

Геотемпературные условия нефтегазоносности мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийского бассейна

К. Н. Каграманов¹, М. С. Бабаев², С. Г. Шпырко³, Х. З. Мухтарова², 2019

¹Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (SOCAR), Баку, Азербайджан

²Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

³Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, Киев, Украина

Поступила 25 июля 2019 г.

Проаналізовано дані температурних режимів нафтогазових родовищ і перспективних ділянок Південнокаспійського басейну. На основі масиву вимірних температур і стратиграфічних даних за 190 морськими та наземними родовищами на різних глибинах побудовано тривимірні інтерпольовані карти температурних полів і стратиграфічних одиниць осадового комплексу регіону. Наявні дані охоплюють стратиграфічний інтервал від неогену до верхнього мезозою, у тому числі продуктивні формації пліоцену, які інтенсивно розробляють, та можливі інтервали залягання материнських порід (майкопська серія олігоцену, верхня крейда). Геотемпературні режими (залежність температура—глибина) для окремих полів і регіону в цілому можна апроксимувати узагальнено-параболічними кривими з підбиранням коефіцієнтів за наявними експериментальними даними. Виконано порівняння геотемпературних режимів Південнокаспійського басейну та подібних великих нафтогазоносних світових басейнів. Унаслідок особливостей геологічної історії та осадонагромадження, зокрема, швидкого занурення западини та лавинної седиментації (швидкість осадо-нагромадження 1—2 км/млн років) зазначений басейн — один з "найхолодніших" серед гігантських світових басейнів. Це дає змогу сподіватися на наявність зони нафто- та газогенерації на глибинах до 15—20 км, тобто значно глибше осадових комплексів Продуктивної товщі пліоцену та підстильних комплексів, зокрема, олігоценової майкопської серії, які на сьогодні розглядають як основні об'єкти розробки та пошукових робіт. Зокрема, аналітичні результати разом із даними геохімічних, стратиграфічних і тектонічних досліджень, а також модельними реконструкціями дають змогу прогнозувати наявність великих перспективних структур у мезозойських комплексах, зокрема потенційні поклади на надвеликих глибинах до 12 км.

Ключові слова: альпійський орогенез, геотермічний режим, температурний градієнт, кондуктивне теплоперенесення, контактний інтервал, катагенетичний метан, Продуктивна товща, вікно генерації вуглеводнів.

Введение. Южно-Каспийский бассейн (ЮКБ) с мощностью осадочного выполнения до 15—25 км, особенно в центральных частях бассейна, относится к одним из самых глубоких в мире. По современным представлениям это задуговый бассейн третич-

ной эпохи, особенности которого тесно связаны с альпийским орогенезом [Messel et al., 2015; Narimanov et al., 2019; Abrams, Narimanov, 1997]. Бассейн известен как один из старейших нефтедобывающих регионов мира с уникальными запасами

нефти и газа (разведанные запасы составляют более 20 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте).

Несмотря на широкий стратиграфический диапазон проявлений углеводородов, на разрабатываемых и перспективных районах Азербайджана в основном выделяются два этажа нефтегазоносности впадины: верхний (плиоценовый) и нижний (мезозойский), разобщенные мощной глинистой толщей палеоген-миоцена. Нижней отметкой нефтегазоносности ЮКБ принято считать глубины до 6,5 км, залегающие в верхнемезозойско-нижнекайнозойских отложениях [Гулиев, Багиров, 2016].

Верхние этажи, относящиеся к кайнозойскому времени, изучены и разведаны значительно лучше, и большая часть работ по моделированию бассейна сосредоточена именно на этих горизонтах (глубины до 2—3 км). В частности, наиболее интересной в качестве нефтегенерирующего пласта представляется майкопская серия олигоцена, а также лежащая выше Продуктивная толща (ПТ), состоящая из плиоценовых пачек с различной литологией. Нижний мезозойский этаж нефтегазоносности характеризуется более сложным строением, неоднократными перерывами в осадконакоплении и несоответствием структурных планов отдельных стратиграфических интервалов разреза [Гулиев и др., 2001].

Проблема мезозойской нефти в Азербайджане до настоящего времени остается нерешенной. Основные проводимые геолого-разведочные работы направлены на оценку перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений [Алиев, Алиев, 2011; Meckel et al., 2015; Юсифзаде и др., 1980]. Однако в подавляющем большинстве случаев вскрытые скважинами толщи охватывают только кайнозой, весьма редко удается добраться до верхнемеловых отложений. Представления о строении подстилающих мезозойских комплексов (триас, юра) получены интерпретацией геофизических исследований и моделированием [Арье, 1996; Гулиев и др., 2001; Won-

ni et al., 2013; Etiope, Martinelli, 2002; Etiope et al., 2004; Каграманов и др., 2018].

Основным фактором преобразования органического вещества (ОВ) в углеводороды (УВ) считается геотермический режим бассейна. Поэтому в задачах оценки нефтегазоносности бассейна это основной информативный параметр, его исходные данные используются для проведения компьютерного моделирования. В зависимости от температурного режима и прогремости осадочные бассейны делятся на холодные с тепловым потоком 15—20 мВт/м², нормальные (25—40 мВт/м²) и теплые (более 40 мВт/м²).

Южно-Каспийский бассейн характеризуется лавинной седиментацией, устойчивым погружением и высокой скоростью прогибания дна. Отличительная особенность геотемпературного режима ЮКБ — весьма низкая прогремость плиоценовых и четвертичных отложений. Во всех районах бассейна температура на глубине 5 км не превышает 110 °С, а величины геотемпературного градиента (Г) составляют 0,80—1,05 °С/100 м [Гулиев и др., 2001; Etiope et al., 2004; Каграманов, Мухтарова, 2016].

Низкая прогремость плиоцен-четвертичного интервала и специфический характер распределения температур и их градиентов по глубине являются следствием двух основных факторов.

1. В районах тектонического погружения и интенсивного осадконакопления наблюдается искажение теплового поля в сторону уменьшения температуры на срезах на 15—20 % по сравнению со стационарным режимом. Это объясняется тем, что быстрое осадконакопление сокращает тепловой поток на поверхность и уменьшает геотермический градиент.

Известно, что скорость тектонического погружения в плиоцене достигла 1000—2000 м/млн лет. В результате больших скоростей тектонического погружения и седиментации осадки и породы, заполняющие бассейн, не успевали прогреваться.

2. Теплоэкранирующий эффект непосредственно подстилающей ПТ мощной

(до 3—5 км) глинистой толщи палеоген-миоцена, обеспечивающей, с одной стороны, уменьшение интенсивности кондуктивного теплопереноса вверх по разрезу и снижение суммарного количества тепла, поступающего кверху в контактирующие интервалы разреза, а с другой — соответствующий перегрев нижезалегающих мезозойских отложений.

Результаты исследований. Анализ результатов проведенных расчетов показывает, что в большинстве районов ЮКБ на современном этапе их геологической истории мезозойский комплекс (толщина 4,5—11 км, температура кровли—подошвы 170—180 °С) является генератором высокотемпературного углекислого газа и азота; палеоген-миоценовый (толщина 2,5—2,0 км, температура кровли—подошвы 76—140 °С) — донором нефти, жирного газа, конденсата и частично позднекатагенетического метана; плиоцен-антропогеновый — раннекатагенетического метана и типов нефтей ранней генерации относительно небольших объемов.

В отдельных районах региона в зависимости от их геотемпературного режима современное пространственное положение зоны раннекатагенетического метанообразования (подстадий ПК₁ $t = 20—60$ °С) могло бы соответствовать стратиграфическому интервалу антропоген — ПТ

и глубинам 0,6—2,6 км; зоны нефтегазообразования (градации МК₁—МК₃ $t = 60 ÷ 135$ °С) — интервалу ПТ — эоцен (1,7—6,9 км), в том числе главная фаза генерации (градации МК₂ $t = 80 ÷ 115$ °С) — ПТ — миоцен (2,6—5,5 км); зоны образования жирного газа и конденсата (градации МК₁—АК₂ $t = 135 ÷ 190$ °С) — интервалу олигоцен—верхний мел (5,3—10,9 км); зоны позднекатагенетического метанообразования (градации АК₃—АК₄ $t = 210 ÷ 250$ °С) — интервалу эоцен—средняя юра (8—17 км); зоны генерации сухих и кислых газов (стадия МГ₁ $t > 300$ °С) — интервалу нижний мел—средняя юра (13,4—21,5 км) [Amrakhov et al., 2016; Лукин, Пиковский, 2004; Каграманов, Мухтарова, 2016].

Табл. 1, составленная на основе единой зависимости температура—глубина, иллюстрирует геотемпературные условия и глубины реализации нефтегазогенерационного потенциала осадочных комплексов ЮКБ по шкалам катагенеза.

С целью выявления геотермического режима нефтегазоносности ЮКБ, в зависимости от конкретных геологических условий, систематизированы и статистически обработаны результаты свыше 4500 замеров пластовых температур в интервале глубин свыше 5000 м месторождений западного и восточного бортов впадины,

Т а б л и ц а 1. Сопоставление геотемпературных условий и глубин реализации нефтегазогенерационного потенциала осадочных комплексов ЮКБ по шкалам катагенеза [Соколов, 2001; Керимов, Рачинский, 2011]

Стратиграфический комплекс	Градация, стадия катагенеза			
	МК ₁ —МК ₃	МК ₄ —АК ₂	АК ₂ —АК ₄	МГ
	Зона генерации нефти	Зона генерации конденсата и жирного газа	Зона генерации позднекатагенетического метана	Зона генерации сухих и кислых газов
Мезозой	2,40(60°)—5,79(135°) 3,64(92°)—6,13(145°)	5,79(135°)—9,90(210°) 6,13(141°)—9,9(210°)	9,9(210°)—15,0(300°) 9,9(210°)—12,0(240°)	15(300°)—17(332°) 12,0(247°)—17(332°)
Палеоген—миоцен	2,40(60°)—5,79(135°) 3,64(92°)—6,13(145°)	5,79(135°)—7,70(170°)АК ₁ 6,61(150°)—7,70(170°)АК ₁	—	—
Плиоцен—антропоген	2,40(60°)—4,0(101°)	—	—	—

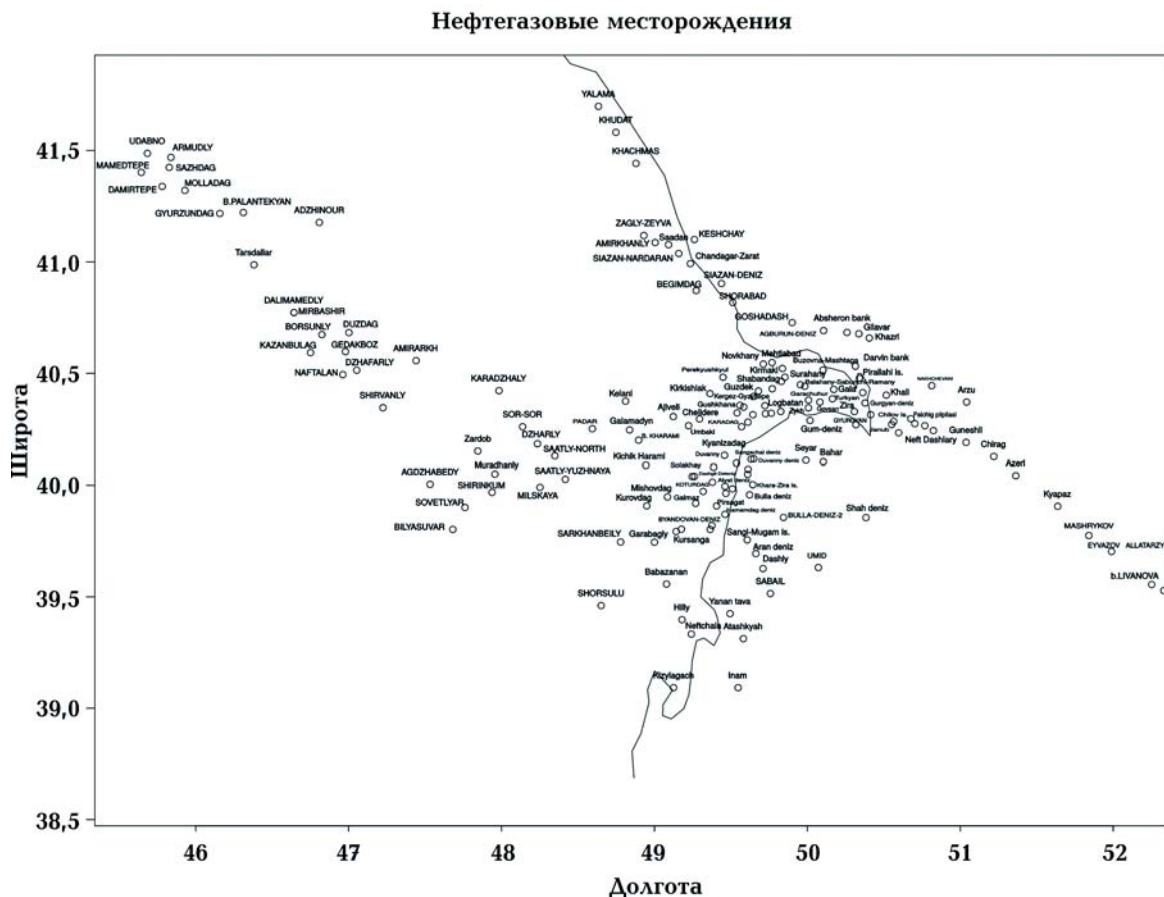


Рис. 1. Схема расположения структур Бакинского Архипелага, Южного Каспия, Апшерона и Нижне-Куруинской впадины (месторождения и разведочные скважины), по которым доступны геофизические и стратиграфические данные.

а также данные, полученные в процессе глубокого поисково-разведочного бурения на перспективных площадях. На рис. 1 представлена сводная схема расположения структур (месторождений и отдельных скважин) в регионе, по которым имеются данные. Результаты замеров систематизированы, в частности, в виде обобщенных 3D схем распределения температур на различных глубинах в ЮКБ. Расположение доступных "точек" замеров сильно неоднородно по площади, так как они концентрируются в районах разведанных месторождений и перспективных структур. Соответственно, точность интерполированных по доступной информации геофизических данных сильно различается в зависимости от разработанности участка. На рис. 2 представлены в каче-

стве примера результаты для глубинных срезов 3, 4 и 5 км. Кроме температур, исследовались также границы стратиграфических интервалов по разным месторождениям региона. Результаты представлены на рис. 3 в виде упрощенной 3D стратиграфической схемы региона. Для построения моделей были использованы данные со 190 месторождений (см. рис. 1; не все приведены в табл. 2). Трехмерные модели построены с помощью языка программирования R, в частности, некоторых его специальных модулей для 3D визуализации (plot3D и rgl) [Gahramanov, 2017; Qehremanov et al., 2016b; Каграманов и др., 2018].

Такие модели дают определенную информацию о параметрах всего прогнозируемого осадочного разреза и определя-

Т а б л и ц а 2. Расчетные температурные показатели различных структур Бакинского архипелага, Нижнекуринской впадины и Апшероно-Прибалханской зоны ЮКБ

Структура/Месторождение				Температура (°C) на глубине (м)					
ПТ	P-N ₁	K ₁ -K ₂	J ₂₋₃	80 °C	115 °C	135 °C	165 °C	270 °C	300 °C
БАКИНСКИЙ АРХИПЕЛАГ									
	Сангачалы-дениз			3413	5007	5911	7274	12931	14703
	Дуванный-дениз			3605	5327	6236	7594	13234	15012
	8 марта			3766	5984	6988	8382	13727	15510
	Булла-дениз			4101	6209	7227	8597	14613	16412
	Гарасу			3580	5573	6496	7869	13054	14820
	Аран-дениз			3568	5542	6464	7639	12925	14685
	Бяндован-дениз			4203	6238	7287	8689	14186	15981
	Янан тава			3754	5660	6568	7512	13766	15557
	Атешках			3547	5494	6414	7784	13003	14774
	Дашгиль			3256	4993	5894	7256	13041	14821
	Советабад			2758	4569	5661	7362	13771	
	Бинагади			1763	3255	4267	5760	11376	13158
	Бибизйбат			2258	3767	4722	6164	11843	13616
	Сулутепе			1709	3164	4154	5839	11299	13078
	Локбатан-Пута			1818	3354	4396	5654	11498	13285
	Карадаг			3284	4907	5809	7211	13100	14884
НИЖНЕКУРИНСКАЯ ВПАДИНА									
	Кюровдаг			3673	5753	6682	8394	13635	15423
	Карабаглы			3593	5689	6610	7976	13768	15559
	Бабазанан			3563	5118	6144	7762	13776	15575
	Хыллы			3451	5338	6240	7680	13667	15460
	Нефтечала			3426	5488	6398	7771	13769	15561
	Каламадын			3568	5131	6024	7573	13555	15353
	Мишовдаг			3574	5655	6582	7959	13393	15173
	Калмас			3511	5563	6487	7861	13384	15130
	Бяндован			3457	5325	6236	7599	13124	14900
	Кюрсангя (север)			3903	5844	6784	8186	14249	16042
АПШЕРОНО-ПРИБАЛХАНСКАЯ ЗОНА									
	Балаханы			2099	3595	4560	6140	11688	13458
	Сураханы			2472	3964	4883	6340	11966	13738
	Карачухур			2669	4169	5077	6498	12107	13873
	Зых			2746	4247	5149	6552	12134	13898
	Говсан			3117	4768	5639	6956	12857	14642
	Гум-дениз			3018	4620	5519	6695	12622	14397
	Бахар			3328	5300	6255	7585	13028	14805
	Шах-дениз			3002	4679	6027	7452	12717	14468
	Бузовны			2570	4097	5034	6481	12281	14081
	Кала			2782	4305	5216	6639	12439	14228
	Дарвин			2952	5157	6281	8037	14722	
	Пиралахы			3554	5682	6847	8647	15334	
	Гюргоани-море			3809	5953	7144	8964	15648	
	Южная			3283	5355	6595	8561	15242	17229
	Жилой			2078	4003	5347	7092	13591	15619
	Ази Асланов			2077	3982	5308	7097	13588	15614
	Грязевая сопка			2195	4109	5419	7260	13755	15769
	Нефт Дашлары			2393	4336	5617	7394	13915	15931
	Гюнешли			2618	4903	6150	7988	14580	16583
	Чыраг			2770	4862	6126	7919	14497	16500
	Азери			2351	4411	5617	7493	13920	15892
	Апшерон кюпеси			3347	5277	6406	8126	14338	
	Агбурун-дениз			2930	4960	6259	8375		

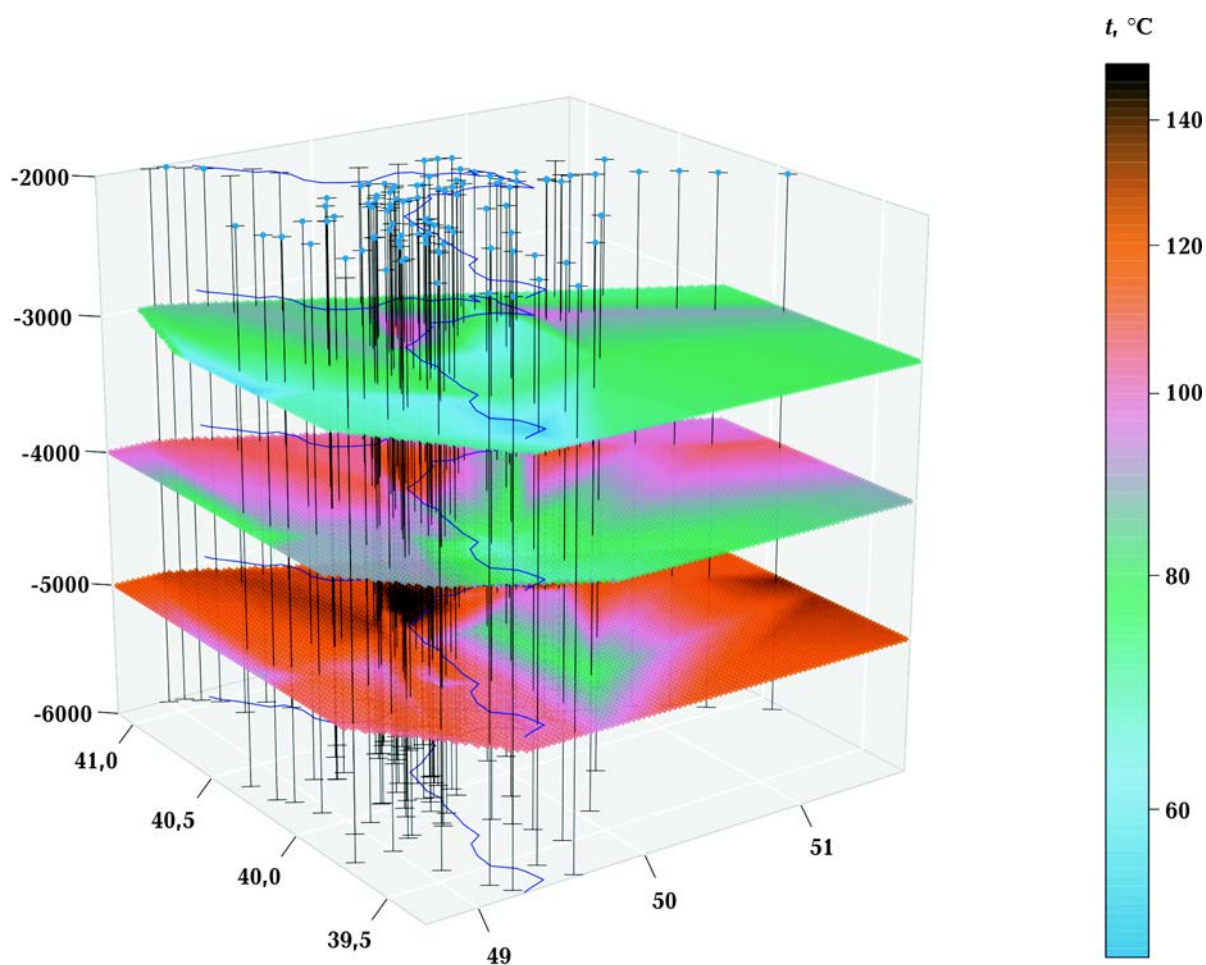


Рис. 2. Интерполированные распределения температур в интервале глубин 3—5 км осадочного комплекса в ЮКБ. Показана упрощенная контурная карта Бакинского полуострова и схематически (в виде вертикальных линий, также на рис. 3) — места замеров (месторождения или отдельные скважины), по которым доступны данные.

ют конкретные значения коэффициентов функций температура—глубина и геотемпературный градиент—глубина. Несмотря на сильную неоднородность "сетки" имеющихся скважин, интерполированное температурное поле характеризуется плавным характером изменения в пространстве (без резких скачков и выбросов) и в целом повторяет контуры крупных геологических структур, например, систем антиклинальных поднятий [Narimanov et al., 2019], что служит подтверждением согласованности построенной модели с учетом всех имеющихся на сегодняшний день данных.

Результаты обобщения фактических и

расчетных данных скважин показаны в табл. 2 по отдельным нефтегазоносным районам различных структур Бакинского архипелага, Нижнекуринской впадины и Апшероно-Прибалханской зоны, а также на картах распределения температур по различным гипсометрическим срезам — 3000, 6000, 9000, 12 000, 15 000, 18 000 м [Иманов и др., 2009; Kerimov et al., 2010; Керимов, Рачинский, 2011; Feyzullayev, 2013a; Qehremanov et al., 2016a].

С целью подтверждения замедления темпа увеличения температуры и, соответственно, температурного градиента, по ЮКБ и аналогичным бассейнам мира были проанализированы данные о темпера-

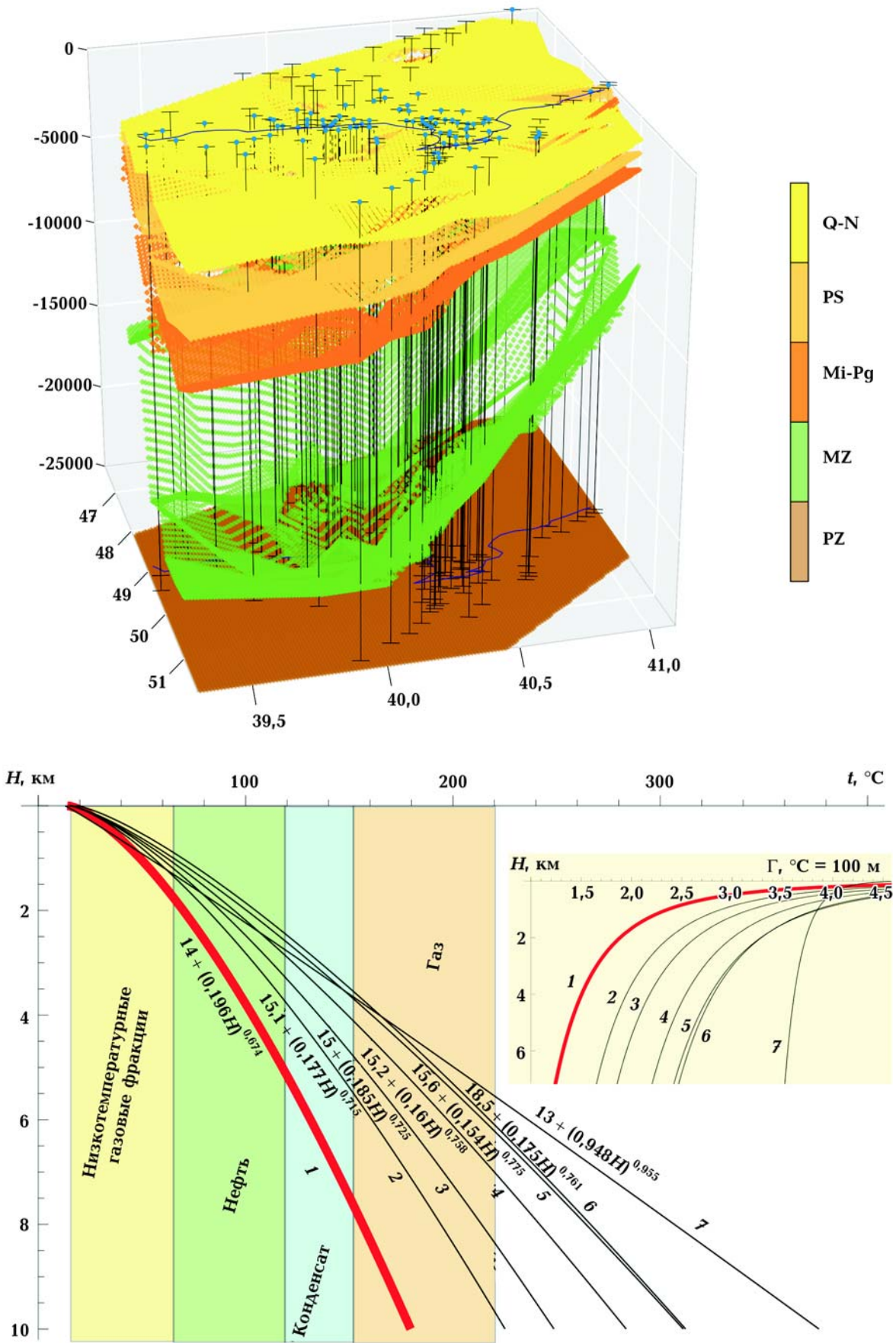


Рис. 3. Упрощенная трехмерная стратиграфическая колонка осадочного чехла ЮКБ согласно интерполированным данным скважин. Поверхности проведены по подошвам соответствующих стратиграфических единиц. Q-N — четвертичный век — неоген (выше ПТ); PS — Продуктивная толща (плиоцен); Mi-Pg — миоцен—палеоген; MZ — мезозой; PZ — палеозой и кристаллический фундамент (условная поверхность на 25 км).

←

турах и температурных градиентах в них (рис. 4).

На всех исследованных территориях ЮКБ изменение температуры с глубиной имеет не прямолинейный характер, а происходит по обобщенному параболическому закону относительно оси глубин, т. е. с глубиной замедляется темп увеличения температуры и, соответственно, уменьшается геотермический градиент: от 3,3—4 °C/100 м в интервале глубин 0—500 м до 0,8—1 на глубинах 4500—5000 м на западном и от 3,1—3,3 °C/100 м до 1—1,1 °C/100 м на восточном борту бассейна [Roberts et al., 2011; Feyzullayev, 2013b; Лапшин и др., 2014; Yusifov, Rabinowitz, 2014; Narimanov et al., 2019]. В ЮКБ усредненное распределение по глубине фактических значений пластовых температур в интервале гипсометрических отметок (0—6000) м аппроксимируется следующим выражением: $t = 13,7 + 0,196H^{0,674}$ вида $t = a + bH^n$, где t — температура (°C) на глубине H (м); a — среднегодовая температура местности; b , n — коэффициенты, определяющие особенности по отдельным районам в связи со спецификой их геологического развития, тектоники, литологии и другими влияющим факторам [Javanshir et al., 2015; Kerimov et al., 2010]. Аналогичные зависимости параболического вида выводятся и для других мировых бассейнов.

По многим геологическим параметрам наиболее схожими с ЮКБ мировыми нефтегазоносными бассейнами являются Маракайбо, Лос-Анджелеский, Вентура-Сан-

та Барбара, Центрально-Суматранский бассейн, Венская впадина и Гальф Кост [Qehermanov et al., 2016a]. Геотермический режим в большинстве упомянутых бассейнов не позволяет генерировать УВ на глубинах более 5000 м, тогда как "холодные условия" ЮКБ позволяют предположить как образование, так и миграцию и аккумуляцию УВ вплоть до глубин порядка 10 км (см. рис. 4).

На рис. 4 представлены кривые распределения температур с глубиной для некоторых крупных мировых бассейнов и отдельно для Каспийской впадины. Графики выполнены в программе Mathematica. На врезке показано изменение с глубиной геотермических градиентов — производных от температурных кривых по глубине, выраженных в пересчете на °C/100 м. Кривые распределения температур по указанным бассейнам представлены, как и для ЮКБ, в виде идеализированных зависимостей обобщенно-параболического вида с подгонкой их параметров по соответствующим экспериментальным данным и с необходимым усреднением по всем доступным данным поля. На рисунке в виде прямоугольных панелей различного цвета показаны условные диапазоны температур генерации той или иной фазы УВ (в порядке уменьшения температуры): газовое, конденсатное, нефтяное окно и область генерации низкотемпературных газовых фракций.

Сопоставление положения этих окон по температуре с кривыми изменения температуры с глубиной позволяет оценить ин-

←

Рис. 4. Модель изменения температуры и температурного градиента с глубиной для ЮКБ и аналогичных бассейнов мира: 1 — ЮКБ (выделен красным), 2 — Маракайбо, 3 — Гальф Кост, 4 — Вентура-Санта Барбара, 5 — Лос-Анджелес, 6 — Центрально-Суматранский, 7 — Венский. Разными цветами схематически показаны окна генерации различных УВ без учета глубины и коэффициентов сверхгидростатичности.

тервалы глубин, на которых в принципе возможна генерация соответствующей фазы. В частности, различные поля ЮКБ характеризуются медленным повышением температуры с глубиной (низкими геотемпературными градиентами), поэтому можно ожидать, что благоприятные условия для генерации УВ в них сохраняются даже на очень больших глубинах (вплоть до 10—20 км).

Заключение и выводы. Анализируя геотемпературную составляющую общего геофлюидодинамического поля ЮКБ, авторы пришли к выводу, что геотемпературный режим осадочного чехла региона контролируется литофациальным составом разрезов отдельных участков, степенью тектонической дислоцированности, условиями мобильности термальных подземных вод и в существенной мере формируется за счет конвективной составляющей суммарного теплового потока — переноса тепла мигрирующими флюидами, обусловленного переточно-инъекционными тектоническими процессами, гидравлически объединяющими самый нижний и верхние этажи осадочного чехла бассейна.

Моделирование палео- и современных геотемператур в рассматриваемых комплексах на всех этапах геологического развития каждого из нефтегазоносных районов ЮКБ свидетельствует о том, что: мезозойский комплекс за весь период существования бассейна (порядка 185—190 млн лет) прогрелся к настоящему времени в своей кровельной части до 160—210 °С (современная глубина залегания 6—11 км), в подошвенной — до 285 °С (12,5—21,5 км); палеоген-миоценовый комплекс за 55—60 млн лет — до 75—110 °С (3—6 км) и 150—230 °С (6—11 км); плиоцен-антропогеновый за 6—8 млн лет — до 65—110 °С в своей контактной зоне с подстилающими отложениями (3—6 км).

Геотемпературное поле локальных структур ЮКБ имеет следующие основные черты.

1. В пределах отдельных месторождений ПТ на одних и тех же глубинах температура в присводовых участках подня-

тий, осложненных, как правило, большим количеством дизъюнктивов, грязевым вулканизмом, диапиризмом и прочими нарушениями целостности пород, всегда выше на 5—15 °С по сравнению с отдельными крыльевыми и периклинальными частями месторождений Нижнекуринской впадины, Бакинского архипелага, Апшеронского полуострова, Прибалханской зоны и др.

2. Каждое месторождение региона отражает в плане локальную максимальную температуру и положительную геотермическую аномалию.

3. Геотемпературные аномалии в генетическом отношении тесно связаны с особенностями функционирования переточно-инъекционных механизмов и локализируются в геологической обстановке, где комплексом геологических факторов обеспечивается вертикальная гидравлическая сообщаемость весьма прогретых нижних и охлажденных верхних интервалов разреза.

4. Основным агентом, транспортирующим тепло в ПТ из подстилающих комплексов, являются маломинерализованные щелочные воды.

5. Результаты моделирования свидетельствуют о латеральной и вертикальной миграции УВ по разрезу ЮКБ, эволюции очагов нефтегазообразования во времени, а также о их преимущественном перемещении по направлению к центральной зоне Южного Каспия.

6. В осадочном разрезе ЮКБ современное фактическое положение зоны нефтегазообразования реально охватывает диапазон глубины до 8—10 км, зоны генерации конденсата и жирного газа до 12—14 км, т. е. указанные процессы осуществляются главным образом в подстилающих ПТ отложениях, определяя явно аллохтонный характер ее УВ-насыщения.

7. Результаты моделирования дают основание рассматривать диапазон потенциальной нефтегазоносности бассейна вплоть до глубин в 12 км и в дальнейшем проектировать геолого-разведочные работы с учетом этого важного факта.

Список литературы

- Арье А. Г. Генерация и первичная миграция углеводородов в глинистых нефтегазоматеринских толщах. *Геология нефти и газа*. 1996. № 7. С. 4—11.
- Алиев А. И., Алиев Э. А. *Нефтегазоносность больших глубин. Проблемы прогнозирования, поисков и разведки*. Баку: Оскар, 2011. 412 с.
- Гулиев И. С., Багиров Э. Б. Роль флюидопоров в формировании залежей углеводородов в Южно-Каспийском бассейне и прогноз скоплений в прибрежной зоне Апшерона. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2016. № 7-8. С. 3—10.
- Гулиев И. С., Фейзуллаев А. А., Гусейнов Д. А. Изотопный состав углерода углеводородных флюидов ЮКБ. *Геохимия*. 2001. № 39(3). С. 271—278.
- Иманов А. А., Фейзуллаев А. А., Хеиров М. В. Условия сохранения УВ скоплений ЮКБ бассейне: о флюидоупорных свойствах глинистых пород Продуктивной Толщи. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2009. № 1. С. 11—19.
- Каграманов К. Н., Ганиев Н. М., Мухтарова Х. З., Бабаева М. Т. Моделирование механизма генерации, аккумуляции и путей миграции углеводородов в Южно-Каспийской впадине. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2018. № 6. С. 7—14.
- Каграманов К. Н., Мухтарова Х. З. Механизм и основные факторы влияющие на формирование УВ резервуаров на больших глубинах в Южно-Каспийской впадине. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2016. № 3. С. 25—33.
- Керимов В. Ю., Рачинский М. З. *Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов*. Москва: Недра, 2011. 600 с.
- Лапшин В. И., Волков А. Н., Константинов А. А. Фазовые превращения углеводородных нефтегазоконденсатных систем. *Вести газовой науки*. 2014. № 2. С. 120—128.
- Лукин А. Е., Пиковский Ю. И. О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтеобразовании. *Геолог. журн.* 2004. № 2. С. 21—33.
- Соколов Б. А. *Новые идеи в геологии нефти и газа: Избранные труды*. Москва: Изд-во МГУ, 2001. 480 с.
- Юсифзаде Х. Б., Аксенов А. А., Аббасов И. А., Лебедев Л. И. Строение и нефтегазоносность осадочной толщи Каспийского моря. Обзорная информация. Серия "Геология и разведка морских нефтяных и газовых месторождений". Вып. 4. Москва: Изд. ВНИИЭГазпром, 1980. 50 с.
- Abrams, M. A., & Narimanov, A. A. (1997). Geochemical evaluation of hydrocarbons and their potential sources in the western. South Caspian depression, Republic of Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*, 14(4), 451—468. doi: 10.1016/S0264-8172(97)00011-1.
- Amrakhov, R., Shiraliyeva, S., & Kerimova, N. (2016). South Caspian Pliocene-Anthropogenic basin (summary of existing views). *EGU Gen. Assem.*, 17—22 April, Vienna, 18, 5621.
- Bonini, M., Tassi, F., Feyzullayev, A., & Aliyev, C. (2013). Deep gases discharged from mud volcanoes of Azerbaijan: New geochemical evidence. *Marine and Petroleum Geology*, 43, 450—463. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2012.12.003.
- Etioppe, G., & Martinelli, G. (2002). Migration of carrier and trace gases in the geosphere: an overview. *Physics of the earth and planetary interiors*, 129(3-4), 185—204. doi: 10.1016/S0031-9201(01)00292-8.
- Etioppe, G., Feyzullayev, A., Baciu, C., & Milkov, A. (2004). Methane emission from mud volcanoes in Eastern Azerbaijan. *Geology*, 32(6), 465—468. doi: 10.1130/G20320.1.
- Feyzullayev, A. (2013a). Migration Pathways of Hydrocarbons in South-Caspian Basin. *Journal of Geology & Geosciences*, 2(3), 1000127. doi: 10.4172/2329-6755.1000127.
- Feyzullayev, A. (2013b). The role of pressure in

- thermocatalytic processes in the sedimentary complex of the South Caspian basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(2), 262—270. doi: 10.1016/j.rgg.2013.01.006.
- Gahramanov, G.N. (2017). Formation of the oil and gas reservoirs in deep water areas of the South Caspian Depression. *Earth Sciences Research Journal*, 21(4), 169—174. doi: 10.15446/esrj.v21n4.64008.
- Javanshir, R., Riley, R., & Duppenbecker, S. (2015). Validation of lateral fluid flow in an overpressured sand-shale sequence during development of Azeri-Chirag-Gunashli oil field and Shah Deniz gas field: South Caspian Basin, Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*, 59, 593—610. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2014.07.019.
- Kerimov, V. Yu., Rachinskiy, M. Z., & Kolushkina, O. V. (2010). Conditions of oil and gas generation in South-Caspian basin: *Proc. of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 259, 29—38.
- Meckel, T.A., Bryant, S.L., & Ganesh, P.R. (2015). Characterization and prediction of CO₂ saturation resulting from modeling buoyant fluid migration in 2D heterogeneous geologic fabrics. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 34, 85—96. doi: 10.1016/j.ijggc.2014.12.010.
- Narimanov, N., Babayev, N., Gahramanov, G., & Javad-Zadeh, Z. (2019). Cenozoic stage of development of local structures of the Lower Kura Depression and Baku Archipelago related to their oil and gas prospectivity. *Geological Journal*, 54(4), 2419—2430. doi: 10.1002/gj.3304.
- Qehremanov, Q. N., Muxtarova, X. Z., & Veliyev, R. V. (2016a). Cenubi Xezer çökekliyi ve analoq hövzeler üzre neftlilik-qazliligin paylanmasinda geobarik şeraitin rolu. *Azərbaycan Neft Teserrüfatı jurnalı*, (4), 3—11 (in Azerbaijani).
- Qehremanov, Q. N., Muxtarova, X. Z., & Veliyev, R. V. (2016b). Cenubi Xezer çökekliyi ve analoq hövzeler üzre neftlilik-qazliligin paylanmasinda geobarik rejimin rolu. *Azərbaycan Neft Teserrüfatı jurnalı*, (10), 3—12 (in Azerbaijani).
- Roberts, K., Stewart, S., & Davies, R. (2011). Sector collapse of mud volcanoes, Azerbaijan. *Journal of the Geological Society*, 168(1), 49—60. doi: 10.1144/0016-76492010-115.
- Yusifov, M., & Rabinowitz, P. (2014). Classification of mud volcanoes in the South Caspian Basin, offshore Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*, 21(8), 965—975. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2004.06.002.

Geothermal conditions of hydrocarbon prospectivity of Meso-Cenozoic formations in South Caspian Basin

G. N. Gahramanov, M. S. Babayev, S. G. Shpyrko, Kh. Z. Mukhtarova, 2019

Temperature data of oil and gas fields and prospecting sites in the South Caspian Basin (SCB) are summarized. From the array of measured temperatures and stratigraphy data from 190 offshore and onshore fields as function of depth, 3D interpolated maps of temperature fields and stratigraphic units of the area are constructed. Available data covers the stratigraphic interval from Neogene to Upper Cretaceous and include Pliocene productive formations and anticipated source rocks intervals (Oligocene and Upper Cretaceous suites). Geothermal modes (temperature-depth curves) for specific fields and for the region as a whole can be approximated by generalized parabolic type functions with fitted coefficients according to actual field data. The thermal mode of the South Caspian Basin is compared with similar major hydrocarbon fields worldwide. Specific features of the geological history and deposition, in particular, fast subsidence and avalanche sedimentation (sedimentation rate 1—2 km per MA) resulted in SCB being one of

the coldest basin among giant hydrocarbon basins worldwide. This allows anticipating the availability of a hydrocarbon generation zone at depths up to 15–20 km, that is essentially below the sedimentary formations of the Pliocene Productive Suite and underlying Oligocene Maykop Suite, which nowadays are the most searched exploration targets. In particular, the results in conjunction with other research data from geochemistry, stratigraphy and tectonics, as well as backstripping simulations, allow us to expect large HC bearing structures in Mesozoic formations, including potential deposits at ultra big depths up to 12 km.

Key words: Alpine orogenesis, geothermal mode, temperature gradient, conductive heat transfer, contact interval, catagenetic methane, Productive Suite, hydrocarbon generation window.

References

- Arie, A. G. (1996). Generation and primary migration of hydrocarbons in clayey oil and gas strata. *Geologiya nefti i gaza*, (7), 4–11 (in Russian).
- Aliev, A. I., & Aliev, E. A. (2011). *Oil and gas in great depths. Problems of forecasting, searches and intelligence*. Baku: Oscar, 412 p. (in Russian).
- Guliev, I. S., & Bagirov, E. B. (2016). The role of fluid supports in the formation of hydrocarbon deposits in the South Caspian basin and the forecast of accumulations in the coastal zone of Absheron. *Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo*, (7-8), 3–10 (in Russian).
- Guliev, I. S., Feizullaev, A. A., & Guseynov, D. A. (2001). The isotopic composition of carbon in hydrocarbon fluids of SCB. *Geokhimiya*, 39(3), 271–278 (in Russian).
- Imanov, A. A., Feizullaev, A. A., & Kheirov, M. B. (2009). Preservation conditions for hydrocarbon accumulations in the South Kazakhstan basin: on fluid-resistant properties of clay rocks of the Productive Thickness. *Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo*, (1), 11–19 (in Russian).
- Gahramanov, G. N., Ganiev, N. M., Mukhtarova, Kh. Z., Babaeva, M. T. Modeling of the mechanism of generation, accumulation and migration paths of hydrocarbons in the South Caspian basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*, (6), 7–14 (in Russian).
- Gahramanov, G. N., & Mukhtarova, Kh. Z. (2016). The mechanism and the main factors affecting the formation of hydrocarbon reservoirs at great depths in the South Caspian basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*, (3), 25–33 (in Russian).
- Kerimov, V. Yu., & Rachinsky, M. Z. (2011). *Geofluidodynamics of oil and gas potential of mobile zones*. Moscow: Nedra, 600 p. (in Russian).
- Lapshin, V. I., Volkov, A. N., & Konstantinov, A. A. (2014). Phase transformations of hydrocarbon oil and gas condensate systems. *Vesti gazovoy nauki*, (2), 120–128 (in Russian).
- Lukin, A. E., & Pikovsky, Yu. I. (2004). On the role of deep and superdeep fluids in oil formation. *Geologicheskii zhurnal*, (2), 21–33 (in Russian).
- Sokolov, B. A. (2001). *New ideas in the geology of oil and gas: Selected works*. Moscow: Publishing House of Moscow State University, 480 p. (in Russian).
- Yusifzade, Kh. B., Aksenov, A. A., Abbasov, I. A., & Lebedev, L. I. (1980). *The structure and oil and gas content of the sedimentary sequence of the Caspian Sea. Overview*. Series "Geology and Exploration of Offshore Oil and Gas Fields" (is. 4). Moscow: VNIIEGazprom, 50 p. (in Russian).
- Abrams, M. A., & Narimanov, A. A. (1997). Geochemical evaluation of hydrocarbons and their potential sources in the western. South Caspian depression, Republic of Azerbaijan. *Ma-*

- rine and Petroleum Geology*, 14(4), 451—468. doi: 10.1016/S0264-8172(97)00011-1.
- Amrakhov, R., Shiraliyeva, S., & Kerimova, N. (2016). South Caspian Pliocene-Anthropogenic basin (summary of existing views). *EGU Gen. Assem.*, 17—22 April, Vienna, 18, 5621.
- Bonini, M., Tassi, F., Feyzullayev, A., & Aliyev, C. (2013). Deep gases discharged from mud volcanoes of Azerbaijan: New geochemical evidence. *Marine and Petroleum Geology*, 43, 450—463. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2012.12.003.
- Etioppe, G., & Martinelli, G. (2002). Migration of carrier and trace gases in the geosphere: an overview. *Physics of the earth and planetary interiors*, 129(3-4), 185—204. doi: 10.1016/S0031-9201(01)00292-8.
- Etioppe, G., Feyzullayev, A., Baciu, C., & Milkov, A. (2004). Methane emission from mud volcanoes in Eastern Azerbaijan. *Geology*, 32(6), 465—468. doi: 10.1130/G20320.1.
- Feyzullayev, A. (2013a). Migration Pathways of Hydrocarbons in South-Caspian Basin. *Journal of Geology & Geosciences*, 2(3), 1000127. doi: 10.4172/2329-6755.1000127.
- Feyzullayev, A. (2013b). The role of pressure in thermocatalytic processes in the sedimentary complex of the South Caspian basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(2), 262—270. doi: 10.1016/j.rgg.2013.01.006.
- Gahramanov, G.N. (2017). Formation of the oil and gas reservoirs in deep water areas of the South Caspian Depression. *Earth Sciences Research Journal*, 21(4), 169—174. doi: 10.15446/esrj.v21n4.64008.
- Javanshir, R., Riley, R., & Duppenbecker, S. (2015). Validation of lateral fluid flow in an overpressured sand-shale sequence during development of Azeri-Chirag-Gunashli oil field and Shah Deniz gas field: South Caspian Basin, Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*, 59, 593—610. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2014.07.019.
- Kerimov, V. Yu., Rachinskiy, M. Z., & Kolushkina, O. V. (2010). Conditions of oil and gas generation in South-Caspian basin: *Proc. of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 259, 29—38.
- Meckel, T.A., Bryant, S.L., & Ganesh, P.R. (2015). Characterization and prediction of CO₂ saturation resulting from modeling buoyant fluid migration in 2D heterogeneous geologic fabrics. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 34, 85—96. doi: 10.1016/j.ijggc.2014.12.010.
- Narimanov, N., Babayev, N., Gahramanov, G., & Javad-Zadeh, Z. (2019). Cenozoic stage of development of local structures of the Lower Kura Depression and Baku Archipelago related to their oil and gas prospectivity. *Geological Journal*, 54(4), 2419—2430. doi: 10.1002/gj.3304.
- Qehremanov, Q. N., Muxtarova, X. Z., & Veliyev, R. V. (2016a). Cenubi Xezer çökekliyi ve analoq hövzeler üzre neftlilik-qazliligin paylanmasinda geobarik şeraitin rolu. *Azerbaycan Neft Teserrüfatı jurnali*, (4), 3—11 (in Azerbaijani).
- Qehremanov, Q. N., Muxtarova, X. Z., & Veliyev, R. V. (2016b). Cenubi Xezer çökekliyi ve analoq hövzeler üzre neftlilik-qazliligin paylanmasinda geobarik rejimin rolu. *Azerbaycan Neft Teserrüfatı jurnali*, (10), 3—12 (in Azerbaijani).
- Roberts, K., Stewart, S., & Davies, R. (2011). Sector collapse of mud volcanoes, Azerbaijan. *Journal of the Geological Society*, 168(1), 49—60. doi: 10.1144/0016-76492010-115.
- Yusifov, M., & Rabinowitz, P. (2014). Classification of mud volcanoes in the South Caspian Basin, offshore Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*, 21(8), 965—975. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2004.06.002.