

СЛАНЦЕВЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Керимов В.Ю.<sup>1,3</sup>, Гулиев И.С.<sup>2</sup>, Джавадова А.С.<sup>1</sup>,  
Мустаев Р.Н.<sup>3</sup>, Гурбанов В.Ш.<sup>1</sup>, Гусейнова Ш.М.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Министерство науки и образования Азербайджанской Республики,

Институт нефти и газа, Азербайджан

AZ1000, Баку, ул. Ф.Амирова, 9: [huseynova\\_shalala@yahoo.com](mailto:huseynova_shalala@yahoo.com)

<sup>2</sup>Президиум Национальной академии наук Азербайджана, Азербайджан

AZ1001, Баку, ул. Истиглалият, 30: [i.s.guliyev@gmail.com](mailto:i.s.guliyev@gmail.com)

<sup>3</sup>Российский государственный геологоразведочный университет

имени Серго Орджоникидзе, Российская Федерация

117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23: [mustaevrn@mgri.ru](mailto:mustaevrn@mgri.ru)

SHALE OIL AND GAS SYSTEMS OF THE SOUTH CASPIAN DEPRESSION

Kerimov V.Yu.<sup>1,3</sup>, Guliyev I.S.<sup>2</sup>, Javadova A.S.<sup>1</sup>, Mustaev R.N.<sup>3</sup>, Gurbanov V.Sh.<sup>1</sup>, Huseynova Sh.M.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Oil and Gas, Azerbaijan  
9, F.Amirov str., Baku, AZ1000

<sup>2</sup>Presidium of Azerbaijan National Academy of Sciences, Azerbaijan  
30, Istiglaliyyat Str., Baku, AZ1001: [i.s.guliyev@gmail.com](mailto:i.s.guliyev@gmail.com)

<sup>3</sup>Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Russian Federation  
23, Miklouho-Maclay Str., Moscow, 117997: [mustaevrn@mgri.ru](mailto:mustaevrn@mgri.ru)

**Keywords:** South Caspian depression, shale strata, hydrocarbon system, kerogen, catagenesis, organic porosity, adsorption

**Summary.** The paper describes the shale oil and gas bearing systems of the South Caspian basin based on the results of basin modeling. Identification and assessment of the prospects for shale accumulations at the regional level is based largely on the results of numerical modeling with subsequent calibration of the resulting model.

The largest masses of oil are concentrated in shale strata, and OM is present there initially, and oil (light components of OM) emigrates from shale to neighboring reservoir rocks. Changes in the structure of kerogen during catagenetic maturation occur in contact areas. In dense immature kerogen, organic pores (“kerogen porosity”) begin to form, which, by the end of the main phase of oil formation, form a connected system that provides space for newly formed petroleum hydrocarbons. Organic porosity or porosity in the texture of kerogen, formed during the thermal maturation of rock OM, can affect the adsorption of the resulting oil by the porous surface of the kerogen. The results of organic porosity studies suggest that organic pores in the kerogen texture make a significant contribution to the space of newly formed reservoirs in the thickness of oil source rocks.

It is concluded that the following shale oil and gas systems were formed in the South Caspian basin: diatomaceous shale oil and gas system, Oligocene-Miocene shale oil and gas system and Eocene shale oil and gas system, which are combined unconventional oil and gas systems with hydrocarbons, partially emigrated from the oil and gas source rock and partially preserved (unrepressed).

© 2024 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

**Введение**

Проблема изучения и освоения нефтегазовых ресурсов сланцевых формаций относится к числу сложных, наукоемких и мультидисциплинарных. В петрологической терминологии под нефтегазовыми сланцами понимается целый ряд твердых, многослойных пелитовых пород: глина, мергель, глинистый известняк, аргиллит, алевролит и

собственно сланец, которые вмещают всевозможные формы органического вещества (ОВ), отражающие стадии его зрелости. Отличаясь текстурными характеристиками от других пелитовых пород, сланцы способны расщепляться на пластинки. Нефть и газ в таких породах располагаются преимущественно в диффузно рассеянном состоянии и в микротрещинах. Сланцевые толщи,

с низкопроницаемыми коллекторами, вмещающие скопления углеводородов (УВ), являются в последние годы предметом пристального внимания в связи с существенным ростом промышленной значимости.

Опыт изучения и освоения скоплений УВ, приуроченных к сланцевым комплексам в США, обеспечил серьезный стимул к изучению подобных объектов по всему миру, включая европейские страны, Китай и многие другие государства. В Северной Америке благодаря использованию новейших технологий произошла «сланцевая революция». Начав 30 лет назад с бурения на сланцевых полях мелких скважин, США добыли из сланцевых формаций около 180 млрд. м<sup>3</sup> газа и более 40 млн. т нефти. В США интерес к разработке газа из сланцевых формаций был настолько высоким, что в 19 бассейнах (Marcellus, Antrim, New Albany, Barnett, Lewis и др.) было пробурено более 35000 скважин.

Мировые геологические запасы нефти из сланцев оценены на уровне более чем 3 трлн. барр. (рис. 1). Последняя оценка ресурсов нефти из сланцев для других стран (в млрд. барр. н.э.): Китай – 333; Россия – 248; Демократическая Республика Конго – 100; Иордания – 90; Бразилия – 82; Италия – 73; Марокко – 53; Австралия – 32; Эстония – 16; Израиль – 250 (Beckwith, 2012).

Перспективы изучения и освоения нефти из сланцевых формаций почти во всех нефтегазоносных провинциях (НГП) России, весьма впечат-

ляющи, в первую очередь это относится к баженовской свите и ее аналогам в Западной Сибири. По данным Международного энергетического агентства (IEA, 2013), она оценена как наиболее богатая сланцевая толща в мире – 144 млрд. барр. нефти и более 36.9 трлн. м<sup>3</sup> газа. Повышенный интерес представляют отложения доманикового типа в промышленно развитых районах Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГП, майкопская и кумская свиты Предкавказья, рифей-кембрийские отложения в Восточной Сибири (Якуцени, 2009; Прищепа, Аверьянова, 2013).

### Понятийная база и терминология при исследовании сланцевых формаций и сланцевых скоплений УВ

Среди специалистов существуют некоторые разночтения при исследовании сланцевых формаций и сланцевых скоплений УВ, связанные с несопадением понятий (и неточностями перевода) в англоязычной, российской, а вслед за ними и в азербайджанской специализированной литературе и критериев, применяемых в зарубежных и российских классификациях запасов и ресурсов, коллекторов и литологических свойств пород. По этой причине некоторые исследователи, обсуждая проблемы изучения сланцевых нефти и газа, включают сюда тематику горючих сланцев, которые, безусловно, являются самостоятельными группами нетрадиционных источников УВ, но не имеют никакого отношения к сланцевым скоплениям УВ.

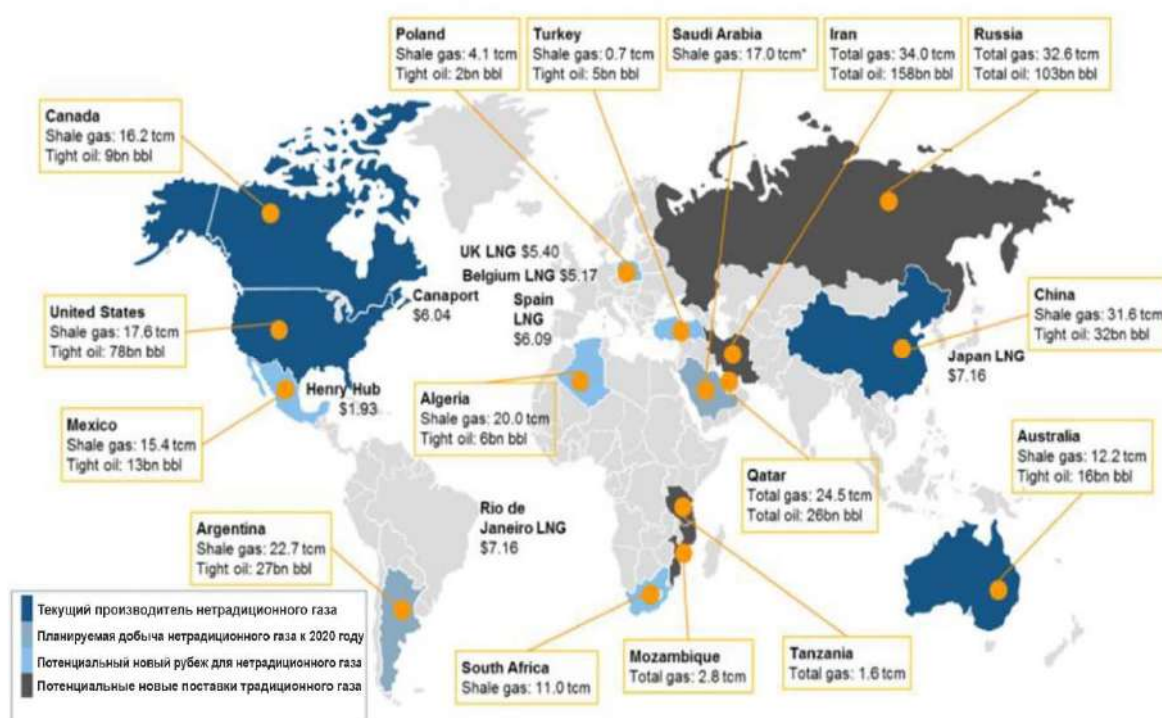


Рис. 1. Мировой потенциал запасов сланцевых УВ

Некоторые исследователи, в том числе и в Азербайджане, сланцевые толщи называют фациями, что противоречит учениям о геологических формациях и фациях, описанных в известных трудах Н.С.Шатского, Н.М.Страхова, Д.В.Наливкина, В.И.Попова, Л.Б.Рухина, В.В.Белоусова, Н.Н. Хераскова, Ю.А. Жемчужникова, Г.Ф. Крашенинникова, М.В. Коровина, Л.В.Пустовалова, М.А.Усова, Ю.А.Кузнецова, В.Е.Хаина, А.Л.Яншина и др. Понятия «фация» и «формация» различаются прежде всего масштабом: формация состоит из нескольких, а в некоторых случаях из одной фаций. Если для фаций главным определяющим фактором формирования является *физико-географическая обстановка осадконакопления*, то для формаций – *тектонический фактор*. Фация – это определенный тип породы, образовавшаяся в определенных физико-географических условиях, то есть тип фации определяется «обстановкой осадконакопления», в общем случае включает физико-географическую и топографическую характеристики, условия существования флоры и фауны, динамику и физико-химическую обстановку среды осадконакопления или образования пород. Поэтому называть сланцевые толщи сланцевой фацией некорректно, так как в природе не существует физико-географической обстановки осадконакопления, в которой образовались сланцы. Фации характеризуются петрографическими и геохимическими характеристиками осадочных пород, которые представляют палеогеографическую и геохимическую среды осадочных отложений. В природе существует следующая генетическая цепочка глинистых пород: *глинистые илы – глина – аргиллитоподобные глины – аргиллиты – глинистые сланцы*. Таким образом, сланцы, являясь последним звеном этой цепочки, относятся к метаморфическим породам, образовавшимся в результате длительного воздействия внешних факторов (температуры, давления и т. д.). А горючие сланцы – это метаморфические породы, относящиеся к группе твердых каустобиолитов, поэтому их нельзя называть фациями.

Таким образом, целесообразно сланцевые толщи называть формациями. Такие формации широко известны на территории зарубежных стран, с которыми связаны «сланцевая нефть» и «сланцевый газ» – формации Barnett, Bakken и Green River (США); формации бассейнов Sichuan, Tarim, Junggar и Songliao (Китай); позднеюрско-нижнемеловая формация Vaca Muerta и среднеюрская формация Los Molles (Аргентина); силурийские и доггерские формации (Румыния), сланцевые формации бассейнов Paris и South-East (Франция), бассейнов Basque-Cantabrian и Ebro (Испания), Lover Saxony (Германия), бассейна

West Netherland (Нидерланды), сланцевого бассейна Alum (Швеция), а также сланцевых бассейнов Дании, Норвегии и др.

Под формацией (по В.Е. Хаину) понимают естественное и закономерное сочетание горных пород (осадочных, вулканогенных, интрузивных), связанных общностью условий образования и возникающих на определенных стадиях развития основных структурных зон земной коры. В связи с изложенным, выделяемые сланцевые толщи на территории Азербайджана целесообразно называть диатомовой сланцевой формацией, олигоцен-миоценовой сланцевой формацией и палеоцен-эоценовой сланцевой формацией.

Нефть и газ, добыча которых ведется из низкопроницаемых коллекторов, приуроченных или сопряженных непосредственно с толщей, генерирующей их (*in situ*), в англоязычной литературе называются «нефть и газ сланцев» (**shale oil & gas**). Принципиальными отличиями скоплений, образованных в таких нефтегазовых системах, от широко распространенных и традиционных, является низкое качество коллекторов. Основной набор процессов, характеризующих такую систему, является сокращенным по сравнению с традиционным (генерация, миграция, аккумуляция, консервация) в части процессов миграции и аккумуляции. Для нетрадиционных углеводородных скоплений предлагается использовать следующие термины, соответствующие англоязычным: **oil shale** – сланец, содержащий кероген; **shale oil** – нефть глинистых сланцев; **shale gas** – газ глинистых сланцев; **tight oil** – нефть низкопроницаемых (плотных) пород; **tight gas** – газ низкопроницаемых (плотных) пород.

Традиционная нефтегазовая система характеризуется набором процессов, определяемых подвижностью УВ в системе: генерацией УВ, вытеснением, миграцией и аккумуляцией. Многообразие типов нефтегазовых систем вызвано различиями во взаимоотношениях между толщами генерации и транзитными толщами, доминирующими путями миграции УВ и ее способами, характеристиками зон аккумуляции УВ и качеством флюидоупоров.

Для нетрадиционных нефтегазовых систем характерен неполный (сокращенный) набор процессов. В первую очередь это касается резкого ограничения миграции и аккумуляции. Наиболее общим является случай, когда нетрадиционная нефтегазовая система образуется за счет сохранения (удерживания) генерированных УВ непосредственно в нефтегазоматеринской толще (НГМТ). В случае частичного вытеснения генерированных УВ из НГМТ образуется комбинированная нетрадиционная нефтегазовая система с УВ, частично

эмигрировавшими из НГМТ и частично сохраненными (не вытесненными).

Таким образом, вмещающие породы сланцевой нефти и газа представляют собой гибридное явление, которое одновременно генерирует и накапливает УВ. Такие системы называются системой сланцевой нефти (“**shale-source oil system**”) и системой сланцевого газа (“**shale-source gas system**”). Поиск и разведку запасов нефти и газа в сланцевых пластах следует направить в ту часть системы, где наиболее сконцентрированы (в свободной и сорбированной формах) УВ.

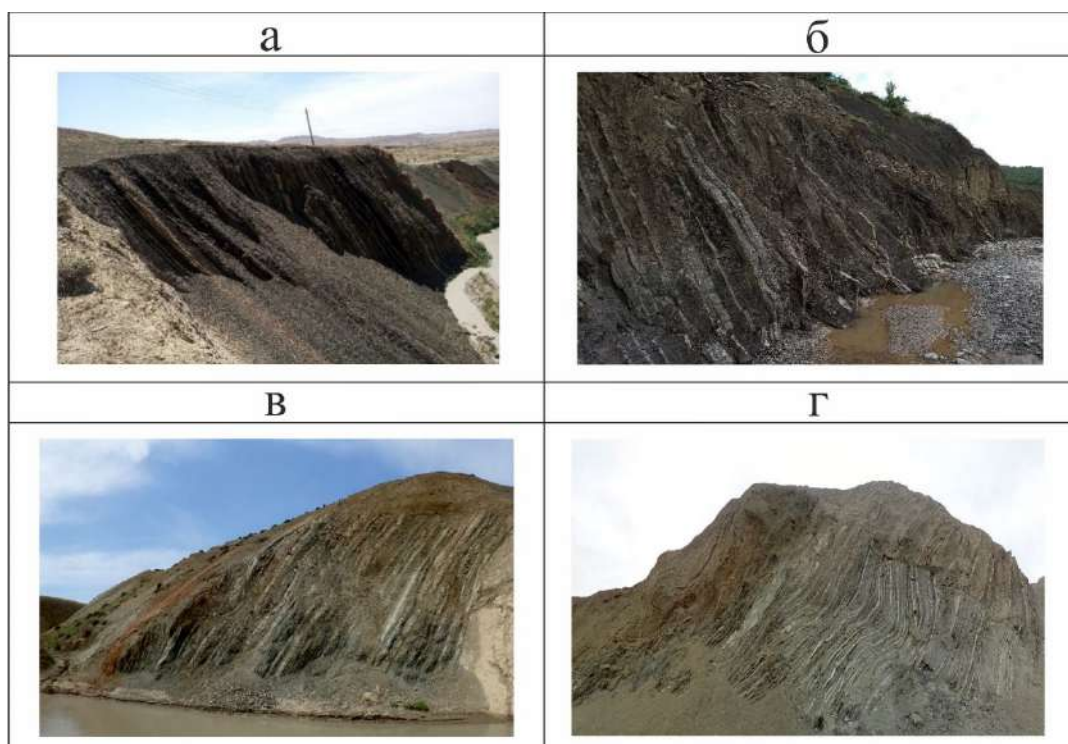
В Южно-Каспийском бассейне можно выделить *диатомовую сланцевую нефтегазовую систему, олигоцен-миоценовую сланцевую нефтегазовую систему и эоценовую сланцевую нефтегазовую систему*. Они являются комбинированными нетрадиционными нефтегазовыми системами с УВ, частично эмигрировавшими из НГМТ и частично сохраненными (не вытесненными).

### Результаты исследований

Информация о распространении сланцевых пород на территории Азербайджана дана в трудах А.А.Али-Заде, В.В.Вебера, А.Ж.Султанова, Р.Х.Султанова, С.Г.Салаева, В.Ю.Керимова и др. Особо стоит отметить в этом направлении труды Ад.А.Алиева (2015) и О.Р.Аббасова (2022), исследовавших сланцы на территории Азербайджана

как на наземных обнажениях, так и на образцах из выбросов грязевых вулканов. Сланцевые формации, выявленные в Прикаспийско-Губинском, Шамахи-Гобустанском, Абшеронском и Приталышском (Джалилабадском) нефтегазоносных районах, связаны с меловым, среднеэоценовым, майкопским и диатомовым периодами (рис. 2) (Abbasov, 2022; Алиева и др., 2019).

Сланцы эоценового возраста выявлены в обнажениях, охватывающих полосу юго-востока – северо-запада, начиная от площади Гейтепе (Багир-Заде и др., 1988) Абшеронского полуострова до села Дияллы в районе Исмаиллы. Нижнемайкопские сланцы сложены с небольшим количеством песчаных и глинисто-конгломератовых пород, обнаруженных в Прикаспийско-Губинском (на окраине рек Бабачай и Агчай), Шамахи-Гобустанском (в районах ручьев реки Гирдиманчай, Лагич) районах, в Центральном Гобустане (вокруг горы Гаиблар) и в Ярдимлы (в районе ручья реки Вилашчай). А полоса, протянувшаяся от Агчалы до сел Исмаиллы, расположенных в верховьях Гирдыманчая, характерна для распространения сланцев, принадлежащих верхнему майкопу. На юге и юго-востоке этой полосы установлены сланцевые структуры (Шихзарли, Гаибляр, Шаибляр и др.). Пространственное распространение горючих сланцев диатома выявлены в Прикаспийско-Губинском регионе (Гаджиев, 1989).



**Рис. 2.** Обнажения сланцевых толщ эоценового возраста на участке Чайлы (а, б), нижнемайкопского возраста в Лагидже (б) (по материалам Аббасова, 2022), палеоэоценового (в) и среднеэоценового возраста (г) на участке Перекюшкиль (по материалам Aghayeva и др., 2021). В обнажениях сланцевые слои и пластины чередуются глинистыми, аргиллитовыми, алевролитовыми и другими слоями

На территории Азербайджана сланцевые породы встречаются не только в поверхностных обнажениях, но и в выбросах грязевых вулканов (Галимов, 1973; Глумов и др. 2004; Гулиев и др., 1992, Гулиев, Фейзуллаев, 1996). Этот факт свидетельствует о присутствии сланцевых формаций на больших глубинах кайнозойского комплекса Южно-Каспийского бассейна – аналогов формаций сланцев, наблюдаемых на земной поверхности. Проведенные исследования свидетельствуют о сланцевой природе диатомовой свиты, майкопской серии. Эоценовые отложения Южно-Каспийской впадины также являются объектами формирования в них нетрадиционных (сланцевых) скоплений УВ. Эти толщи представляют собой гибридные феномены, включающие как традиционные, так и нетрадиционные скопления УВ.

Результаты исследований диатомовой сланцевой, олигоцен-миоценовой сланцевой и палеоцен-эоценовой сланцевой формаций показали, что они являются естественным и закономерным сочетанием горных пород, формирование которых произошло на альпийском этапе развития Южно-Каспийского бассейна. На основании проведенного палеотектонического и геодинамического анализа в составе осадочного чехла Южно-Каспийского бассейна выделены основные структурно-формационные (тектоно-формационные) комплексы (СФК), которые являются отражением эволюционного развития этого бассейна. При формировании этих СФК определяющими являлись этапы геотектонического цикла, с которыми связаны вышеуказанные сланцевые формации – диатомовый СФК сформировался на *роданской фазе*, олигоцен-миоценовый СФК – на *пиринейской фазе* и палеоцен-эоценовой СФК – на *новоларамийской* и *пиринейской* фазах альпийского тектогенеза.

Это подтверждается также исследованиями П.З.Мамедова (2010): палеоцен-эоценовый СФК сформировался на *этапе островодужного вулканизма и расширения*; олигоцен-миоценовый СФК – на этапе сжатия и постепенного сокращения, а диатомовый СФК – на этапе экстремального сокращения и быстрого погружения.

Керогенсодержащие сланцевые толщи представлены целым рядом твердых, многослойных пелитовых пород (глина, мергель, глинистый известняк, аргиллит, алевролит и собственно сланец), вмещающих всевозможные формы ОВ, находящегося на различной стадии преобразованности (рис. 3). Отличаясь текстурными характеристиками от других пелитовых пород, сланцы способны расщепляться на пластинки. Эти отложения отличаются фациальной изменчивостью, сопровождающейся широким развитием разнофациальных, не сходных по составу комплексов.

Сланцы выражены трещиноватыми, тонкоплитчатыми, листоватыми аргиллитоподобными глинами и мергелями, перемежающимися с плотными разновидностями глин и мергелей. Так, диатомовая сланцевая толща расщепляется на сланцевые пластины и пласт толщиной около 60 м булавных сланцев (Калмыков и др., 2019). Олигоцен-миоценовая сланцевая толща с нефтематеринской толщей майкопской серии (включая пшехскую и нижнесоленовскую толщи) состоит из многослойных пелитовых пород, чередующихся сланцевыми пластами. Эоценовая сланцевая толща сложена чередованием дискретных интервалов сланцевых пластин с богатыми органическими веществами многослойных пелитовых пород. Обобщение результатов показывает, что матрицы в исследованных образцах этих пород сложены глинистыми агрегатами на 45% с добавками ОВ и обломочными компонентами алевро-пелитовой размерности. В матрицах изучаемых объектов поровое пространство представлено межагрегатными или межкристаллическими порами, морфология которых была определена процессами литогенеза (условиями осадконакопления и последующими диа- и катагенезом) (Керимов и др., 1990; Лебедев и др., 1987; Гулиев и др., 2003; Леонов и др., 2010).

В общем комплексе исследований, направленных на прогноз нефтегазоносности сланцевых отложений, существенную роль играют геохимические методы (Левин, Сенин, 2003; Дахнова и др., 2015). На любых уровнях геохимических исследований первостепенная задача при выявлении нефтегазообразования в НГМТ – определение фациально-генетического состава ОВ. Для прогнозирования границ зон нефтегазообразования и фазового состояния УВ в недрах необходимо учитывать фациальные и генетические разновидности ОВ, его тип и содержание в породе, характер и особенности катагенеза ОВ. Важное значение имеют термобарические условия нахождения НГМТ. Для исследования сланцевых толщ Южно-Каспийской впадины – диатомовой толщи, майкопской серии и палеоцен-эоценового комплекса – были обобщены результаты пиролитических исследований (Левин, Федоров, 2001).

**Диатомовая свита.** Часть образцов попадает в раннюю стадию углеводородообразования – градации катагенеза ПК<sub>3</sub>–МК<sub>1</sub>. Для некоторых образцов  $T_{\max}$  достигает 440-458°C и более (рис. 4).

**Олигоцен – нижний миоцен (майкопская серия)** характеризуется широким диапазоном значений по углеводородно-генерационному потенциалу – от удовлетворительного до превосходного (рис. 6).

Отложения майкопской серии отличаются высоким содержанием  $C_{орг}$ , достигающим 15.1% при среднем содержании 1.86%. Качество и содержание ОВ майкопских отложений улучшаются в восточном направлении в сторону Каспийского моря. В образцах выделяется равнозначное значение керогена III и II типов. Часть полученных значений  $T_{max}$  лежит в пределах от 420-445°C и более, а рассчитанные значения температуры составляют 171-200°C и соответствуют градации катагенеза МК<sub>3</sub>–МК<sub>4</sub>. В этой зоне интенсивно протекают термические и термокаталитические процессы преобразования, а также происходит перестройка молекуляр-

ной структуры в процессе катагенеза, которая приводит к преобразованию пелитовых пород (глина, мергель, глинистый известняк, аргиллит) в сланцы. Отложения майкопского возраста в очагах генерации находятся в интервалах глубин, находящихся в зоне нефтяного окна (**oil window**), в которой происходит генерация УВ с максимальной активностью, в том числе и легких (до 4 %). С переходом в зону МК<sub>4</sub> в майкопские отложения в главной зоне газобразования начинают генерировать газообразные УВ (рис. 7). Майкопская серия считается наиболее важной нефтематеринской породой в Южно-Каспийском бассейне.

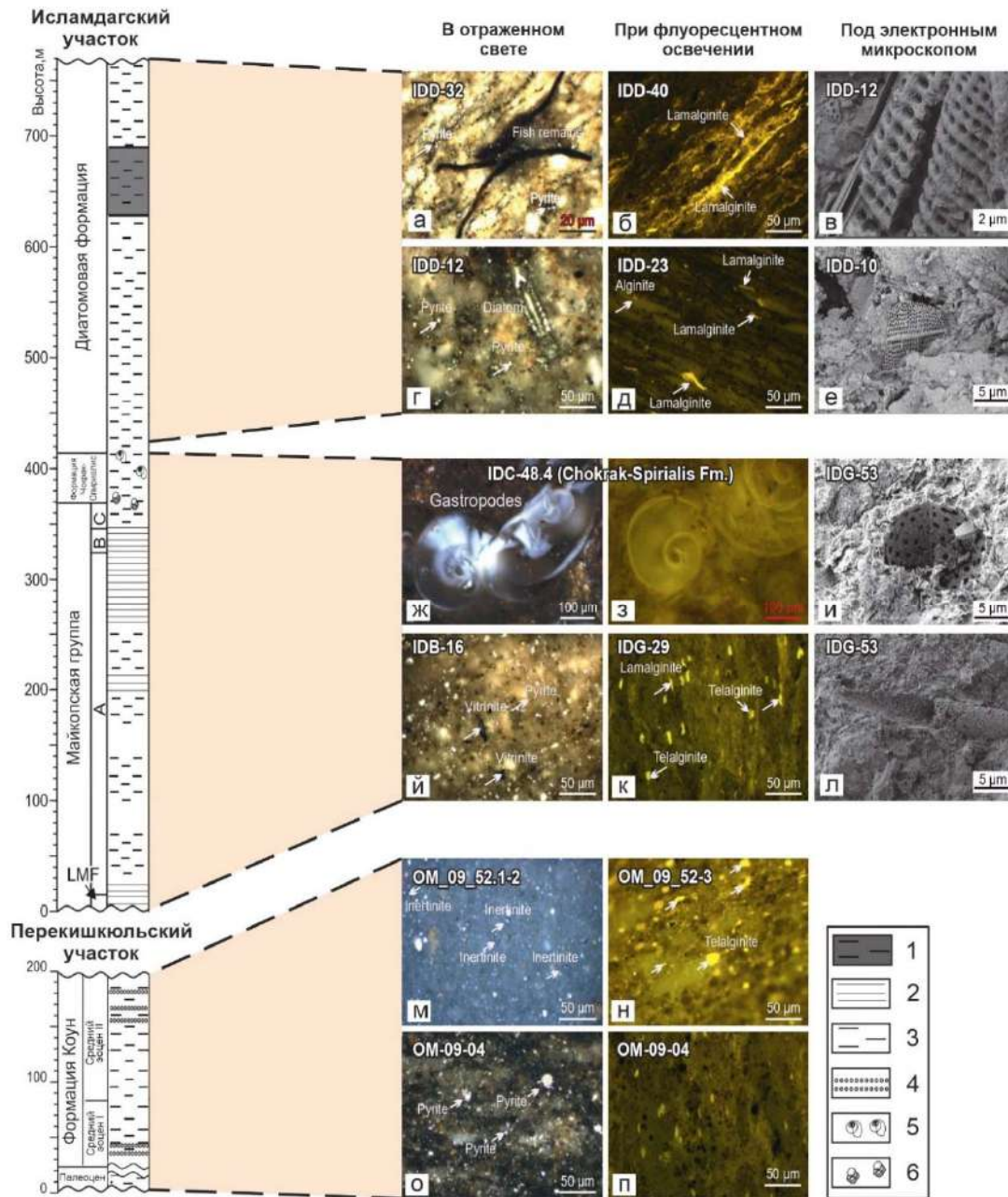
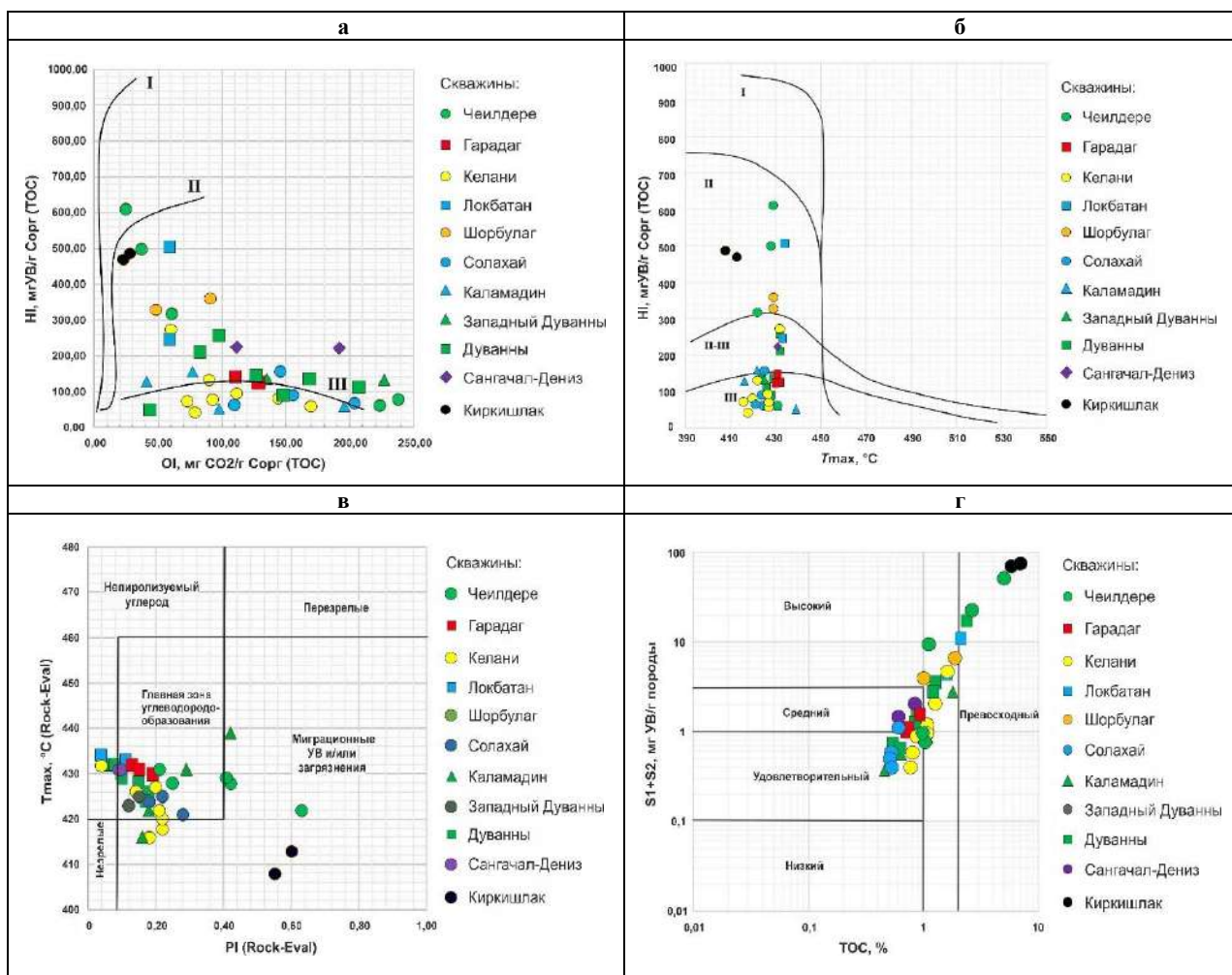


Рис. 3. Шлифы образцов из обнажений:

а–е – диатомовая формация; ж, з – чокракская-спиралисская формация; и–л – майкопская серия; м, н – средний эоцен II; о, п – палеоцен (по материалам Aghaueva и др., 2021); 1 – бумажные сланцы, 2 – глины и глинистые сланцы, 3 – аргиллит, 4 – песчаник, 5 – птероподы, 6 – планктонные фораминиферы



**Рис. 4.** Интерпретация результатов пиролитических исследований образцов миоценового комплекса: а – модифицированная диаграмма Ван Кревелена – зависимость водородного индекса HI от кислородного индекса OI; б – зависимость водородного индекса HI от максимальной температуры пиролитизации  $T_{max}$ ; в – диаграмма соотношения максимальной температуры пиролитизации  $T_{max}$  и индекса продуктивности PI; г – диаграмма соотношения генерационного потенциала материнской породы и общего содержания органического углерода  $S_{org}$

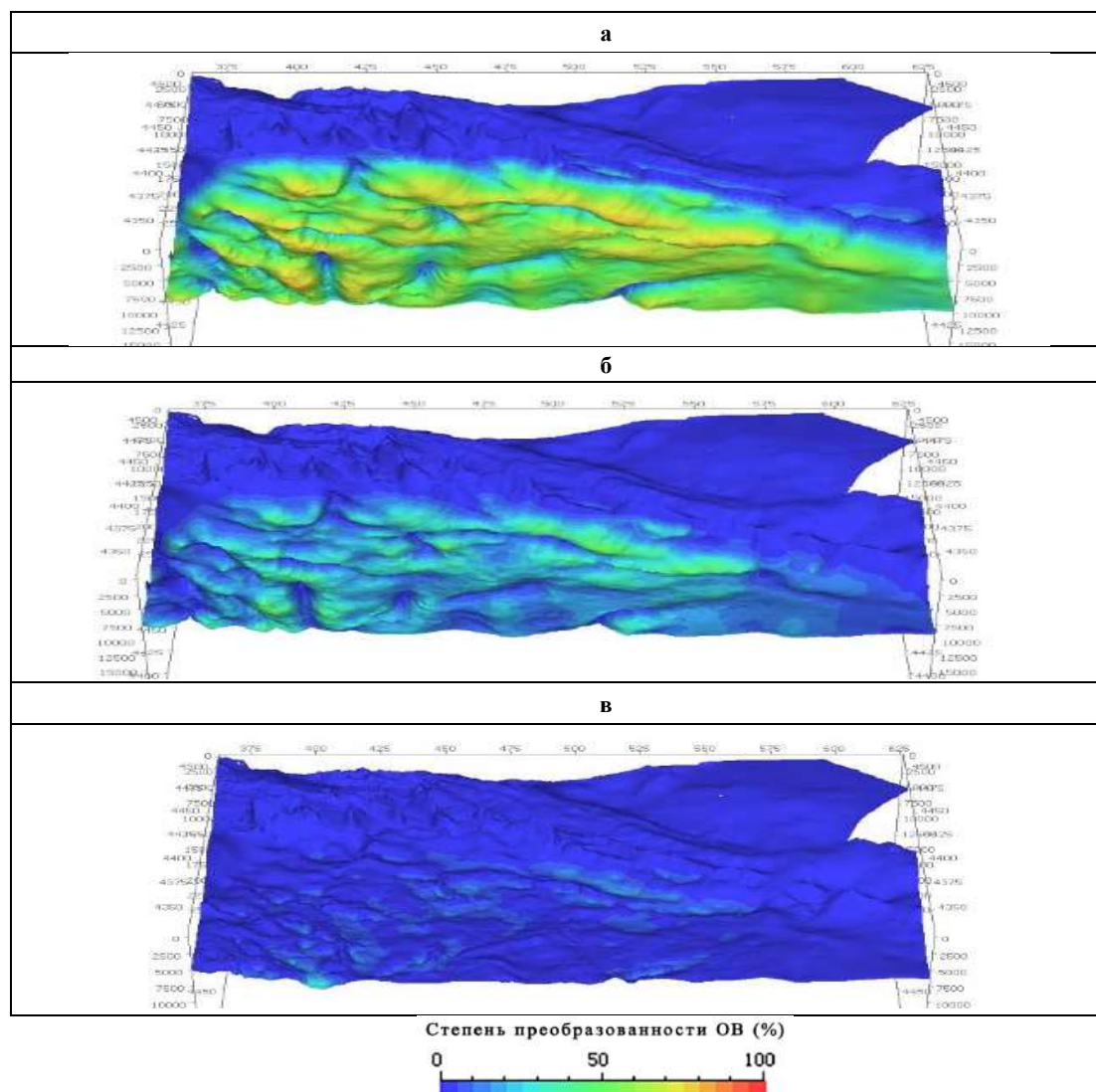
**Палеоцен-эоценовый комплекс отложений.**

Эоценовые отложения характеризуются широким диапазоном значений по углеводородно-генерационному потенциалу – от низкого до превосходного (рис. 8). В образцах преобладает кероген III типа. Результаты исследований показывают, что рассчитанные значения температуры составляют  $210^{\circ}\text{C}$  и более, а образцы эоценовых отложений соответствуют градации катагенеза  $МК_4$ – $МК_5$ , в результате чего интенсивно протекают термические и термокаталитические процессы преобразования, а также происходит перестройка молекулярной структуры, которая приводит к интенсивному сланцеобразованию и преобразованию пелитовых пород в сланцы. Эоценовые отложения входят в главную зону газообразования. Содержание углерода в керогене достигает 85–86%, что свидетельствует об уплотнении углеродной структуры, связанной с потерей водорода, содержание которого менее 2%. Удаление водорода

происходит за счет интенсивной генерации газообразных УВ. На этом этапе возникает резкое снижение объемов генерации УВ, даже метана, что подтверждается также результатами моделирования процесса генерации УВ в эоценовых отложениях (рис. 9).

Принципиально важно не путать *кероген в сланцевых отложениях* и уже генерированные *нефть и газ* в НГМТ, содержащиеся в рассеянном состоянии в микропорах и микротрещинах, в полой трещиноватости в пределах НГМТ (shale oil & gas), одновременно выступающих резервуарами для произведенных ими УВ.

Последнее крайне важно для оценки потенциала первоочередных для разработки сланцевых объектов на территории Азербайджана нефтегазоматеринских свит, таких как диатомовая свита и майкопская серия, обладающих огромным генерационным потенциалом.



**Рис. 5.** 3D-реконструкция процесса катагенетической эволюции диатомовых отложений Южно-Каспийского бассейна: а – к настоящему времени; б – к концу абшеронского времени (1.1 млн. лет); в – к концу акчагыльского времени (2 млн. лет)

Исследования свидетельствуют, что скопления УВ в низкопроницаемых сланцевых толщах формируются в процессе аккумуляции УВ в НГМТ за счет процессов сорбции, сгенерированных УВ как керогеном, так и незрелыми продуктами его преобразования – асфальтенами, тяжелыми (спиртобензолными) смолами (Мехтиев, 1956; Обсуждение книги Ш.Ф.Мехтиева..., 1957). Важной особенностью скоплений УВ в таких толщах является то, что УВ (газ и нефть) находятся преимущественно в связанном, сорбированном, диффузно-рассеянном состоянии в керогене и продуктах преобразования керогена – начальных, наиболее незрелых продуктах сингенетичной нефти (асфальтенах, смолах, твердых парафинах), изначально рождающейся в объеме керогена в процессе его химического (каталитического, термического, радиационного и т. д.) преобразования (Мехтиев, 1985). Согласно концепциям В.И.Вернадского и И.М.Губкина, «в диффузно-рассеянном

состоянии нефть занимает огромные пространства на земном шаре». В настоящее время нахождение рассеянной нефти реально установлено в осадочной толще земной коры, во много раз превышающей ее во всех известных залежах. Диффузно-рассеянные нефтяные компоненты присутствуют в скрытом виде в нефтематеринском органическом веществе (ОВ) в отличие от «макронефти», выделившейся и эмигрирующей из материнской породы в коллектор. В сланцевых толщах сконцентрированы наибольшие массы нефти, а ОВ присутствует там изначально, и нефть (легкие компоненты ОВ) эмигрирует из сланцев в соседние породы-коллекторы. Когда смежные коллекторы отсутствуют, нефть консервируется в глинах. На адсорбцию сгенерированных УВ активно влияет органическая пористость на поверхности керогена. Процесс адсорбции приводит к увеличению концентрации вещества на границе раздела фаз (Гаджиев, 1989).



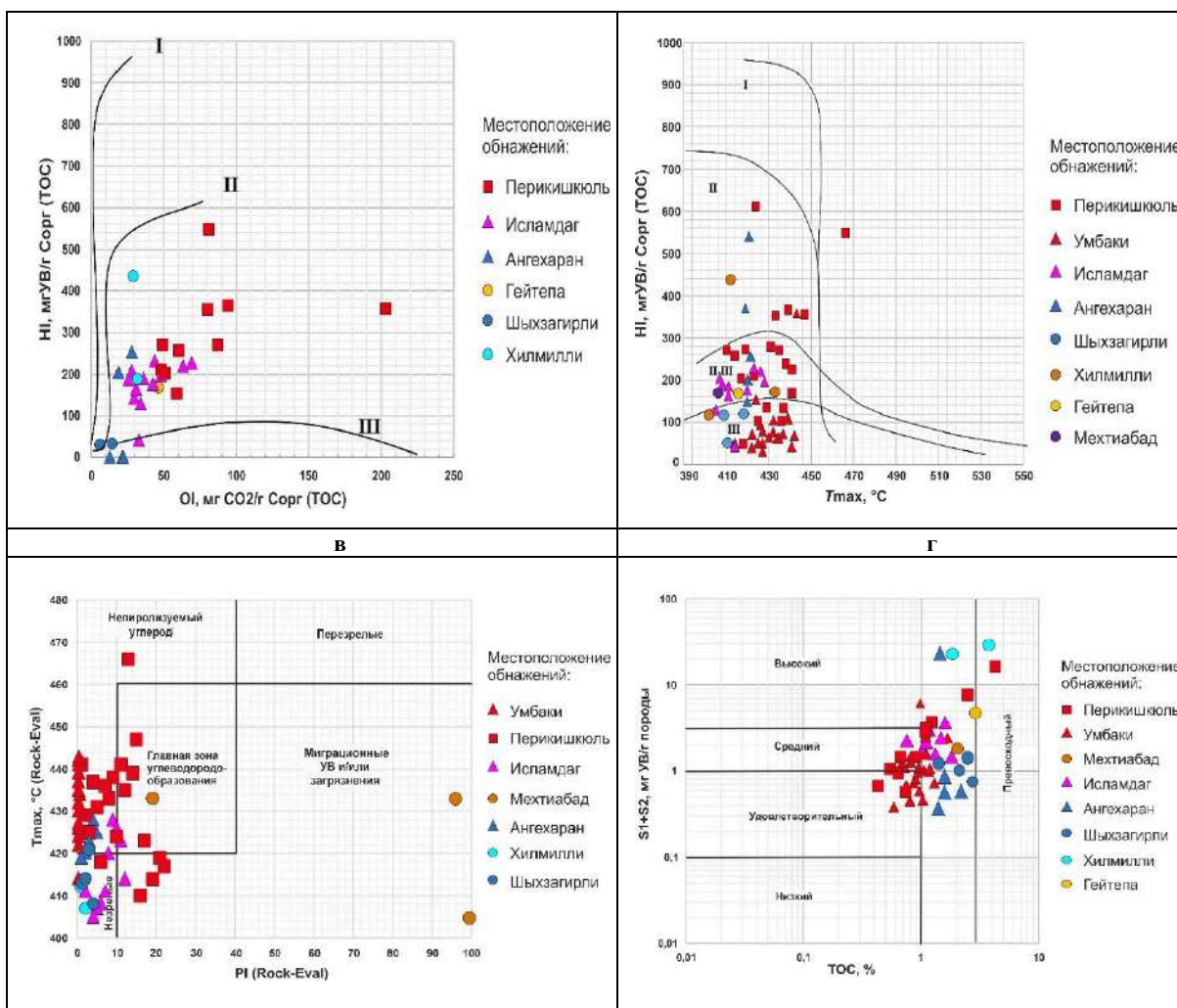


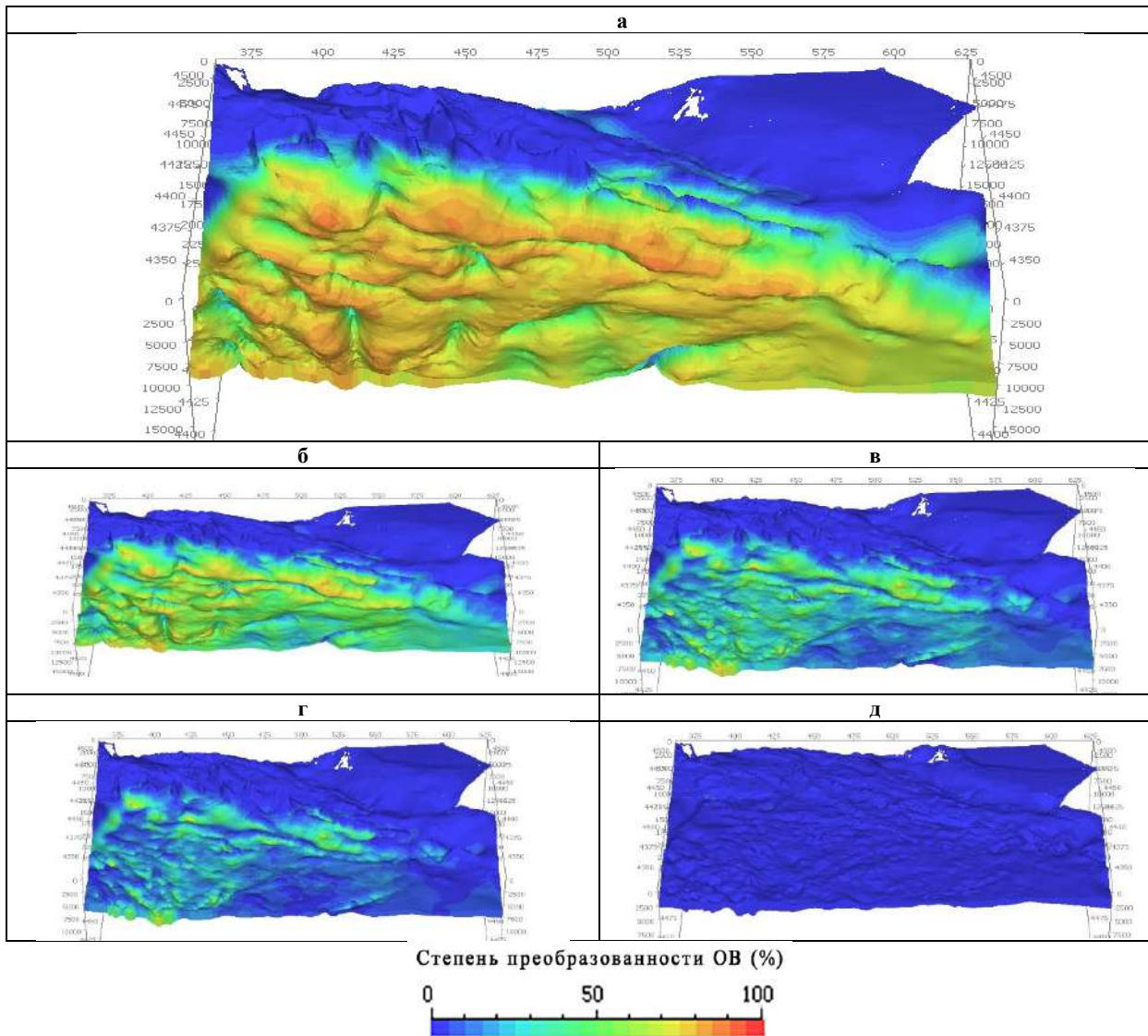
Рис. 6. Интерпретация результатов пиролитических исследований образцов майкопской серии:

а – модифицированная диаграмма Ван Кревелена – зависимость водородного индекса HI от кислородного индекса OI; б – зависимость водородного индекса HI от максимальной температуры пиролитиза  $T_{\text{max}}$ ; в – диаграмма соотношения максимальной температуры пиролитиза  $T_{\text{max}}$  и индекса продуктивности PI; г – диаграмма соотношения генерационного потенциала материнской породы и общего содержания органического углерода  $C_{\text{орг}}$

Полученные результаты подтверждают сделанное ранее предположение (Керимов и др., 1990) о различиях в преобразованности ОВ, которые влияют на формирование пористой структуры в породах, появление и распространение керогеновой пористости. Изменение структуры керогена в процессе катагенетического созревания происходит в контактовых участках (Керимов и др., 2023). В связи с катагенетическим расходом ОВ на образование УВ и неуглеводородных продуктов происходит снижение массы органического вещества в процессе катагенеза, и на каждом этапе преобразования имеют место остаточные концентрации. В плотном незрелом керогене начинают образовываться органические поры («керогеновая пористость») (рис. 10, 11), которые к концу главной фазы нефтеобразования формируют связанную систему, обеспечивающую пространство для вновь образуемых нефтяных УВ.

Примером «органической пористости» являются нанометрические поры в низкопроницаемых глинистых сланцевых толщах. Диаметр этих пор обычно составляет менее 1 мкм. Размеры нанометровых пор в керогене в основном варьируются от 80 до 100 нм (Прищепа, Аверьянова, 2013; Сенин и др., 2022; Лебедев и др., 2016).

«Органическая пористость», или пористость в текстуре керогена, формирующаяся в процессе термического созревания ОВ породы, способна влиять на адсорбцию образующейся нефти пористой поверхностью керогена. Результаты проведенных исследований «органической пористости» позволяют считать, что органические поры в текстуре керогена существенно сказываются на пространстве новообразованных резервуаров в толще нефтематеринских пород.



**Рис. 7.** 3D-реконструкция процесса катагенетической эволюции майкопских отложений Южно-Каспийского бассейна: а – к настоящему времени; б – к концу абшеронского времени (1.1 млн. лет); в – к концу акчагьльского времени (2 млн. лет); г – к концу плиоценового (ПТ) времени (2.8 млн. лет); д – к концу диатомового времени (5.8 млн. лет)

Таким образом, можно считать, что органические поры в текстуре керогена вносят значительный вклад в пространство новообразованных резервуаров в толще продуктивных пород (Dolson, 2016; Inan et al., 1997; Katz et al., 2005; Malovitsky, 2000; Керимов и др., 2023; Керимов, 2023). Процесс адсорбции сгенерированных УВ приводит к увеличению концентрации вещества на границе раздела фаз. Модель адсорбции молекул УВ в органических порах показана на рис. 12.

Адсорбция УВ основывается на следующих принципах:

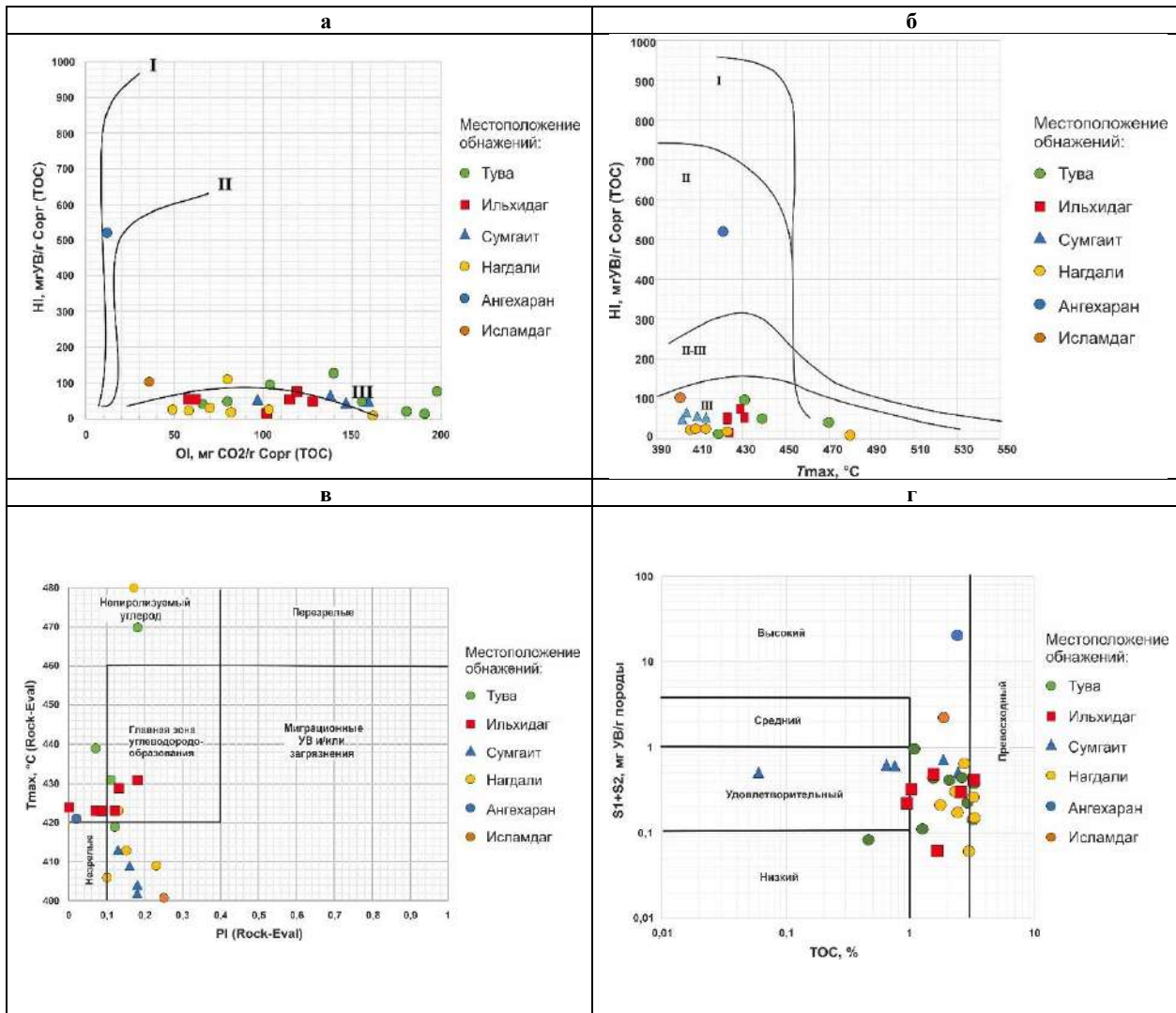
- является локализованной (происходит на адсорбционных центрах), в данном случае адсорбция нефти и газа может происходить на поверхности органических пор в керогене;

- происходит не на всей поверхности адсорбента, а на активных центрах, которыми являются выступы либо впадины на поверхности адсорбента;

- каждый активный центр способен взаимодействовать только с одной молекулой адсорбента;

- процесс адсорбции находится в динамическом равновесии с процессом десорбции.

Скопления УВ в низкопроницаемых глинистых и сланцевых нефтегазоматеринских толщах формируются в процессе аккумуляции УВ за счет процессов сорбции отгенерированных УВ как керогеном, так и незрелыми продуктами его преобразования – асфальтенами, тяжелыми (спиртобензольными) смолами (Прищепа, Аверьянова, 2013).

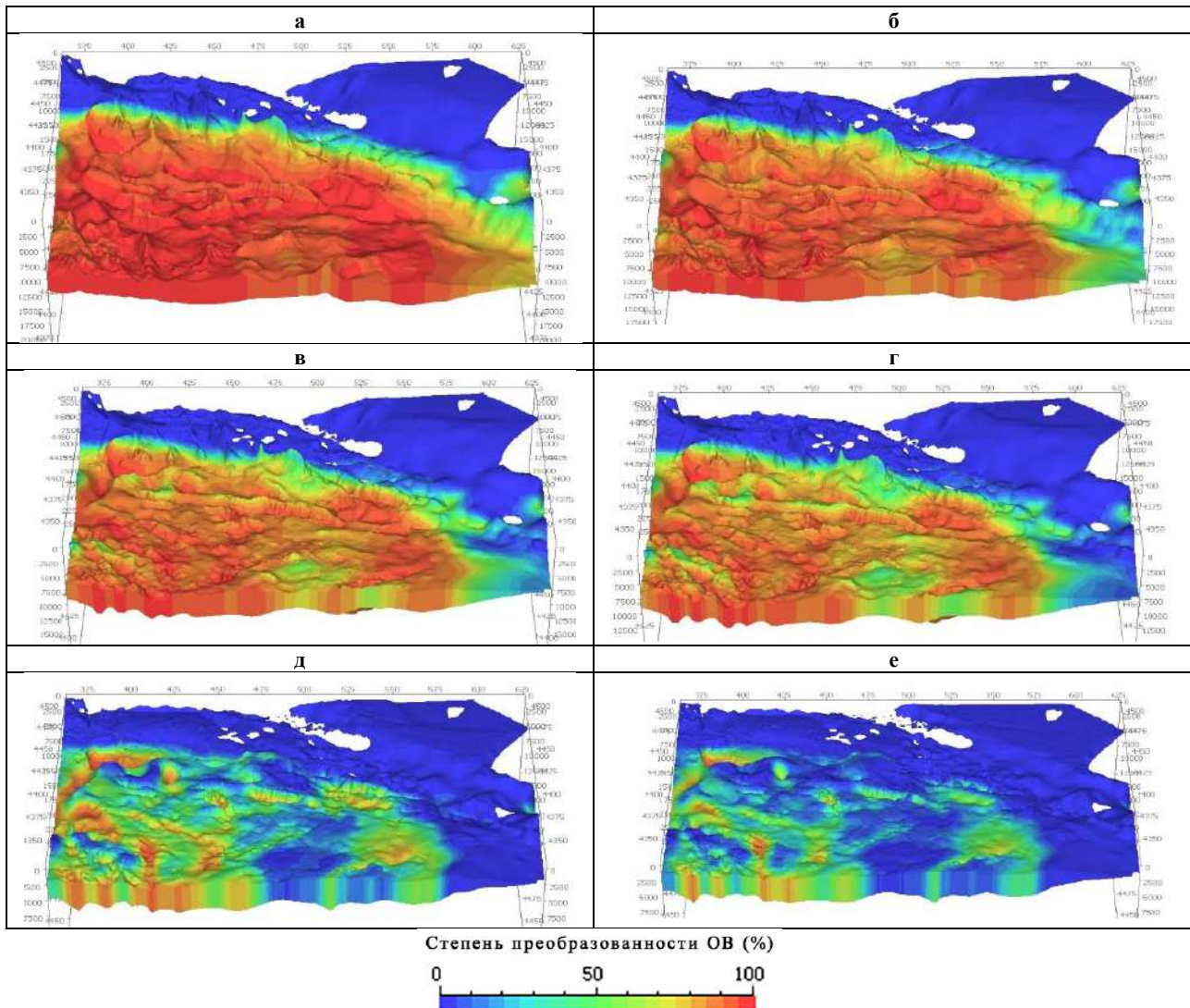


**Рис. 8.** Интерпретация результатов пиролитических исследований образцов палеоцен-эоценового комплекса из обнажений: а – модифицированная диаграмма Ван Кревелена – зависимость водородного индекса HI от кислородного индекса OI; б – зависимость водородного индекса HI от максимальной температуры пиролитиза  $T_{\text{max}}$ ; в – диаграмма соотношения максимальной температуры пиролитиза  $T_{\text{max}}$  и индекса продуктивности PI; г – диаграмма соотношения генерационного потенциала материнской породы и общего содержания органического углерода  $C_{\text{орг}}$

Важной отличительной чертой скоплений УВ в таких толщах является то, что газ и нефть находятся в преимущественно связанном, сорбированном, растворенном, диффузно-рассеянном состоянии в керогене и продуктах преобразования керогена – начальных, наиболее незрелых продуктах сингенетичной нефти (асфальтенах, смолах, твердых парафинах), изначально рождающейся в объеме керогена в процессе его химического (каталитического, термического, радиационного и т. д.) преобразования. На адсорбцию сгенерированных УВ активно влияет «органическая пористость» пористой поверхности керогена. Процесс адсорбции приводит к увеличению концентрации вещества на границе раздела фаз. Адсорбция происходит из жидкой или газовой фазы на границе раздела газ – твердое, жидкость – твердое, газ – жидкость, жидкость – жидкость (Сенин и др., 2022).

Скопления в сланцевых толщах имеют некоторые общие черты. С одной стороны, это высококачественные достаточно зрелые материнские породы, содержащие УВ, которые можно добыть, с другой – это достаточно хрупкие отложения, позволяющие провести гидроразрыв пласта и получить хорошие притоки в скважинах.

Однако у каждого сланцевого скопления есть свои особенности, которые необходимо учитывать в процессе разработки, чтобы обеспечить эффективную добычу. К основным критериям скрининга сланцевых скоплений относятся: содержание органического углерода, зрелость НГМТ (отражательная способность витринита), мощность толщи, количество свободных УВ, количество адсорбированных УВ (Inan et al., 1997; Katz et al., 2005; Malovitsky, 2000).

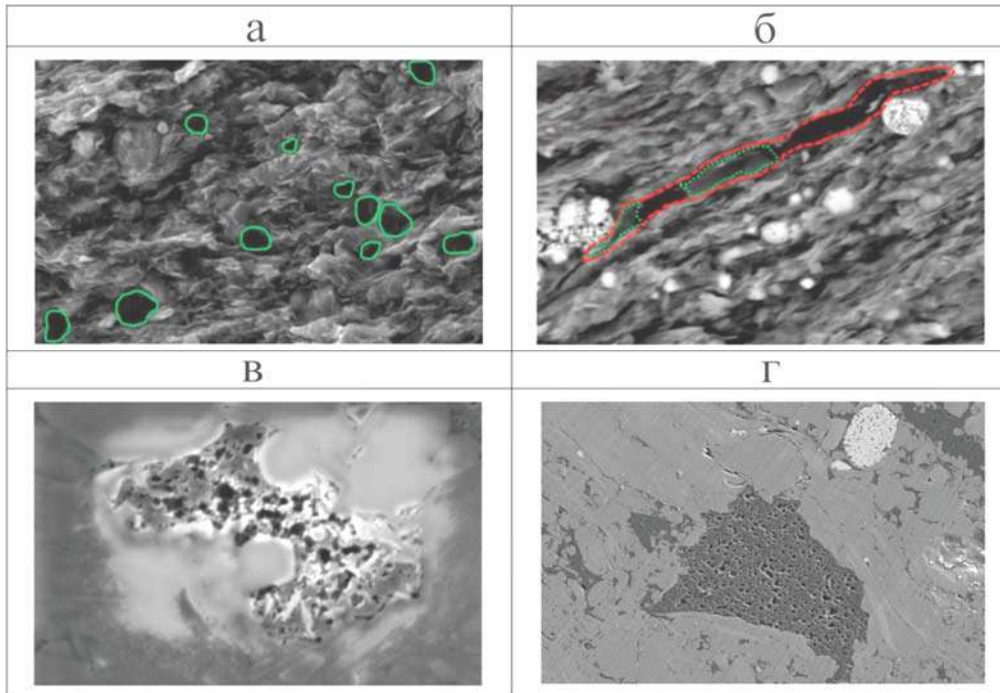


**Рис. 9.** 3D-реконструкция процесса катагенетической эволюции эоценовых отложений: а – к настоящему времени; б – к концу абшеронского времени (1.1 млн. лет); в – к концу акчагыльского времени (2 млн. лет); г – к концу плиоцена (ПТ) (2.8 млн. лет); д – к концу диатомового времени (5.8 млн. лет); е – к концу майкопского времени (17 млн. лет)

Более расширенный список параметров включает: проницаемость, поровое давление (предпочтительно повышенное), хрупкость (предпочтительно высокая), минералогический состав (предпочтительно присутствие значительного количества кварца или карбонатов), непроницаемые породы выше и ниже НГМТ (для удержания гидравлической трещиноватости), естественную трещиноватость, пластовую температуру (предпочтительно выше 110°C), простое наклонное залегание толщи (таблица 1). Для выявления наиболее продуктивных областей формируются карты по каждому критерию, а области перекрытия по максимальному их количеству указывают на Sweet Spots – это области в пределах сланцевой толщи, геологические условия которых могут обеспечить

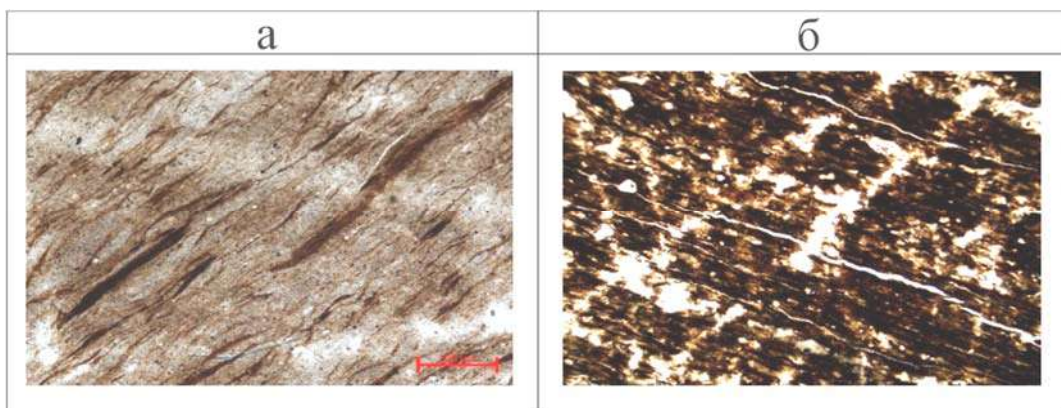
наиболее продуктивную и стабильную (длительную) работу скважин.

Карты строят на основании скважинных и других геолого-геофизических и геохимических данных с привлечением результатов численного моделирования. Выделение и оценка перспектив сланцевых скоплений на региональном уровне базируются в значительной степени на результатах численного моделирования с последующей калибровкой полученной модели (Керимов и др., 2016; Керимов и др., 2014; Lapidus et al., 2018; Керимов и др., 2017; Mustaev et al., 2023; Ottman, Bohacs, 2014; Гулиев, 2018; Гулиев и др. 1991; Abrams, 1997; Aghayeva et al., 2021; Sondergeld et al., 2010; Фейзуллаев и др., 2022; Лисицын, 1988; 2009; Ализаде и др., 2018).

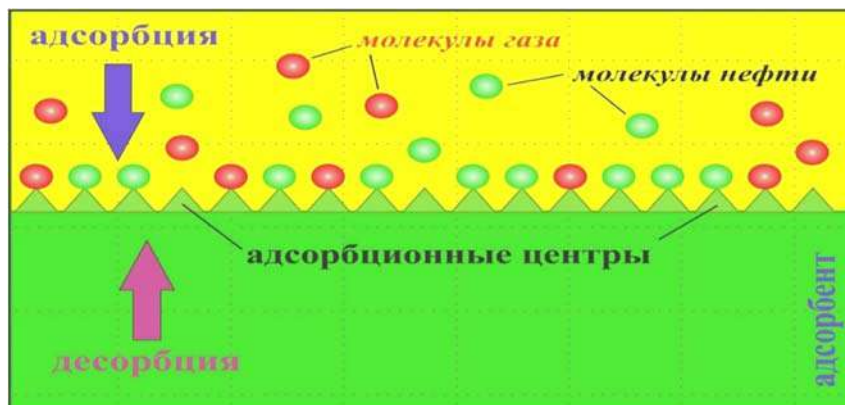


**Рис. 10.** Органические поры:

а – изометрические в глинистой массе породы, заполненные УВ; б – щелевидные, частично заполненные УВ; в, г – органическая поверхностная пористость в толще Longmaxi Shale на юго-востоке Чунцина (Китай) с порами разного диаметра в двух SEM-изображениях в среднем составляет 30.19% (Алиева и др., 2019)



**Рис. 11.** Следы ОВ в порах и соединениях сланцевых толщ в нижнем миоцене из обнажения Джангидаг (а) и в среднем эоцене из выбросов грязевого вулкана Шыхзегири (б) (по материалам Аббасова, 2022)



**Рис. 12.** Модель адсорбции молекул УВ в органических порах

Таблица 1

Критерии оценки перспектив нефтегазонасности сланцевых скоплений УВ  
(по данным Dolson, 2016 со ссылкой на Sondergeld et al., 2010)

Критерий оценки	Предпочтительное значение	Источник данных
Зрелость ОВ	> 1.4 – для сланцевого газа, > 1.0 – для сланцевой нефти	Любые палеотермометры
Содержание углерода, %	> 2	Rock Eval
Тип керогена	Нефтепроизводящий	Геохимические данные
Мощность толщи	> 30 м, но может варьировать в зависимости от экономики	ГИС, сейсмические данные
Глубина залегания	Наименьшая глубина, поздней газогенерации для поиска сланцевого газа или поздней генерации нефти для поиска сланцевой нефти	Моделирование ГАУС
Давление, МПа	> 3.5	ГИС
Пластовая температура, °С	> 110	ГИС, моделирование
Флюидоупоры	Наличие непроницаемых пластичных барьеров ниже и выше сланцевой толщи	Керн, каротаж
Количество сорбированных и свободных УВ в породе	Зависит от экономических критериев	Моделирование
Трещиноватость	Вертикальная и горизонтальная, открытые трещины	Региональное картирование, ГИС, геомеханическое моделирование
Структурное строение	Простое наклонное залегание толщи, отсутствие разломов	Сейсмические данные, структурное картирование
Фациальная изменчивость породы	Чем меньше, тем лучше	Межскважинная корреляция
Минералогия (для оценки хрупкости)	> 40 % кварца или карбонатов	Исследование керна, ГИС
Модуль Юнга, коэффициент Пуассона	> 3.0 и < 0.25, соответственно	Исследование керна
Проницаемость, нД	> 100	Капиллярное давление, ГИС
Водонасыщение, %	< 40	ГИС (сопротивление)
Состав газа	Низкое содержание CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> S, наличие газа в порах более 2 %, высокое API для сланцевой нефти	ГИС, моделирование, расход бурового раствора

### Заключение

Проведенные исследования свидетельствуют о сланцевой природе диатомовой свиты, майкопской серии, эоценовых отложений Южно-Каспийской впадины. Сланцевые НГМТ являются гибридными феноменами, которые не только генерируют, но и аккумулируют УВ и образуют углеводородные системы. Такие системы называют «сланцевые нефтегазовые системы» (“shale-source oil system” и “shale-source gas system”). Границы такой системы совпадают с границами зре-

лой НГМТ, которая одновременно является и резервуаром. В Южно-Каспийском бассейне сформировались сланцевые нефтегазовые системы: *диатомовая сланцевая нефтегазовая система, олигоцен-миоценовая сланцевая нефтегазовая система и эоценовая сланцевая нефтегазовая система*, которые являются комбинированными нетрадиционными нефтегазовыми системами с УВ, частично эмигрировавшими из НГМТ и частично сохраненными (невытесненными).

### ЛИТЕРАТУРА

- Аббасов О.Р., Алиев А.А., Агаев А.М., Худузاده А., Хасанов Е. Минералогия, геохимия и особенности палеовыветривания горючих сланцев палеоген миоценовых отложений Азербайджана. SOCAR Proceedings, No. 1, 2022, с. 24-36. DOI:10.5510/OGP20220100625.  
Алиев Ад.А., Гулиев И.С., Дадашев Ф.Г., Рахманов Р.Р. Атлас грязевых вулканов мира. Nafta-Press. Баку, 2015, 323 с.

### REFERENCES

- Abbasov O.R., Aliyev A.A., Agayev A.M., Khuduzade A.I., Hasanov E. Mineralogy, geochemistry and features of paleoweathering of oil shale of Paleogene-Miocene deposits of Azerbaijan. SOCAR Proceedings. 2022, pp. 24-36, DOI:10.5510/OGP20220100625 (in Russian).  
Abrams M.A., Narimanov A.A. Geochemical evaluation of hydrocarbons and their potential sources in the western South

- Алиева С.А., Авербух Б.М., Серикова У.С., Мустаев Р.Н. Геология и нефтегазоносность Каспийской впадины. ИНФРА-М. Москва, 2019, 486 с.
- Ализаде А.А., Гулиев И.С., Мамедов П.З. Продуктивная толща Азербайджана: монография в 2-х т. Недра. Москва, Т. I, 2018, 305 с.
- Ализаде А.А., Гулиев И.С., Мамедов П.З. Продуктивная толща Азербайджана: монография в 2-х т. Т. II. Недра. Москва, 2018, 236 с.
- Обсуждение книги Ш.Ф. Мехтиева “Вопросы происхождения нефти и формирования нефтяных залежей Азербайджана”. Изв. АН Аз. ССР, No. 6, 1957, с. 215-228.
- Багирзаде Ф.М., Нариманов А.А., Бабаев Ф.Р. Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря. Недра. Москва, 1988, 206 с.
- Гаджиев А.Н. Палеогеографическая обстановка доплиоценового времени и роль Палео-Волги в формировании осадочных бассейнов Восточного Паратетиса. В кн.: Структура и нефтегазоносность впадин внутренних морей. Москва, ИГиРГИ, 1989, с. 65-69.
- Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. Недра. Москва, 1973, 384 с.
- Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. ООО «Недра-Бизнесцентр». Москва, 2004, 342 с.
- Гулиев И.С., Кляцко Н.В., Мамедова С.А., Сулейманова С.Ф. Нефтегазопроизводящие и коллекторские свойства отложений Южно-Каспийской впадины. Литология и полезные ископаемые, No. 2, 1992, с. 110.
- Гулиев И.С., Сулейманова С.Ф., Кляцко Н.В. Прогноз коллекторских свойств пород осадочного чехла Южно-Каспийской впадины. Советская геология, No.7, 1991, с.7-15.
- Гулиев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ). Nafta-Press. Москва-Баку, 2003, 127 с.
- Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А. Зональность углеводообразования и ресурсы нефти и газа в Южно-Каспийской впадине. АНХ, No.4, 1996, с. 6-8.
- Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. Дегазация Земли: масштабы и последствия. Горный журнал, No. 11, 2018, pp. 38-42, DOI:10.17580/gzh.2018.11.06.
- Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров. Геология нефти и газа, No. 4, 2015, с. 55-61.
- Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения. Георесурсы, Т. 21, No. 2, 2019, с. 159-171.
- Керимов В.Ю., Авербух Б.М., Мильничук В.С. Тектоника северного Каспия и перспективы нефтегазоносности. Советская геология, No. 7, 1990, с. 23-30.
- Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н., Хоштария В.Н. Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов. Нефтяное хозяйство, No.8, 2017, с. 36-41, DOI:10.24887/0028-2448-2017-8-36-41.
- Керимов В.Ю., Сенин Б.В., Серикова У.С., Мустаев Р.Н., Романов П.А. Оценка условий формирования и распределения ловушек и залежей углеводородов в черноморско-каспийском регионе. ANAS Transactions, Earth Sciences. No. 1, 2023, с. 81-99, DOI:10.33677/ggianas20230100096.
- Керимов В.Ю., Серикова У.С. Основатель современного Азербайджанского государства Гейдар Алиев – автор концепции о нефтяной стратегии Азербайджана. ANAS Transactions, Earth Sciences, Special Issue, 2023, p. 18-21, DOI: 10.33677/ggianasconf20230300004.
- Caspian depression, Republic of Azerbaijan. Marine and Petroleum Geology, Vol. 14 (4), 1997, pp. 451-468, DOI:10.1016/s0264-8172(97)00011-1.
- Aghayeva V., Sachsenhofer R.F., Van Baak C.G.C. et al. New geochemical insights into cenozoic source rocks in Azerbaijan: implications for petroleum systems in the South Caspian region. Journal of Petroleum Geology, July 2021, Vol. 44 (3), pp. 349-384, DOI:org/10.1111/ijpg.12797.
- Aliev Ad.A., Guliev I.S., Dadashev F.G., Rakhmanov R.R. Atlas of mud volcanoes of the world. Nafta-Press. Baku, 2015, 323 p. (in Russian).
- Alieva S.A., Averbukh B.M., Serikova U.S., Mustaev R.N. Geology and oil and gas potential of the Caspian Basin. INFRA-M. Moscow, 2019, 486 p. (in Russian).
- Alizadeh A.A., Guliev I.S., Mamedov P.Z. Productive strata of Azerbaijan. Monograph in 2 volumes. Nedra. Moscow, Vol. I., 2018, 305 p. (in Russian).
- Alizadeh A.A., Guliev I.S., Mamedov P.Z. Productive strata of Azerbaijan: Monograph in 2 volumes. Nedra. Moscow, Vol. II, 2018, 236 p. (in Russian).
- Discussion of Sh.F.Mehdiyev's book "Issues of oil origin and formation of oil deposits of Azerbaijan." Izv. AN Az. SSR, No. 6, 1957, pp. 215-228 (in Russian).
- Bagirzadeh F.M., Narimanov A.A., Babaev F.R. Geological and geochemical features of the fields of the Caspian Sea. Nedra. Moscow, 1988, 206 p. (in Russian).
- Beckwith R. The Tantalizing Promise Of Oil Shale. JPT/JPT Online, January 2012.
- Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Paizanskaya I.L. Estimation of “shale oil” reserves using geochemical parameters. Geologia nefiti i gaza, No. 4, 2015, pp. 55-61 (in Russian).
- Dolson J. Understanding oil and gas shows and seals in the search for hydrocarbons. Springer International Publishing, Switzerland, 2016, 486 p.
- Feyzullayev A.A., Huseynov D.A., Rashidov T.M. Isotopic composition of the products of the mud volcanoes activity in the South-Caspian basin in connection with petroleum potential of the deeply buried sediments. ANAS Transactions. Earth Sciences, No. 1, 2022, pp. 68-80, DOI: 10.33677/ggianas20220100073 (in Russian).
- Gadzhiev A.N. Paleogeographical environment of the pre-Pliocene time and the role of the Paleo-Volga in the formation of sedimentary basins of the Eastern Paratethys. In the book: Structure and oil and gas content of the depressions of inland seas. IGI RGI, Moscow, 1989, pp. 65-69 (in Russian).
- Galimov E.M. Carbon isotopes in oil and gas geology Nedra. Moscow, 1973, 384 p. (in Russian).
- Glumov I.F., Malovitsky Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V. Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. «Nedra-Business Center» LLC, Moscow, 2004, 342 p. (in Russian).
- Guliev I.S., Feizullaev A.A. Zoning of oil and gas formation and oil and gas resources in the South Caspian depression. Azerbaijan Oil Economy, No. 4, 1996, pp. 6-8 (in Russian).
- Guliev I.S., Klyatsko N.V., Mamedova S.A., Suleymanova S.F. Oil and gas producing and reservoir properties of sediments of the South Caspian basin. Litologia i poleznye iskopajemye, No. 2, 1992, pp. 110 (in Russian).
- Guliev I.S., Levin L.E., Fedorov D.L. Hydrocarbon potential of the Caspian region (system analysis). Nafta-Press. Baku, 2003, 127 p. (in Russian).
- Guliev I.S., Mustaev R.N., Kerimov V.Y., Yudin M.N. Degassing of the earth: Scale and implications. Gornyi Zhurnal, No. 11, 2018, pp. 38-42, DOI:10.17580/gzh.2018.11.06 (in Russian).
- Guliev I.S., Suleymanova S.F., Klyatsko N.A. Rocks reservoir properties prediction for sedimentary cover of the South Caspian depression Sovetskaya Geologia, No. 7, 1991, pp. 7-15 (in Russian).

- Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С. Термобарические условия формирования скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых коллекторах хадумской свиты Предкавказья, Нефтяное хозяйство, No. 2, 2016, с. 8-11.
- Лебедев Л.И., Алексина И.А., Кулакова Л.С. Каспийское море: геология и нефтегазоносность. Наука. Москва, 1987, 296 с.
- Лебедев С.А., Костяной А.Г. и др. Система Каспийского моря. Российская академия наук, Институт океанологии им. П.П. Ширшова. Научный мир. Москва, Т. 1, 2016, 479 с.
- Левин Л.Э., Сенин Б.В. Глубинное строение и динамика осадочных бассейнов в Каспийском регионе. ДАН, Т. 338, No. 2, 2003, с. 216-219.
- Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Среднекаспийский и Южно-Каспийский бассейны: геолого-геофизические параметры нефтегазоносных систем и распределение потенциальных ресурсов углеводородов. В кн.: Современные проблемы геологии нефти и газа, Научный мир. Москва, 2001, с. 278-286.
- Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П. Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. ГЕОС. Москва, 2010, 64 с.
- Лисицын А.П. Закономерности осадкообразования в областях быстрого и сверхбыстрого осадконакопления (лавинной седиментации) в связи с образованием нефти и газа в Мировом океане. Геология и геофизика, Т. 50, No. 4, 2009, с. 373-400.
- Лисицын А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадкообразовании в морях и океанах. Наука. Москва, 1988, 310 с.
- Мамедов П.З. Современная архитектура Южно-Каспийского мегабассейна – результат многоэтапной эволюции литосферы в центральном сегменте Альпийско-Гималайского подвижного пояса. Известия НАНА, Науки о Земле, No. 4, 2010, с. 46-72.
- Мехтиев Ш.Ф. Вопросы происхождения нефти и формирования нефтяных залежей Азербайджана. Изд-во АН Аз. ССР, Баку, 1956, 319 с.
- Мехтиев Ш.Ф. Процессы формирования и преобразования состава нефти и газа в природе. Элм. Баку, 1985, 144 с.
- Керимов В.Ю. Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Монакова А.С. Моделирование углеводородных систем в регионах со сложным геологическим строением. Геомодель – 2014. Россия, г. Геленджик, 08-11 сентября 2014, DOI:10.3997/2214-4609.20142245.
- Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. К обсуждению понятийной базы нетрадиционных источников нефти и газа – сланцевых толщ. Нефтегазовая геология. Теория и практика. Т. 8, No. 3, 2013, с.11.
- Сенин Б.В., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Леончик М.И. Структурно-геодинамические системы фундамента Черноморско-Каспийского региона и их эволюция в позднем палеозое-кайнозое. Геотектоника, No. 1, 2022, с. 27-50.
- Фейзуллаев А.А., Гусейнов Д.А., Рашидов Т.М. Изотопный состав продуктов деятельности грязевых вулканов Южно-Каспийского бассейна в связи с нефтегазоносностью глубоководнопогруженных отложений. ANAS Transactions, Earth Sciences. No.1, 2022, с. 68-80, DOI: 10.33677/ggianas20220100073.
- Якуцени С.П. Влияние геоструктурных и литофациальных особенностей нефтегазоносного бассейна на масштабы накопления потенциально токсичных элементов в углеводородах. Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. No. 4, 2009, с. 58-63.
- Abrams M.A., Narimanov A. A. Geochemical evaluation of hydrocarbons and their potential sources in the western South Caspian depression, Republic of Azerbaijan. Marine and Petroleum Geology, No. 17, 2000, pp. 103-114.
- Inan U.S., Barrington-Leigh C., Hansen S. et al. Rapid lateral expansion of optical luminosity in lightning-induced ionospheric flashes referred to as ‘elves’. Geophys. Res. Lett., No. 24 (5), 1997, pp. 583-586.
- Kalmykov A.G., Karpov Yu.A., Topchiy M.S. The influence of catagenetic maturity on the formation of reservoirs with organic porosity in the Bazhenov formation and the features of their distribution. Georesursy, Vol. 21, No. 2, 2019, pp. 159-171, <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.159-171> (in Russian).
- Katz M.E., Wright J.D., Miller K.G. et al. Biological overprint of the geological carbon cycle. Marine Geology, No. 217, 2005, pp. 323-338.
- Kerimov V.Y., Bondarev A.V., Mustaeв R.N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits. Neftyanoe Khozyaystvo, No. 8, 2017, pp. 36-41, DOI:10.24887/0028-2448-2017-8-36-41 (in Russian).
- Kerimov V.Y., Osipov A.V., Mustaeв R.N., Monakova A.S. 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, DOI:10.24887/0028-2448-2017-8-36-41, (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Averbukh B.M., Milnichuk V.S. Tectonics of the northern Caspian Sea and oil and gas potential. Otechestvennaya geologiya, No. 7, 1990, p. 23-30 (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Senin B.V., Serikova U.S., Mustaeв R.N., Romanov P.A. Assessment of the conditions of formation and distribution of structural, lithological, stratigraphic and combined traps in the Black Sea – Caspian region. ANAS Transactions. Earth Sciences, No. 1, 2023, pp. 81-99, (in Russian), DOI:10.33677/ggianas20230100096.
- Kerimov V.Yu., Serikova U.S. ANAS Transactions, Earth Sciences, Special Issue, 2023, pp. 18-21, DOI: 10.33677/ggianas-conf 20230300004 (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustayev R.N., Dmitrievskiy S.S. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the low-permeability oil reservoirs of khadum suite of the Pre-Caucasus. Neftyanoe Khozyaystvo, No. 2, 2016, pp. 8-11, (in Russian).
- Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaeв R.N. et al. Natural Bitumens: Physicochemical properties and production technologies. Solid Fuel Chemistry, No. 52 (6), 2018, pp. 344-355, DOI:10.3103/S0361521918060071.
- Lebedev L.I., Aleksina I.A., Kulakova L.S. Caspian Sea: geology and oil and gas potential. Nauka. Moscow, 1987, 296 p. (in Russian).
- Lebedev S.A., Kostyanoy A.G. et al. Caspian Sea system. Russian Academy of Sciences, Institute of Oceanology named after P.P.Shirshova. Scientific world. Moscow, T. 1, 2016, 479 p. (in Russian).
- Leonov Yu.G., Volozh Yu.A., Antipov M.P. Consolidated crust of the Caspian region: experience of zoning. GEOS. Moscow, 2010, 64 p. (in Russian).
- Levin L.E., Fedorov D.L. Middle Caspian and South Caspian basins: geological and geophysical parameters of oil and gas bearing systems and distribution of potential hydrocarbon resources. Modern problems of oil and gas geology. Nauchny mir. Moscow, 2001, pp. 278-286 (in Russian).
- Levin L.E., Senin B.V. Deep structure and dynamics of sedimentary basins in the Caspian region. DAN, Vol. 338, No. 2, 2003, pp. 216-219 (in Russian).
- Lisitsyn A.P. Avalanche sedimentation and breaks in sedimentation in the seas and oceans. Nauka. Moscow, 1988, 310 p.
- Lisitsyn A.P. Patterns of sedimentation in areas of rapid and ultrafast sedimentation (avalanche sedimentation) in connection with the formation of oil and gas in the World Ocean.



- Geology, Vol. 14 (4), 1997, 451-468, DOI:10.1016/s0264-8172(97)00011-1.
- Aghayeva V., Sachsenhofer R.F., Van Baak C.G.C. et al. New geochemical insights into cenozoic source rocks in Azerbaijan: implications for petroleum systems in the South Caspian region. *Journal of Petroleum Geology* Vol. 44 (3), July 2021, pp. 349-384.
- Beckwith R. The Tantalizing Promise of Oil Shale, JPT/JPT Online, January 2012.
- Dolson J. Understanding Oil and Gas Shows and Seals in the Search for Hydrocarbons. Springer International Publishing, Switzerland, 2016, 486 p.
- Inan U.S., Barrington-Leigh C., Hansen S. et al. Rapid lateral expansion of optical luminosity in lightning-induced ionospheric flashes referred to as 'elves' *Geophys. Res. Lett.* Vol. 24(5), 1997, pp. 583-586.
- Katz M.E., Wright J.D., Miller K.G. et al. Biological overprint of the geological carbon cycle. *Marine Geology*, Vol. 217, 2005, pp. 323-338.
- Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaeв R.N. et al. Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies. *Solid Fuel Chemistry*. Vol. 52(6), 2018, pp. 344-355, DOI:10.3103/S0361521918060071.
- Mamedov P.Z. The modern architecture of the South Caspian megabasin as result of a multi-stage evolution of the lithosphere in the central segment of the Alpine-Himalayan mobile belt. *Proceeding of Azerbaijan National Academy of Sciences. The Sciences of Earth*, Vol. 4, 2010, pp. 46-72.
- Malovitsky Ya.P., Senin B.V. Black Sea-Caspian Region Comparative Petroleum Geology of Deep-Water Basins of different Age. In: 62nd EAGE Conf. and Techn. Exhib. SECC., Glasgow. 29.05-02.06.2000. Extended Abst. Vol. 2, pp. 1-4.
- Mustaeв R.N., Kerimov V.Yu., Senin B.V., Lavrenova E.A. Structural-geodynamic and hydrocarbon systems in the Black Sea-Caspian region. *ANAS Transactions, Earth Sciences, Special Issue*, 2023, pp. 41-45.
- Ottman J., Bohacs K. Conventional reservoirs hold keys to the 'Un's. *AAPG Explorer*. Feb., 2014.
- Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. New Jersey: Wiley, 2015, 617 p., DOI: 10.1002/9781118999004. EDN XNGONX.
- Sondergeld C.H., Newsham K.E., Comisky J.T. et al. Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources. *Soc. Petrol. Engineers. SPE Unconventional Gas Conference*, 23-25 February, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2010, pp. 1-34, DOI:10.2118/131768-MS.
- Gelogiya i Geofizika, Vol. 50, No. 4, 2009, pp. 373-400 (in Russian).
- Malovitsky Ya.P., Senin B.V. Black Sea-Caspian Region Comparative Petroleum Geology of Deep-Water Basins of different Age. In: 62nd EAGE Conf. and Techn. Exhib. SECC., Glasgow. 29.05-02.06.2000. Extended Abst. Vol. 2, pp. 1-4.
- Mamedov P.Z. The modern architecture of the South Caspian megabasin as result of a multi-stage evolution of the lithosphere in the central segment of the Alpine-Himalayan mobile belt. *Proceeding of Azerbaijan National Academy of Sciences. The Sciences of Earth*. Vol. 4, 2010, pp. 46-72.
- Mehdiev Sh.F. Issues of the origin of oil and the formation of oil deposits in Azerbaijan. – Baku: Publishing House of the Academy of Sciences of Az. SSR, 1956, 319 p. (Rec.) (in Russian).
- Mehdiev Sh.F. Processes of formation and transformation of the composition of oil and gas in nature. *Elm*. 1985, 144 p. (in Russian).
- Mustaeв R.N., Kerimov V.Yu., Senin B.V., Lavrenova E.A. Structural-geodynamic and hydrocarbon systems in the Black Sea-Caspian region. *ANAS Transactions. Earth Sciences. – Special Issue*. 2023, pp. 41-45.
- Ottman J., Bohacs K. Conventional reservoirs hold keys to the 'Un's. *AAPG Explorer*. Feb., 2014.
- Prishchepa O.M., Averyanova O.Yu. To discuss the conceptual basis of unconventional sources of oil and gas - shale strata. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. Vol. 8, No. 3, 2013, p.11 (in Russian).
- Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y., Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. New Jersey: Wiley, 2015, 617 p., DOI: 10.1002/9781118999004. EDN XNGONX.
- Senin B.V., Kerimov V.Yu., Mustaeв R.N., Leonchik M.I. Structural-geodynamic systems of the basement of the Black Sea-Caspian region and their evolution in the late Paleozoic-Cenozoic. *Geotektonika*, No. 1, 2022, pp. 27-50. (in Russian).
- Sondergeld C.H., Newsham K.E., Comisky J.T. et al. Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources. *Soc. Petrol. Engineers. SPE Unconventional Gas Conference*, 23-25 February, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2010, pp. 1-34.
- Yakutseni S.P. The influence of geostructural and lithofacies features of an oil and gas basin on the scale of accumulation of potentially toxic elements in hydrocarbons. *Bulletin of St. Petersburg University. Series 7. Geology. Geography*, No. 4, 2009, pp. 58-63 (in Russian).

## СЛАНЦЕВЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Керимов В.Ю.<sup>1,3</sup>, Гулиев И.С.<sup>2</sup>, Джавадова А.С.<sup>1</sup>, Мустаев Р.Н.<sup>3</sup>, Гурбанов В.Ш.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Министерство науки и образования Азербайджанской Республики, Институт нефти и газа, Азербайджан AZ1000, Баку, ул. Ф.Амирова, 9

<sup>2</sup>Президиум Национальной академии наук Азербайджана, Азербайджан AZ1001, Баку, ул. Истиглалят, 30; i.s.guliyev@gmail.com

<sup>3</sup>Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Российская Федерация 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23; mustaevrn@mgri.ru

**Резюме.** В статье по результатам бассейнового моделирования описаны сланцевые нефтегазоносные системы Южно-Каспийской впадины. Выделение и оценка перспектив сланцевых скоплений на региональном уровне базируются в значительной степени на результатах численного моделирования с последующей калибровкой полученной модели.

В сланцевых толщах сконцентрированы наибольшие массы нефти, а органическое вещество (ОВ) присутствует там изначально, и нефть (легкие компоненты ОВ) эмигрирует из сланцев в соседние породы-коллекторы. Изменение структуры керогена в процессе катагенетического созревания происходит в контактовых участках. В плотном незрелом керогене начинают образовываться органические поры («керогеновая пористость»), которые к концу главной фазы нефтеобразования формируют связанную систему, обеспечивающую пространство для вновь образуемых нефтяных углеводородов. Органическая пористость, или пористость в текстуре керогена, формирующаяся в процессе термического созревания органического вещества

породы, способна влиять на адсорбцию образующейся нефти пористой поверхностью керогена. Результаты проведенных исследований органической пористости позволяют считать, что органические поры в текстуре керогена вносят значительный вклад в пространство новообразованных резервуаров в толще нефтематеринских пород. Сделаны выводы, что в Южно-Каспийском бассейне сформировались следующие сланцевые нефтегазовые системы: диатомовая сланцевая нефтегазовая система, олигоцен-миоценовая сланцевая нефтегазовая система и эоценовая сланцевая нефтегазовая система, которые являются комбинированными нетрадиционными нефтегазовыми системами с УВ, частично эмигрировавшими из нефтегазоматеринской толщи и частично сохранными (невытесненными).

**Ключевые слова:** Южно-Каспийская впадина, сланцевые толщи, углеводородная система, кероген, катагенез, органическая пористость, адсорбция

## CƏNUBİ XƏZƏR ÇÖKƏKLIYININ ŞİSTLİ NEFT-QAZ SİSTEMLƏRİ

Kərimov V.Y.<sup>1,3</sup>, Quliyev İ.S.<sup>2</sup>, Cavadova A.S.<sup>1</sup>, Mustayev R.N.<sup>3</sup>, Qurbanov V.Ş.<sup>1</sup>, Hüseynova Ş.M.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Azərbaycan Respublikasının Elm və Təhsil Nazirliyi, Neft və Qaz İnstitutu, Azərbaycan  
AZ1000, Bakı, F.Əmirov küç., 9

<sup>2</sup>Azərbaycan Milli Elmlər Akademiyasının Rəyasət Heyəti, Azərbaycan  
AZ1001, Bakı ş., İstiqlaliyyət küç., 30: i.s.guliyev@gmail.com

<sup>3</sup>Serqo Orconikidze adına Rusiya Dövlət Geoloji Kəşfiyyat Universiteti, Rusiya Federasiyası  
117997, Moskva, Mikluxe-Maklay küç., 23: r.mustaev@mail.ru

**Xülasə.** Məqalədə hövzə modelləşdirilməsi nəticələrinə əsasən Cənubi Xəzər çökəkliyinin şistli neft-qaz sistemləri təsvir edilir. Regional səviyyədə şistli karbohidrogen yığımlarının müəyyən edilməsi və perspektivlərinin qiymətləndirilməsinə, rəqəmsal modelləşdirmə və alınmış modelin kalibrənməsi nəticələrinə əsaslanır.

Üzvi maddənin (ÜM) əvvəlcədən mövcud olduğu və neft (ÜM-nin yüngül komponentləri) şistlərdən qonşu kollektor süxurlarına emiqrasiya etdiyi məkanda ən böyük karbohidrogen yığımları şistli təbəqələrində cəmləşir. Kerogenin katagenetik yetişməsi prosesi zamanı onun strukturunun dəyişməsi təmas zonalarında baş verir. Sıx yetişməmiş kerogenin daxilində üzvi məsələlər (“kerogen məsələliliyi”) əmələ gəlməyə başlayır ki, bunlar neft əmələgəlmə prosesinin əsas mərhələsinin sonuna yeni yaranan neft karbohidrogenləri üçün məkan təmin edən əlaqəli sistem təşkil edir. Süxurlardakı üzvi maddənin termik yetişməsi zamanı əmələ gələn üzvi məsələlilik və ya kerogenin teksturasındakı məsələlilik, kerogenin səthi ilə əmələ gələn neftin adsorbsiyasına təsir edə bilər. Üzvi məsələliliyin tədqiqatları nəticələri göstərir ki, kerogenin teksturasındakı üzvi məsələlər neft ana süxurlarında yeni əmələ gələn rezervuarların həcminə əhəmiyyətli töhfə verir.

Belə nəticəyə gəlmək olar ki, Cənubi Xəzər hövzəsində aşağıdakı şist neft-qaz sistemləri: diatomlu şist neft-qaz sistemi, oliqosen-miosen şist neft-qaz sistemi və qeyri-ənənəvi neft-qaz sistemlərini birləşdirən Eosen şist neft-qaz sistemi formalaşmışdır. Bu sistemlər neft-qaz ana süxur qatından qismən emiqrasiya etmiş və saxlanılmış (repressiya edilməmiş) üzvi maddələrlə mükəmməl birləşmiş qeyri-ənənəvi neft-qaz sistemləridir.

**Açar sözlər:** Cənubi Xəzər çökəkliyi, şist təbəqələri, karbohidrogen sistemi, kerogen, katagenез, üzvi məsələlilik, adsorbsiya