

Углеводородные системы Крымско-Кавказского сегмента Альпийской складчатой системы

В.Ю. Керимов¹, Н.Ш. Яндарбиев², Р.Н. Мустаев^{1*}, А.А. Кудряшов¹

¹Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

²Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Статья посвящена генерационно-аккумуляционным системам на территории Крымско-Кавказского сегмента Альпийской складчатой системы. В пределах этого сегмента выделяется область длительного и устойчивого прогибания в мезозое и кайнозое – Азово-Кубанский прогиб, представляющий собой типичный бассейн форланда. По результатам геолого-геохимических исследований и моделирования здесь выделяются депоцентры, объединенные в четыре генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: триасово-юрскую, меловую, эоценовую и майкопскую. Для оценки геохимических условий нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений выполнены химико-битуминологические, пиролитические и углепетрографические исследования керн и образцов пород. Результаты моделирования позволили изучить и смоделировать элементы и процессы углеводородных систем в мезо-кайнозойское время в западной части Крымско-Кавказского региона. Установлено, что для данных областей типична растянутая катагенетическая зональность, что обусловлено высокими скоростями осадконакопления и прогибания, и, соответственно, большими мощностями нефтематеринских отложений в очаге нефтеобразования. Исследована степень выработанности органического вещества, которая характеризует остаточный потенциал нефтегазоматеринских толщ, что важно для прогноза и оценки возможности генерации углеводородов.

Ключевые слова: углеводородные системы, генерация, аккумуляция, миграция, нефтематеринская толща, Крымско-Кавказский сегмент, моделирование

Для цитирования: Керимов В.Ю., Яндарбиев Н.Ш., Мустаев Р.Н., Кудряшов А.А. (2021). Углеводородные системы Крымско-Кавказского сегмента Альпийской складчатой системы. *Георесурсы*, 23(4), с. 21–33. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.3>

Введение

Целью статьи является исследование углеводородных систем и условий нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений западного сегмента Крымско-Кавказского региона. Результаты моделирования позволяют изучить и смоделировать элементы и процессы углеводородных систем, дать оценку возможности генерации углеводородов (УВ), исследовать степень выработанности органического вещества (ОВ), характеризующую остаточный потенциал нефтегазоматеринских толщ (НГМТ).

Современные представления о структурно-геодинамических системах исследуемого региона основываются на работах Ю.А. Косыгина, С.И. Горлова, М.В. Муратова, Б.В. Сенина, С.Т. Короткова, В.Е. Хаина, А.Н. Шарданова, И.П. Жабрева, М.Р. Пустыльников, В.П. Пекло, С.Ф. Сидоренко, А.Н. Дьяконова, В.Л. Крипинева, Н.Е. Митина, В.Ю. Керимова, Н.Ш. Яндарбиева и других исследователей.

Крымско-Кавказская складчато-орогенная система состоит из двух региональных элементов – мегантиклинориев Горного Крыма и Большого Кавказа, связанных между собой в современной структуре Керченско-Таманской складчатой перемычкой. Согласно традиционным взглядам, большая часть территории Крымско-Кавказского

сегмента Альпийской складчатой системы – область длительного и устойчивого прогибания в мезозое и кайнозое. Здесь выделяется крупный Азово-Кубанский бассейн, который представляет собой типичный бассейн форланда. Основная по площади часть Азово-Кубанского бассейна располагается на Скифской платформе, где выделяется несколько структур, преимущественно субширотного простирания, наиболее крупные из которых – Восточно-Кубанская впадина и Индоло-Кубанский краевой прогибы (рис. 1).

Крымско-Кавказский регион является одним из старейших регионов нефтедобычи (рис. 2). В пределах Западно-Предкавказской нефтегазоносной области (НГО) открыто 39 месторождений нефти и газа, в т.ч., 17 газовых, 21 газоконденсатное и 1 нефтяное. В пределах Восточно-Кубанской НГО открыто 32 месторождения нефти и газа, в т.ч. 5 газовых, 25 газоконденсатных/нефтегазоконденсатных и 2 нефтяных. В пределах Западно-Кубанской НГО открыто 128 месторождений нефти и газа, в т.ч., 90 нефтяных и нефтегазовых, 23 газовых, 15 газоконденсатных. Залежи УВ приурочены к отложениям позднепалеозойского, триасового, раннесреднеюрского, позднеюрского, раннемелового, палеоцен-эоценового, майкопского, миоценового и плиоценового возрастов. В пределах Азовского моря также открыты ряд месторождений и многочисленные нефтегазопрооявления. Промышленная газоносность установлена на Октябрьской, Стрелковой, Северо-Керченской и др. площадях. Непромышленные притоки газа

* Ответственный автор: Рустам Наильевич Мустаев
e-mail: r.mustaev@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

получены на Сейсморазведочной, Морской, Обручевской, Небольшой и др. перспективных структурах.

Материалы и методы исследований

Для исследования геохимических условий нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений Предкавказья в лаборатории геохимии УВ Российского государственного университета нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина и в лаборатории угля Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова выполнены химико-битуминологические, пиролитические и углепетрографические исследования керн и образцов пород. Пиролиз проводился на неэкстрагированных порошках. Всего разными методами изучено 215 образцов хадумских отложений из 57 месторождений (площадей) Предкавказья (Керимов и др., 2017b; Гулиев и др., 2018; Guliev et al., 2021).

Для реконструкции эволюции процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ систем проведено

бассейновое моделирование в программном пакете Temis Suite. Двухмерные модели созданы по ряду профилей как в субмеридиональном, так и в субширотном направлениях. В данной статье результаты двухмерного моделирования даны по композиционному региональному сейсмопрофилю, пересекающему Западные Предкавказья в субмеридиональном направлении (рис. 1). Сейсмопрофиль пересекает основные тектонические элементы региона (с юга на север): Западно-Кубанский передовой прогиб (ЗКП), Тимашевскую ступень, Каневско-Березанский вал, Иркилевскую впадину, Азовский выступ. Протяженность профиля составляет порядка 250 км. Для характеристики выделенных стратиграфических горизонтов использовались следующие литотипы пород: преимущественно терригенные отложения нижней-средней юры, сульфатно-карбонатные верхнеюрские отложения, карбонатно-терригенные породы нижнего и верхнего мела; преимущественно терригенные отложения палеоцен-эоцена, глины майкопской серии, терригенные

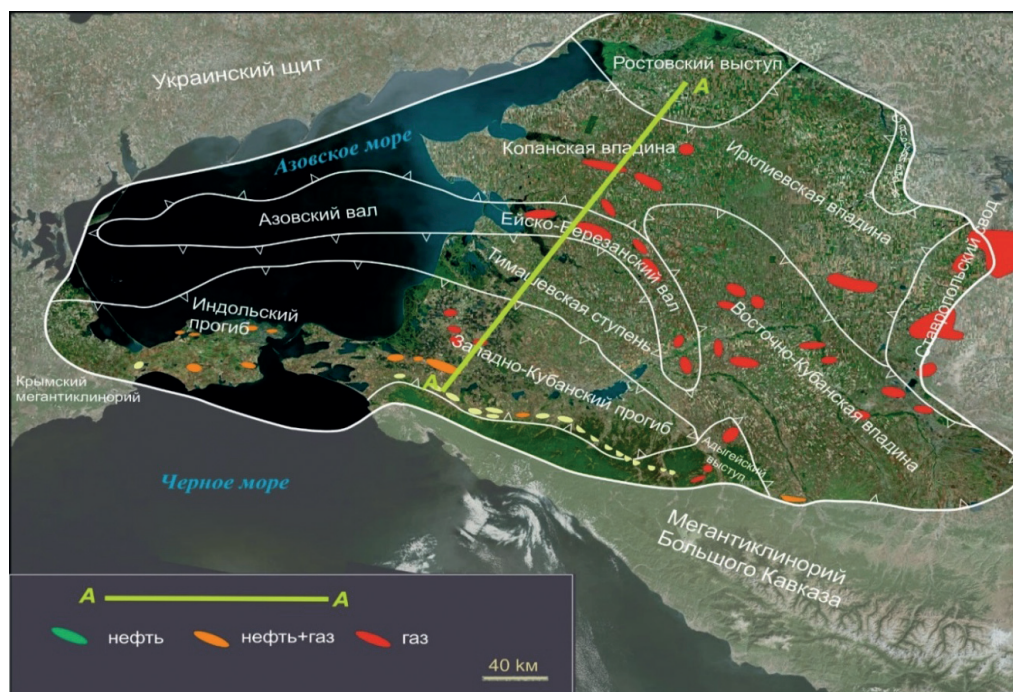


Рис. 1. Обзорно-тектоническая схема Азово-Кубанского бассейна. А-А положение композиционного регионального сейсмопрофиля

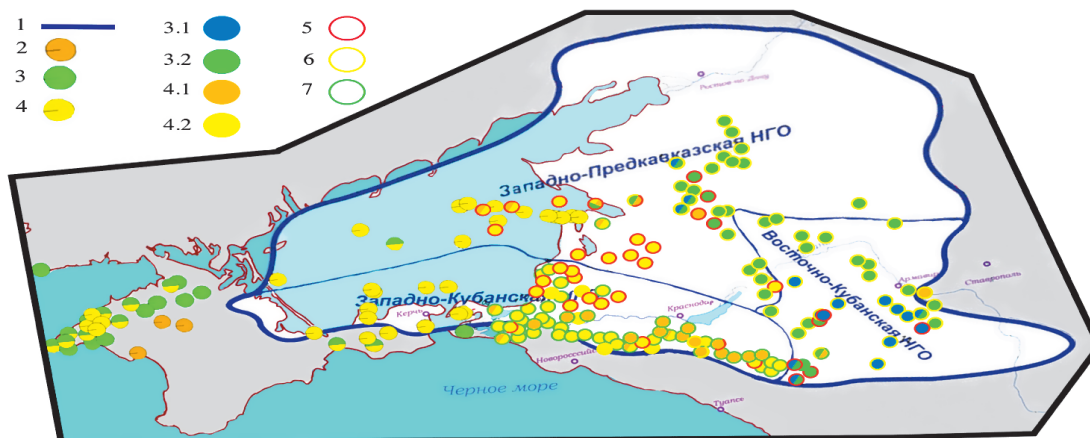


Рис. 2. Схема размещения месторождений нефти и газа Западного Предкавказья: 1 – границы нефтегазоносных областей; 2–8 – месторождения, приуроченные к: 2 – палеозойским отложениям; 3 – мезозойским отложениям; 3.1 – юрским отложениям; 3.2 – меловым отложениям; 4 – кайнозойским отложениям; 4.1 – палеогеновым отложениям; 4.2 – неогеновым отложениям; 5 – газовое месторождение; 6 – газоконденсатное месторождение; 7 – нефтяное месторождение

отложения чокрак-эоплейстоценового времени (Керимов и др., 2016; Kerimov et al., 2017). Максимальная мощность осадочного чехла приурочена к осевой части Западно-Кубанского прогиба и составляет около 9 км.

Для моделирования тепловой истории был применен метод расчета с использованием глубинного теплового потока и значений среднегодовой температуры на поверхности осадков (Яндарбиев и др., 2014). Минимальные измеренные значения теплового потока приурочены к докембрийским выступам фундамента, например, таким как Ростовский выступ Русской платформы, а также к областям с большой скоростью седиментации, где происходит экранирование глубинного теплового потока накапливающимися «холодными» осадками (Индоло-Кубанский прогиб). В этих районах значения теплового потока изменяются от 36 до 60 мВт/м². (Хуторской и др., 2013). Среднегодовая температура на поверхности осадков – 7 °С.

Для характеристики нефтематеринских толщ при моделировании были использованы исходные значения геохимических параметров: $C_{\text{орг}}$ – процентное содержание органического углерода в осадочных породах; HI (водородный индекс) – отношение количества сгенерированных УВ (пик S_2 на диаграмме пиролиза Rock-Eval) к $C_{\text{орг}}$; тип органического вещества – тип керогена, определяется главным образом на основе химической и углететрографической характеристик керогена.

Результаты исследований

Результаты исследований и моделирования углеводородных систем в Крымско-Кавказском сегменте свидетельствуют о развитии в мезо-кайназойском комплексе четырех генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС): триасово-юрской, меловой, эоценовой и майкопской.

В триасово-юрской ГАУС основными нефтегазоматеринскими толщами являются триасово-юрские отложения. Согласно результатам химико-битуминологических и пиролитических исследований, породы триасово-юрского возраста отличаются высоким содержанием органического углерода – 2,3–4,6 %. Значения генетического потенциала (S_1+S_2) – 0,7–0,8 мг УВ/г породы, HI – 72 мг УВ/г, XBA – 0,002–0,006 %, β = 0,6–4,8 %; кероген II и III типов. Степень катагенетической преобразованности

триасово-юрских нефтегазоматеринских пород достаточно высокая и достигает градаций MK_3 – MK_4 (рис. 3). В юго-восточной части Восточно-Кубанской впадины остаточные концентрации органического вещества в юрских отложениях достигают 2,48 %. По результатам элементного анализа отмечена высокая степень зрелости органического вещества в юрских отложениях. Исходные концентрации ОВ здесь, естественно, выше, и породы могли генерировать УВ. В юго-восточной части Западно-Кубанского прогиба (Хадыженский район) содержание ОВ возрастает до 0,4–0,9 % (средняя юра), но низкая битуминозность пород (XB = 0,002–0,004 %) и ОВ (β^{XB} = 2–5 %), чрезвычайно низкие пиролитические параметры (S_1+S_2) = 0,2 кг УВ/ т породы, HI = 44–110 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ наряду с высокими значениями показателя отражения витринита R_0 = 1,22–1,37 % (градация MK_4) указывают на остаточный характер нефтематеринского (НМ) потенциала, т.е. толщи уже прошли главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Согласно результатам углететрографических исследований, максимальные значения R_0 (1,8 %) установлены для нижнеюрских отложений в южных районах Западного Предкавказья, что соответствует грациям катагенеза MK_4 – MK_5 (площади Суздальская, Абхазская). В юго-восточной части Западно-Кубанского прогиба (Хадыженский район) значения R_0 для ОВ среднеюрских пород составляет 1,22–1,37 % (градация MK_4). Замеры отражательной способности витринита в юрских отложениях Восточно-Кубанской впадины соответствуют грациям MK_3 – MK_4 . По результатам пиролиза максимальные значения T_{max} (485 °С) зафиксированы для юрских пород на Западно-Нефтегорской площади передового прогиба. Одним из основных параметров моделирования является геохимическая характеристика нефтегазоматеринских толщ.

В Восточно-Кубанской впадине условия для накопления ОВ были более благоприятными в ранней юре – на восточном борту, в средней юре – в юго-восточной части, в поздней юре – в центральной части прогиба (Болотов, 1977). Генетический тип ОВ – смешанный. Для ОВ нижнеюрских нерасчлененных отложений характерно следующее распределение стеранов $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ – 41:27:32; доминирование холестана (C_{27}) указывает на значительное участие альгогенной составляющей в формировании исходного ОВ. Для среднеюрских отложений отмечено более равномерное распределение стеранов $C_{27}:C_{28}:C_{29}$

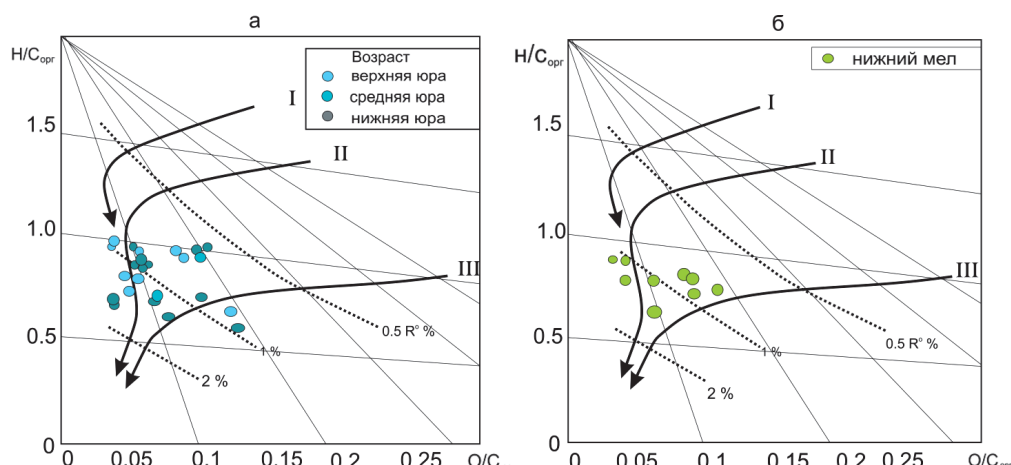


Рис. 3. Диаграмма Ван-Кревелена: а – для юрских отложений Восточно-Кубанской впадины; б – для нижнемеловых отложений Западного Предкавказья; I – I тип керогена; II – 2 тип керогена; III – 3 тип керогена

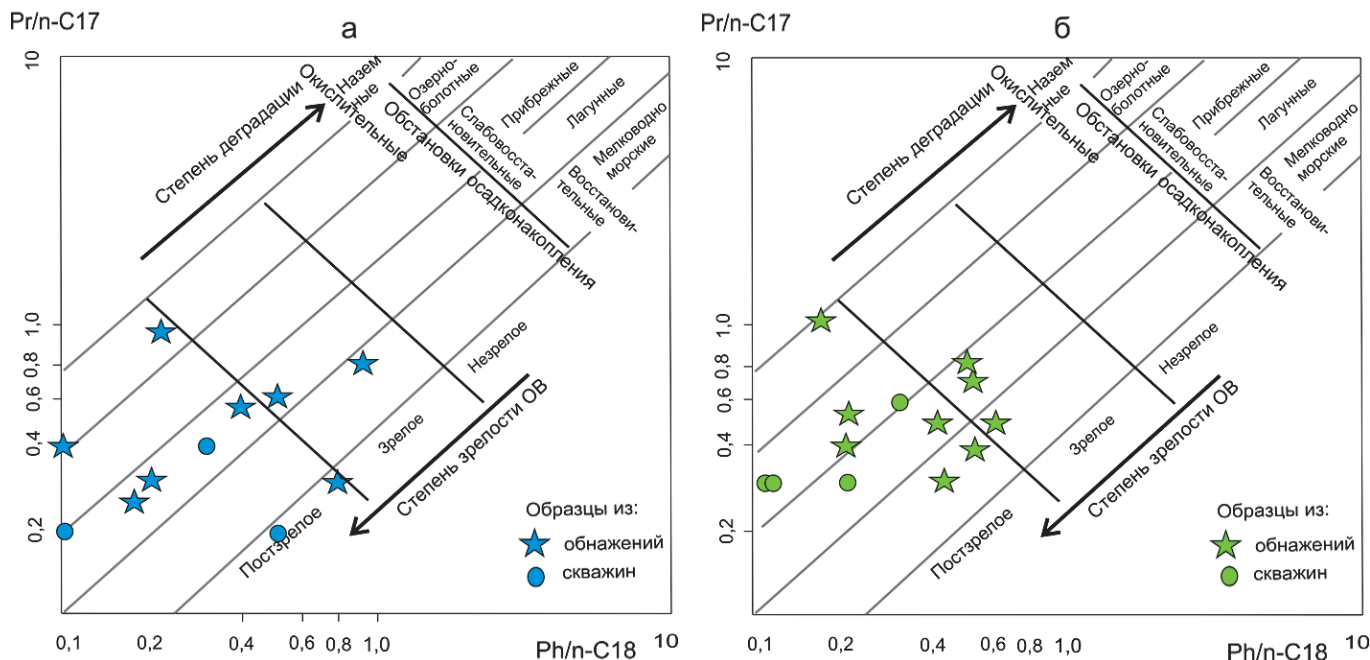


Рис. 4. Диаграмма Кеннона-Кессоу: а – для юрских отложений; б – для нижнемеловых отложений

– 31:37:32, иногда с преобладанием этилхолестана (C_{29}), что характерно для отложений нормального морского бассейна. Основными биопродуцентами в нем являлись морской фитопланктон, но вклад терригенного ОБ был также заметен – об этом свидетельствуют значения отношения стеранов C_{28}/C_{29} (0,5–1,0), которое является генетическим показателем типов ОБ. Для обоих комплексов юрских отложений южного склона Кавказа отмечается присутствие редко встречающегося гопана – Γ_{28} -трисноргопана. На смешанный состав ОБ в юрских отложениях Кавказского региона, но формировавшихся в морском бассейне, указывают и алкановые УВ. Практически во всех образцах фитан (Ph) преобладает над пристаном (Pr), максимум распределения n-алканов лежит в области C_{16} – C_{18} , что указывает на накопление ОБ в нормальном морском бассейне (Lapidus et al., 2018). Соотношение различных биопродуцентов в разные отрезки времени и в различных частях бассейна не одинаковы, но морское ОБ преобладает практически во всех изученных образцах.

Алкановые и стерановые показатели зрелости свидетельствуют о том, что ОБ в основном прошло пик «нефтяного окна» (Гордадзе и др., 2018). Стерановые индексы зрелости: $K^1 = S/(S+R) = 0,4–0,56$ (lim 0,55); $K^2 = \beta/(\alpha R + \beta) = 0,6–0,8$ (lim 0,86); $K^3 = \beta/[\alpha(S+R) + \beta] = 0,6–0,7$ (lim 0,71); $C_{29}(\text{dia/reg}) = 0,2–0,9$ – все эти коэффициенты характерны для ОБ отложений, находящихся в нижней части ГЗН; наиболее преобразованы породы нижнесреднеюрского нерасчлененного комплекса.

Высокая степень катагенеза и прибрежно-морские обстановки осадконакопления исходного юрского ОБ отражаются и на диаграмме Кеннона-Кессоу по результатам газовой хроматографии (рис. 4а). Улучшение НМ потенциала в этом направлении подтверждается и составом конденсатов – повышенное содержание гомологов метана ($C_2H_{6+\text{высшие}}$) в них приурочено именно к южной части Западного Предкавказья (Чухмахчев, 1983).

Максимальная степень преобразованности юрских пород (градации катагенеза MK_4 – MK_5) установлена в центре впадины, к бортам прогиба, особенно в южном

направлении (Адыгейский выступ), степень катагенеза снижается до градаций MK_1 – MK_3 ($R_o = 0,57–0,94$ %). В соответствии с катагенетической характеристикой ОБ изменяются элементный состав керогена, количество и состав битумоидов. Наиболее высокая битуминозность ОБ ($\beta^{XB} = 6–12$ %), повышенное содержание фракции масел в составе битумоида (45–50 %) также приурочены к южной части Восточно-Кубанского прогиба, что согласуется с более сапропелевым составом ОБ и его меньшей преобразованностью.

В меловой ГАУС основными нефтегазоматеринскими толщами мезозойского возраста являются апт-альбский терригенный комплекс. В апт-альбских пелитовых породах Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна (НГБ) значения $C_{\text{орг}}$ варьируют от 0,01 до 4,1 %. Максимальные значения приурочены к альбским темноцветным глинам некоторых южных площадей Западно-Кубанского прогиба (вплоть до сланцевых концентраций $C_{\text{орг}} = 45,6$ %, Южно-Украинская площадь) и Каневско-Березанского вала, а также – к темноцветным глинам апта на западе Восточно-Кубанской впадины. Значения генетического потенциала несколько повышены – $(S_1+S_2) = 0,3–3,2$ кг УВ/т породы, хотя, как и в неокме, они не очень значительные. Относительно невысокие генерационные возможности нижнемеловых пород обусловлены типом керогена, развитым в них.

В разностях пород, обогащенных ОБ, содержания битумоида составляют 0,001–0,2 %, $\beta^{XB} = 0,8–4,3$ %, что указывает на сингенетичность битуминозных компонентов. В аптских и альбских аргиллитах и глинах геохимические параметры несколько выше (Афанасенков и др., 2007): $C_{\text{орг}} = 0,7–2,8$ %, $(S_1+S_2) = 0,4–1,9$ кг УВ/т породы; $NI = 36–206$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$; $T_{\text{max}} = 427–452$ °С. По данным газожидкостной хроматографии среди УВ идентифицируются n-алканы ряда C_{15} – C_{33} , максимум распределения отмечается в основном на C_{18} и C_{22} ; незначительный второстепенный максимум проявляется на C_{26} или C_{29} . Резкое преобладание фитогенного исходного ОБ определяется по высоким значениям отношения нормальных алканов

$nC_{18}/nC_{28} = 4,8-5,3$ и низкими отношениями пристана и фитана ($Pg/Ph - 0,6$).

Типичное распределение стеранов в аптских и альбских отложениях $C_{27}:C_{28}:C_{29} = 40:23:37$, преобладает стеран C_{27} ($C_{27}/C_{28} = 1,4-1,8$), что характерно для ОВ, накопившегося в морском бассейне, где основными биопродуцентами являлся морской фитопланктон ($C_{28}/C_{29} - 0,6$).

Практически на всей территории Азово-Кубанского НГБ нижнемеловые отложения характеризуются уровнем зрелости, отвечающим уровню «нефтяного окна» (градации катагенеза МК₁-МК₃), и лишь в центральной части Восточно-Кубанской впадины они достигли градации МК₄. Невысокий потенциал нижнемеловых пород, обусловленный, в первую очередь, III типом керогена, явился причиной незначительного количества жидких УВ, генерированных этими отложениями. В ОВ их содержание не превышает 1–2 %, и оно остается практически постоянным на разных градациях катагенеза (Керимов и др., 2017а); среднее содержание УВ в породе составляет 270 г/м³. В северной части Восточно-Черноморского НГБ значения T_{max} , алкановые и стерановые индексы зрелости также указывают на положение нижнемеловых пород в ГЗН, причем в большинстве случаев они находятся на уровне максимума главной фазы нефтеобразования (ГФН) и, частично, на завершающих ее стадиях: $K^{13r} = 0,45-0,5$, $K^{33r} = 0,7$; $C_{29}(dia/reg) = 0,2-0,3$. Гопановые индексы зрелости – $M_{30}/\Gamma_{30} = 0,1-0,8$, $Ts/Tm = 0,5-1,8$ – варьируют в более широком диапазоне и не всегда соответствуют уровню преобразованности рассматриваемых отложений.

Таким образом, нижнемеловые отложения характеризуются невысоким генетическим потенциалом, часть которого реализована. Отложения неокома следует рассматривать в основном как газоматеринские; апт-альбские в районе Большого Кавказа и его южного склона, очевидно, можно отнести к нефтематеринским, но потенциал их на жидкие УВ не высок.

В нижнемеловых породах континентальной части Восточно-Черноморского бассейна генетический тип ОВ преимущественно сапропелевый, но в значительной степени окисленный (оксисорбосапропелит), химический состав которого часто отвечает керогену типа III и находится на стадии преобразованности, соответствующей началу «нефтяного окна» (рис. 3б).

Степень катагенетической преобразованности ОВ нижнемеловых отложений варьирует в широком диапазоне. В пределах Западно-Кубанского, Керченско-Таманского прогибов и южного склона Кавказа (Хадыженский район, Северо-Таманский вал, Кукуловская площадь), а также большей части Скифской плиты они находятся в ГЗН (Суслова, 2006), ($T_{max} - 423-448$ °C, $R_o = 7,5-8,6$ %); а в осевой части Индоло-Кубанского прогиба прогнозируется максимальный уровень преобразования (до градаций катагенеза МК₅-АК на глубине около 7 км). Более континентальный тип ОВ и высокая степень катагенеза подтверждается и диаграммой Кеннона-Кессоу (рис. 4б).

В эоценовой ГАУС основными нефтегазоматеринскими толщами являются хадыженская и кумская свиты верхнего эоцена, которые обладают высоким нефтематеринским потенциалом. На территории Западно-Кубанского прогиба современное содержание C_{org} составляет 0,63–11,32 % (среднее 3,32 %); оно ниже ($C_{org} = 1,2-1,6$ %) в глинах Восточно-Кубанской впадины и Ейско-Березанской зоны. Для кумских отложений наиболее характерным является кероген типа II, обладающий высоким нефтематеринским потенциалом (рис. 5а). Значения водородного индекса в чистом керогене достигают 500–800 мг УВ/г ТОС; в породе его значения ниже и в среднем составляют около 300 мг УВ/г ТОС. Разница в значениях этого показателя обусловлена адсорбцией УВ на минеральной матрице, представленной высокоактивными глинистыми минералами. Этот эффект часто приводит к заниженному выходу УВ в пике S_2 и, следовательно, заниженному

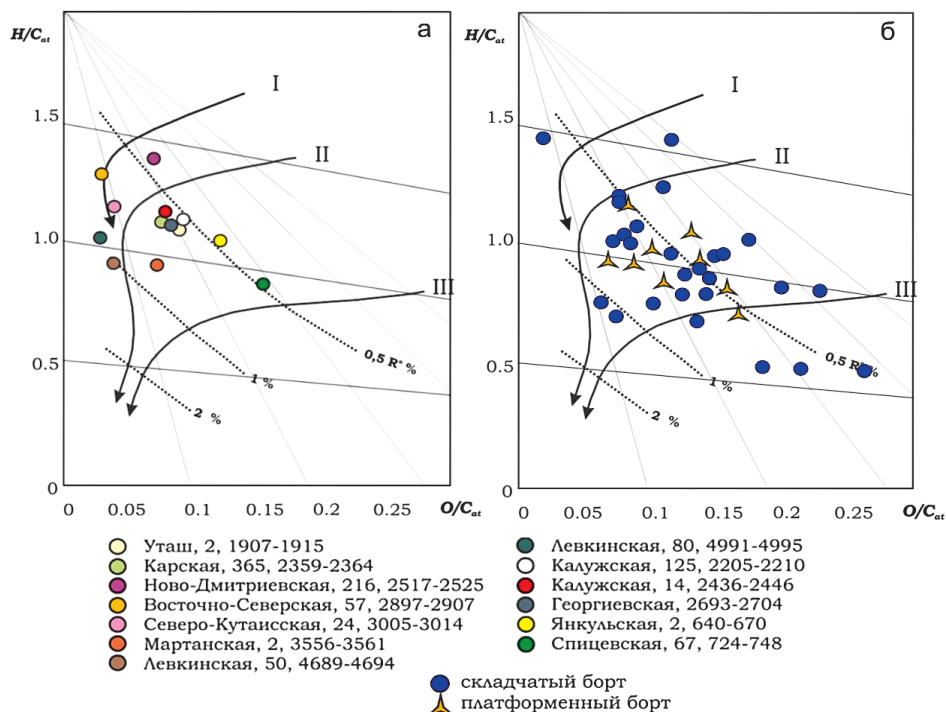


Рис. 5. Диаграммы Ван-Кревелена: а – для кумских отложений; б – для майкопских отложений (с использованием данных Perreg, Corvi, 1995; Храмовой, 1986)

значению НИ, определяемому в породе. В дебитуминизированном керогене повышены содержания Н (7,1–8,6 %), Н/С (1,1–1,4). Породы и ОВ обогащены битумоидами: хлорформенный битумоид (ХБ) – 0,05–0,49 %, иногда увеличиваясь до 0,7–1,2 %, β^{XB} – 4–16 %, в среднем для разных градаций катагенеза.

По данным газожидкостной хроматографии основную массу УВ на глубине до 3,8 км составляют алканы C_{17} – C_{31} и тяжелые арены ($T_{кин}$ 400–460 °С), а на глубине 4,5–5,0 км (градация МК₂, возможно МК₃) среди н-алканов доминируют легкие C_{11} – C_{17} , в группе аренов в большей концентрации появляются низкомолекулярные УВ ($T_{кин}$ 200–300 °С). Среди изопреноидов преобладают пристан и фитан; в группе изоалканов и цикланов в значительной концентрации присутствуют стераны и тритерпаны (C_{28} – C_{30}), количество которых также возрастает с усилением катагенеза.

В соответствии с катагенетической зональностью, кумские отложения, залегающие до глубины 2,5–3,5 км (в платформенных и складчатых областях Азово-Кубанского НГБ), отвечают начальному этапу катагенеза (протокатагенез (ПК)), а в интервале 3–5 км – градациям МК₁–МК₂, соответствующих уровню нефтяного окна. В катагенезе происходят заметные изменения в составе ОВ: в дебитуминизированном керогене резко сокращается количество гетероатомов (от 34 % до 23 %) и повышается содержание углерода (от 60 до 70 %); при этом общее содержание $C_{орг}$ в породах снижается, что обусловлено усиленной генерацией УВ в период ГФН и частичной потерей углерода в связи с уходом газовых и низкокипящих УВ. При погружении пород происходит новообразование битумоидов (а в их составе УВ): в балансе ОВ резко увеличивается доля ХБ и УВ (от 3,2 % и 1,4 % на градации ПК до 8–18 % и 7 % на градациях МК₁–МК₂, соответственно). Миграционные битумоиды отмечаются еще на градации ПК, но исключительно широкое развитие они получают на градации МК₂ (глубина 4,6–5,0 км, температура 140–165 °С).

Таким образом, геохимическая характеристика ОВ кумских пород показала, что они не только обладают высоким нефтематеринским потенциалом, но и являются одной из основных нефтепроизводящих свит Кавказского региона.

В майкопской ГАУС основными нефтегазоматеринскими толщами являются майкопские глины, которые обладают высоким нефтематеринским потенциалом. В майкопских отложениях Западно-Кубанской НГО содержание $C_{орг}$ варьирует от 0,1 до 9,3 %, среднее – 1,46 %. По площади отмечается возрастание $C_{орг}$ в восточном направлении. Так, в пределах Таманского полуострова среднее содержание $C_{орг}$ для пород всей майкопской серии составляет 0,87 %, в центральной части прогиба – 1,1 %, восточной – 1,2 %. (Надежкин, 2011). По результатам пиролиза органическое вещество майкопской серии незрелое, основная масса образцов принадлежит к II-III и III типам керогена (рис. 5б).

На диаграмме Кеннона-Кессоу по результатам газовой хроматографии, майкопское ОВ образовывалось в прибрежно-морских обстановках и находится на различных стадиях зрелости – от незрелого до высокопреобразованного (рис. 6).

В Западно-Кубанском прогибе $C_{орг}$ составляет 0,1–9,3 %, среднее – 1,46 % (по данным пиролиза оно несколько ниже – 1,06 %), (S_1+S_2) – 0,06–20 кг УВ/т породы

(среднее – 1,36 кг УВ/т породы); значения $C_{орг}$ в нижнем майкопе более чем в 2 раза выше, чем в верхнем (2,4 % и 1 %, соответственно).

По площади отмечается возрастание $C_{орг}$ (и генерационного потенциала S_1+S_2) в восточном направлении. Так, в пределах Таманского полуострова среднее содержание $C_{орг}$ для пород всей майкопской серии составляет 0,87 %, в центральной части прогиба – 1,1 %, восточной – 1,2 %; (S_1+S_2) – 0,77, 1,81 и 2,74 кг УВ/т породы, соответственно для каждой области прогиба. Близкие содержания ОВ отмечаются в Восточно-Кубанском прогибе – 1,32 %, в области Адыгейского выступа (и на севере) – 0,9 %. По стратиграфической приуроченности повышенным НМ потенциалом ($C_{орг} > 2$ %, (S_1+S_2) > 6 кг УВ/т породы) обладают породы нижнего майкопа (хадумская свита).

Таким образом, глинистые породы майкопской серии в западной части Кавказского региона обладают нефтематеринскими свойствами, но потенциал их обычно средний в связи с развитием в породах смешанного ОВ (Kerimov et al., 2014, 2018). Нефтематеринские свойства выше в нижнем майкопской части разреза (хадумская свита), и они являются не только потенциально нефтематеринскими, но и нефтепроизводящими.

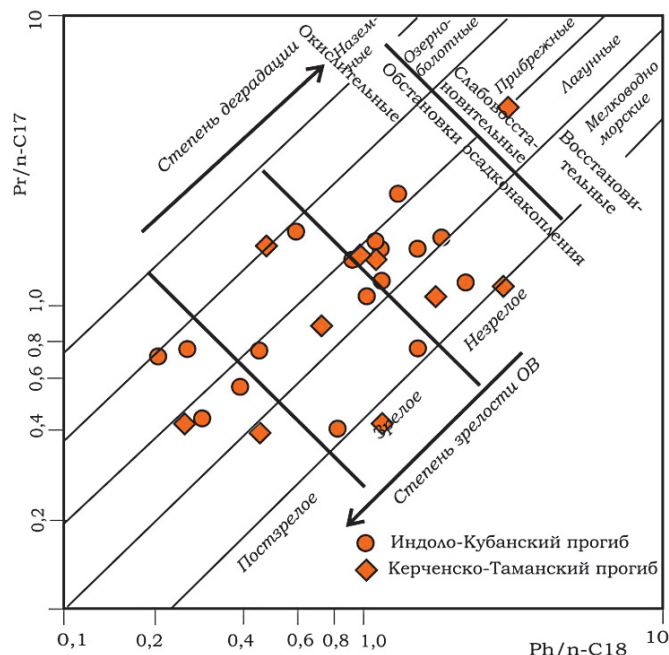


Рис. 6. Диаграмма Кеннона-Кессоу для майкопских отложений

Результаты моделирования

Проведённое бассейновое 2D моделирование по ряду региональных профилей, пересекающих Западно Предкавказье, позволило реконструировать процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ систем. Согласно результатам моделирования, верхняя граница ГЗН проходит на глубине около 2000 м, что в стратиграфическом отношении в центральной части Западно-Кубанского прогиба соответствует примерно кровле верхнемиоценовых – подошве плиоценовых отложений. Нижняя граница нефтяного окна прослеживается на глубине около 5000 м, что в наиболее погруженной части прогиба соответствует основанию майкопской серии (Яндарбиев и др., 2014). Верхняя граница ГЗН для платформенной части региона

проходит на глубинах около 1800–2300 м. Глубина перехода из ГЗН в нижнюю зону газогенерации на Тимашевской ступени располагается на отметке 5500–6000 м, для Ирклиевской и Копанской впадин 4000–4500 м. Использованные при моделировании усредненные значения геохимических параметров для основных нефтематеринских толщ приведены в таблице 1.

Распределение литологических типов по разрезу представлено на примере литолого-фациальной модели (рис. 7). Для характеристики литотипов использовались справочные данные по изучаемому региону и параметры стандартных данных программного пакета «Темис». Каждый литотип характеризуется набором петрофизических параметров, которые используются в расчетах.

Степень углеводородной насыщенности осадочного чехла и современная катагенетическая зональность соответствующих зон генерации по линии моделируемого профиля приведены на рис. 8.

Газовое окно приурочено к интервалам глубин 5000–8000 м. В пределах Западно-Кубанского прогиба в главной зоне газообразования (ГЗГ) находятся отложения мела-юры, в платформенных районах – триасово-юрский комплекс. Отложения нижней-средней юры в наиболее погруженных районах Западно-Кубанского прогиба предположительно являются катагенетически перезрелыми и могут еще генерировать объемы «сухого» газа.

Различная напряженность геотермического режима предопределила резкие вариации глубин положения зон катагенеза в пределах областей Керченско-Таманского, Западно-Кубанского прогибов, южного склона Кавказа, испытавших активную инверсию, и тектонических элементов Скифской платформы, практически не претерпевших

НМТ	C _{орг} , %	НН, мг УВ/г C _{орг}	Тип ОБ
P ₃ - N ₁ ¹	1,5	350	II-III
Палеоцен-эоцен	4,7	500	II
K ₁	1,7	300	II-III
T-J	2,1	400	II

Табл. 1. Исходные геохимические параметры моделирования

инверсию (Mustaev et al., 2021). Для эпипалеозойских платформ глубинная зональность катагенеза сокращена: на платформенном борту верхняя граница ГЗН (кровля нефтяного окна) фиксируется на глубине около 2,0–2,5 км, подошва – в интервале 4,0–4,5 км. Для отложений складчатых областей характерна растянутая катагенетическая зональность в наиболее прогнутых участках, и как следствие этого – резкая дифференциация в ее распределении и глубокое положение ГЗН. В пределах складчатого борта кровля ГЗН располагается по разным районам на следующих глубинах: Северо-Таманский вал 4,3–5,0 км, Западно-Кубанский прогиб от 2,6–3,2 км (Хадыженский район) до 4,0–4,2 км (Джигинско-Варениковский район) (Баженова и др., 2005; Гурьев, 2010).

Максимальные глубины кровли ГЗН отмечаются в наиболее прогнутой части Индоло-Кубанского прогиба, характеризующейся развитием грязевого вулканизма и криптодиapiroвых складок, видимо за счет выноса тепла из глубокой части разреза (Баженова и др., 2005).

С растянутой катагенетической зональностью тесно связана другая особенность – большая мощность отложений в очаге нефтегазообразования. Это хорошо прослеживается на примере майкопской нефтематеринской толщи Западного Предкавказья. Мощность нефтематеринских

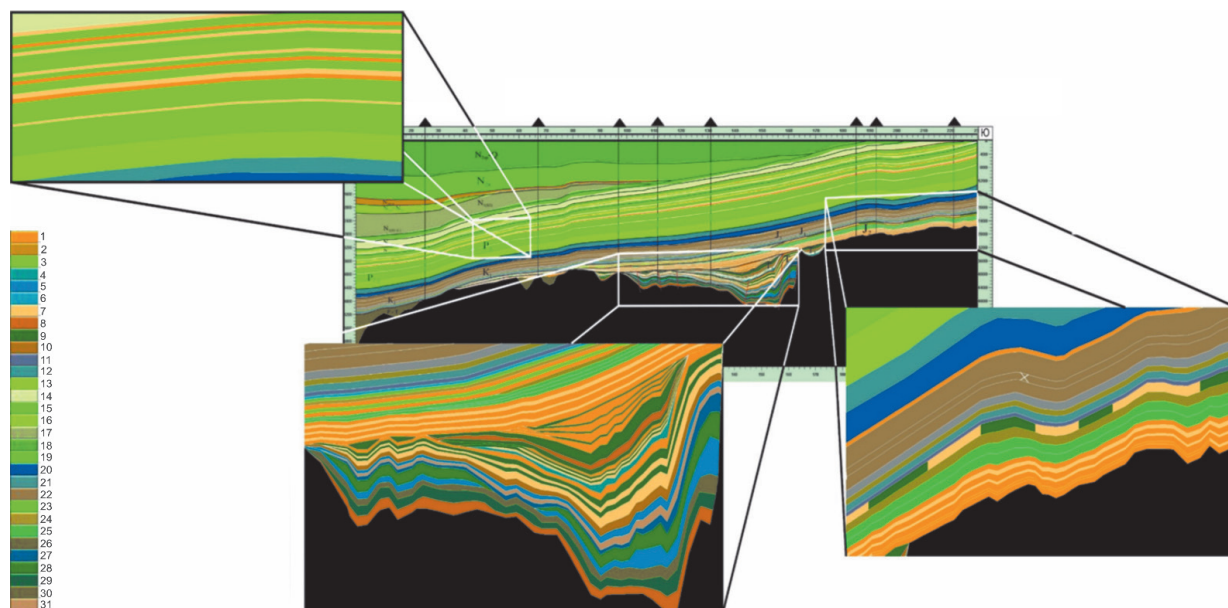


Рис. 7. Модель распределения литотипов. 1 – песчаник; 2 – 50 % песчаник, 50 % глин; 3 – глина; 4 – мергель; 5 – известняк; 6 – доломит; 7 – алевролит; 8 – конгломерат; 9 – аргиллит; 10 – 50 % алевролит, 50 % аргиллит; 11 – 30 % известняк, 30 % аргиллит, 30 % алевролит, 10 % конгломерат; 12 – 60 % мергель, 15 % алевролит, 15 % аргиллит, 10 % глин; 13 – 95 % глин, 5 % песчаник; 14 – 60 % глин, 15 % алевролит, 15 % песчаник, 10 % мергель; 15 – 80 % глин, 10 % известняк, 10 % мергель; 16 – 80 % глин, 20 % песчаник; 17 – 40 % песчаник, 50 % глин, 10 % известняк; 18 – 70 % глин, 50 % песчаник, 15 % конгломерат; 19 – 80 % глин, 20 % песчаник; 20 – 70 % известняк, 30 % мергель; 21 – 90 % известняк, 10 % песчаник; 22 – 55 % песчаник, 25 % аргиллит, 15 % алевролит, 5 % известняк; 23 – 80 % глин, 20 % известняк; 24 – 60 % песчаник, 20 % алевролит, 10 % известняк, 10 % мергель; 25 – 75 % глин, 25 % алевролит; 26 – 70 % аргиллит, 15 % песчаник, 15 % аргиллит; 27 – 60 % известняк, 20 % доломит, 10 % мергель, 10 % алевролит; 28 – 80 % аргиллит, 5 % известняк, 5 % мергель, 10 % алевролит; 29 – 50 % аргиллит, 50 % известняк; 30 – 50 % аргиллит, 50 % известняк, 31 – 60 % аргиллит, 40 % песчаник

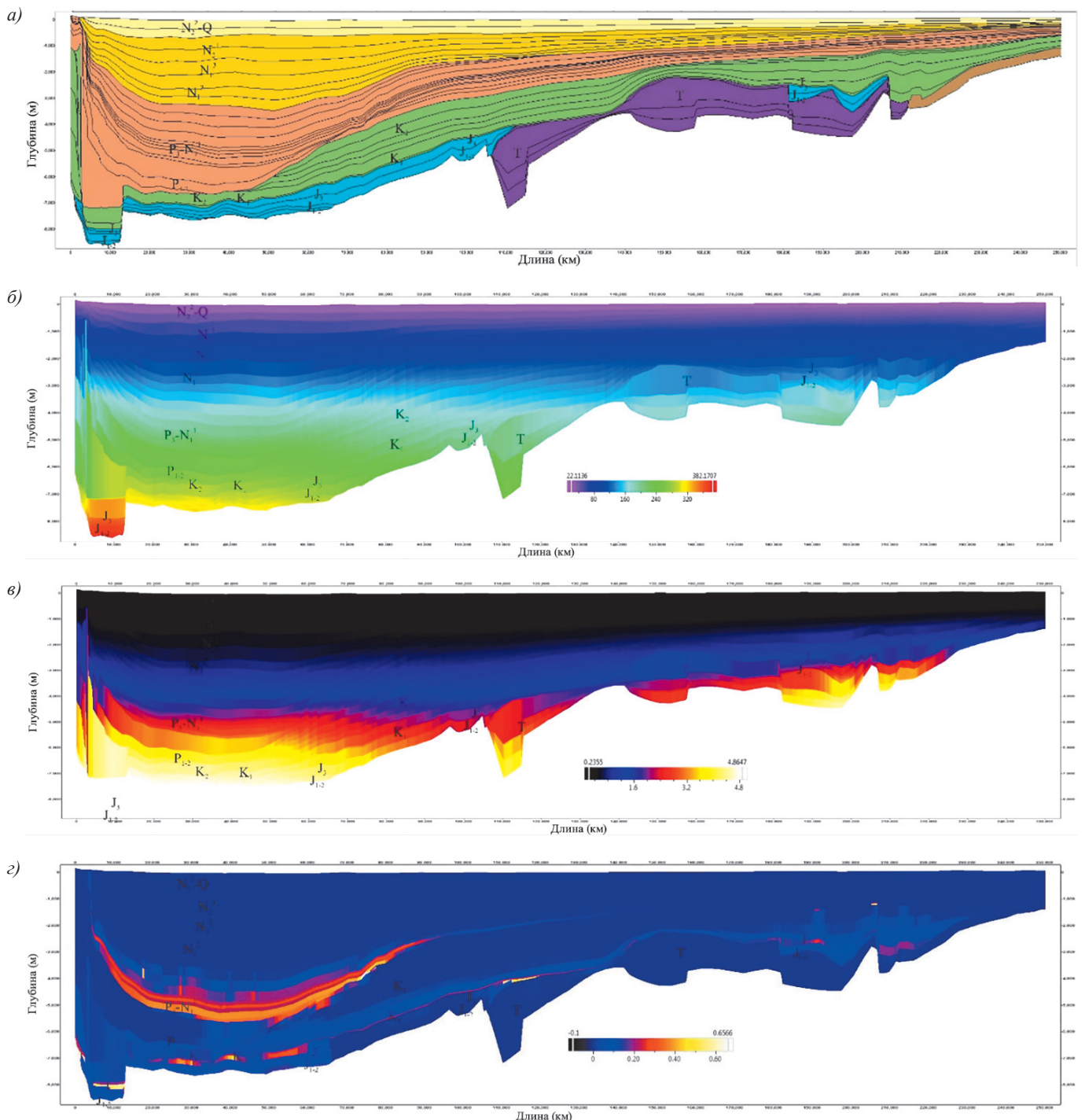


Рис. 8. Результаты моделирования: а – упрощенная структурная модель; б – современное распределение температур по разрезу осадочного чехла; в – катагенетическая зональность осадочного чехла; г – степень углеводородной насыщенности осадочного чехла

отложений в очаге, как правило, не менее 2 км. В погруженных частях подошва ГЗН не вскрыта. На глубине 5333 м $T_{\text{max}} = 448\text{ }^{\circ}\text{C}$, что соответствует середине ГЗН, т. е. подошва «нефтяного окна» располагается на еще большей глубине (Баженова и др., 2004).

Помимо современной оценки границ ГЗН и ГЗГ, для понимания формирования нефтегазоносности региона рассмотрим катагенетическую эволюцию основных нефтегазоматеринских толщ в пределах основного очага генерации углеводородов – в центральной части ЗКП (рис. 9).

Согласно результатам моделирования, процессы генерации УВ в пределах Западно-Кубанского прогиба

начались в конце поздней юры – начале раннего мела, когда терригенные юрские НГМТ вошли в главную зону нефтеобразования. Генерация ими нефтяных флюидов продолжалась вплоть до начала майкопского времени, чему способствовало непрерывно-прерывистое погружение территории, сопровождавшееся компенсированным осадконакоплением (Яндарбиев и др., 2014). В пределах Каневско-Березанского вала нижнесреднеюрские нефтематеринские отложения вошли в ГЗН в начале палеоцена, полностью погрузившись на глубины порядка 2 км.

В олигоценное время начинается накопление мощной толщи глинистых отложений майкопской серии, что способствовало переходу юрских НГМТ в область газового

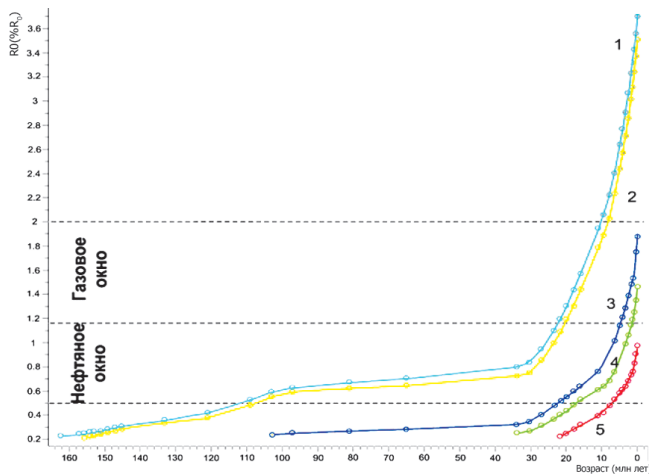


Рис. 9. Графики катанетической эволюции основных НГМТ: 1 – среднеюрские; 2 – позднеюрские; 3 – раннемеловые; 4 – ранне/среднепалеогеновые; 5 – позднепалеогеновые/раннеэоценовые

окна. Продолжившееся поступление обильного количества осадков и активное прогибание территории в начале олигоцена привело к достаточному для генерации УВ катанетическому преобразованию апт-альбских НГМТ. На платформенной части региона (Каневско-Березанский вал) нижнемеловые отложения вошли в ГЗН в конце миоцена. В пределах Керченско-Таманского прогиба (Северо-Таманский вал) апт-альбские отложения вошли в ГЗН в середине майкопского времени, погрузившись на глубины в 2,8–3,0 км.

К концу раннего миоцена в процессы нефтегенерации в Западно-Кубанском прогибе были вовлечены и отложения кумской свиты. На рубеже среднего/позднего миоцена (около 10–15 млн лет назад) юрские НГМТ вышли из газового окна, примерно в это же время апт-альбские НГМТ достигли его и находятся в ГЗГ по настоящее время. В конце позднего миоцена отложения кумской свиты вступили в зону газогенерации, в это же время начинаются процессы нефтеобразования в нефтематеринских горизонтах майкопской серии (Яндарбиев и др., 2014).

Как показывают результаты моделирования, эмиграция углеводородов из нефтематеринских толщ раннесреднеюрского возраста началась в альбское время (около 130 млн л.н.). Процессы миграции носили зональный характер и происходили лишь в пределах депоцентра Западно-Кубанского прогиба, преимущественное направление миграции – вертикальное. К позднемеловому времени процессы миграции происходили почти повсеместно в юрской толще, и направление миграции меняется с сугубо вертикального на латеральное, контролируемое углами падения пластов. Постепенное погружение отложений в течение палеогена не повлияло на характер и направленность миграционных процессов. Наиболее активно миграционные процессы в ЗКП начали происходить в миоцене. В среднем миоцене начинается эмиграция УВ из апт-альбской и кумской НГМТ в пределах ЗКП, а к концу неогена – из майкопских отложений, направление миграции здесь контролируется углом падения пластов (Яндарбиев и др., 2014).

В целом, результаты 2D моделирования подтверждают современное стратиграфическое распределение нефтегазоносности по разрезу осадочного чехла региона. Так, по

данным моделирования, подтвержденные залежи углеводородов находятся в палеоген-неогеновых отложениях южного борта и центральной части передового прогиба, газовые и газоконденсатные залежи – в нижнемеловых коллекторах платформенных частей Скифской плиты. Максимальная степень насыщенности коллекторов достигает 80–90 % (рис. 8г).

Результаты 3D моделирования и полученные модели позволили создать карты ГАУС для каждой из углеводородных систем Крымско-Кавказского сегмента: триасово-юрской, меловой, эоценовой, и майкопской (рис. 10, 11).

Обсуждение результатов

Результаты исследований свидетельствуют, что большая часть территории Крымско-Кавказского сегмента Альпийской складчатой системы – области длительного и устойчивого прогибания в мезозое и кайнозое. Здесь выделяется крупный Азово-Кубанский бассейн, который представляет собой типичный бассейн форланда.

Результаты моделирования позволили выделить в мезо-кайназойском комплексе западной части Крымско-Кавказского региона четыре ГАУС: триасово-юрскую, меловую, эоценовую и майкопскую, и позволили изучить и смоделировать элементы и процессы УС (рис. 10, 11).

В пределах исследуемой территории НГМТ выделены в следующих комплексах отложений: триасово-юрский терригенный, апт-альбский терригенный, палеоцен-эоценовый терригенно-карбонатный, олигоцен-нижнемиоценовый (глинистые отложения майкопской серии).

Фазовый состав генерируемых флюидов зависит от катанетической преобразованности НГМТ, в совокупности с типом исходной органики, находящихся в очаге нефтегазообразования УС. По классификации Н. Б. Васюевича границам ГЗН соответствуют градации катагенеза МК₁–МК₃, что соответствует значениям отражательной способности витринита в масле (R_o) 0,55–1,2 %. Пик нефтеобразования приходится на стадию МК₂ (R_o – от 0,65 до 0,85 %). «Газовому окну» (главной зоне газообразования) соответствуют значения $R_o = 1,2–4,0$ %. В начале «газового окна» генерируется преимущественно «жирный» газ (до $R_o = 2$ %), далее происходит генерация «сухого» газа, в составе которого преобладает метан (Вассоевич, Нейман, 1964).

Адекватность полученных данных проверялась путем сопоставления рассчитанных при моделировании и замеренных показателей зрелости органического вещества (T_{max} ; R_o , %). Помимо замеренных углепетрографическим методом, значения показателя отражения витринита, который является наиболее надежным индикатором степени преобразованности ОВ, рассчитывались исходя из значений T_{max} пиролиза по формуле: $R_o, \% = 0,018 * T_{max} - 7,16$.

В качестве очагов нефтегазогенерации обычно рассматриваются НГМТ, находящиеся в главной зоне нефтеобразования (Баженова и др., 2004). Как правило, очаги приурочены к наиболее погруженным частям осадочного бассейна, в которых отложения находятся в более жестких термобарических условиях. Этим обусловлено начало процессов эмиграции и миграции углеводородов из данных областей. Как показывают структурно-тектонические исследования, наиболее погруженной областью является южный борт Западно-Кубанского прогиба, которая может

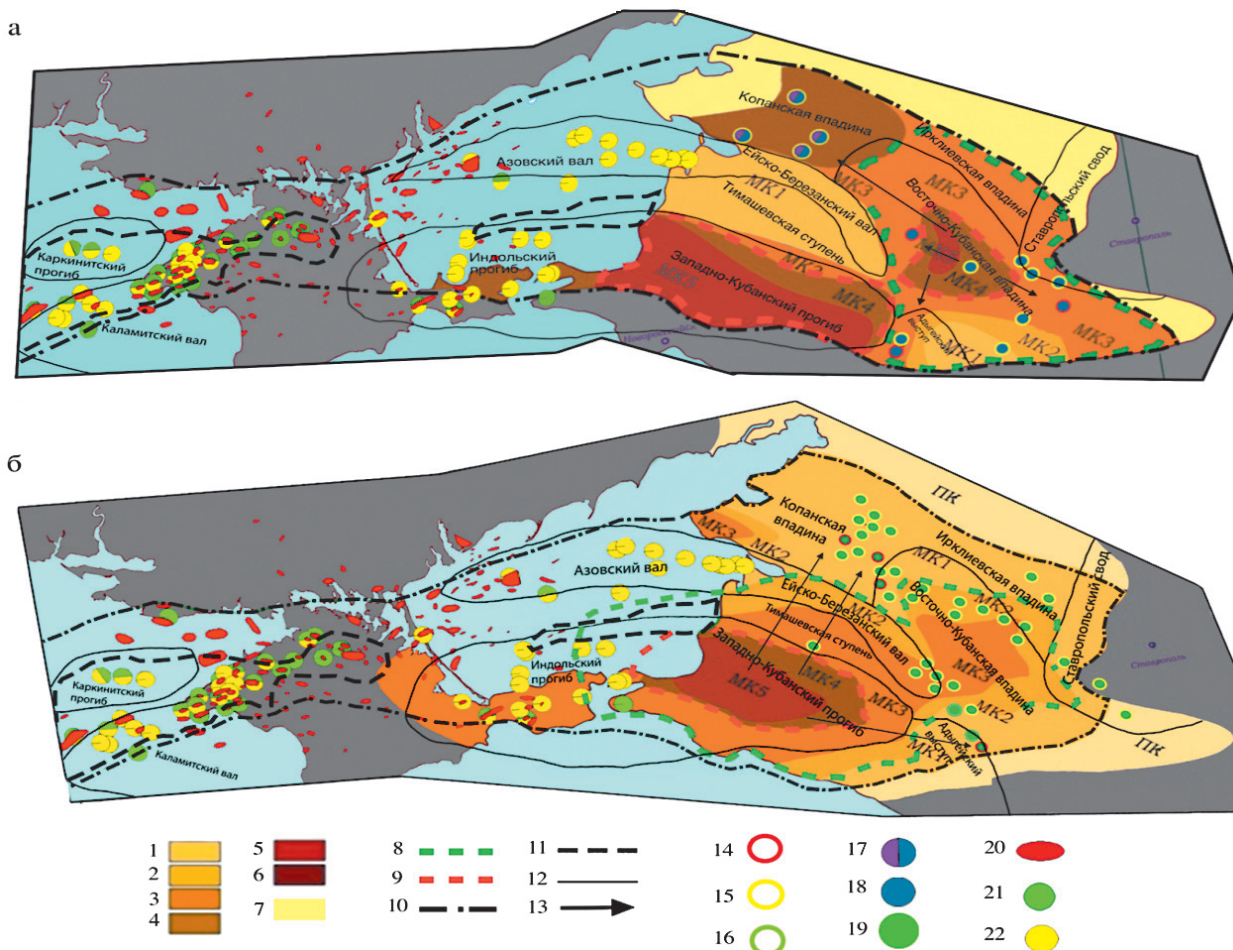


Рис. 10. Карта Крымско-Кавказских мезозойских ГАВС: а – триасово-юрской, б – меловой. 1–6 – Стадии катагенеза: 1 – МК₁; 2 – МК₂; 3 – МК₃; 4 – МК₄; 5 – МК₅; 6 – АК; 7 – зона распространения резервуара; 8 – граница «нефтяного окна»; 9 – граница «газового окна»; 10 – границы углеводородной системы; 11 – границы очага генерации УВ; 12 – границы структурно-тектонических элементов; 13 – направление миграционных потоков; 14 – газовое месторождение; 15 – газоконденсатное месторождение; 16 – нефтяное месторождение; 17 – месторождение, приуроченное к триасово-юрским отложениям; 18 – месторождение, приуроченное к юрским отложениям; 19 – месторождение, приуроченное к меловым отложениям; 20 – перспективные поднятия; 21 – нефтегазопро- явления в мезозойских отложениях; 22 – нефтегазопоявления в кайнозойских отложениях

являться основным очагом генерации углеводородов; более локальные очаги можно выделить во впадинах, разделяющих поднятия Сунженской и Терской антиклинальных зон.

В целом мезозойские нефтематеринские комплексы характеризуются чрезвычайно дифференцированным тепловым полем и, соответственно, различным положением основных генерационных зон. Для значительной части Западного Предкавказья характерны растянутая катагенетическая зональность и в основном глубокое положение ГЗН. Следствием этого является широкий глубинный диапазон возможной нефтеносности – от 2–3 км до 6 км, и газоносности – до 9 км. Согласно результатам моделирования, верхняя граница ГЗН проходит на глубине около 2000 м, что в стратиграфическом отношении в центральной части Западно-Кубанского прогиба соответствует примерно кровле верхнемиоценовых – подошве плиоценовых отложений (Яндарбиев и др., 2014, 2017). Нижняя граница нефтяного окна прослеживается на глубине около 5000 м, что в наиболее погруженной части прогиба соответствует основанию майкопской серии.

Наступление главной фазы нефтеобразования в Западном Предкавказье происходило начиная с конца юрского периода. Завершение ГЗН и наступление главной фазы

газообразования в пределах Западного Предкавказья произошло на кайнозойском этапе. В пределах Скифской плиты исключение составляют ряд площадей Адыгейского выступа, Каневско-Березанского вала и юго-западной части Восточно-Кубанской впадины, где среднеюрские и нижнемеловые отложения находятся в середине «нефтяного окна» и завершающей стадии ГЗН, а верхнемеловые – в конце протокатагенеза, в начале «нефтяного окна».

Таким образом, установлено, что для областей прогибания типична растянутая катагенетическая зональность, что обусловлено высокими скоростями осадконакопления и прогибания, а, соответственно, большой мощностью нефтематеринских отложений в очаге нефтеобразования, как правило, не менее 2,5 км.

Для прогноза и оценки возможности генерации УВ, помимо качественно-количественных характеристик НГМТ и уровня их катагенетического преобразования, необходимо учитывать степень выработанности (трансформации) ОВ, которая характеризует остаточный потенциал НГМТ. На современном этапе юрские НГМТ почти полностью выработали свой потенциал практически повсеместно в пределах Западно-Кубанского прогиба. Генерация ими углеводородов возможна лишь в пределах платформенной части региона, где они (совместно с триасовыми

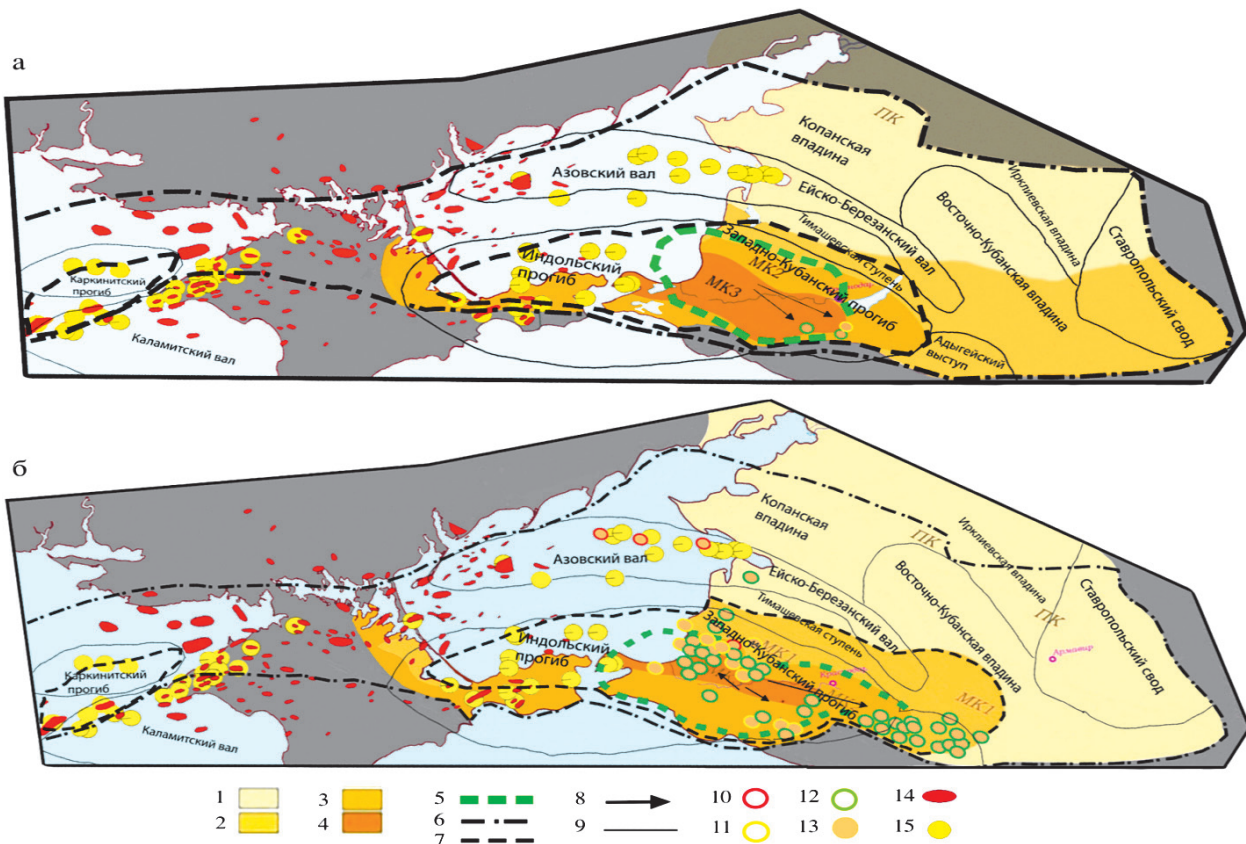


Рис. 11. Карта Крымско-Кавказских кайнозойских ГАУС: а – эоценовой, б – майкопской. 1–4 – Стадии катагенеза: 1 – ПК; 2 – МК₁; 3 – МК₂; 4 – МК₃; 5 – граница «нефтяного окна»; 6 – границы углеводородной системы; 7 – границы очага генерации УВ; 8 – направление миграционных потоков; 9 – границы структурно-тектонических элементов; 10 – газовое месторождение; 11 – газоконденсатное месторождение; 12 – нефтяное месторождение; 13 – месторождение, приуроченное к отложениям кумской и майкопской свиты; 14 – перспективные поднятия; 15 – нефтегазопроявления в кайнозойских отложениях

отложениями) находятся на грациях катагенеза МК₃₋₄ и сохранили достаточный (50–60 %) генерационный потенциал. Степень выработанности керогена апт-альбских НГМТ уменьшается от 90 % в депоцентре Западно-Кубанского прогиба до почти 70–80 % к ее бортам. В платформенной части региона они практически сохранили свой генерационный потенциал. Подобная тенденция прослеживается и для отложений кумской свиты.

Глинистые толщи майкопской серии практически полностью сохранили свой потенциал в пределах прогиба. Основываясь на специфике органического вещества и степени катагенетической преобразованности выделенных НГМТ (Zaicev et al., 2017, Mustaev et al., 2017), основными источниками нефтяных флюидов в настоящее время могут являться отложения майкопской серии и кумской свиты, частично – нижнего мела. Генерацию газовых УВ обеспечивают НГМТ юрского комплекса. Юрские нефтематеринские толщи не вносят значимый вклад в формирование нефтегазоносности передового прогиба, начиная с позднего миоцена. Однако, вероятно, все еще способны к генерации определенных объемов «сухого» газа.

В настоящее время миграционные процессы в передовом прогибе носят разнонаправленный характер. Поток флюидов из основного очага нефтеобразования, находящегося в прогнутой части региона, в основном направлен в сторону платформенного и южного бортов прогиба. Основные залежи углеводородов формировались в антиклинальных структурах центральной части меридионального сечения передового прогиба. Согласно

выполненным построениям основным природным резервуаром являются хемогенные известняки верхнемелового возраста, в которые углеводородные флюиды поступали преимущественно из нефтематеринских отложений батбайосса и апт-альба.

Выводы

По результатам геолого-геохимических исследований и моделирования в пределах Азово-Кубанского прогиба выделяются депоцентры, объединенные в четыре генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: триасово-юрскую, меловую, эоценовую и майкопскую. Перспективность прогиба обусловлена повышенной мощностью осадочного комплекса, глубина залегания которого отвечает условиям главной фазы нефтеобразования и, возможно, газообразования.

На основании проведения численного бассейнового моделирования сделан вывод, что перспективными объектами поиска углеводородов могут быть подсолевые верхнеюрские карбонатные пачки на северном борту передового прогиба, в подсолевых складках верхней юры могут находиться значительные объемы углеводородов, расчетная нефтенасыщенность здесь может достигать 80 % и более. Таким образом, ГАУС, располагающиеся в мезозойской части осадочного разреза, могут обеспечить формирование скоплений УВ в юрских, предположительно карбонатных резервуарах северного борта Индоло-Кубанского прогиба и возможно, в неантиклинальных ловушках в зоне выклинивания меловых пород на южном

борту Азовского вала. Ожидаемый тип флюида – газ.

Как показывают результаты моделирования, все перспективные объекты кайнозойской части разреза в пределах Индоло-Кубанского прогиба будут заполнены углеводородами за счет кайнозойской ГАУС – кумской, майкопской и хадумской нефтематеринских толщ. Здесь прогнозируются газонефтяные и нефтегазовые залежи. Результаты выполненных реконструкций и моделирования, обобщение результатов исследования ОВ пород и др. позволили выделить области распространения вероятных и гипотетических углеводородных систем в отложениях переходного комплекса и осадочного чехла.

Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № 075-00069-20-02 от 10 сентября 2020 г. (тема № АААА-А20-120092590017-4).

Литература

Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. (2007). Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. Москва: Научный мир, 172 с.

Баженова О.К., Фадеева Н.П., Петриченко Ю.А., Суслова Э.Ю. (2004). Закономерности нефтеобразования в осадочных бассейнах Кавказско-Скифского региона. *Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества*. Краснодар, с. 5–14.

Баженова О.К., Фадеева Н.П., Петриченко Ю.А., Суслова Э.Ю. (2005). Особенности нефтегазообразования в бассейнах Восточного Паратетиса. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 6, с. 27–35.

Болотов Е.Н. (1977). Нефтегазоматеринские свойства мезозойских глинистых отложений Восточно-Кубанской впадины. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Москва, 179 с.

Вассоевич Н.Б., Нейман Г.В. (1964). О зависимости свойств измененных нефтей от их запасов в залежах. *Геология нефти и газа*, 7, с. 13.

Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. (2018). Дегазация Земли: масштабы и последствия. *Горный журнал*, 11, с. 38–42.

Гурьев И.М. (2010). Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнеюрских и неокимских отложений юго-восточной части Надымской впадины. Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. Москва: МГУ, 26 с.

Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н. (2017а). Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 36–41.

Керимов В.Ю., Лapidус А.Л., Яндарбиев Н.Ш., Мовсумзаде Э.М., Мустаев Р.Н. (2017б). Физико-химические свойства сланцевых толщ майкопской серии Предкавказья. *Химия твердого топлива*, 2, с. 58–66.

Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Зайцев В.А. (2016). Оценка вторичных фильтрационных параметров низкопроницаемых сланцевых толщ майкопской серии центрального и восточного Предкавказья по результатам геомеханического моделирования. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 18–21

Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Минлигалиева Л.И., Гусейнов А.А. (2019). Условия формирования и развития пустотного пространства на больших глубинах. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 22–27.

Надежкин Д.В. (2011). Нефтематеринские свойства майкопских отложений и их роль в нефтегазоносности восточной части Черного моря. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Москва: МГУ им. М.В. Ломоносова, 169 с.

Суслова Э.Ю. (2006). Нефтематеринский потенциал юрских и меловых отложений Западного Предкавказья. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук*. Москва: МГУ им. М.В. Ломоносова, 23 с.

Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В., Леонов Ю.Г., Подгорных Л.В., Поляк Б.Г., Сухих Е.А., Цыбуля Л.А. (2013). Геотермия арктических морей. *Труды Геологического института*, 605, с. 1–232.

Чахмахчев В.А. (1983). Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М.: Недра, 231 с.

Яндарбиев Н.Ш., Бачин С.И., Моллаев З.Х., Гайдук В.В., Ульянов Г.В. (2014). Прогноз нефтегазоносности юрских отложений в западной части Терско-Каспийского прогиба на основе бассейнового моделирования. *Геология нефти и газа*, 3, с. 17–26.

Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба. *Георесурсы*, Спец. выпуск, с. 227–239.

Guliev I.S., Kerimov V.Y., Etirmishli G.D., Yusubov N.P., Mustaev R.N., Huseynova A.B. (2021). Modern Geodynamic Processes and Their Impact on Replenishment of Hydrocarbon Resources in the Black Sea–Caspian Region. *Geotectonics*, 55(3), 393–407. <https://doi.org/10.1134/S0016852121030055>

Gordadze G., Kerimov V., Giruts M., Poshibaeva A., Koshelev V. (2018). Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region, Russia. *Fuel*, 216, pp. 835–842. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.146>

Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. (2018). Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. *Iranian Journal of Earth Sciences*, 10(1), pp. 78–89.

Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Yandarbiev N.S., Dmitrievskij S.S. (2017). The conditions of formation of hydrocarbon accumulations in low permeability shale strata of the maikop series Ciscaucasia. *Conference Proceedings, EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2017*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700206>

Kerimov, V.Y., Osipov, A.V., Mustaev, R.N., Monakova, A.S. (2014). Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure. *16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014*.

Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Movsumzade E.M., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. (2018). Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies. *Solid Fuel Chemistry*, 52(6), 344–355. <https://doi.org/10.3103/S0361521918060071>

Mustaev R.N. (2017). Geochemical Environment of Oil and Gas Occurrences in the South-Caspian Basin Based on the Results of the Study of Mud Volcano Ejecta. *Oriental Journal of Chemistry*, 33(4), pp. 2036–2044. <http://dx.doi.org/10.13005/ojc/330452>

Mustaev R.N., Lavrenova E.A., Kerimov V.Y., Mamedov R.A. (2021). Peculiarities of Tertiary petroleum systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(10), pp. 3617–3626. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01280-5>

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E)

Zaicev V.A., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Dmitrievskij S.S. (2017). Geomechanical Modeling of Low Permeability Shale Strata of the Maikop Series Ciscaucasia. *Conference Proceedings, EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2017*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700204>

Сведения об авторах

Вагиф Юнусович Керимов – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Нурдин Шамаевич Яндарбиев – канд. геол.-мин. наук, доцент, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1

Рустам Наильевич Мустаев – канд. геол.-мин. наук, доцент, начальник управления фундаментальных и прикладных научных исследований, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Андрей Андреевич Кудряшов – аспирант, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Статья поступила в редакцию 04.11.2020;

Принята к публикации 21.04.2021;

Опубликована 30.11.2021

Hydrocarbon systems of the Crimean-Caucasian segment of the Alpine folded system

V.Yu. Kerimov¹, N.Sh. Yandarbiev², R.N. Mustaev^{1*}, A.A. Kudryashov¹

¹Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russian Federation

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Rustam N. Mustaev, e-mail: r.mustaev@mail.ru

Abstract. The article is devoted to the generation and accumulation systems in the territory of the Crimean-Caucasian segment of the Alpine folded system. An area of prolonged and stable sagging in the Mesozoic and Cenozoic – the Azov-Kuban Trough, which is a typical foreland basin – is distinguished within this segment. According to the results of geological and geochemical studies and modelling, depocentres are identified in this area, consolidated in four generative and accumulative hydrocarbon systems: Triassic-Jurassic, Cretaceous, Eocene and Maikop. Chemical-bitumenological, pyrolytic and coal petrology analysis of rock samples were carried out to assess geochemical conditions of oil and gas content in Meso-Cenozoic sediments. The modelling results made it possible to study and model the elements and processes of hydrocarbon systems in the Meso-Cenozoic in the Western Crimean-Caucasian region. It has been established that the extended catagenetic zoning is typical for these areas, which is caused by high rates of sedimentation and sagging, and large thicknesses of oil-bearing sediments in the source of oil formation, accordingly. The degree of organic matter depletion characterized the residual potential of the oil and gas source strata, was investigated. It is important for predicting and assessing the possibility of hydrocarbon generation.

Keywords: hydrocarbon systems, generation, accumulation, migration, oil-bearing strata, Crimean-Caucasian segment, modelling

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. 075-00069-20-02, September 10, 2020 (topic No. AAAA-A20-120092590017-4).

Recommended citation: Kerimov V.Yu., Yandarbiev N.Sh., Mustaev R.N., Kudryashov A.A. (2021). Hydrocarbon systems of the Crimean-Caucasian segment of the Alpine folded system. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 21–33. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.3>

References

- Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Obukhov A.N. (2007). Geological structure and hydrocarbon potential of the Eastern Black Sea region. Moscow: Nauchnyy mir, 172 p. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Fadeeva N.P., Petrichenko Yu., Suslova E.Yu. (2004). Regularities of oil formation in sedimentary basins of the Caucasian-Scythian region. *Ekologicheskii vestnik nauchnykh tsentrov Chernomorskogo ekonomicheskogo sotrudnichestva*. Krasnodar, pp. 5–14. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Fadeeva N.P., Petrichenko Yu., Suslova E.Yu. (2005). Features of oil and gas formation in the East Paratethys basins. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya*, 6, pp. 27–35. (In Russ.)
- Bolotov E.N. (1977). Oil-gas-bearing properties of Mesozoic clayey sediments of the East Kuban Basin. Cand. geol.-min. sci. diss. Moscow, 179 p. (In Russ.)
- Chakhmakhchev V.A. (1983). Geochemistry of the migration process of hydrocarbon systems. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)
- Guliev S., Mustaev R.N., Kerimov V.Y., Yudin M.N. (2018). Degassing of the earth: Scale and implications. *Gornyi Zhurnal*, 11, pp. 38–42. (In Russ.)
- Guliev I.S., Kerimov V.Y., Efirmishli G.D., Yusubov N.P., Mustaev R.N., Huseynova A.B. (2021). Modern Geodynamic Processes and Their Impact on Replenishment of Hydrocarbon Resources in the Black Sea–Caspian Region. *Geotectonics*, 55(3), 393–407. <https://doi.org/10.1134/S0016852121030055>
- Gordadze G., Kerimov V., Giruts M., Poshibaeva A., Koshelev V. (2018). Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region, Russia. *Fuel*, 216, pp. 835–842. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.146>
- Kerimov V.Y., Bondarev A.V., Mustaev R.N. (2017a). Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 8, 36–41. (In Russ.)
- Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M., Mustaev R.N. (2017b). Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia. *Solid Fuel Chem.*, 51, pp. 122–130. <https://doi.org/10.3103/S0361521917020057>

Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Yandarbiev N.S., Dmitrievskij S.S. (2017c). The conditions of formation of hydrocarbon accumulations in low permeability shale strata of the maikop series Ciscaucasia. *Conference Proceedings, EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2017*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700206>

Kerimov V.Y., Osipov, A.V., Mustaev R.N., Monakova, A.S. (2014). Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure. *16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014*.

Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. (2018). Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. *Iranian Journal of Earth Sciences*, 10(1), pp. 78–89.

Khutorskoy M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V., Leonov Yu.G., Podgomykh L.V., Polyak B.G., Sukhikh E.A., Tsybulia L.A. (2013). Geothermy of the Arctic seas. *Trudy Geologicheskogo instituta*, 605, pp. 1–232. (In Russ.)

Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Movsumzade E.M., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. (2018). Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies. *Solid Fuel Chemistry*, 52(6), 344–355. <https://doi.org/10.3103/S0361521918060071>

Mustaev R.N. (2017). Geochemical Environment of Oil and Gas Occurrences in the South-Caspian Basin Based on the Results of the Study of Old Volcano Ejecta. *Oriental Journal of Chemistry*, 33(4), pp. 2036–2044. <http://dx.doi.org/10.13005/ojc/330452>

Mustaev R.N., Lavrenova E.A., Kerimov V.Y., Mamedov R.A. (2021). Peculiarities of Tertiary petroleum systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(10), pp. 3617–3626. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01280-5>

Nadezhkin, D. V. (2011). Oil-bearing properties of the Maikop sediments and their role in the oil-and-gas bearing capacity of the eastern part of the Black Sea. Cand. geol.-min. sci. diss. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 169 p. (In Russ.)

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E)

Suslova E.Yu. (2006). Oil-bearing potential of Jurassic and Cretaceous sediments of Western Ciscaucasia. Abstract Cand. geol.-min. sci. diss. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 23 p. (In Russ.)

Yandarbayev N.Sh., Bachin S.I., Mollaev Z.H., Gaiduk V.V., Ulyanov G.V. (2014). Forecast of oil and gas bearing capacity of Jurassic deposits in the western part of the Tersko-Caspian trough on the basis of basin modeling. *Geology of Oil and Gas = Russian oil and gas geology*, 3, pp. 17–26. (In Russ.)

Zaicev V.A., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Dmitrievskij S.S. (2017). Geomechanical Modeling of Low Permeability Shale Strata of the Maikop Series Ciscaucasia. Conference Proceedings, EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2017. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700204>

About the Authors

Vagif Yu. Kerimov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23 Miklukho-Maklaya st., Moscow, 117997, Russian Federation

Nurdin Sh. Yandarbiev – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Lomonosov Moscow State University

1 Leninskie gory, Moscow, 119991, Russian Federation

Rustam N. Mustaev – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Head of the Department of Fundamental and Applied Scientific Research, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23 Miklukho-Maklaya st., Moscow, 117997, Russian Federation

Andrey A. Kudryashov – Postgraduate student, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23 Miklukho-Maklaya st., Moscow, 117997, Russian Federation

Manuscript received 4 November 2020;
Accepted 21 April 2021; Published 30 November 2021