

ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА  
OIL AND GAS FIELD GEOLOGY

УДК 550.8

УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ  
ВОСТОЧНОГО И ЦЕНТРАЛЬНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Д.Д. ИСМАИЛОВ<sup>1</sup>, С.Г. СЕРОВ<sup>2</sup>, Р.Н. МУСТАЕВ<sup>2</sup>, А.В. ПЕТРОВ<sup>2</sup>

<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени им. Губкина  
65, Ленинский проспект, г. Москва 119991, Россия  
e-mail: dzhavidan007@mail.ru

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»  
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия  
e-mail: office@mgri.ru

Показаны результаты исследований углеводородных систем Восточного и Центрального Предкавказья. Район исследований охватывает часть Скифской платформы, а именно северный борт Терско-Каспийского краевого прогиба, северо-восточную часть Восточно-кубанской впадины, Терско-Кумскую впадину и Ставропольский свод. По итогам проведенных работ и бассейновому моделированию процессов генерации, эмиграции и аккумуляции углеводородов — выполнена реконструкция истории нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в осадочном чехле региона. Бассейновое моделирование процессов образования углеводородов в Центральном и Восточном Предкавказье проводилось с использованием программного комплекса PetroMod (Schlumberger). Полученные результаты позволили определить динамику процессов трансформации органического вещества, эволюцию зон нефте- и газообразования, время и предполагаемые пути миграции углеводородов, фазовый состав и степень углеводородонасыщения разреза и т. п. Достоверность модели корректировалась сравнением значений реперов (современные пластовые температуры, замеренные в скважинах, с расчетными их значениями, полученными в результате моделирования). Определены местоположение возможных очагов генерации углеводородов в осадочном чехле, пути миграции, фазовый состав углеводородов, интенсивность углеводородонасыщения в пределах отдельных тектонических зон и структур. Установлено основные очаги генерации углеводородов в южной части исследуемого региона располагаются в Чеченской впадине (Терско-Каспийский прогиб), на платформенной части — в зоне Манычского прогиба и Ногайской ступени.

Ключевые слова: Восточное и Центральное Предкавказье; углеводородные системы; моделирование; генерация; интенсивность.

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-6-63-72>

CONDITIONS OF OIL AND GAS FORMATION IN THE TERRITORY  
OF THE EASTERN AND CENTRAL CISCAUCASIA

DZAVIDAN D. ISMAILOV<sup>1</sup>, SERGEY G. SEROV<sup>2</sup>, RUSTAM N. MUSTAEV<sup>2</sup>, ALEXEY V. PETROV<sup>2</sup>

<sup>1</sup>National University of Oil and Gas «Gubkin University»  
65, Leninskiy prosp., Moscow 119991, Russia  
e-mail: dzhavidan007@mail.ru

<sup>2</sup>Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting  
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia.  
e-mail: office@mgri.ru

The results of studies of hydrocarbon systems of the Eastern and Central Ciscaucasia are shown. The research area covers part of the Scythian platform, namely, the northern side of the Terek-Caspian foredeep, the north-eastern part of the East Kuban depression, the Tersko-Kum depression and the Stavropol arch. Based on the results of the work and basin modelling of hydrocarbons generation, emigration and accumulation processes, the reconstruction of the history of oil and gas formation and oil and gas accumulation in the sedimentary cover of the region was



completed. The basin modelling of hydrocarbon formation processes in Central and Eastern Ciscaucasia was carried out using the PetroMod (Schlumberger) program complex. The obtained results made it possible to determine the dynamics of organic substance transformation processes, evolution of oil and gas formation zones, time and expected paths of hydrocarbon migration and phase composition and degree of hydrocarbon saturation of the section. The model reliability was corrected by comparing the values of benchmarks (modern reservoir temperatures measured in wells, with their calculated values obtained as a result of modelling). The location of possible foci of hydrocarbon generation in the sedimentary cover, the migration paths, the phase composition of hydrocarbons, the intensity of hydrocarbon saturation within individual tectonic zones and structures were determined. It has been established that the main foci of hydrocarbon generation in the southern part of the studied region are located in the Chechen depression (Tersko-Caspian deep), on the platform part—in the zone of the Manych deep and Nogai stage.

Keywords: Eastern and Central Ciscaucasia; hydrocarbon systems; modelling; generation; intensity

Скифская плита — часток эпигерцинской платформенной области с мощным осадочным чехлом. Палеозойский фундамент осложнен как крупными положительными тектоническими элементами — Прикумским сводом, Ставропольским сводом и Донецко-Каспийской погребенной складчатой зоной, так и отрицательными — Терско-Каспийским прогибом и Восточно-Кубанской впадиной [2, 4–5].

Район исследований охватывает только часть Скифской платформы, а именно северный борт Терско-Каспийского краевого прогиба, северо-восточную часть Восточно-кубанской впадины, Терско-Кумскую впадину и Ставропольский свод.

Терско-Каспийский и Западно-Кубанский краевые прогибы входят в краевую систему молодой Скифской платформы. Зоны передовой складчатости мегаантиклинория Большого Кавказа ограничивают с севера эти мегапрогибы [3, 8–12]. Складчатые сооружения в пределах краевых прогибов и северного склона антиклинория Большого Кавказа имеют весьма сложное строение с диапирами и разрывными нарушениями. «Терско-Каспийский краевой прогиб представляет собой крупный самостоятельный элемент Северного Кавказа. Прогиб расположен между юго-восточным окончанием эпигерцинской Скифской плиты на севере и мегантиклинорием Большого Кавказа на юге. С запада прогиб ограничен Минераловодским выступом Северо-Кавказского краевого массива, а на востоке Дагестанским выступом. Мощность земной коры, по данным МОВЗ, составляет в среднем 40 км на границе Скифской плиты при мощности осадочного чехла 4–6 км, и достигает 45–58 км в пределах мегантиклинория Кавказа. В центральной части прогиба мощность земной коры уменьшается до 35–40 км и соответственно отмечается подъем границы Мохоровичича. Мощность осадочного чехла в центральной части прогиба достигает 12 км. В строении Терско-Каспийского краевого прогиба отмечаются черты, как платформ, так и складчатых областей. В результате многократных активизаций тектонические структуры Терско-Каспийского прогиба отличаются сложностью и дифференцированностью, большими амплитудами перемещений блоков земной коры по разломам и

надвигом, что привело к выпадению из разрезов отдельных частей стратиграфических подразделений, формированию крупных несогласий и резкому изменению мощностей и фаций отложений в осадочном чехле» [1].

### Методика

Бассейновое моделирование процессов образования углеводородов в Центральном и Восточном Предкавказье проводилось с использованием программного комплекса PetroMod 12.1 (Schlumberger). В соответствии с методическими требованиями данной программы, для создания адекватной геолого-геохимической модели были загружены следующие типы исходных данных:

а) *Геологические данные* (сейсмогеологические разрезы, литолого-петрофизические характеристики пород (из базы данных библиотек PetroMod);

б) *Геотермические данные* (данные точечных замеров температур и давлений в скважинах на различных глубинах, среднегодовых температур на поверхности осадков и замеры теплового потока);

в) *Геохимические данные* (тип и содержание органического вещества, величина водородного индекса).

Для восстановления геолого-геохимической истории углеводородных систем были выполнены следующие реконструкции:

- тектонического погружения;
- тепловой истории недр;
- развития процессов нефтегазогенерации

Полученные результаты позволили определить динамику процессов трансформации органического вещества, эволюцию зон нефте- и газообразования, время и предполагаемые пути миграции углеводородов, фазовый состав и степень углеводородонасыщения разреза и др.

Достоверность модели корректировалась сравнением значений реперов (современные пластовые температуры, замеренные в скважинах, с расчетными их значениями, полученными в результате моделирования).

### Результаты моделирования

Для создания структурной основы модели были использованы региональные структурные карты из «Атласа геологического строения и нефтегазонос-

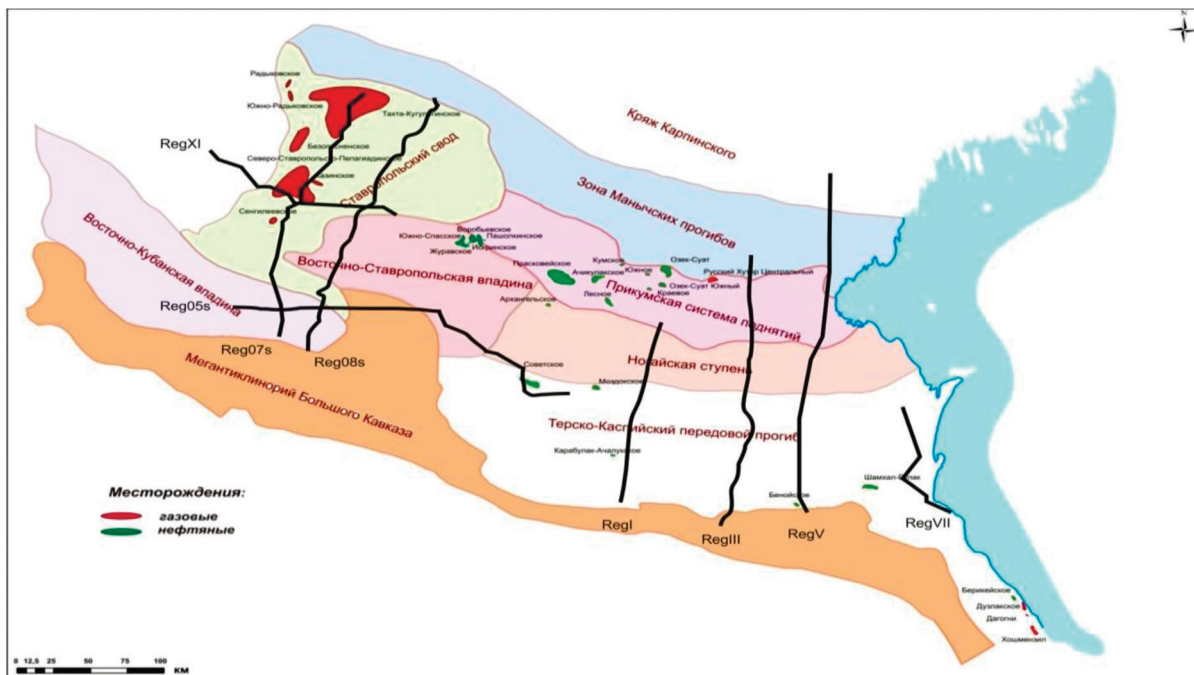


Рис. 1. Схема расположения использованных региональных сейсмических профилей (Центральное Предкавказье: Reg05s, Reg07s, Reg08s, RegXI; Восточное Предкавказье: RegI, RegIII, RegV и RegVII)

ности Юга России» ГНЦ «Южморгеология», сейсмогеологические разрезы по глубинным сейсмопрофилям (рис. 1).

Оцифровка и ввод данных по структурным картам для различных стратиграфических комплексов

из «Атласа» позволило построить 3D геологическую модель осадочного чехла исследуемого региона (рис. 2). На объемной модели отчетливо обозначаются основные тектонические элементы II порядка, что подтверждает ее корректность. Палео-

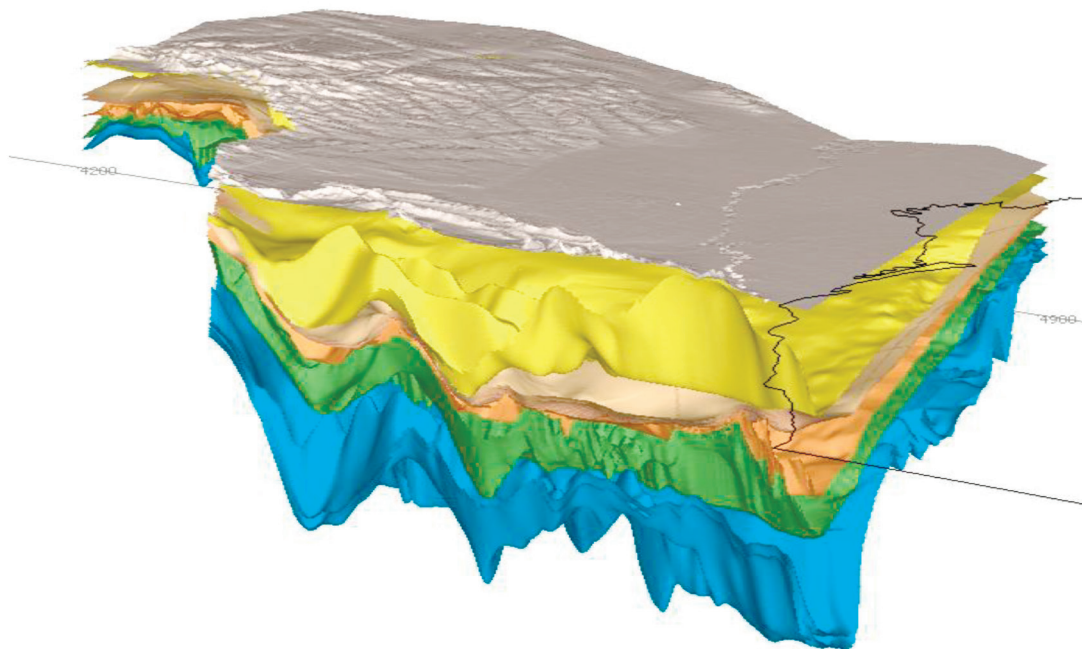


Рис. 2. 3D геологическая модель осадочного чехла региона



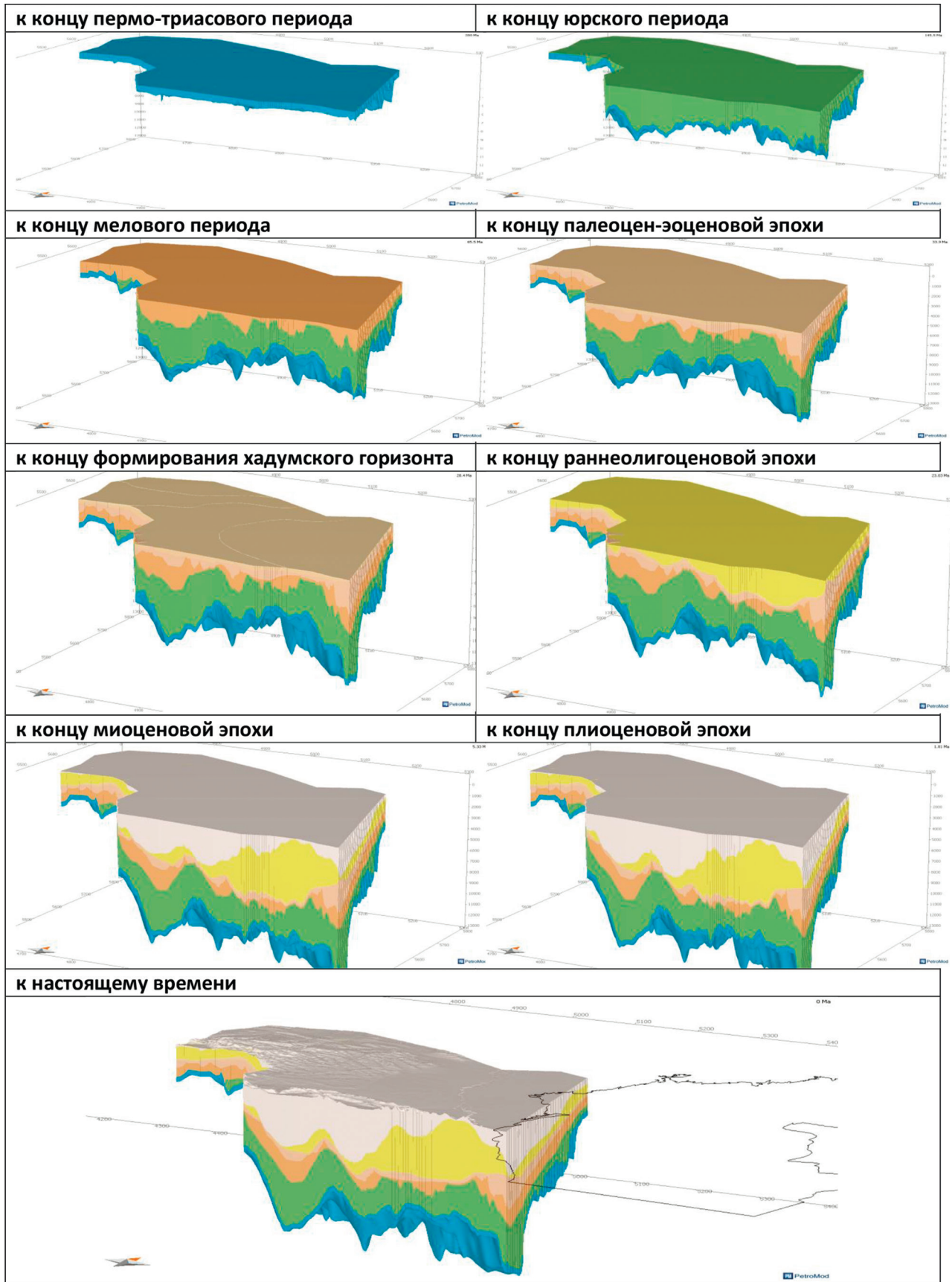


Рис. 3. Палеотектоническая эволюция осадочного чехла на альпийском этапе развития исследуемого региона



тектоническая эволюция модели на протяжении альпийского геотектонического этапа развития региона приведена на рис. 3.

**Выделение литолого-фациальных зон.** Следующим этапом моделирования являлось литологическое насыщение структурной модели. При построении литологических моделей осадочного чехла по линиям региональных сейсмических разрезов (см. выше) использовались следующие литотипы пород для основных стратиграфических комплексов (справочные данные по Предкавказью и параметры программного пакета PetroMod):

- Наиболее древними толщами осадочного чехла в моделях являются преимущественно терригенные отложения ранней и средней юры;
- Верхнеюрские отложения, представленные чередованием доломитов, известняков, ангидритов и солей;
- Чередование известняков глинистых, доломитов, песчаников, алевролитов и аргиллитов берриаса-готерива;
- Чередование песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов апт-альбских отложений;
- Преимущественно карбонатные отложения верхнего мела, палеоцена;
- Мергели, карбонатные глины эоцена;
- Глины майкопской серии;
- Отложения чокрак-эоплейстоценового комплекса представлены преимущественно терригенными отложениями.

В качестве примера двумерной литологической модели приведено распределение литологических

типов пород по разрезу осадочного чехла по линии субмеридионального сейсмопрофиля RegIII (рис. 4).

**Возможные очаги нефтегазогенерации.** В качестве очагов нефтегазогенерации обычно рассматриваются нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), находящиеся в главной зоне нефтеобразования. «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 миграция углеводородов из данных областей в коллекторские горизонты. Основной характеристикой очага нефтеобразования является степень катагенетической преобразованности находящихся в нем НГМТ, что в совокупности с типом исходной органики определяет фазовый состав генерируемых флюидов. Для определения положения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) использовались расчетные значения отражательной способности витринита. По классификации Н.Б. Вассоевича границам ГЗН соответствуют градации катагенеза МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>, что соответствует значениям отражательной способности витринита в масле (R<sup>o</sup>) 0,55—1,2%. Пик нефтеобразования приходится на стадию МК<sub>2</sub> (R<sup>o</sup> от 0,65 до 0,85%). «Газовому окну» (главной зоне газообразования (ГЗГ)) соответствуют значения R<sup>o</sup>=1,2—4%. В начале «газового окна» генерируется преимущественно «жирный» газ (до R<sup>o</sup> = 2%), далее происходит генерация «сухого» газа, в составе которого преобладает метан» [7].

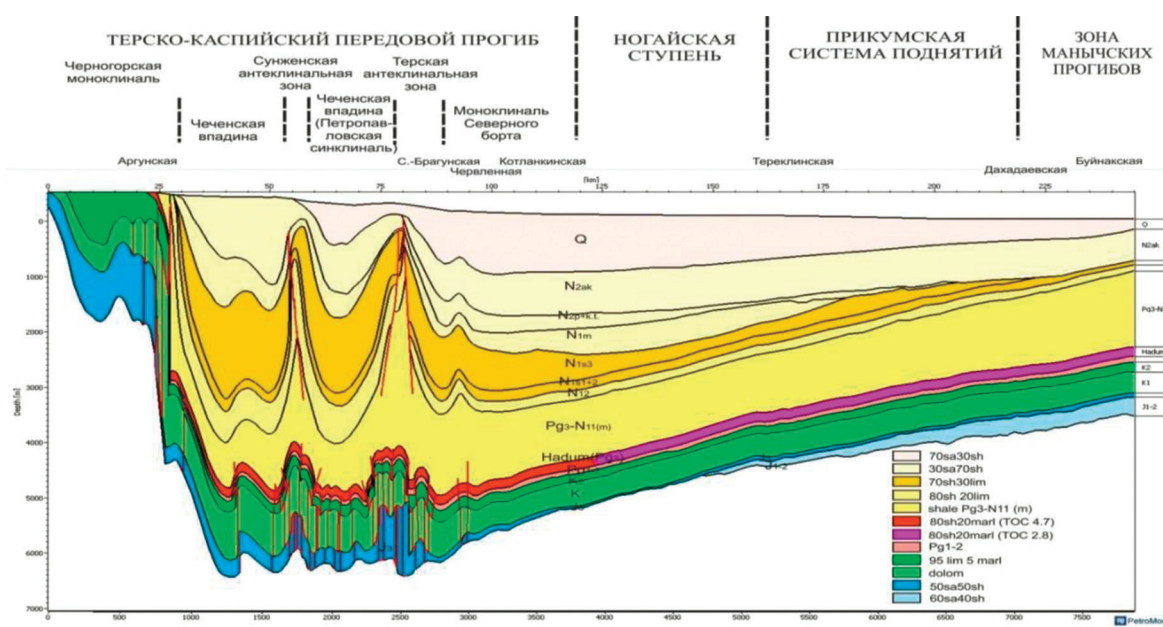


Рис. 4. Двумерная литологическая модель по линии субмеридионального сейсмического профиля RegIII

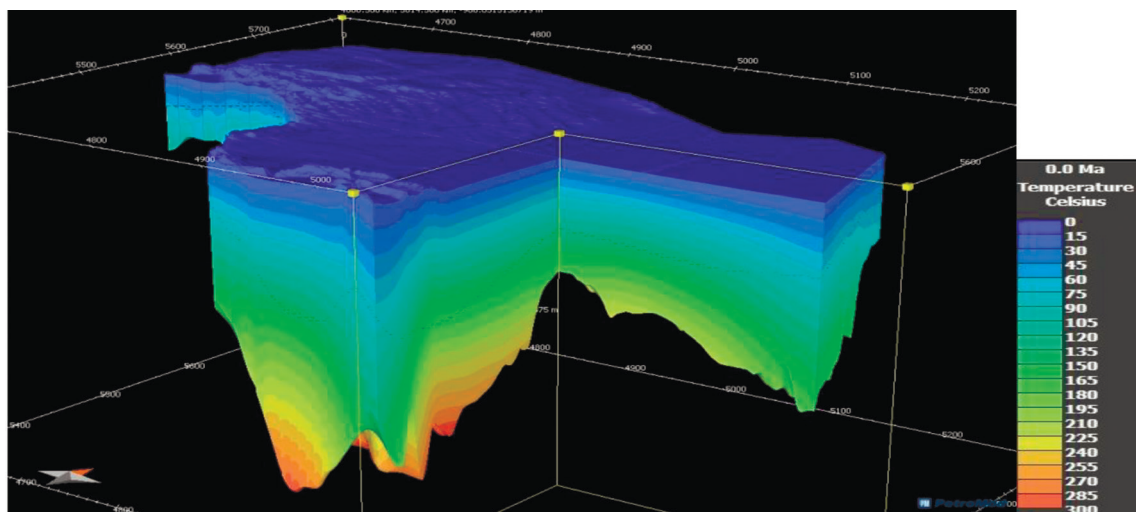


Рис. 5. Объемная модель распределения современных пластовых температур осадочного чехла Центрального и Восточного Предкавказья

Для построения и корреляции катагенетической модели использовались скважинные замеры пластовых температур (Тпл), замеры Т<sub>max</sub> и отражательной способности витринита (R<sup>o</sup>, %). Современная температурная зональность осадочного чехла приведена на рис. 5.

Характер распределения плотности тепловых потоков в регионе показан на рис. 6. Здесь видно, что зона максимальных значений (50–62 мВт/м<sup>2</sup>) тепловых потоков HF — Heat Flow протягивается в диагональном направлении от северной части Терско-Каспийского прогиба и центра Ногайской ступени в сторону Ставропольского свода

и Восточно-Кубанской впадины по направлению юго-восток — северо-запад, затрагивая и мегантиклинорий Большого Кавказа.

В районе площадей Чкаловская и Довсунская выделяются отдельные минимумы (35–40 мВт/м<sup>2</sup>). В южной части Терско-Каспийского прогиба, а также в зоне Маньчских прогибов значения тепловых потоков относительно невелики (20–35 мВт/м<sup>2</sup>). Восточная часть изучаемого региона также характеризуется небольшими значениями HF — не более 36 мВт/м<sup>2</sup>. «Для характеристики нефтематеринских отложений при моделировании были использованы исходные значения следующих геохимиче-

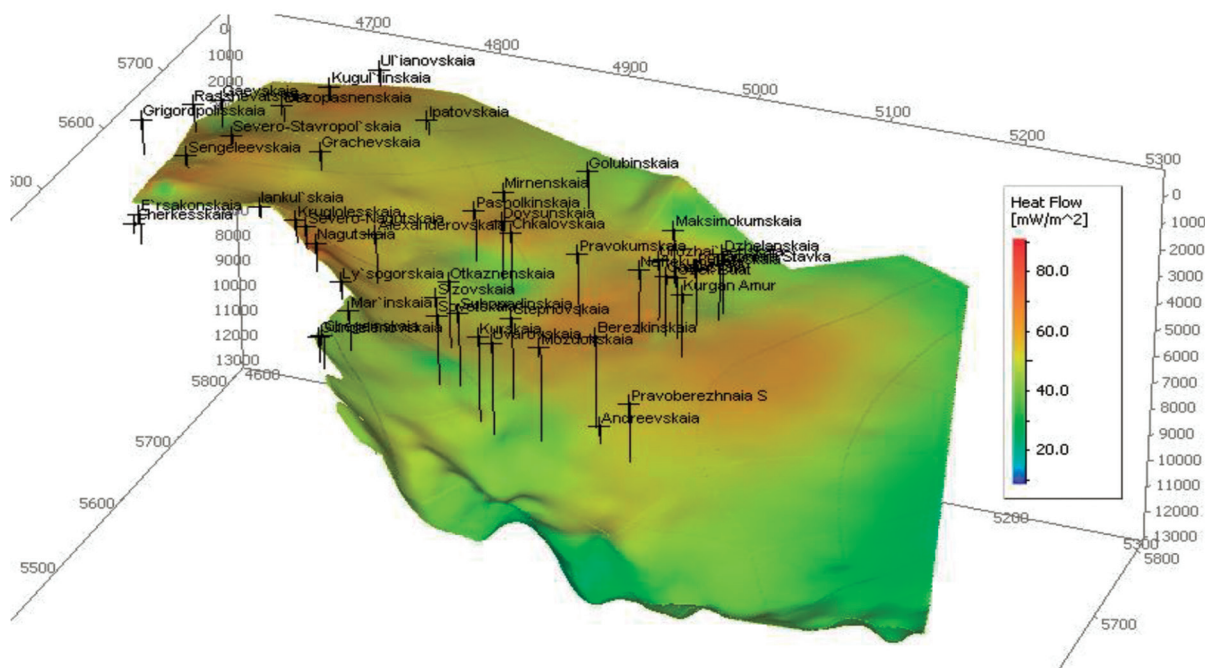


Рис. 6. Модель распределения тепловых потоков в изучаемом регионе (с местоположением скважин)



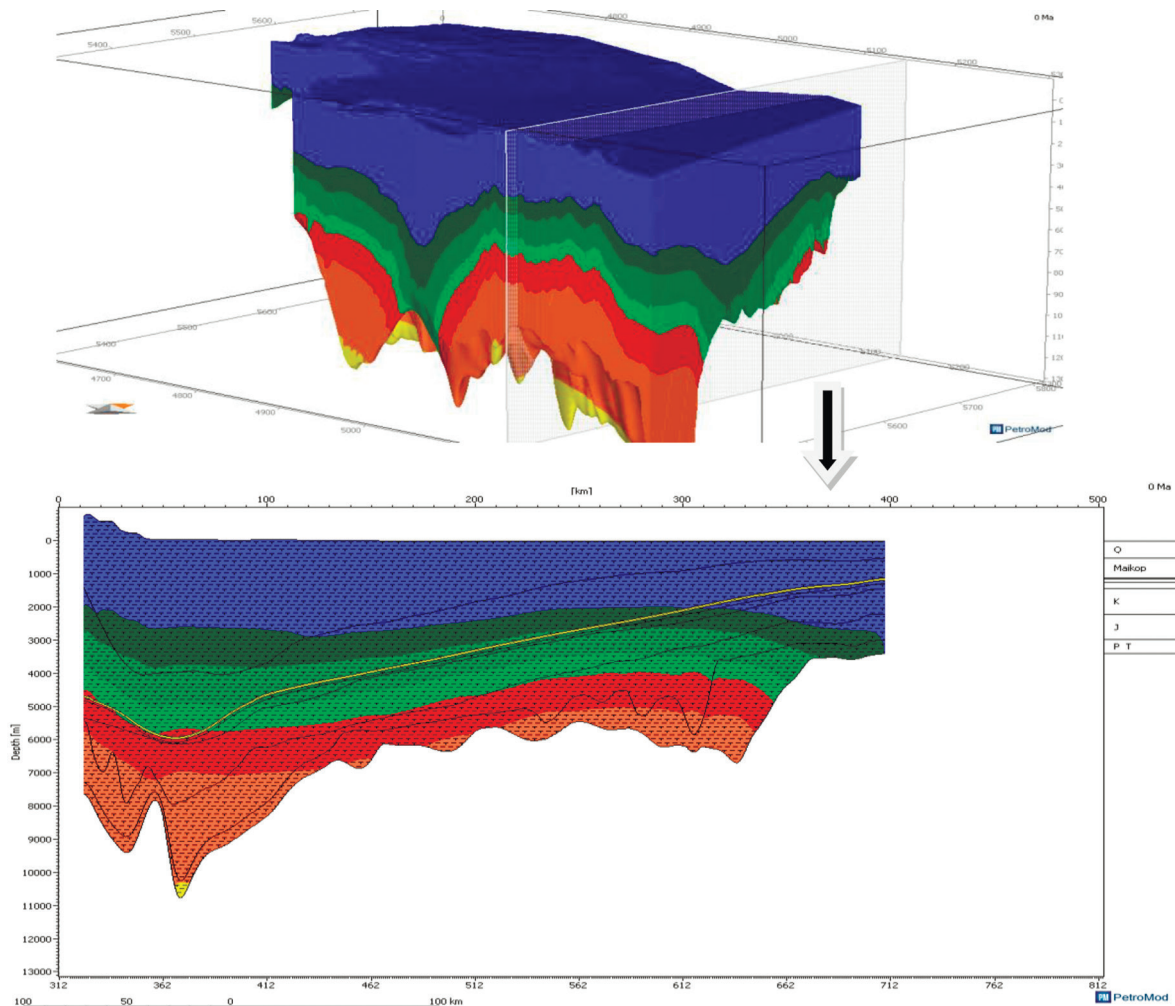


Рис. 7. 3D катагенетическая модель осадочного чехла Центрального и Восточного Предкавказья (желтой линией выделена кровля хадумской свиты)

ских параметров:  $C_{орг}$  — процентное содержание органического углерода в осадочных породах; HI (водородный индекс) — отношение количества сгенерированных УВ (пик  $S_2$  на диаграмме пиролиза Rock-Eval) к  $C_{орг}$ ; Тип ОВ — тип керогена, определяется главным образом на основе химической и углепетрографической характеристик керогена» [6,7].

По результатам моделирования (рис. 7) верхняя граница ГЗН для Терско-Каспийского прогиба в разных тектонических зонах фиксируется на глубинах от 2700 до 3500 м, нижняя граница ГЗН приурочена к глубинам от 4000 до 5000 м. В нижнюю зону генерации газа хадумские отложения вошли только в глубокопогруженной части Терско-Каспийского прогиба на глубинах 5600—6000 м. В региональном плане отмечается возрастание катагенеза в юго-восточном направлении (от кряжа Карпинского к наиболее погруженной части Терско-Каспийского прогиба).

На двумерных катагенетических моделях по серии субмеридиональных сейсмопрофилей отчетливо выделяется ряд очагов нефтеобразования в пределах наиболее погруженных частей передового прогиба (Осетинской, Чеченской и Сулакской впадин). Так, на профиле RegI (скв. Карабулак-Ачалуки-172 — скв. Тукуйская-1) наиболее погруженной областью является Осетинская впадина, которая может являться основным очагом генерации углеводородов, локальный подочаг можно выделить в Алханчуртской синклиналиной зоне, разделяющей поднятия Сунженской и Терской антиклинальных зон (рис. 8). Глубина расположения очагов соответствует интервалу от 2800 до 5000 м.

На профиле RegV (скв. Беной-45 — скв. Пологая-351) очаг нефтеобразования приурочен к Сулакскому прогибу (рис. 8 б).

В дагестанской части передового прогиба глубинный интервал очага нефтеобразования распо-

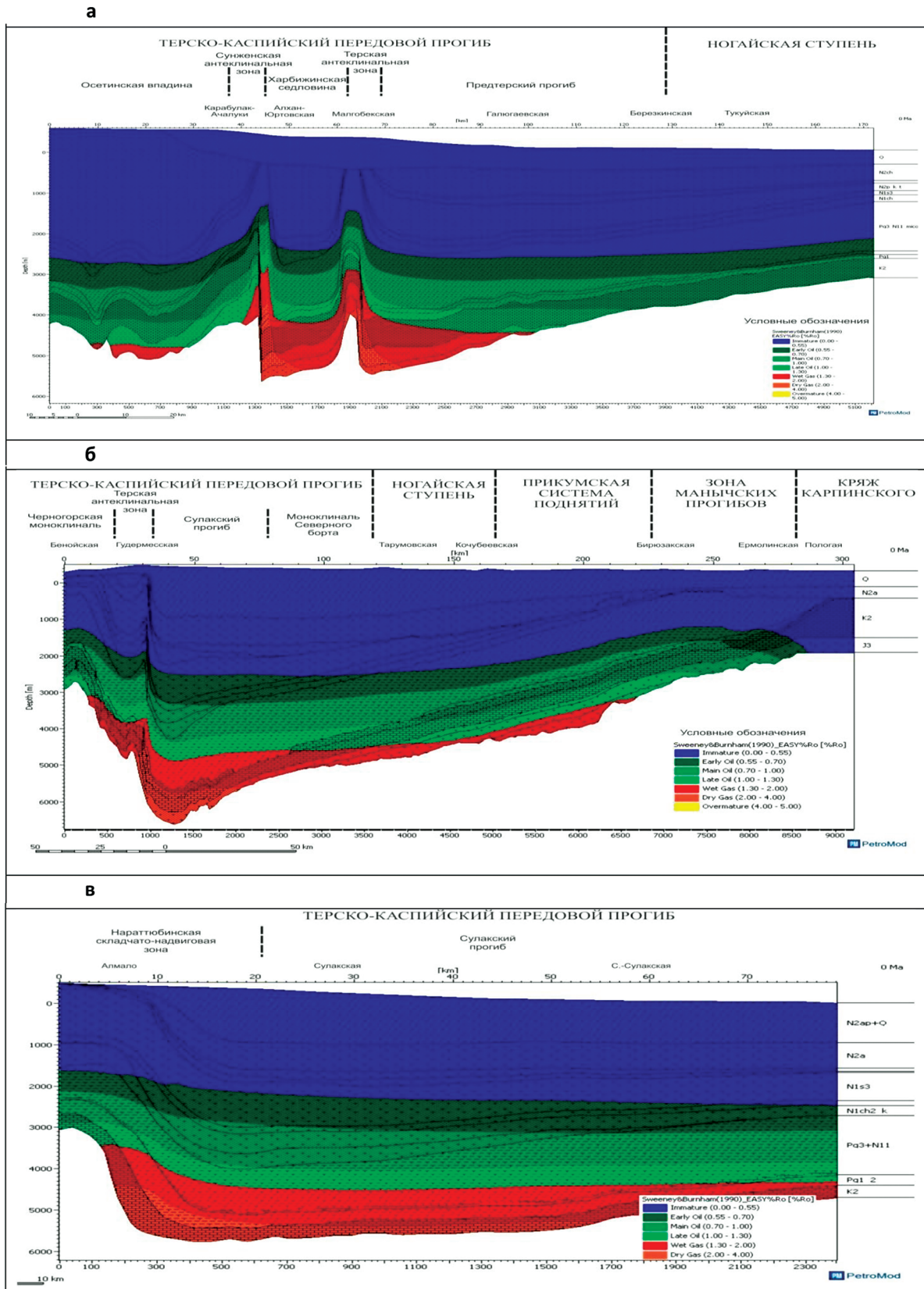


Рис. 8. Катагенетическая зональность осадочного чехла: а- по профилю RegI (скв. Карабулак-Ачалуки-172 – скв. Тукуйская-1) по профилю RegI; RegV (скв.Беноев-45 – скв.Пологая-351); по профилю RegVII (скв.Алмало-1 – скв. Сев.Сулакская-2)





лагается заметно выше, чем в Терско-Сунженской зоне (рис. 8 в), что, вероятно, объясняется более жесткими термобарическими условиями.

### Заключение

По результатам проведенных исследований по бассейновому моделированию процессов генерации, эмиграции и аккумуляции углеводородов выполнена реконструкция истории нефтегазообразования и нефтегазонакопления в осадочном чехле региона. Определены местоположение возможных очагов генерации УВ в осадочном чехле, пути миграции, фазовый состав УВ, интенсивность углеводородонасыщения в пределах отдельных тектонических зон и структур. Основные очаги генерации УВ в южной части исследуемого региона располагаются в Чеченской впадине (Терско-Каспийский прогиб), на платформенной части — в зоне Манычского прогиба и Ногайской ступени.

На основе сопоставления результатов проведенного моделирования с фактическими данными поисково-разведочных работ обоснована адекватность полученных моделей реальным природным

объектам, что позволяет их использовать для последующей разработки рекомендаций по проведению поисково-разведочных работ на нефть и газ на территории Центрального и Восточного Предкавказья.

Результаты моделирования согласуются с фактическими данными, полученными в процессе многолетних поисково-разведочных работ в регионе, что подчеркивает корректность проведенного моделирования. Так, по данным моделирования залежи углеводородов приурочены к коллекторам хемогенных известняков верхнего мела на площадях: Андреевская, Старогрозненская, Хаян-Корт, Правобережное. Степень насыщенности коллекторов, без учета разработки месторождений, высокая — до 80-90%. В процессе поискового бурения на этих структурах были открыты промышленные скопления нефти. В платформенной части территории, согласно проведенному двумерному моделированию, скопления УВ в юрских отложениях фиксируются на Южно-Буйнакском, Майском, Октябрьском площадях, что также подтверждено в ходе буровых работ.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Абубакарова Э.А. Выделение тектонических структур Терско-Каспийского прогиба по геолого-геофизическим данным: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук // Рос. гос. геологоразведоч. ун-т им. С. Орджоникидзе, Москва, 2012, 21 с.
2. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспатических и геоэкологических карт Центральной Евразии. Алма-Ата: НИИ Природных ресурсов ЮГГЕО. 2002.
3. Баженова О.К., Фадеева Н.П., Петриченко Ю.А. Положение главной зоны нефтеобразования в Индоло-Кубанском прогибе // Материалы пятой международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». М.: Моск. ун-та, 2001. С. 36–38.
4. Короновский Н.В., Зайцев В.А., Панина Л.В. Современная геодинамика Скифской плиты по данным тектонофизического моделирования / Материалы XLIII Тектонического совещания «Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя». М.: ГЕОС. 2010, Т. 1. С. 372–376.
5. Сен-Жермес М.Л., Баженова О.К., Боден Ф., Запорожец Н.И., Фадеева Н.П. Органическое вещество в майкопских отложениях олигоцена Северного Кавказа // Литология и полезные ископаемые. 2000. № 1. С. 56–73.
6. Яндарбиев Н.Ш., Даштиев З.К. О возможностях поисков «сланцевых» залежей нефти и газа в Предкавказье // Региональная геология и нефтегазоносность Кавказа. Материалы научно-практической конференции, посвященной памяти засл. геолога РФ Д.А. Мирзоева. Махачкала, 2012. С. 234–236.
7. Яндарбиев Н.Ш., Бачин С.И., Моллаев З.Х., Гайдук В.В., Ульянов Г.В. Прогноз нефтегазоносности юрских отложений в западной части Терско-Каспийского прогиба на основе бассейнового моделирования // Геология нефти и газа. 2014. № 3. С. 17–26.
8. Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Revue de l'Institut Francais du petrole, 1986. vol. 41. N 1.
9. Guliyev I.S., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Bondarev A.V. The estimation of the generation potential of the low permeable shale strata of the maikop caucasian series // SOCAR Proceedings, 2018, (1), 4–20.
10. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bulletin. 1986. V. 70. N 3. P. 318.8
11. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook, Tools for Seismic Analysis in Porous Media, 2009, Cambridge University Press, 2nd edition.
12. Mustaev R.N., Zakharchenko, M.V., Kerimova L.I., Salihova I.M. Chemical structure of kerogen of shale formations (By the Example of the Shale Formations of the East European Platform) // Oriental Journal of Chemistry, 2018, 34(5), 2317–2324
13. Mustaev R.N., Serov S.G., Serikova U.S., Kerimova L.I., Ismailov D.D. Assessment of the oil and gas potential of the maikop series ciscaucasia based on the results of hydrocarbon systems modeling (Conference Paper). Geomodel 2017 – 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Volume 2017 – September, 2017; Gelendzhik; Russian Federation; 11 September 2017 до 14 September 2017; Code 135105.

### REFERENCES

1. Abubakarova J.A. *Vydelenie tektonicheskikh struktur Tersko-Kaspijskogo progiba po geologo-geofizicheskim dannym: avtoreferat dis. ... kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk.* Ros. gos. geologorazvedoch. un-t im. S. Ordzhonikidze, Mosk-va, 2012, 21 p. (in Russian).
2. *Atlas litologo-paleogeograficheskikh, strukturnykh, palinspaticheskikh i geojekologicheskikh kart Central'noj Evrazii.* Alma-Ata: NII Prirodnih resursov JuGGEO, 2002. (in Russian)
3. Bazhenova O.K., Fadeeva N.P., Petrichenko Ju.A. *Polozhenie glavnoj zony nefteobrazovaniya v Indolo-Kubanskom*



- progibe*. Materialy pjatoj mezhdunarodnoj konferencii «Novye idei v geologii i geohimii nefiti i gaza». M.: Mosk. un-ta, 2001, pp. 36–38. (in Russian)
4. Koronovskij N.V., Zajcev V.A., Panina L.V. *Sovremennaja geodinamika Skifskoj plity po dannym tektonofizicheskogo modelirovanija*. Materialy XLIII Tektonicheskogo soveshhanija «Tektonika i geodinamika skladchatyh pojasov i platform fanerozoja». M.: GEOS, 2010, Tom 1, pp. 372–376. (in Russian)
  5. Sen-Zhermes M.L., Bazhenova O.K., Boden F., Zaporozhec N.I., Fadeeva N.P. Organicheskoe veshhestvo v majkopskih otlozhenijah oligocena Severnogo Kavkaza. *Litologija i poleznye iskopaemye*, 2000, no 1, pp. 56–73. (in Russian)
  6. Jandarbiev N.Sh., Dashtiev Z.K. O vozmozhnostjah poiskov «slancevyh» zalezhej nefiti i gaza v Predkavkaz'e. Regional'naja geologija i neftegazonosnost' Kavkaza. *Materialy nauchno-prakticheskoy konferencii, posvjashhennoj pamjati zasl. geologa RF D.A. Mirzoeva*, Mahachkala, 2012, pp. 234–236. (in Russian)
  7. Jandarbiev N.Sh., Dashtiev Z.K. O vozmozhnostjah poiskov «slancevyh» zalezhej nefiti i gaza v Predkavkaz'e. Regional'naja geologija i neftegazonosnost' Kavkaza. *Materialy nauchno-prakticheskoy konferencii, posvjashhennoj pamjati zasl. geologa RF D.A. Mirzoeva*, Mahachkala, 2012, pp. 234–236. (in Russian)
  8. Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. *Revue de l'Institut Francais du petrole*, 1986, vol. 41, no 1.
  9. Guliyev I.S., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Bondarev A.V. *The estimation of the generation potential of the low permeable shale strata of the maikop caucasian series*. SOCAR Proceedings, 2018, (1), 4–20.
  10. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 1986, V. 70. no 3, P. 318.8.
  11. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. *The Rock Physics Hand- book, Tools for Seismic Analysis in Porous Media*, 2009, Cambridge University Press, 2nd edition.
  12. Mustaev, R.N., Zakharchenko M.V., Kerimova L.I., Salihova I.M. Chemical structure of kerogen of shale formations (By the Example of the Shale Formations of the East European Platform). *Oriental Journal of Chemistry*, 2018, 34(5), 2317–2324.
  13. Mustaev R.N., Serov S.G., Serikova U.S., Kerimova L.I., Ismailov D.D. *Assessment of the oil and gas potential of the maikop series ciscaucasia based on the results of hydrocarbon systems modeling (Conference Paper)*. Geomodel 2017 – 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Volume 2017 – September, 2017, Gelendzhik, Russian Federation, 11 September 2017 до 14 September 2017, Code 135105.
-