

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ И ОСОБЕННОСТИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАСЕЙНА

Керимов В.Ю.^{1,3}, Гулиев И.С.², Джавадова А.С.¹, Кадиров Ф.А.^{1,4},
Мустаев Р.Н.³, Гурбанов В.Ш.¹, Гусейнова Ш.М.¹

¹Министерство науки и образования Азербайджанской Республики,
Институт нефти и газа, Азербайджан
AZ1000, Баку, ул. Ф. Амирова, 9: huseynova_shalala@yahoo.com

²Президиум Национальной академии наук Азербайджана, Азербайджан
AZ1001 Баку, ул. Истиглалият, 30: i.s.guliyev@gmail.com

³Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе, Российская Федерация
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23: mustaevrn@mrgi.ru

⁴Министерство науки и образования Азербайджанской Республики,
Институт геологии и геофизики, Азербайджан
AZ1073, Баку, просп. Г. Джавида, 119: kadirovf@gmail.com

CHARACTERISTICS OF SOURCE ROCKS AND FEATURES OF PETROLEUM SYSTEMS OF THE SOUTH CASPIAN BASIN

Kerimov V.Yu.^{1,3}, Guliyev I.S.², Javadova A.S.¹, Kadirov F.A.^{1,4}, Mustaev R.N.³, Gurbanov V.Sh.¹, Huseynova Sh.M.¹

¹Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Oil and Gas, Azerbaijan
9, F.Amirov str., Baku, AZ1000: huseynova_shalala@yahoo.com

²Presidium of the Azerbaijan National Academy of Sciences, Azerbaijan
30, Istiglaliyyat str., Baku, AZ1001: i.s.guliyev@gmail.com

³Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Russian Federation
23, Miklouho-Maclay str., Moscow, 117997: mustaevrn@mrgi.ru

⁴Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Geology and Geophysics, Azerbaijan
119, H.Javid ave., Baku, AZ1073: kadirovf@gmail.com

Keywords: South Caspian basin, petroleum system, shale petroleum system, source rocks, organic matter, pyrolysis

Summary. To assess the generation potential of oil and gas source strata of the South Caspian Basin (SCB) of the Cenozoic age, pyrolytic studies were carried out using the Rock-Eval-6 pyrolysis method from VINCI Technologies. In the SCB with a complex geological structure and geodynamic development, there are very difficult conditions for the development and distribution of generation-accumulation hydrocarbon systems. During the evolution of the basin, unique conditions were created for the formation of hydrocarbon systems that differed significantly from the classical ones. The paper examines the rates of sedimentation and subsidence, as well as the regional geo-temperature background influencing the catagenetic evolution of organic matter. In the SCB there is a unique natural phenomenon – the Miocene-Pliocene generation-migration-accumulation hydrocarbon megasystem with a reservoir in the productive strata (PS), the oil and gas content of which is formed due to the migration of hydrocarbons from several oil and gas source strata – mainly from the Oligocene-Miocene (Maykop) and Miocene (Tarkhan Chokrakian and diatom) age, partly from the Eocene and the PS (Productive Series) itself, mainly its lower section, both according to classical migration patterns and according to systems of mud volcanoes, widespread in the SCB. Along with the above megasystem, shale hydrocarbon systems were formed within the SCB: diatomaceous shale hydrocarbon system, Oligocene-Miocene shale hydrocarbon system and Eocene shale hydrocarbon system, which are combined unconventional oil and gas systems with hydrocarbons, partially emigrated from oil and gas source strata and partially preserved (not displaced).

Введение

Южно-Каспийский бассейн (ЮКБ) является геологическим феноменом, не имеющим аналога в мире. Осадочное выполнение бассейна толщиной более 20 км представлено широким стратиграфическим диапазоном отложений от ааленского яруса средней юры до голоцена включительно. Уникальная 7-километровая терригенная продуктивная толща (ПТ) содержит более 95% всех известных запасов нефти и газа Азербайджана. В ЮКБ со сложным геологическим строением и геодинамическим развитием созданы весьма своеобразные условия для развития и распространения генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС), отличающихся от классических (Алиева и др., 2015; Багир-Заде и др., 1988).

В последнее время нефтегазоматеринские породы все чаще рассматриваются в качестве объекта непосредственной добычи углеводородов. На основании исследований последних лет можно сделать вывод, что нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) являются не только источником генерации, но также и местом их скопления (Глумов и др., 2004; Джафаров и др., 2005; Мехтиев, 1985; Керимов и др., 1990, 2014).

В статье приведена характеристика НГМТ и рассмотрены особенности углеводородных си-

стем ЮКБ на основе результатов геохимических исследований преимущественно образцов пород из обнажений и кернового материала из скважин, выбросов грязевых вулканов (рис. 1) и нефти из месторождений ЮКБ, а также ранее проведенных исследований, изложенных в ряде публикаций (Дахнова и др., 2015; Лебедев и др., 2016; Inan et al, 1997; Katz et al., 2005; Керимов и др., 2017; Guliev et al., 2018; Dolson, 2016; Mustaev et al., 2023).

Методика исследований

Для оценки генерационного потенциала НГМТ кайнозойского возраста ЮКБ были проведены пиролитические исследования методом пиролиза Rock-Eval-6 компании VINCI Technologies. Данный метод прямого определения углеводородного потенциала пород и органического вещества (ОВ) позволяет выявить спектр параметров, отражающих качественные и количественные характеристики ОВ пород, в том числе: содержание органического углерода (ТОС), реализованный S_1 и остаточный S_2 генерационный потенциал породы, кислородный (OI) и водородный (HI) индексы, температуру максимального выхода углеводородов при пиролизе керогена T_{max} , индекс продуктивности (PI) и др.

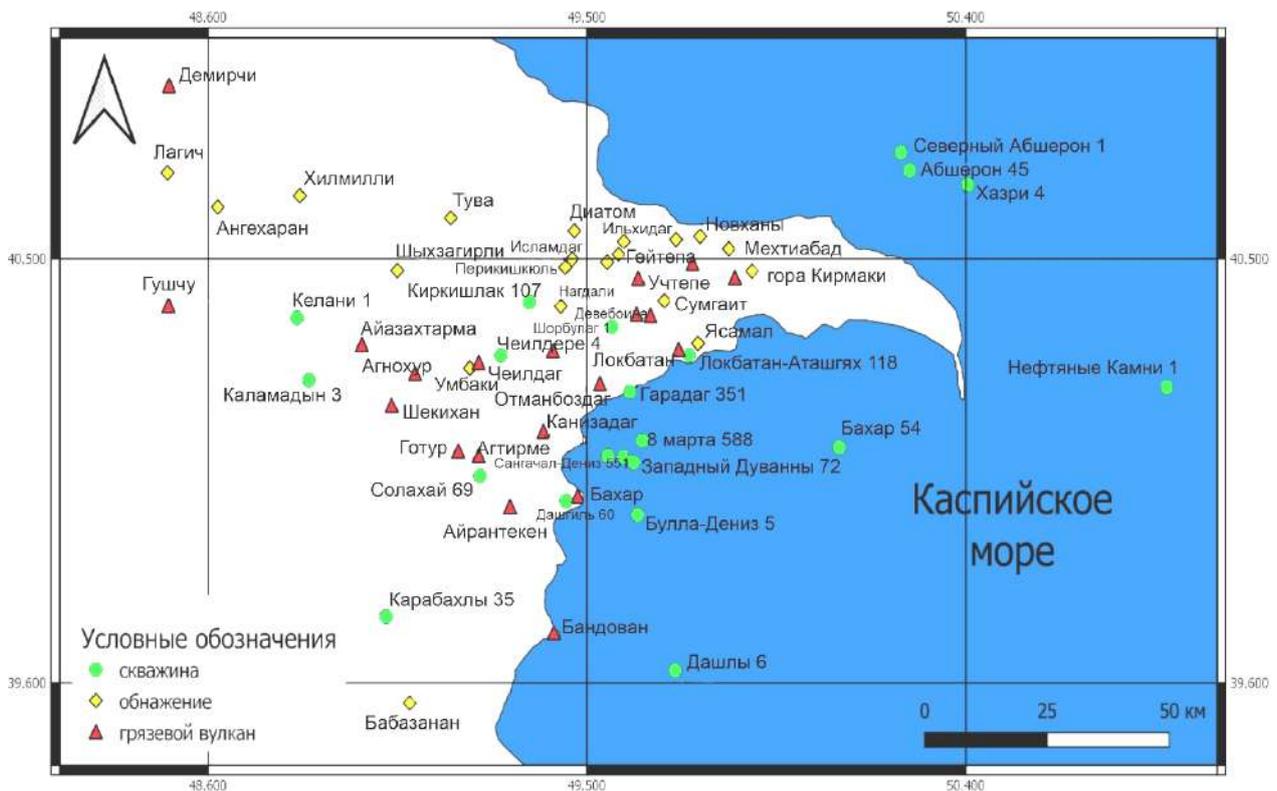


Рис. 1. Карта местоположения исследуемых грязевых вулканов и обнажений

Результаты исследований

Результаты пиролитических исследований интерпретировались по пяти комплексам отложений: продуктивной толще, диатомовой свите, тархан-чокракским отложениям, майкопской серии и палеоцен-эоценовому комплексу (рис. 2-4). Результаты проведенных исследований позволили дать характеристику нефтегазоматеринских осадочных комплексов кайнозойского возраста (таблица) и выявить их генерационные особенности.

Нижнеплиоценовые отложения (ПТ). В образцах пород из обнажений преобладает кероген II и III типов, а в образцах пород из скважин преобладает кероген III типа, которые обладают диапазоном значений по углеводородно-генерационному потенциалу от низкого до высокого. Отличительной чертой геотемпературного режима ЮКБ является весьма низкая прогре-тость плиоценовых и четвертичных отложений, в связи с чем степень катагенетической преобразованности ОВ в них достаточно низкая. Однако часть полученных значений T_{max} из подошвенных свит находится в пределах 420-437°C. По всему бассейну температура на срезе (-5 км) не превышает 110°C, что можно соотнести к началу углеводородообразования – градации катагенеза ПК₃ (75-90°C) – МК₁ (95-120°C). В целом на стадии ПК₃ кероген II типа еще не созрел для интенсивной генерации углеводородов, однако это еще не означает, что в зоне позднего протокатагенеза (ПК₃) не возникают условия для генерации так называемой незрелой нефти. На этой стадии начинается перестройка керогена, происходят процессы, такие как сокращение доли кислорода в керогене, удаление из него групп С=С, разрыв гетероатомных связей наиболее неустойчивых карбонильных и карбоксильных групп. Перестройка структуры керогена сопровождается образованием в небольших объемах низкотемпературного сухого биогенного метана (СН₄), СО₂, N₂.

Миоценовые отложения. Нефтематеринскими свойствами в этом интервале обладают диатомовая свита и тархан-чокракские отложения. Согласно модифицированной диаграмме Ван Кревелена, кероген в миоценовом комплексе – III типа и в меньшей степени – II типа. Как водородный, так и кислородный индексы демонстрируют широкую вариативность. Рассматриваемые образцы обладают широким диапазоном значений по углеводородно-генерационному потенциалу от удовлетворительного до превосходного.

Диатомовая свита. Часть образцов попадает в раннюю стадию углеводородообразования – градации катагенеза ПК₃– МК₁. В свою очередь, T_{max} для некоторых образцов достигает 440-458°C и более. По расчетам авторов, в миоценовых отло-

жениях наиболее глубокой центральной части бассейна рассчитанные значения температуры достигают 170°C, что соответствует градации МК₁–МК₃, в зоне которой интенсивно протекают термические и термокаталитические процессы преобразования и происходит принципиальная перестройка молекулярной структуры керогена, а также с максимальной активностью происходит генерация углеводородов, в том числе и легких (до 4%). В целом в диатомовых отложениях процесс генерации углеводородов продолжается и в настоящее время, однако в очагах нефтегазообразования степень генерации может достигать критического момента, о чем свидетельствуют повышенные содержания S₁ в определенной части образцов. Это также подтверждается результатами моделирования процесса генерации углеводородов (рис.5). В связи с этим диатомовая свита может рассматриваться в качестве одного из основных нефтегазогенерирующих комплексов в ЮКБ.

Тархан-чокракские отложения. В образцах пород преобладает кероген II и III типов. Кислородный индекс имеет широкую вариативность (от 20 до 200 мг СО₂/ г ТОС). Часть значений T_{max} находится в пределах 420-437°C, что традиционно соотносят с началом углеводородообразования – градации катагенеза ПК₃– МК₁, а низкие значения T_{max} подчеркивают миграционную природу битумоида.

Олигоцен – нижний миоцен (майкопская серия) характеризуется широким диапазоном значений по углеводородно-генерационному потенциалу от удовлетворительного до превосходного. В образцах выделяется равное количество значений керогена III и II типа. Часть полученных значений T_{max} лежит в пределах от 420-445°C, а рассчитанные значения температуры составляют 171-200°C и соответствуют градации катагенеза МК₃–МК₄. Следовательно, отложения майкопского возраста находятся в интервалах глубин, находящихся в зоне нефтяного окна (oil window), в которой происходит генерация углеводородов с максимальной активностью, в том числе и легких (до 4%). В групповом составе преобладают метановые углеводороды (приблизительно до 54%), среди которых порядка 30% нормального строения и около 24% – изостроения. Результаты исследований свидетельствуют о повышенном содержании S₁ (появление паравтохтонных битумоидов) в ряде образцов. С переходом в зону МК₄ майкопские отложения в главной зоне газообразования начинают генерировать газообразные углеводороды. Результаты моделирования процесса генерации углеводородов в отложениях майкопской серии показывают, что в большей части бассейна степень генерации может достигать пика и стадии завершения углеводородообразования (см. рис. 5).

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.

Палеоцен-эоценовый комплекс отложений.

Эоценовые отложения характеризуются широким диапазоном значений по углеводородно-генерационному потенциалу от низкого до превосходного. В образцах преобладает кероген III типа. Результаты исследований показывают, что рассчитанные значения температуры составляют 210°C и более, а образцы эоценовых отложений соответ-

ствуют градации катагенеза $МК_4 - МК_5 - АК_1$ и входят в главную зону газообразования. Содержание углерода в керогене достигает 85-86%, что свидетельствует об «уплотнении» углеродной структуры, связанной с потерей гетероэлементов и в особенности – водорода, содержание которого менее 2%. Удаление водорода происходит за счет интенсивной генерации газообразных углеводородов. На этом этапе происходит резкое снижение объемов генерации углеводородов, в том числе и метана, что подтверждается также результатами моделирования процесса генерации углеводородов в эоценовых отложениях (см. рис. 5).

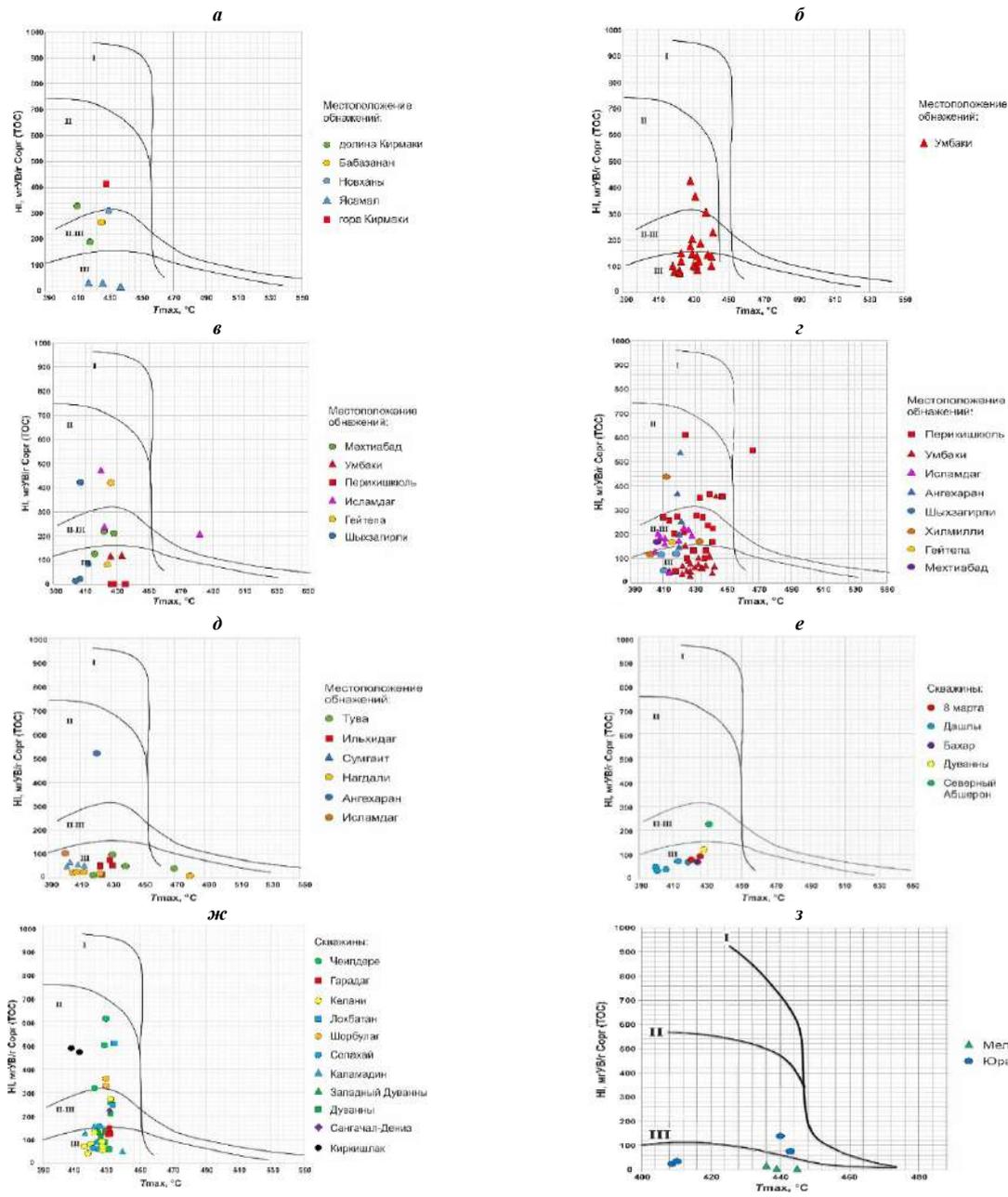


Рис. 2. Модифицированные диаграммы Ван Кревелена, отражающие зависимость водородного индекса HI от максимальной температуры пиролиза T_{max} : *a* – для образцов продуктивной толщи из обнажений; *б* – образцов диатомовой свиты; *в* – тархан-чокракских отложений; *з* – майкопских отложений; *д* – палеоцен-эоценовых отложений; *е* – образцов продуктивной толщи из скважин; *ж* – образцов миоценового комплекса из скважин; *з* – юрских и меловых образцов

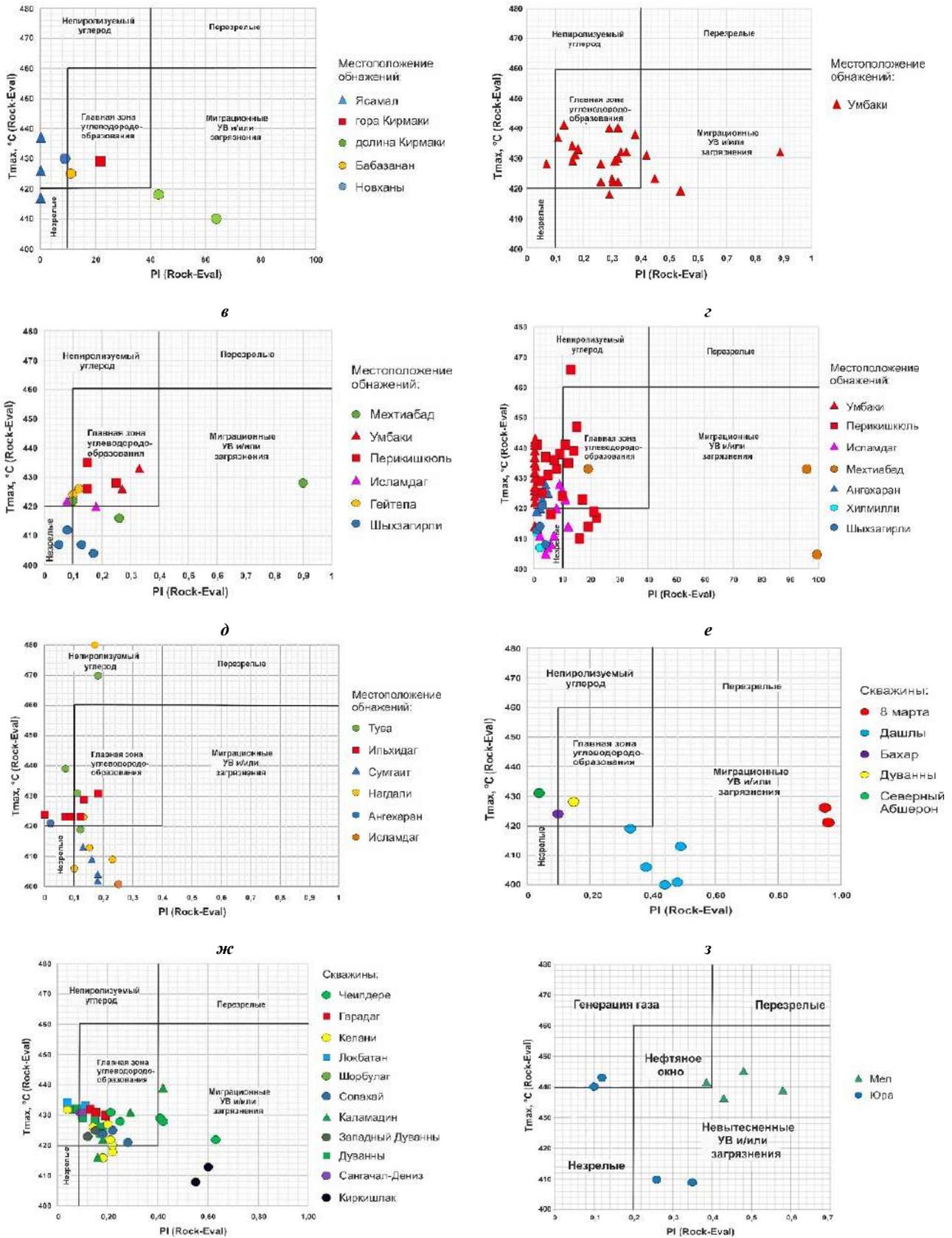


Рис. 3. Диаграммы соотношения максимальной температуры пиролиза T_{max} и индекса продуктивности PI: *а* – для образцов продуктивной толщи из обнажений; *б* – образцов диатомовой свиты; *в* – тархан-чокракских отложений; *г* – майкопских отложений; *д* – палеоцен-эоценовых отложений; *е* – образцов продуктивной толщи из скважин; *ж* – образцов миоценового комплекса из скважин; *з* – юрских и меловых образцов

а

б

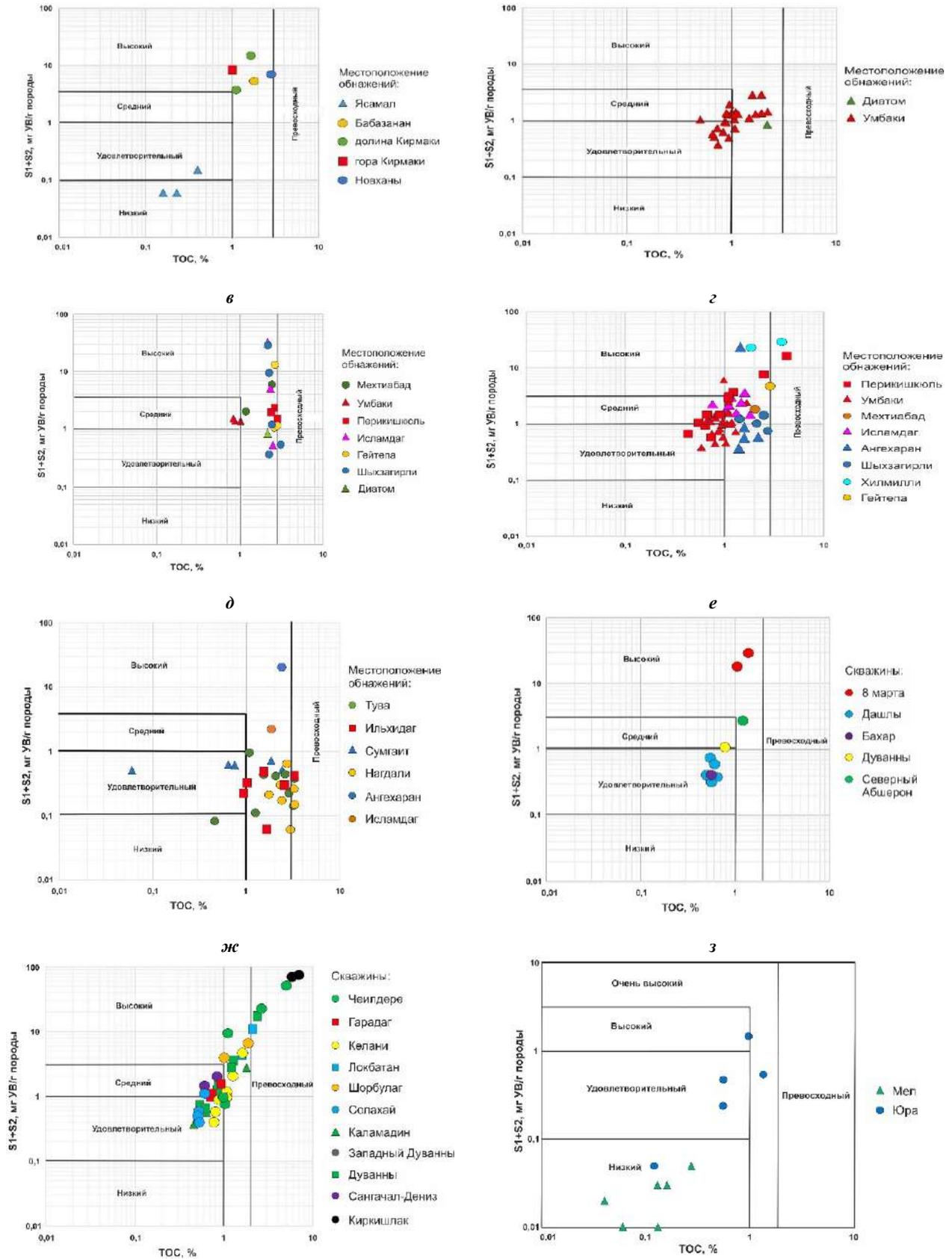


Рис. 4. Диаграммы соотношения генерационного потенциала материнской породы и общего содержания органического углерода S_{org} : *a* – для образцов продуктивной толщи из обнажений; *б* – образцов диатомовой свиты; *в* – тархан-чокракских отложений; *г* – майкопских отложений; *д* – палеоцен-эоценовых отложений; *е* – образцов продуктивной толщи из скважин; *ж* – образцов миоценового комплекса из скважин; *з* – юрских и меловых образцов

К настоящему времени

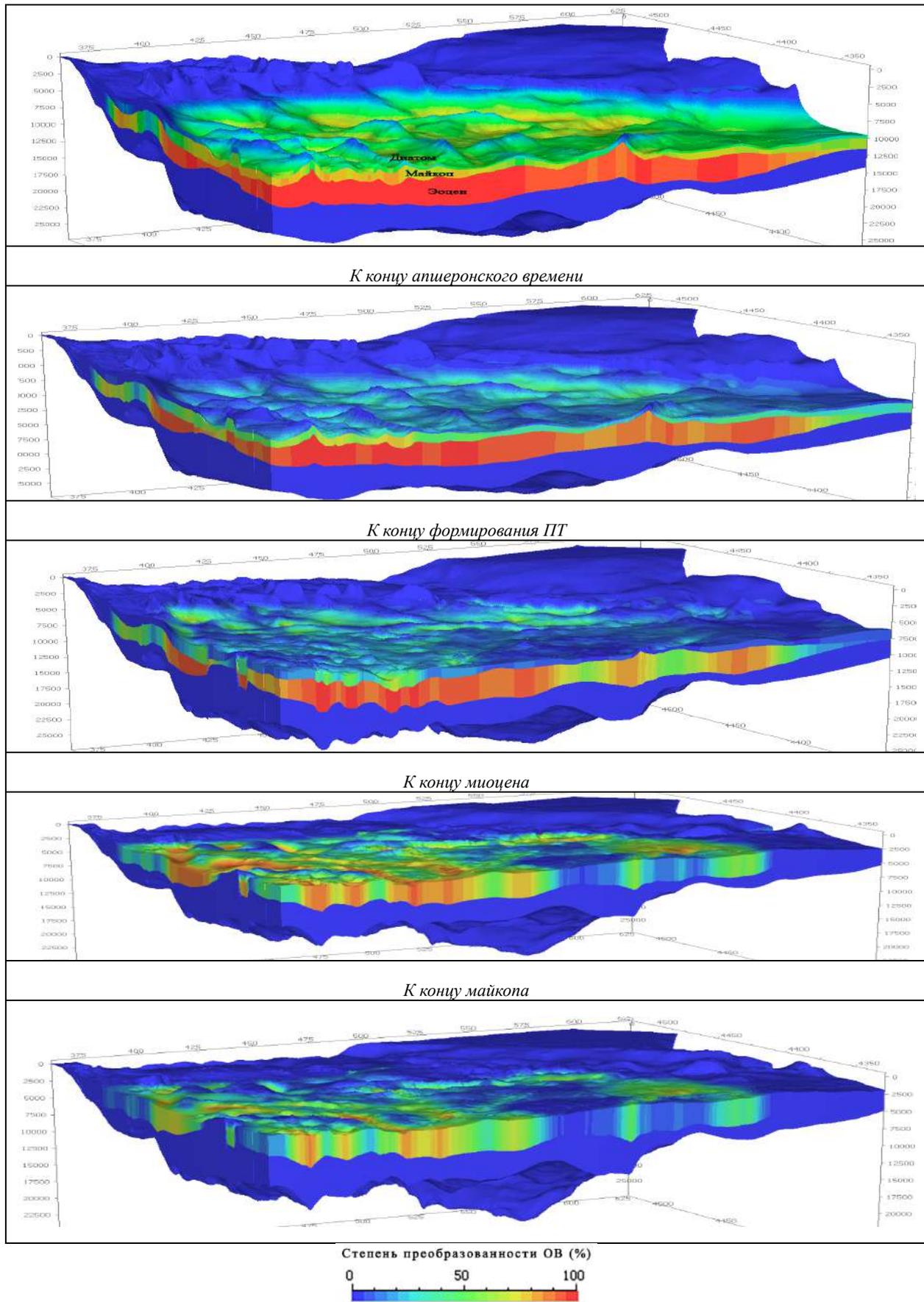


Рис. 5. Трехмерные модели генерации УВ (катагенетической эволюции) основных нефтегазоматеринских толщ кайнозойского комплекса - эоцена, майкопа и диатома ЮК

Таблица 1

Характеристика нефтегазоматеринских свойств осадочных комплексов кайнозойского возраста

Возраст пород	Углеводородно-генерационный потенциал	Градация катагенеза	Температура (расчетная), °С
Нижнеплиоценовые	От низкого до высокого	ПК ₃ МК ₁	75-90 95-120
Миоценовые Диатомовые	От удовлетворительного до превосходного	ПК ₃ МК ₁ МК ₂ МК ₃	75-90 95-120 120-160 160-170
Тархан-чокракские	От удовлетворительного до превосходного	ПК ₃ МК ₁ МК ₂ МК ₃	75-90 95-120 120-160 160-170
Олигоцен-миоценовые (май-копская серия)	От удовлетворительного до превосходного	МК ₃ МК ₄	171-190 190-200
Эоценовые	От низкого до превосходного	МК ₄ МК ₅ АК ₁	190-200 200-215 Более 220

Обсуждение результатов

В ЮКБ со сложным геологическим строением и геодинамическим развитием создавались весьма сложные и уникальные условия для развития и распространения ГАУС. История геодинамического развития Каспийского региона характеризуется чередованием периодов преимущественного растяжения, сжатия и относительной тектонической стабилизации, которые нашли отражение в геофлюидодинамической эволюции ЮКБ и сопредельных осадочных бассейнов. В регионе широко развиты региональные и локальные линейные элементы, хиатусы и размывы. Регион характеризуется доминированием мощных субвертикальных межформационных и межрезервуарных пульсационно-инъекционных флюидомассоперетоков, высокой сейсмичностью, активным грязевым вулканизмом и другими геофизическими аномалиями. В этих условиях в кайнозойском комплексе ЮКБ выделяются четыре углеводородные системы: *миоцен-плиоценовая генерационно-миграционно-аккумуляционная углеводородная мегасистема, диатомовая сланцевая углеводородная система, олигоцен-миоценовая сланцевая углеводородная система и эоценовая сланцевая углеводородная система*, которые подтверждаются геохимическими, геотермическими исследованиями и результатами моделирования углеводородных систем.

Важным фактором формирования углеводородных систем является скорость осадконакопления и прогибания в ЮКБ. Величина скорости седиментации, составляющая 1 мм/1000 лет,

называется единицей Бубнова или Б – в честь известного немецкого геолога русского происхождения С.Н. Бубнова. Скорость осадконакопления изменяется от нулевой или минимальной до высокой или сверхвысокой. Высокие и сверхвысокие скорости осадконакопления, превышающие 100мм/1000 лет (100 Б) и 1000мм/1000 лет (1000 Б), соответственно, характеризуют лавинную седиментацию. Это понятие введено в научный обиход исследованиями А.П. Лисицына (Лисицын, 1988; 2009). Максимальные скорости осадконакопления, характерные для верхнего и среднего уровней лавинной седиментации, то есть для устьевых частей рек и прилегающих зон морей, согласно оценкам А.П. Лисицына (Лисицын, 2009), превышают 5000-6000 Б (устья рек Миссисипи, Ориноко, Нил, Рона и др.) и в ряде случаев могут достигать 18000–30000 Б и более (реки Потомак, Менам, Хуанхэ и др.).

Среди осадочных комплексов в ЮКБ наибольшей толщиной и ритмичным чередованием песчаных и глинистых отложений выделяется нижнеплиоценовый. Он отделяется несогласием от нижележащего понтического яруса. Время формирования продуктивно-красноцветной толщи – около 2.2-2.5 млн. лет, что составляет 1.5% геологического времени от альпийского мегацикла. За это время накопилась огромная масса грубообломочного материала с максимальной толщиной 7.0-8.5 км, то есть около 25-30% от общей толщины осадочного чехла ЮКБ. Вычисление скорости осадконакопления даже без учета уплотнения пород и частых перерывов,

на которые приходится 40-60% геологического времени, дает 25-3.0 км/млн. лет, что само по себе на порядок выше лавинной скорости седиментации. В этом отношении раннеплиоценовый палеобассейн не имеет аналогов среди палео- и современных бассейнов Мирового океана. Такая высокая сверхлавинная скорость седиментации обусловлена транспортировкой грубообломочного материала в замкнутый плиоценовый бассейн многочисленными мелкими и крупными реками (Палео-Волгой, Палео-Курой и Палео-Узбоем). Однако такая лавинная скорость накопления осадков характерна для плиоценового периода, до которого скорости осадконакопления и прогибания в бассейне были низкими. Общее опускание бассейна за альпийский цикл (-180 млн. лет) составляет 25-30 км. Согласно проведенным расчетам (рис. 6), выявлено следующее:

- в *средне-позднеюрскую эпоху* на этапе расширения моря за счет термального погружения континентальная кора (КК) оседала на 1.2 км со скоростью 50-60 м/млн. лет;

- к *началу мелового периода* с учетом нагрузки осадочных вулканогенных толщ и водного слоя (высотой 2.5-3.5 км) общее тектоническое погружение КК доходило до 5-6 км. В меловом периоде КК погружалась с меньшей скоростью - 10-20 м/млн. лет - всего на 3 км (в общем 9 км);

- в *палеоцен-эоцене* бассейн оставался глубоководным. К началу олигоцена расширение моря практически приостановилось, резко замедлилось тектоническое погружение (5-8 м/млн. лет). К концу эоцена КК погружалась на 1 км за счет только нагрузки осадков. Общая амплитуда погружения достигала 10-5 км;

- в *олигоцен - раннем миоцене* кора ЮКБ тектонически погружалась очень медленно, в основном за счет увеличения нагрузки осадочной толщи, толщина которой достигала 14-16 км. Далее в среднем и позднем миоцене глубина бассейна постепенно уменьшилась от 4.5-4.0 км до 2.0 км из-за интенсивного заполнения осадками;

- в *плиоцене* скорость тектонического прогибания достигла 1000-2000 м/млн. лет. Расчет амплитуды погружения в районе Абшеронского порога в плиоцен-квартере с учетом поправок на нагрузку осадочной толщи и батиметрию дает величину 10-12 км. Скорость прогибания в плиоцене в северной части ЮКБ в 20-30 раз выше, чем на рифтогенном этапе раскрытия и на 2 порядка (100-200 раз) больше, чем в меловом и палеогеновом периодах. В этот период (и только в этот период) ЮКБ может быть отнесен к молодым активным («живым») бассейнам с лавинным седиментогенезом, для которых характерны

устойчивое погружение, высокий темп и скорости седиментации.

Скорости прогибания до плиоценового времени были весьма умеренными, что благоприятно влияло на катагенетическую эволюцию ОВ. Такая ситуация не могла не повлиять на формирование углеводородных систем и ее элементов, а также на распределение палео- и современных температур, игравших важную роль в катагенетической зональности в ЮКБ. Согласно В.Ю. Керимову и М.З. Рачинскому (2011), в ЮКБ распределение по глубине фактических значений пластовых температур в интервале гипсометрических отметок (0)-(-6000) м аппроксимируется выражением $t = 13.7 + 0.196H^{0.725}$, удовлетворяющим функцию $t = a + bH^n$, где t - температура, °С, на глубине H , м; a - среднегодовая температура местности; b и n - коэффициенты, определяющие особенности по отдельным районам в связи со спецификой их геологического развития, тектоники, литологии и другими влияющими факторами.

Региональный геотемпературный фон ЮКБ в общем виде характеризуется следующими основными чертами (Гулиев и др., 1992; Дахнова и др., 2015; Калмыков и др., 2019; Левин, Сенин, 2003; Левин, Федоров, 2001; Мехтиев, 1957, 1985; Lapidus et al., 2018):

- в *мезозойских отложениях* наиболее прогнутой части бассейна температура (t_{mz}) на подошве комплекса - поверхности фундамента - на гипсометрических срезях (-26) и (-28) км составляет соответственно 458-484 и 489-514°C при геотемпературных градиентах ($G^t=dt/dH$) -1.53-1.58 и 1.50-1.57°C/100 м; приведенная к тем же глубинам температура (t^{pp}_{mz}) составляет 17.6-18.6 и 17.5-18.4°C/км. На западном борту бассейна зависимость температура - глубина для мезозойского комплекса в интервале глубин 0.5-28 км имеет вид $t_{mz}=13.9+0.0635H^{0.871}$ при геотемпературных градиентах $G^t_{mz}=2.48-1.48°C/100$ м;

- в *палеоген-миоценовых отложениях* наиболее глубокой центральной части бассейна на подошве комплекса - поверхности мезозоя - в интервале глубин 8.7-10.5 км рассчитанные значения t_{pg-mi} составляют 171-231°C, величины G^t_{pg-mi} соответственно - 2.17-2.27°C/100 м, t^{pp}_{pg-mi} - 19.7-22.0°C/км. На западном борту бассейна в интервале глубин 0.5-12.0 км $t_{pg-mi}=13.9+0.0544H^{0.898}$ и $G^t_{pg-mi}=2.59-1.87°C/100$ м;

- в *плиоценовых отложениях* на гипсометрическом срезе (-1000 м) $t^{1000}_{PS(RS)}$ варьирует в пределах 27-59.5°C; геотемпературные градиенты $G_{PS(RS)}$ в интервале 1-5 км составляют 1.19-2.30°C/100 м; в районах наиболее глубокого за-

легания комплекса на его подошве (поверхности подстилающего миоцен-палеогена) $t_{PS(RS)}$ в пределах глубин 6.25-8.30 км составляет 127-178°C; температура, приведенная к подошве ПТ-КТ ($t_{PS(RS)}^p$), – 18.1-23.5°C/км; для ПТ западного борта бассейна зависимость температура – глубина в интервале глубин 0.05-8.50 км имеет вид $t_{PS} = 13.7 + 0.149H^{0.716}$ и $G_{PS}^t = 3.51 - 0.82°C/100$ м. Низкая прогретость плиоценовых и четвертич-

ных отложений является особенностью геотемпературного режима ЮКБ. Во всех районах бассейна температура на срезе (–5 км) не превышает 110°C, а величины геотермического градиента составляют 0.80-1.05°C/100 м. Поэтому при вышеуказанных температурах весь мезо-кайнозойский осадочный комплекс ЮКБ относить к холодным бассейнам некорректно (Rachinsky, Kerimov, 2015).

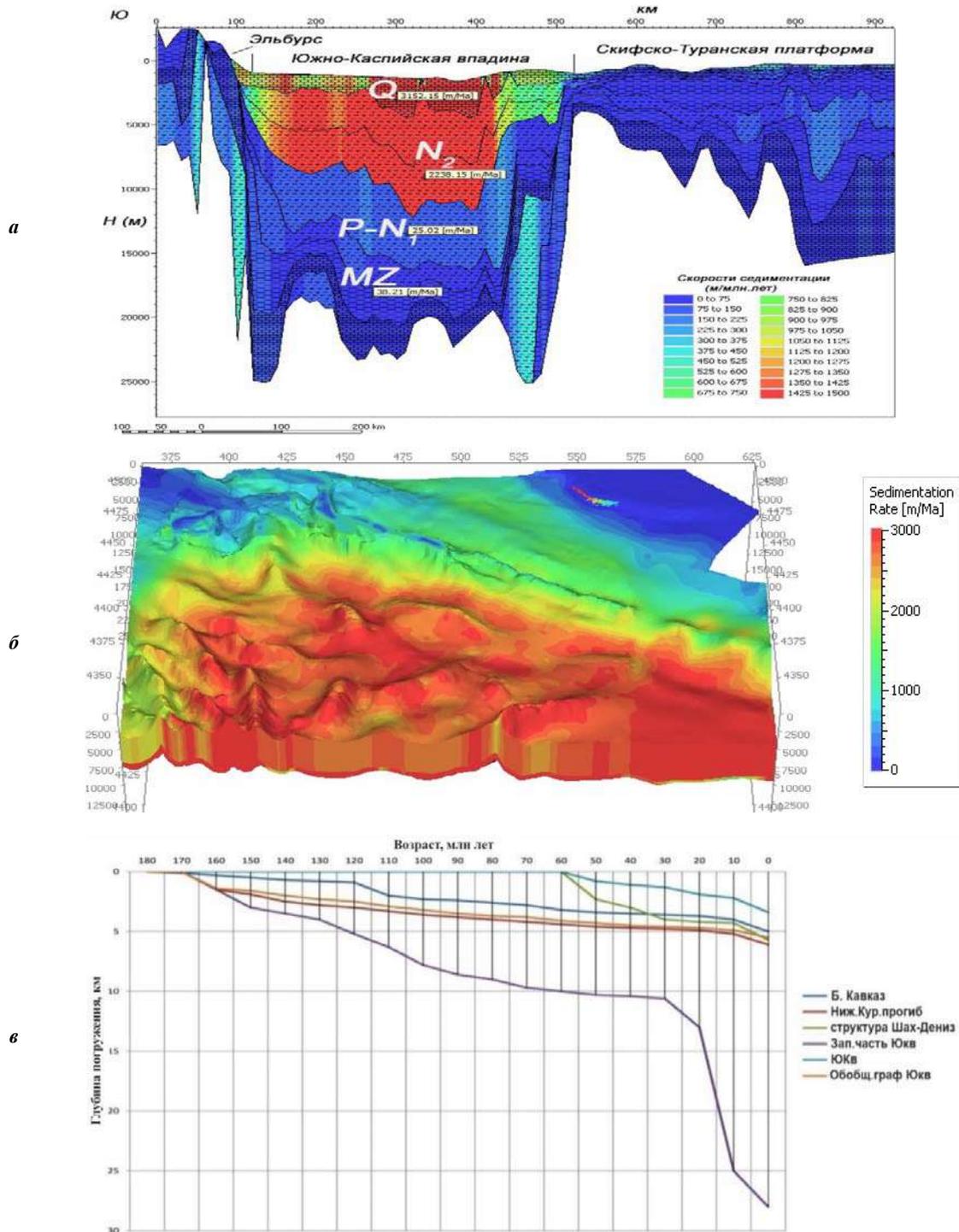


Рис. 6. Модель скоростей седиментации ЮКБ (а), трехмерная модель скоростей седиментации плиоценового комплекса ЮКБ (б) и графики тектонического погружения ЮКБ (в)

Региональное геотемпературное поле бассейна имеет явно выраженный мозаичный характер, соответствующий его ступенчато-блоковому строению и различиям литофациальной композиции разрезов отдельных районов. Этот фактор влияет на мозаичный характер пространственного распространения очагов генерации углеводородов в пределах углеводородных систем (Сенин и др., 2022; Kerimov et al., 2016, 2023).

В процессе формирования ЮКБ создавались уникальные ситуации, отличающиеся от классических условий формирования углеводородных систем. Так, НГМТ могли обеспечивать углеводородами несколько резервуаров, в том числе стратиграфически более молодые. Резервуары более молодых углеводородных систем могли насыщаться за счет эмиграции углеводородов из нескольких НГМТ. Таким образом, уникальный резервуар ПТ насыщается за счет миграции углеводородов из нескольких НГМТ – в основном миоценового (тархан-чокракского и диатомового) и майкопского возраста. Такого мнения придерживаются, наряду с авторами статьи, и предыдущие исследователи (Мехтиев, 1956, 1985; Гулиев, Фейзуллаев, 1996; Abrams, Narimanov, 1997; Feyzullayev и др., 2022; Керимов, Серикова, 2023).

Это подтверждается результатами исследований экстрактов битумоидов из кайнозойских отложений, которые выявили различие отдельных стратиграфических комплексов по изотопному составу углерода (ИСУ) (Ализаде и др., 2018; Фейзуллаев и др., 2022). В свою очередь, ИСУ был использован как важнейший диагностический признак для стратиграфической и генетической типизации нефти ЮКБ, с одной стороны, и корреляции порода – нефть и нефть – нефть, с другой. По характеру распределения $\delta^{13}\text{C}$ в керогене весь осадочный разрез кайнозоя четко разграничивается на палеоген-нижнемиоценовые и диатомовые отложения.

В керогене *палеоген-нижнемиоценовых отложений* содержания $\delta^{13}\text{C}$ изменяются от -28.24 до -24.15‰ (здесь и далее первая цифра соответствует $\delta^{13}\text{C}$ в алкановой фракции, а вторая – суммарному углероду нефти), а среднее равно -26.48‰.

В *диатомовых отложениях* наблюдается резкое утяжеление изотопного состава углерода, где среднее значение $\delta^{13}\text{C}$ составляет -23.33‰ при его вариациях от -25.25 до -21.53‰.

Значения изотопных отношений углерода $\delta^{13}\text{C}$ в нефти ЮКБ варьируют в широких пределах – от -28.00 до -24.34‰ для суммарного углерода и от -29.1 до -24.8‰ для алкановой фракции нефти.

Согласно значениям изотопных соотношений, нефти ЮКБ группируются в два класса:

1) *изотопно-легкие* со значениями $\delta^{13}\text{C}$ от -28.0 до -27.0‰ по суммарному углероду и от -29.1 до -27.0‰ по углероду алкановой фракции. Наиболее изотопно-легкие нефти в кайнозойском комплексе характерны для эоценовых отложений (-28.32‰; -27.86‰), далее для майкопского (-28.05‰; -27.64‰) и чокракского комплексов (-27.95‰; -27.5‰) (рис.7).

2) *изотопно-утяжеленные* со значениями $\delta^{13}\text{C}$ от -26.5 до -24.0‰ и от -26.5 до -24.5‰, соответственно.

Резкое изотопное утяжеление нефти происходит при переходе к нефти из диатомовой свиты (-26.45‰; -26.13‰). Наиболее тяжелые нефти приурочены к резервуарам нижне- и верхнеплиоценового возраста (-26.35‰; -25.75‰) (см. рис. 7).

Основную массу нефти ЮКБ составляет нефть второй группы, на долю которой приходится от 57.64 до 68.66% проанализированных проб, тогда как изотопно-легкие нефти составляют 31.35 – 42.35%.

При этом наблюдается отчетливая дифференциация нефтегазоносных районов по величинам $\delta^{13}\text{C}$ алкановой фракции нефти плиоценовых резервуаров. По средним значениям этого параметра нефтегазоносные районы располагаются в следующей последовательности: Нижнекуринский (-26.8‰) → Абшеронский (-26.29‰) → Шамаха-Гобустанский (26.1‰) → Бакинский архипелаг (-26.04‰) → Абшеронский архипелаг (-25.87‰) (рис.8). Как видно из приведенного графика, нефти плиоценового резервуара акваториальной части ЮКБ выделяются некоторым утяжелением изотопного состава.

Проведенные исследования показывают:

– Морские месторождения содержат в основном смесь палеоген-нижнемиоценовой и диатомовой нефти, с преимуществом диатомовых.

– На Абшеронском полуострове объем смешанной нефти уменьшается за счет обособления преимущественно палеоген-нижнемиоценовой, а объем нефти с диатомовой изотопной меткой остается примерно тем же.

– Общим для морской части ЮКБ и Абшеронского полуострова является примерно одинаковый объем модальных значений (от -26.5 до -26.0‰), составляющий 47.36 и 42.85%, соответственно.

– Плиоценовый резервуар Нижне-Куринского нефтегазоносного района по содержанию палеоген-нижнемиоценовой и диатомовой нефти кардинально отличается от вышеописанного зна-

чительного уменьшения диатомовой нефти, увеличением объема палеоген-нижнемиоценовой и резким смещением модальных значений $\delta^{13}\text{C}$ в области от -27.5 до -27.0‰ (изотопно-легких) объемом 30.77% и от -27.0 до -26.5‰ в объеме 26.92% , которые в сумме составляют 57.69% . Таким образом, в составе нефти плиоценового резервуара Нижне-Куринского нефтегазоносного района доля палеоген-нижнемиоценовой нефти заметно выше.

Как следует из вышеизложенного, нефть плиоценового резервуара представляет собой смесь нефти из различных нефтематеринских

толщ эоценового, олигоцен-миоценового (майкопского), миоценового (тархан-чокракского и диатомового) возраста, роль которых в каждой конкретной геологической ситуации (как в масштабе региона в целом, так и в пределах отдельных нефтегазоносных районов) различна. Не исключено участие в нефтегенерации и самой ПТ, в частности, ее нижнего отдела.

В процессе формирования углеводородных систем, наряду с классическими схемами миграции углеводородов, большую роль играет система грязевых вулканов, широко распространенная в ЮКБ.

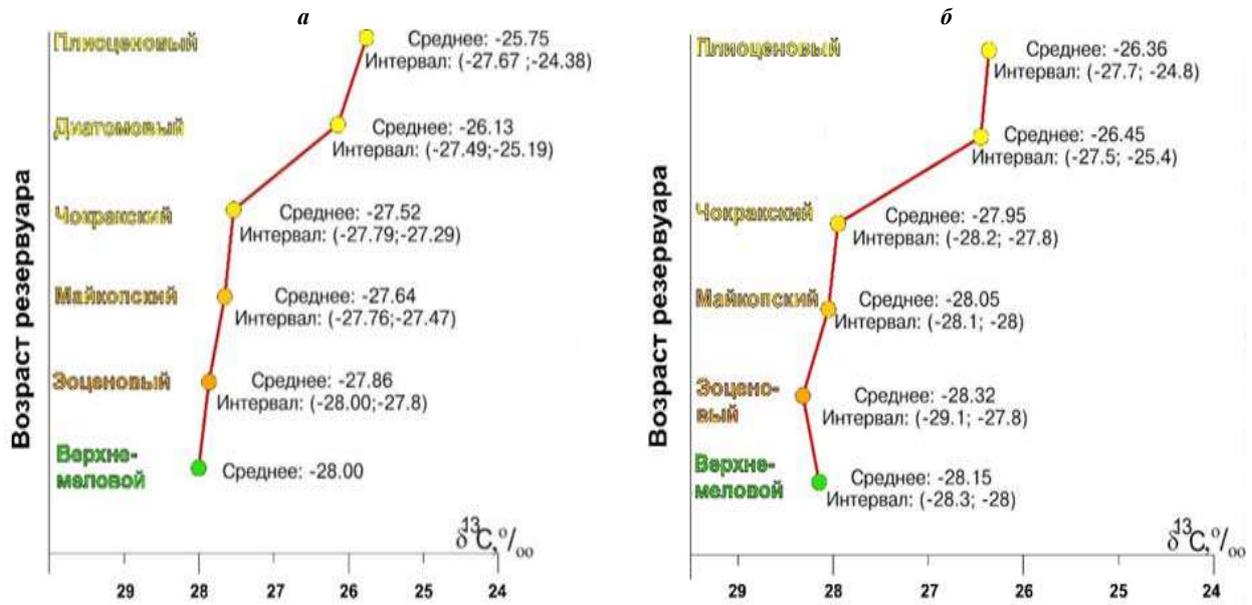


Рис. 7. Диаграммы вариаций величин изотопных отношений суммарного углерода (а) и углерода алкановой фракции (б) нефти разновозрастных резервуаров ЮКБ (Ализаде и др., 2018)

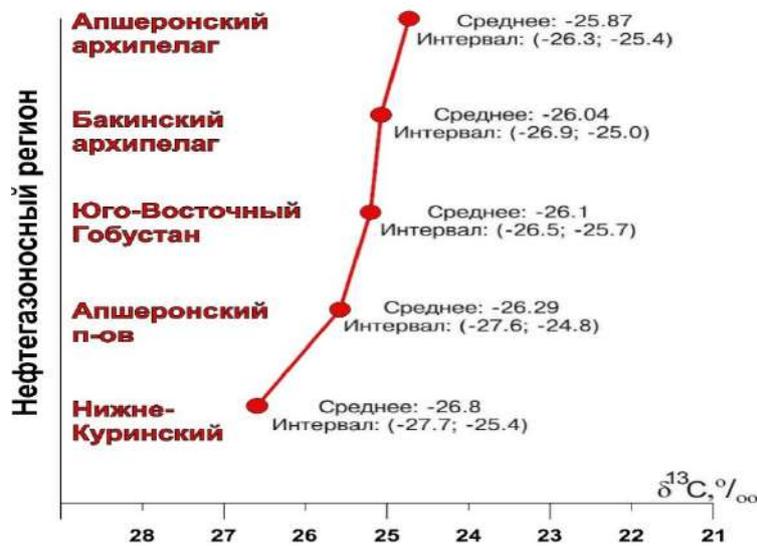


Рис. 8. Диаграммы вариаций величин изотопных отношений углерода алкановой фракции нефти плиоценового резервуара ЮКБ (Ализаде и др., 2018)

Заключение

В ЮКБ выделяется уникальный природный феномен – *миоцен-плиоценовая генерационно-миграционно-аккумуляционная углеводородная мегасистема* с резервуаром ПТ, нефтегазоносность которой формируется за счет миграции углеводородов из нескольких нефтегазоматеринских толщ – в основном из олигоцен-миоценового (майкопского) и миоценового (тарханчокракского и диатомового) возраста, частично из эоценового и самой ПТ, главным образом ее нижнего отдела, как по классическим схемам миграции, так и по системам грязевых вулканов, широко распространенных в ЮКБ.

Наряду с вышеуказанной мегасистемой в пределах ЮКБ сформировались сланцевые углеводородные системы: *диатомовая сланцевая углеводородная система, олигоцен-миоценовая сланцевая углеводородная система* и *эоценовая сланцевая углеводородная система*, которые являются комбинированными нетрадиционными нефтегазовыми системами с углеводородами, частично эмигрировавшими из НГМТ и частично сохранными (не вытесненными).

Информация о сланцевых углеводородных системах будет полностью опубликована в следующей публикации.

This work was supported by the SOCAR Science Foundation (grant no. 20LR-EF/2024).

ЛИТЕРАТУРА

- Алиева С.А., Авербух Б.М., Серикова У.С., Мустаев Р.Н. Геология и нефтегазоносность Каспийской впадины (под ред. В.Ю. Керимова). ИНФРА-М. Москва, 2015, 486 с.
- Ализаде А.А., Гулиев И.С., Мамедов П.З. и др. Продуктивная толща Азербайджана. Монография в 2-х томах. Том I. Недра. Москва, 2018, 305 с.
- Ализаде А.А., Гулиев И.С., Мамедов П.З. Продуктивная толща Азербайджана. Монография в 2-х томах. Том II. Недра. Москва, 2018, 236 с.
- Багир-Заде Ф.М., Нариманов А.А., Бабаев Ф.Р. Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря. Недра. Москва, 1988, 206 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. 110-119.
- Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А. Зональность углеводородообразования и ресурсы нефти и газа в Южно-Каспийской впадине. Азерб.нефтяное хозяйство, No. 4, 1996, с. 6-8.
- 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.
- Джафаров И.С., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я. Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа. Недра. Санкт-Петербург, 2005, 384 с.
- Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С. и др. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения. Георесурсы, Том 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. 23-29.
- 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.
- Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Монакова А.С. Моделирование углеводородных систем в регионах со сложным геологическим строением. 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014, DOI:10.3997/2214-4609.20142245.

REFERENCES

- 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. 14, 1997, pp. 451.
- Alieva S.A., Averbukh B.M., Serikova U.S., Mustaev R.N. Geology and oil and gas potential of the Caspian Basin (edited by V.Yu. Kerimov). INFRA-M. Moscow, 2015, 486 p. (in Russian).
- Alizadeh A.A., Guliev I.S., Mamedov P.Z. and others. Productive strata of Azerbaijan. Monograph in 2 volumes. Volume I. Nedra. Moscow, 2018, 305 p. (in Russian).
- Alizadeh A.A., Guliev I.S., Mamedov P.Z. Productive strata of Azerbaijan. Monograph in 2 volumes. Volume II. Nedra. Moscow, 2018, 236 p. (in Russian).
- Bagir-Zadeh 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).
- Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Paizanskaya I.L. Estimation of shale oil reserves using geochemical parameters. Geology of Oil and Gas, 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.
- Feyzullaev A.A., Guseinov D.A., Rashidov T.M. Isotopic composition of the products of mud volcanoes activity in the South Caspian Basin in connection with petroleum potential of the deeply barred sediments. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 1, 2022, pp. 68-80, DOI: 10.33677/ggianas20220100073 (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 hydrocarbon formation and oil and gas resources in the South Caspian Basin. Azerbaijan Oil Industry, 1996, No. 4, 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. Lithology and Minerals, 1992, No. 2, pp. 110-119 (in Russian).
- Guliev I.S., Mustaev R.N., Kerimov V.Y., Yudin M.N. Degasing of the Earth: Scale and implications. Gornyi Zhurnal, No.11, 2018, pp. 38-42, DOI:10.17580/gzh.2018.11.06
- 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, No. 5, 1997, pp. 583-586.

- Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. ООО «Издательский дом Недра». Москва, 2011, 599 с.
- 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, pp. 18-21, DOI: 10.33677/ggianasconf20230300004.
- Лебедев С.А., Костяной А.Г. и др. Система Каспийского моря. Российская академия наук, Институт океанологии им. П.П. Ширшова. Научный мир. Москва, Том 1, 2016, 479 с.
- Левин Л.Э., Сенин Б.В. Глубинное строение и динамика осадочных бассейнов в Каспийском регионе. ДАН, Том 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: Современные проблемы геологии нефти и газа. Научный мир. Москва, 2001, с. 278-286.
- Лисицын А.П. Закономерности осадкообразования в областях быстрого и сверхбыстрого осадконакопления (лавиной седиментации) в связи с образованием нефти и газа в Мировом океане. Геология и геофизика, Том 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.
- Мехтиев Ш.Ф. Вопросы происхождения нефти и формирования нефтяных залежей Азербайджана. Изд-во АН Аз. ССР. Баку, 1956, 319 с. [Рец.] Ахмедбейли Ф.С. Обсуждение книги Ш.Ф. Мехтиева... Изв. АН Аз. ССР, 1957, No. 6, с. 225-228.
- Мехтиев Ш.Ф. Процессы формирования и преобразования состава нефти и газа в природе. Элм. Баку, 1985, 144 с.
- 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 глубокопогруженных отложений. ANAS Transactions, Earth Sciences, No.1, 2022, pp. 68-80, DOI: 10.33677/ggianas20220100073.
- 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. 14, 1997, pp. 451.
- Dolson J. Understanding oil and gas shows and seals in the search for hydrocarbons. Springer International Publishing, Switzerland, 2016, 486 p.
- 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
- 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, No. 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, No. 217, 2005, pp. 323-338.
- Kerimov V.Yu., Senin B.V., Serikova U.S. et al. 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.
- Jafarov I.S., Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya. The shelf, its study and significance for the search and exploration of oil and gas accumulations. Nedra. St. Petersburg, 2005, 384 pp. (in Russian).
- Kalmykov A.G., Karpov Yu.A., Topchiy M.S. and others. The effect of catagenetic maturity on the formation of reservoirs with organic porosity in the Bazhenov formation and peculiarities of their extension. Georesources, Vol. 21, No. 2, 2019, pp. 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.Yu., Averbukh B.M., Milnichuk V.S. Tectonics of the northern Caspian Sea and oil and gas prospects. Soviet Geology, No. 7, 1990, pp. 23-29 (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Mustaev R.N., Khoshtaria V.N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits. Oil Industry Journal, No. 8, 2017, pp. 36-41 (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S. Modeling of hydrocarbon systems in regions with complex geological structure. 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014. DOI:10.3997/2214-4609.20142245 (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamics of oil and gas content of moving belts. Nedra Publishing House LLC. Moscow, 2011, 599 p. (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Senin B.V., Serikova U.S. et al. 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.
- Kerimov V.Yu., Serikova U.S. Founder of the modern Azerbaijani State Heydar Aliyev – author of the concept on the oil strategy of Azerbaijan. ANAS Transactions, Earth Sciences, Special Issue, 2023, pp. 18-21, DOI: 10.33677/ggianasconf20230300004 (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 – Oil Industry, No 2, 2016, pp. 8-11.
- Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural Bitumens: physicochemical properties and production technologies. Solid Fuel Chemistry, Vol. 52, No. 6, 2018, pp. 344-355.
- 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, Vol. 1, 2016, 479 p. (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).
- 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. In: Modern problems of oil and gas geology, Nauchny mir. Moscow, 2001, p. 278-286 (in Russian).
- Lisitsyn A.P. Patterns of rapid and extremely rapid (avalanche) sedimentation: implications for marine oil and gas generation. Geology and Geophysics, Vol. 50, No. 4, 2009, pp. 373-400 (in Russian).
- Lisitsyn A.P. Avalanche sedimentation and breaks in sedimentation in the seas and oceans. Nauka. Moscow, 1988, 310 p. (in Russian).
- Mehdiev Sh.F. Issues of the origin of oil and the formation of oil deposits in Azerbaijan. Publishing house of the Academy of Sciences of Az. SSR. Baku, 1956, 319 p. [Rec.] Akhmed-

- 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 khadam suite of the Pre-Caucasus. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, No. 2, 2016, pp. 8-11.
- Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustayev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural Bitumens: physicochemical properties and production technologies. *Solid Fuel Chemistry*, Vol. 52, No. 6, 2018, pp. 344-355.
- Mustayev 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.
- Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs. Wiley & Sons Ltd. New Jersey, 2015, 617 p., DOI: 10.1002/9781118999004. – EDN XNGONX.
- bayli F.S. Discussion of the book by Sh.F. Mehdiyev... *Izv. AN Az. SSR*, No. 6, 1957, pp. 225-228 (in Russian).
- Mehdiyev Sh.F. Processes of formation and transformation of the composition of oil and gas in nature. Elm. Baku, 1985, 144 p. (in Russian).
- Mustayev 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.
- Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs. Wiley & Sons Ltd. New Jersey, 2015, 617 p., DOI: 10.1002/9781118999004. – EDN XNGONX.
- Senin B.V., Kerimov V.Yu., Mustayev 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. *Geotectonics*, No. 1, 2022, pp. 27-50 (in Russian).

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ И ОСОБЕННОСТИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАСЕЙНА

Керимов В.Ю.^{1,3}, Гулиев И.С.², Джавадова А.С.¹, Кадилов Ф.А.^{1,4},
Мустаев Р.Н.³, Гурбанов В.Ш.¹, Гусейнова Ш.М.¹

¹Министерство науки и образования Азербайджанской Республики, Институт нефти и газа, Азербайджан
AZ1000, Баку, ул. Ф. Амирова, 9: huseynova_shalala@yahoo.com

²Президиум Национальной академии наук Азербайджана, Азербайджан
AZ1001 Баку, ул. Истиглалят, 30: i.s.guliyev@gmail.com

³Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Российская Федерация
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23: mustaevrn@mgri.ru

⁴Министерство науки и образования Азербайджанской Республики, Институт геологии и геофизики, Азербайджан
AZ1073, Баку, просп. Г. Джавида, 119: kadirovf@gmail.com

Резюме. В статье приведена характеристика нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ) на основе результатов геохимических исследований и моделирования углеводородных систем. Для оценки генерационного потенциала НГМТ кайнозойского возраста ЮКБ были проведены пиролитические исследования методом пиролиза Rock-Eval-6 компании VINCI Technologies. В ЮКБ со сложным геологическим строением и геодинамическим развитием существуют весьма сложные условия для развития и распространения генерационно-аккумуляционных углеводородных систем. В процессе эволюции бассейна создавались уникальные условия для формирования углеводородных систем, существенно отличающихся от классических. В статье рассмотрены скорости осадконакопления и прогибания, а также региональный геотемпературный фон, влияющий на катагенетическую эволюцию органического вещества. Процессы генерации углеводородов в нефтегазоматеринских толщах кайнозойского возраста были исследованы на основе результатов моделирования углеводородных систем. В ЮКБ выделяется уникальный природный феномен – миоцен-плиоценовая генерационно-миграционно-аккумуляционная углеводородная мегасистема с резервуаром в продуктивной толще (ПТ), нефтегазоносность которой формируется за счет миграции углеводородов из нескольких нефтегазоматеринских толщ – в основном из олигоцен-миоценового (майкопского) и миоценового (тархан-чокракского и диатомового) возраста, частично из эоценового и самой ПТ, главным образом ее нижнего отдела, как по классическим схемам миграции, так и по системам грязевых вулканов, широко распространенных в ЮКБ. Наряду с вышеуказанной мегасистемой в пределах ЮКБ сформировались сланцевые углеводородные системы: диатомовая сланцевая углеводородная система, олигоцен-миоценовая сланцевая углеводородная система и эоценовая сланцевая углеводородная система, которые являются комбинированными нетрадиционными нефтегазовыми системами с углеводородами, частично эмигрировавшими из НГМТ и частично сохранными (не вытесненными).

Ключевые слова: Южно-Каспийский бассейн, углеводородная система, сланцевая углеводородная система, нефтегазоматеринская толща, органическое вещество, пиролиз

CƏNUBİ XƏZƏR HÖVZƏSİNDƏ NEFT-QAZ ANA SÜXURLARININ SƏCİYYƏLƏNDİRİLMƏSİ VƏ KARBOHİDROGEN SİSTEMLƏRİNİN XÜSUSİYYƏTLƏRİ

Kərimov V.Yu.^{1,3}, Quliyev İ.S.², Cavadova A.S.¹, Qədirov F.Ə.^{1,4},
Mustayev R.N.³, Qurbanov V.Ş.¹, Hüseynova Ş.M.¹

¹Azərbaycan Respublikasının Elm və Təhsil Nazirliyi, Neft və Qaz İnstitutu, Azərbaycan
AZ1000, Bakı, F.Əmirov küç., 9: huseynova_shalala@yahoo.com

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

³Serqo Orconikidze adına Rusiya Dövlət Geoloji Kəşfiyyat Universiteti, Rusiya Federasiyası
117997, Moskva, Mikluxo-Maklay küç., 23: mustaevrn@mgri.ru

⁴Azərbaycan Respublikasının Elm və Təhsil Nazirliyi, Geologiya və Geofizika İnstitutu, Azərbaycan
AZ1073, Bakı, H.Cavid pr., 119, kadirovf@gmail.com

Xülasə. Məqalədə geokimyəvi tədqiqatların nəticələrinə və karbohidrogen sistemlərinin modelləşdirilməsinə əsasən Cənubi Xəzər hövzəsinin (CXH) neft-qaz ana süxurlarının (NQAS) xüsusiyyətləri təqdim olunur. CXH-nin Kaynozoy yaşlı NQAS-nın generasiya potensialını qiymətləndirmək üçün VINCI Technologies şirkətinin Rock-Eval-6 piroliz metodundan istifadə etməklə pirolitik tədqiqatlar aparılmışdır. Mürəkkəb geoloji quruluşa və geodinamik inkişafa malik CXH-də generasiya-akkumulyasiya karbohidrogen sistemlərinin inkişafı və yayılması üçün olduqca mürəkkəb şərait mövcuddur. Hövzənin təkamülü zamanı klassik sistemlərdən əhəmiyyətli dərəcədə fərqlənən karbohidrogen sistemlərinin formalaşması üçün unikal şərait yaranmışdır. Hövzənin çöküntütöplənəmə və çökmə sürətləri, həmçinin üzvi maddələrin katagenetik çevrilməsinə təsir edən regional geotemperatur fonu araşdırılır. Karbohidrogen sistemlərinin modelləşdirilməsinin nəticələri əsasında Kaynozoy yaşlı neft-qaz ana süxurları laylarında karbohidrogenlərin əmələ gəlməsi prosesləri tədqiq edilmişdir. Cənubi Xəzər hövzəsində unikal təbiət fenomeni olan Oligosen-Miosen-Pliosen generasiya-miqrasiya-akkumulyasiya karbohidrogen meqasistemi müəyyən edilmişdir ki, həmin meqasistemin rezervuarı olan Alt Pliosen yaşlı Məhsuldar Qatın neft-qazlılığı bir neçə mənbədən, əsasən Oligosen-Miosen (Maykop) və Miosen (Tarxan-Çokrak və Diatom) yaşlı neft-qaz ana süxurlarından, qismən Eosen və Məhsuldar qatın aşağı hissəsindən, həm klassik sxemlər üzrə həm də geniş yayılmış pəncir vulkanları sistemləri ilə miqrasiya edən karbohidrogenlərin hesabına formalaşır. Yuxarıda qeyd edilən meqasistemlə yanaşı, CXH daxilində şist karbohidrogen sistemləri də formalaşmışdır: Diatom şist karbohidrogen sistemi, Oligosen-Miosen şist karbohidrogen sistemi və Eosen şist karbohidrogen sistemi. Həmin kombinə olunmuş qeyri-ənənəvi neft-qaz sistemlərindəki karbohidrogenlər qismən neft-qaz ana süxurlarından qismən emmiqrasiya etmiş və qismən saxlanılmışdır (emmiqrasiya etməmişdir).

Açar sözlər: Cənubi Xəzər hövzəsi, karbohidrogen sistemi, şist karbohidrogen sistemi, neft-qaz ana süxurları, üzvi maddə, piroliz