измененность РОВ соответствует стадии катагенеза ПК<sub>3</sub>-МК<sub>1</sub>. В разрезе верхнеэоценовых отложений этой площади фиксируются только вторичные ХБА.

Относительно мало интенсивные процессы генерации жидких УВ в среднеэоценовых отложениях могут быть связаны с особенностями геологического развития региона. Предполагается, что среднеэоценовые отложения

Афипской зоны уже к концу позднего эоцена попали в главную зону генерации (ГЗН) жидких УВ, и в результате уже к концу раннего майкопа УВ заполнили ловушки сводового типа в Азовском поясе. После кратковременного подъема свода антиклиналей в Азовском антиклинальном поясе были выведены на поверхность, и, как следствие, первый цикл генерации в среднеэоценовых отложениях закончился, а на отдельных антиклиналях часть залежей были разрушены [5]. В дальнейшем по мере погружения территории и накопления новых отложений среднеэоценовые отложения в Афипской зоне вновь попали в главную зону нефтеобразования (ГЗН), но часть нефтематеринского потенциала уже была реализована. Так, разрез калужской свиты Северо-Новодмитриевской площади в интервале 5270–5540 м сверху вниз подразделяется на три части: в верхней в интервале 5270–5360 м в породах, относительно обогащенных ОВ (Сорг. – 1,32 и 1,26 % на породу), интенсивно протекают процессы генерации УВ (ХБА нефтематеринской породы); в средней части в интервале 5460–5470 м преобладают процессы отрыва УВ от органической матрицы и их ухода из толщи над процессами их новообразования. В этой части разреза Сорг. снижается до 0,06 % на породу и распространены остаточные ХБА. В нижней части разреза в инт. 5540–5545 м породы с низким содержанием органического углерода (0,26 % на породу) вмещают сингенетичные ХБА.

Значения пластовых температур в эоценовых отложениях в интервале от 575 м на севере до 5510 м на юге меняется соответственно от 25 до 176,5 °С, т.е. эоценовые отложения в зависимости от структурного положения находятся на различных грациях катагенеза.

Замеры пластовой температуры в черкесской свите нижнего и среднего эоцена проводились в интервале глубин от 700 до 4250 м, соответственно температуры менялись в широких пределах: от 33,5 °С (Каневско-Березанский вал) до 156,4 °С (Западно-Кубанский прогиб). Удельные тепловые потоки в разрезах черкесской свиты в зависимости от положения геотектонического элемента меняются от  $1,1 \cdot 10^{-6}$  кал/см<sup>2</sup> с (ЗКП) до  $1,69 \cdot 10^{-6}$  кал/см<sup>2</sup> с (ВКВ). Геотермические градиенты (ГГ) также колеблются в диапазоне от 3,8 (ЗКП) до 5,5 °С/100 м (ВКВ). Величины суммарного количества тепла, прошедшего через среднеэоценовые отложения в Армавирской зоне, колеблются в пределах (Шапсуго-Апшеронский вал) от 19,05 до  $29,27 \cdot 10^8$  кал/см<sup>2</sup> в Восточно-Кубанской впадине, что соответствует грациям ПК<sub>3</sub> и ПК<sub>3</sub>-МК<sub>1</sub>.

В Афипской зоне в ЗКП в среднеэоценовых отложения на глубине 5425–5510 м зарегистрированы самые высокие пластовые температуры (174–176,5 °С) и самые низкие геотермические градиенты – 3,2 °С/100 м, остальные параметры теплового поля не определялись.

Тепловое поле тихорецкой свиты верхнеэоценовых отложений геотермическими исследованиями было изучено только на двух площадях: одна приурочена к Каневско-Березанскому валу (глубина 580 м), вторая – на Тимашевской ступени в области температурной аномалии (глубина 2490 м). Пластовые температуры меняются от 25 до 123 °С, так же значительно варьируют и величины удельных тепловых потоков (0,95 и  $1,59 \cdot 10^{-6}$  кал/см<sup>2</sup> с соответственно). Количество тепла, прошедшее через эти отложения, возрастает при движении на юг от КБВ до Тимашевской ступени от 16,45 до  $27,53 \cdot 10^8$  кал/см<sup>2</sup>.

В верхнеэоценовых отложениях Афипской зоны с глубиной пластовые температуры варьируют от 64 °С в ВКВ до 169,2 °С в ЗКП. Также, как в среднеэоценовых отложениях Армавирской зоны, максимальные удельные тепловые потоки,

геотермические градиенты и суммарное количество тепла прошедшее через породы, приурочены к северо-восточной части ВКВ ( $1,7 \cdot 10^{-6}$  кал/см<sup>2</sup> с,  $6,85$  °С/100 м,  $25,99 \cdot 10^8$  кал/см<sup>2</sup>), тогда как минимальные величины тех же параметров теплового поля характеризуют верхнеэоценовые отложения ЗКП ( $1,08 \cdot 10^{-6}$  кал/см<sup>2</sup> с – удельный тепловой поток,  $3,1$  °С/100 м – геотермический градиент,  $15,5 \cdot 10^8$  кал/см<sup>2</sup> – количество тепла, прошедшее через породу).

Известно, что для недоуплотненных глин (с коллекторами малой емкости) образование УВ и их эмиграции в водорастворенном состоянии в значительной степени замедляются. И эти процессы, в этом случае, прослеживаются до большей глубины, что и наблюдается в кумской свите, а отсутствие оттока УВ приводит к их накоплению в глинистой толще. В отложениях кумской свиты Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна, где коллектора маломощны или отсутствуют, содержание тяжелых углеводородов непрерывно увеличивается с  $716$  г/м<sup>3</sup> на глубине  $2100$  м до  $4780$  г/м<sup>3</sup> (максимально  $8930$  г/м<sup>3</sup>) на глубине  $5000$  м [1]. В толщах, где коллекторы слабо развиты, а емкость их, как правило, низка, углеводороды, не имея достаточной области разгрузки, перераспределяются внутри материнской толщи. Поэтому здесь очень трудно отделить аллохтонные битумоиды от паравтохтонных. Практически невозможно зафиксировать уход УВ из нефтематеринской толщи в коллектор. В кумской глинистой толще, по данным Ю.И. Корчагиной, коэффициент эмиграции жидких УВ не выше  $0,2$  %. Генетический потенциал свиты ( $S_1+S_2$ ) достигает  $28,3$  кгУВ/т породы, а величина водородного индекса  $HI$  ( $S_2/Сорг. \cdot 100$ ), отражающего потенциал ОВ, меняется в пределах  $340$ – $650$  гУВ/т ОВ [6].

Глубокопогруженные зоны водонапорных комплексов кумской свиты характеризуются благоприятными условиями для сохранения залежей. Для закрытых систем (кумский водонапорный горизонт) гидрохимические условия сохранения залежей высоки по всей площади их распространения. В пользу этого свидетельствуют предельная или близкая к предельной газонасыщенность и высокое содержание воднорастворенных тяжелых углеводородов.

Таким образом, обобщая вышеприведенные данные, можно сделать следующие выводы: наиболее высоким нефтематеринским потенциалом в эоценовых отложениях обладают верхнеэоценовые отложения кумской свиты, наиболее низким – нижнеэоценовые отложения. Несмотря на наличие нефтегазоматеринских пород (глубина залегания  $1910$ – $2205$  м) в среднеэоценовых отложениях, находящихся в термобарических условиях, благоприятных для генерации жидких УВ, нефтематеринский потенциал среднеэоценовых отложений понижен, но в среднеэоценовых отложениях, залегающих в интервале  $2660$ – $5425$  м интенсивно идут процессы перемещения вторичных (миграционных) ХБА, что увеличивает перспективы нефтегазоносности среднеэоценовых отложений при благоприятном соотношении коллекторов и глинистых пород.

#### **Список литературы**

1. Баженова О. К. Закономерности нефтеобразования в осадочных бассейнах Кавказско-Скифского региона / О. К. Баженова, Н. П. Фадеева, Ю. А. Петриченко, Э. Ю. Сулова // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. – 2004. – С. 1–7.
2. Глебовская Е. А. Применение инфракрасной спектрометрии в нефтяной геохимии / Е. А. Глебовская. – Ленинград : Недра, 1971. – 140 с.
3. Дистанова Л. Р. Геохимия органического вещества эоценовых отложений (на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона) : автореф. ... дис. канд. геол.-минерал. наук / Л. Р. Дистанова. – Москва : МГУ, 2007. – 24 с.
4. Жабрев Д. В. Нефтематеринские свиты Западного Предкавказья / Д. В. Жабрев, Е. С. Ларская [и др.]. – Москва : Недра, 1966. – 269 с.

5. Корчагина Ю. И. Катагенез органического вещества нефтематеринских пород / Ю. И. Корчагина // *Природа органического вещества современных и ископаемых осадков.* – Москва : Наука, 1973. – С. 162–168.
6. Круглякова Р. П. Геохимическая характеристика нефтематеринских свойств мезокайнозойских пород Туапсинского прогиба Черного моря и сопредельной суши Предкавказья / Р. П. Круглякова, О. П. Нечаева, Л. А. Чаленко, Н. Т. Шевцова, Л. В. Прокопцева // *Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона : тезисы докладов IV Междунар. конф.* – Симферополь, 2002. – С. 104–106.
7. Матвиенко В. Н. Тепловой режим Азово-Кубанского осадочного бассейна в процессах катагенеза РОВ и нефтеобразования / В. Н. Матвиенко // *Эволюция нефтеобразования : тезисы докладов IV Всесоюз. семинара.* – Москва, 1984. – С. 113–114.
8. Микерина Т. Б. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна / Т. Б. Микерина, В. Н. Матвиенко, Р. В. Грищенко // *Нефтегазообразование на больших глубинах : тезисы докладов V Всесоюз. семинара* – Ивано-Франковск, 1986. – С. 80–81.
9. Микерина Т. Б. Цикличность седиментогенеза и этапы нефтегазообразования в Западном Предкавказье / Т. Б. Микерина // *Проблема нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. Нефть и газ юга России : сб. тезисов 8-ой Междунар. конф. Геленджик : Южморгеология, 2011.* – С. 114–116.
10. Микерина Т. Б. Геохимические и гидрохимические критерии нефтегазоносности мезокайнозойских отложений Азово-Кубанского прогиба / Т. Б. Микерина // *Проблема нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. Нефть и газ юга России : сб. тезисов 8-ой Междунар. конф.* – Геленджик : Южморгеология, 2011. – С. 117–118.
11. Микерина Т. Б. Закономерности изменения параметров теплового поля в мезокайнозойских отложениях Западного Предкавказья / Т. Б. Микерина // *Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь : сб. тезисов Всерос. конф. с международным участием.* – Москва : Институт проблем нефти и газа, РАН, 2010.
12. Мосякин А. Ю. Реанимация перспектив юрско-меловых и палеогеновых отложений Восточно-Кубанской впадины с целью возрождения старых направлений геолого-разведочных работ и освоения новых УВ-ресурсов / А. Ю. Мосякин, Г. Б. Бабаринова, О. Н. Киселева, Т. Б. Микерина // *Проблема нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. Нефть и газ юга России. Нефтяное хозяйство.* – Геленджик, 2007. – С. 75–77.
13. Попов С. В. Колебания уровня моря на северном шельфе Восточного Папаететиса в олигоцене-неогене / С. В. Попов, М. П. Антипов, А. С. Застрожных, Е. Е. Курина, Т. Н. Пинчук // *Стратиграфия. Геологическая корреляция.* – 2010. – Т. 18, № 2. – С. 99–124.
14. Фадеева Н. П. Рассеянное органическое вещество кайнозойских отложений Западно-Кубанского прогиба / Н. П. Фадеева // *Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики.* – Москва : Наука, 1979. – С. 248–255.
15. Шарданов А. Н. Типы нефтегазовых залежей Кубани и условия их формирования / А. Н. Шарданов // *Проблемы нефтяной геологии и вопросы методики лабораторных исследований.* – Ленинград : Гостоптехиздат. – 1960. – Вып. 27. – С. 55–72.
16. Чаицкий В. П. Зависимость преобразованности органического вещества осадочных пород от теплового режима недр / В. П. Чаицкий, В. Н. Матвиенко. – Москва : Известия АН СССР, 1981. – № 9. – С. 110–117.

#### References

1. Bazhenova O. K., Fadeeva N. P., Petrichenko Yu. A., Suslova E. Yu. *Zakonomernosti nefteobrazovaniya v osadochnykh basseynakh Kavkazsko-Skifskogo regiona [Laws of oil generation in the sedimentary basins of the Caucasus-region Scythian]. *Ekologicheskij vestnik nauchnykh tsentrov Chernomorskogo ekonomicheskogo sotrudnichestva [Ecological Bulletin research centers Black Sea Economic Cooperation], 2004, pp. 1–7.**

2. Glebovskaya Ye. A. *Primenenie infrakrasnoy spektrometrii v neftyanoy geokhimii* [Application of infrared spectrometry in petroleum geo-chemistry]. Leningrad, Nedra, 1971, 140 p.
3. Distanova L. R. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva eotsenovykh otlozheniy (na primere kumskoy svity Krymsko-Kavkazskogo regiona)* [Geochemistry Eocene deposits of organic matter (for example Kuma Formation Crimean-Caucasian region)]. Moscow, MGU, 24 p.
4. Zhabrev D. V., Larskaya Ye. S. [et al] *Neftematerinskie svity Zapadnogo Predkavkazya* [Oil source rock of the Western Caucasus]. Moscow, Nedra, 1966, 269 p.
5. Korchagina Yu. I. *Katagenez organicheskogo veshchestva neftematerinskikh porod* [Catagenesis oil source of organic matter of rocks]. *Priroda organicheskogo veshchestva sovremennykh i iskopaemykh osadkov* [Nature of organic matter and modern fossil sediments], Moscow, Nauka, 1973, pp. 162–168.
6. Kruglyakova R. P., Nechaeva O. P., Chalenko L. A., Shevtsova N. T., Prokoptseva L. V. *Geokhimicheskaya kharakteristika neftematerinskikh svoystv mezokaynozoykskikh porod Tuapsinskogo progiba Chernogo morya i sopredelnoy sushy Predkavkazya* [Geochemical characteristics of oil source properties of Mezokaynozoykskikh Tuapse Trough rocks of the Black Sea and the adjacent land Pre-Caucasus]. *Geodinamika i neftegazonosnyye struktury Chernomorsko-Kaspiyskogo regiona* [Geodynamics and Petroleum structure Black Sea-Caspian region], Simferopol, 2002, pp. 104–106.
7. Matvienko V. N. *Teplovoy rezhim Azovo-Kubanskogo osadochnogo basseyna v protsessakh katageneza ROV i nefteobrazovaniya* [Thermal conditions of the Azov-Kuban basin sedimentary processes catagenesis DOM and oil generation]. *Evolutsiya nefteobrazovaniya* [Evolution of oil formation], Moscow, 1984, pp. 113–114.
8. Mikerina T. B., Matvienko V. N., Grishchenko R. V. *Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh otlozheniy Azovo-Kubanskogo neftegazonosnogo basseyna* [Geological and geochemical background of deep oil and gas deposits of the Azov-Kuban oil basin]. *Neftegaobrazovanie na bolshikh glubinakh* [Oil and gas at large depths], Ivano-Frankovsk, 1986, pp. 80–81.
9. Mikerina T. B. *Tsiklichnost sedimentogeneza i etapy neftegaobrazovaniya v Zapadnom Predkavkaze* [Cyclical phases of sedimentation and petroleum in West Ante]. *Problema neftegazonosnosti Chernogo, Azovskogo i Kaspiyskogo morey. Neft i gaz yuga Rossii* [The problem of oil and gas of the Black, Caspian and Azov seas. Oil and Gas South Russia], Gelendzhik, Yuzhmorgeologiya, 2011, pp. 114–116.
10. Mikerina T. B. *Zakonomernosti izmeneniya parametrov teplovogo polya v mezokaynozoykskikh otlozheniyakh Zapadnogo Predkavkazya* [Laws change the thermal field in metals deposits zokaynozoykskikh Western Caucasus]. *Degazatsiya Zemli: geotektonika, geodina-mika, geoflyuidy, neft i gaz, uglevodороды i zhizn* [Degassing of the Earth: Geotectonics, geodynamics, Deep Fluids, oil and gas, hydrocarbons, and the life], Moscow, RAN, 2010.
11. Mikerina T. B. *Geokhimicheskie i gidrokhimicheskie kriterii neftegazonosnosti mezokaynozoykskikh otlozheniy Azovo-Kubanskogo progiba* [Geochemical and hydrochemical criteria petroleum Meso-Cenozoic deposits of the Azov-Kuban basin]. *Problema neftegazonosnosti Chernogo, Azovskogo i Kaspiyskogo morey. Neft i gaz yuga Rossii* [The problem of oil and gas of the Black, Caspian and Azov seas. Oil and Gas South Russia]. Gelendzhik, Yuzhmorgeologiya, 2011, pp. 117–118.
12. Mosyakin A. Yu., Babarinova G. B., Kiseleva O. N., Mikerina T. B. *Reanimatsiya perspektiv yursko-melovykh i paleogenovykh otlozheniy Vostochno-Kubanskoy vpadiny s tselyu vozrozhdeniya starykh napravleniy geologorazvedochnykh rabot i osvoeniya novykh UV-resursov* [Resuscitation prospects of Jurassic-Cretaceous and Paleogene of the provisions of the East-Kuban basin in order to revive the old areas of exploration activities and development of new hydrocarbon resources]. *Problema neftegazonosnosti Chernogo, Azovskogo i Kaspiyskogo morey. Neft i gaz yuga Rossii. Neftyanoe khozyaystvo* [The problem of oil and gas of the Black, Caspian and Azov seas. Oil and gas in southern Russia. Oil industry], Gelendzhik, 2007, pp. 75–77.
13. Popov S. V., Antipov M. P., Zastrozhnov A. S., Kurina Ye. Ye., Pinchuk T. N. *Kolebaniya urovnya morya na severnom shelfe Vostochnogo Papate-tisa v oligotsene-neogene* [Fluctuations in sea level on the northern shelf of the East Papatetisa Oligocene-

Neogene]. *Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya* [Stratigraphy. Geological Correlation], 2010, Vol. 18, no. 2, pp. 99–124.

14. Fadeeva N. P. Rasseyanное organicheskoe veshchestvo kaynozoykskikh otlozheniy Zapadno-Kubanskogo progiba [Dispersed organic matter Cenozoic West Kuban Trough]. *Neftematerinskie svity i printsipy ikh diagnostiki* [Oil source rock and the principles of their diagnosis], Moscow, Nauka, 1979, pp. 248–255.

15. Shardanov A. N. Tipy neftegazovykh zalezhey Kubani i usloviya ikh formirovaniya [Types an oil reservoir Kuban and the conditions of their formation transformation]. *Problemy neftyanoy geologii i voprosy metodiki laboratornykh issledovaniy* [Problems of petroleum geology and questions of methodology of laboratory research], Leningrad, Gosoptekhizdat, 1960, issue 27, pp. 55–72.

16. Chaitskiy V. P., Matvienko V. N. Zavisimost preobrazovannosti organicheskogo veshchestva osadochnykh porod ot teplovogo rezhima nedr [Dependence of transformation of organic matter sedimentary rocks from the subsurface thermal regime]. Moscow, AN SSSR, no. 9, 1981, pp. 110–117.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

*Ерофеев Артем Александрович*, аспирант

Пермский национальный исследовательский политехнический университет  
614000, Российская Федерация, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 29  
E-mail: erofeev.a@bk.ru

Приведены результаты исследования процесса формирования призабойной зоны пласта на примере нескольких добывающих скважин Уньвинского нефтяного месторождения. Эксплуатация нефтяных скважин зачастую осложняется формированием вблизи забоя зон с ухудшенной проницаемостью – призабойных зон пласта (ПЗП). Причины снижения проницаемости в ПЗП могут быть различными: кольматация пустотного пространства технологическими жидкостями при строительстве и ремонтах скважин; деформации коллектора; разгазирование нефти; образование органических и неорганических отложений. Качественная и количественная оценка состояния призабойных зон продуктивных пластов осуществляется при обработке кривых восстановления давления (КВД), получаемых в процессе гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах. Установление причин снижения проницаемости ПЗП в конкретных случаях является довольно сложной задачей. В данной статье приводятся результаты исследования процесса формирования ПЗП на примере двух добывающих скважин Уньвинского нефтяного месторождения (бобриковская терригенная залежь). Средняя глубина залегания залежи составляет 2194 м, давление насыщения нефти газом и начальное пластовое давление соответственно равны 14,22 МПа и 22,9 Мпа. При эксплуатации скважины с забойными давлениями выше давления насыщения нефти газом формирование ПЗП с ухудшенными коллекторскими свойствами может происходить за счет деформации порового пространства даже при незначительном изменении пластового и забойного давления. Диагностирование состояния призабойных зон может быть осуществлено по данным гидродинамических исследований методом восстановления давления. Одна из актуальных задач – определение причин изменения проницаемости коллектора в ПЗП может быть решена посредством совместного анализа данных гидродинамических исследований и геолого-промысловой информации.

**Ключевые слова:** призабойная зона пласта, добывающая скважина, эффективная проницаемость