

Палеообстановки осадконакопления, грязевой вулканизм и миграция углеводородов в Южно-Каспийском бассейне

Н. П. Юсубов, И. С. Гулиев, Ш. М. Гусейнова, 2020

Институт нефти и газа НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан
Поступила 13 января 2020 г.

Одним из не до конца решенных вопросов геологии нефти и газа остается механизм миграции углеводородов и формирования нефтегазовых месторождений. Известно, что для образования залежей необходимо наличие в осадочной толще земной коры не только материнских пород, пород-коллекторов и пород-покрышек, но и путей миграции, по которым образованные в материнских породах углеводороды смогут мигрировать в заблаговременно сформировавшиеся ловушки. В работе приводятся результаты новейших исследований на основе комплексной геологической интерпретации данных 2D/3D сейсморазведки и промысловой геофизики, что позволило выявить механизм образования грязевого вулканизма, с которым, по мнению авторов, связана миграция углеводородов из нефтегазоматеринских пород в породы-коллекторы, причем каналы грязевых вулканов рассматриваются как основные пути миграции. Авторы считают, что геодинамические процессы, связанные с тангенциальным сжатием всего бассейна, и грязевой вулканизм, продолжающиеся и сегодня, создают благоприятные условия для первичной миграции углеводородов из нефтегазоматеринской толщи в эруптивные каналы грязевых вулканов и вторичной миграции в пласты-коллекторы. Выявлено, что продуктивная толща нижнего плиоцена представляет собой совокупность различных по форме и литологическому составу геологических тел, созданных палеоруками рек, которые гидравлически изолированы друг от друга, а плиоценовые структуры с амплитудами, достигающими 500 м, разделены глубокими синклиналями, препятствующими горизонтальной миграции флюидов. Установлено, что на глубинах, соответствующих нефтегазоносным горизонтам продуктивной толщи, отсутствует система разломов и трещин, по которым могла бы происходить вертикальная миграция флюидов из нефтегазоматеринской толщи в породы-коллекторы. Следовательно, наиболее вероятным механизмом, регулирующим вертикальную миграцию углеводородов, является грязевой вулканизм.

Ключевые слова: миграция углеводородов, грязевой вулканизм, речные системы, нефтегазовые месторождения, неньютоновская жидкость.

Введение. Известно, что для формирования и сохранения месторождений нефти или газа необходимо присутствие в осадочной толще земной коры трех основных элементов: насыщенных органическим веществом материнских пород, способных при попадании в определенные условия генерировать углеводороды, пород-коллекторов, обладающих необходимыми фильтрационно-емкостными свойствами для их вмещения, и непроницаемых пород-покрышек, способных препятствовать их

утечке из ловушек (удерживать их). Еще одним важным элементом является наличие в осадочной толще путей миграции, по которым образованные в материнских породах углеводороды смогут мигрировать в заблаговременно образовавшиеся ловушки.

Осадочному комплексу Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ) свойственно наличие всех вышеперечисленных основных геологических элементов. Обнаруженные здесь залежи приурочены в основном к

калинской, подкирмакинской, кирмакинской, надкирмакинской песчанистой, надкирмакинской глинистой, фасиля, балаханской, сабунчинской и сураханской свитам продуктивной толщи (ПТ) нижнего плиоцена, представленной чередованием песчано-глинистых пород. Породы-коллекторы нефти и газа, накопленные в периоды низкого стояния уровня моря, состоят из песчано-алевритовых разностей. Покрышками для залежей служат трансгрессивные глинистые интервалы самой же ПТ. Надо отметить, что в разрезе ПТ не было выявлено нефтегазоматеринских интервалов.

Предполагается [Модель ..., 2006; Abreu, Nummedal, 2007; Hinds et al., 2007; Абдуллаев и др., 2010; Абдуллаев и др., 2011; Javanshir et al., 2015; Ализаде и др., 2018а, б], что нефтегазовые месторождения ЮКБ сформировались за счет вертикальной (по разломам и трещинам) и горизонтальной (в направлении восстания пластов) миграции углеводородов, сгенерированных в олигоцен-миоценовых материнских породах общей мощностью до 3 км. Причем в некоторых работах [Модель ..., 2006; Javanshir et al., 2015; Ализаде и др., 2018а, б] основная роль в образовании месторождений отводится горизонтальной миграции углеводородов, включая миграцию внутри пластов, в которых обнаружены залежи нефти и газа.

В настоящей статье на основе результатов исследований [Мустафаев, 1963; Abreu, Nummedal, 2007; Hinds et al., 2007; Абдуллаев и др., 2010, 2011; Ширали и др., 2014], выполненных с использованием геолого-геофизических данных, показано, что осадочный комплекс отложений ЮКБ сформировался в результате деятельности нескольких палеоречных систем, сносивших обломочный материал с трех направлений: с северо-запада (Палеокура), севера (Палеопирсагат, Палеовелвелечай, Палеосамур, Палеоволга) и северо-востока (Палеоамударья) [Мустафаев, 1963; Модель ..., 2006; Abreu, Nummedal, 2007; Hinds et al., 2007; Абдуллаев и др., 2010, 2011; Javanshir et al., 2015; Ализаде и др., 2018а, б]. По

мере заполнения бассейна, в зависимости от тектонических процессов (опускание, подъем, наклонение, инверсия и т.д.), обуславливающих трансгрессию и регрессию морской береговой линии, речные системы периодически изменяли направления своих русел, занимая одни и те же площади. Иными словами, процесс носил унаследованный характер, т.е. речные системы функционировали в пределах определенного пространства над будущим материнским интервалом олигоцен-миоцена (рис. 1). Таким образом, в результате деятельности ветвящихся речных систем в ЮКБ сформировался многоэтажный комплекс отложений, представленных различными по форме, размеру и литологии геологических тел.

Результаты интерпретации данных материалов 2D/3D сейсморазведки и геофизического исследования скважин (ГИС) также показали, что нефтегазовые месторождения ЮКБ образовались в результате:

- первичной миграции углеводородов из материнских пород олигоцен-миоцена, связанной с горным давлением и грязевым вулканизмом;

- вторичной миграции благодаря геодинамическим процессам, связанным с тангенциальным сжатием всего осадочного комплекса ЮКБ и грязевым вулканизмом, создающим каналы миграции углеводородов из материнских пород в породы-коллекторы.

База данных и методика исследований. В работе использованы данные ГИС и 2D/3D сейсморазведки. При расчленении геологического разреза на стратиграфические и литофациальные интервалы были использованы каротажные диаграммы кажущегося удельного сопротивления (КС, БК), самопроизвольной поляризации (ПС), гамма (ГК) и нейтрон-гамма (НГК). В основном рассмотрены нефтегазовые залежи, приуроченные к свите фасиля, так как предполагается, что залежи в остальных свитах формировались аналогичным путем.

По результатам исследований [Юсубов, Гулиев, 2015], выполненных с использова-

нием основных выводов работ [Достижения..., 1980; Муромцев, 1984; Итенберг, 1987; Белозеров, 2011; Ежова, 2014], показано, что осадочный комплекс ЮКБ представлен сложными взаимосвязями геологических тел, представленных литологическими разностями, сформированными в морских, континентальных и переходных зонах седиментации. Одним из основных свойств геологического разреза, сформированного в таких гидродинамических условиях, является отсутствие по латерали и вертикали проницаемых каналов связи между объектами с коллекторскими свойствами. Это отчетливо видно на рис. 1—4 и подтверждено выводами работ [Yusubov, Yusubov, 2010; Юсубов, Гулиев, 2015].

На схеме размещения плиоценовых структур и грязевых вулканов (рис. 1) видно, что грязевые вулканы размещены вдоль ветвящихся и меандрирующих палеоречных долин, что указывает на отсутствие латеральных связей между песчаными телами, слагающими пласты-коллекторы. Вывод подтверждается результатами анализа литотипов каротажных фаций, приведенных на рис. 2 и 3. Видно, что корреляция каротажных кривых, даже в пределах одной площади, практически невозможна или же она носит флуктуирующий характер.

На рис. 4 показаны данные каротажных скважин, пробуренных на различных площадях ЮКБ. Здесь также видно, что разрезы X горизонта балаханской свиты, свиты фасиля и надкирмакинской глинистой свиты характеризуются отличающимися литологическими разностями пород по латерали (имеется в виду литология каждого горизонта).

С целью исследования роли разломной тектоники в образовании вертикальных каналов миграции была выполнена специальная работа по трассированию разломов и трещин по всему осадочному комплексу отложений, охваченного 2D/3D сейсморазведкой. В результате исследования подтвердились выводы работы [Юсубов, Гулиев, 2018] и выяснилось, что в пределах ЮКБ глубинные разломы не существуют. Наблюдаемые в ареале распространения

грязевулканических построек разломы не трассируются между соседними структурами (рис. 5, а). Аналогичная картина наблюдается и по вертикали (рис. 5, б). Данная ситуация позволяет предположить, что разломы, осложняющие структуры, создавались в результате грязевого вулканизма.

Дополнительные анализы с целью рас-

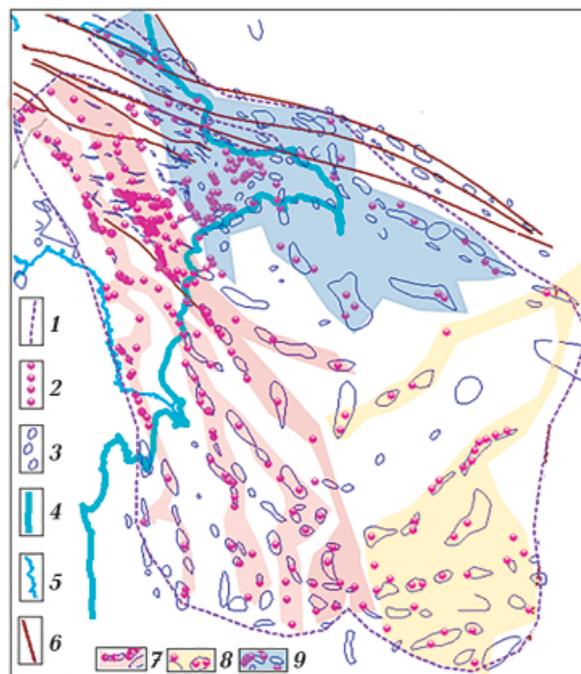


Рис. 1. Схема размещения структур и грязевых вулканов: 1 — площадь распространения грязевого вулканизма в ЮКБ, 2 — грязевые вулканы, 3 — антиклинальные поднятия по плиоцену, 4 — береговая линия Каспийского моря, 5 — русло рек Кура и Аракс, 6 — линии систем тектонических разломов, 7 — палеоартерии рек Кура, Пирсагат, Самур-Велвеличай, 8 — палеоартерия Амударьи, 9 — палеоартерии рек Волга и Самур. Предположения о расположении грязевых вулканов над палеоречными артериями (или палеодолинами) над майкопским бассейном осадконакопления принадлежат авторам работы [Юсубов, Гулиев, 2018].

Fig. 1. Location of structures and mud volcanos. 1 — area of mud volcano distribution within South Caspian basin (SCB), 2 — mud volcanoes, 3 — anticlines according to Pliocene, 4 — Caspian coastline, 5 — Channels of Kura and Araks Rivers, 6 — lines of fault systems, 7 — paleo-channels of Kura, Pirsagat, Samur-Velvelichay Rivers, 8 — paleo-channel of Amudarya River, 9 — paleo-channels of Volga and Samur Rivers. Locations of the mud volcanoes and the paleo-channels (paleo-valleys) above Maykop sedimentary basin are suggested by authors [Юсубов, Гулиев, 2018].

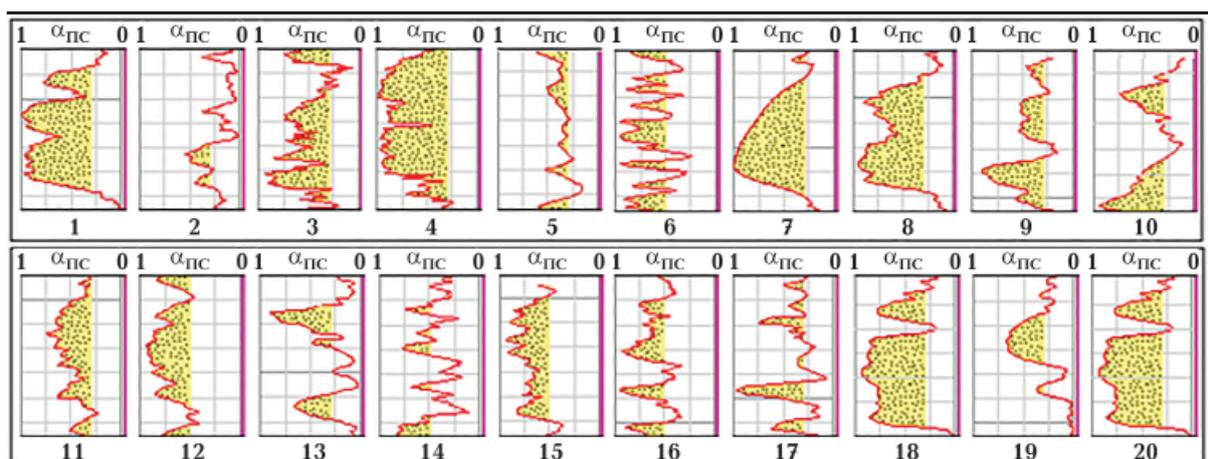


Рис. 2. Основные литотипы (модели фаций), выделенные по кривым α_{sp} на месторождениях Бакинского архипелага: 1 — русел или подводного склона дельтового комплекса; 2 — пойменных (штормовые пески); 3 — русловых отмелей интенсивно меандрирующих рек; 4 — подводного склона (ограниченно меандрирующих рек); 5 — русел и внутрирусловой отмели (пойменные); 6 — русловых отмелей ветвящихся рек (временные потоки); 7 — вдоль береговых трансгрессивных баров; 8 — барьерных островов; 9 — мутьевых потоков конусов выноса; 10 — головных частей разрывных течений; 11, 12 — речных дюн; 13, 14 — мелководного шельфа или надводной равнины дельтового комплекса; 15—17 — подводной равнины дельтового комплекса и морского края; 18 — фации русловых отмелей ограниченно меандрирующих рек в морском крае; 19 — устьевых баров; 20 — подводного склона и равнины дельтового комплекса.

Fig. 2. The main lithotypes (facies models), derived from α_{sp} curves of logging at the fields of Baku Archipelago: 1 — riverbeds or underwater slope delta complex, 2 — floodplain (storm sands), 3 — sand bars of intensively meandering rivers, 4 — underwater slope (of non-intensively meandering rivers), 5 — riverbed and intra-bed (floodplain) bars, 6 — bed bars of branching rivers (temporal streams), 7 — along coastline transgressive bars, 8 — barrier icelands, 9 — turbidite fans, 10 — head parts of discontinuous streams, 11—12 — river dunes, 13—14 — shallow shelf or above-water plains of delta complex, 15—17 — under-water plain of delta complex and sea edge, 18 — riverbed bars facies, 19 — river mouth bars, 20 — underwater slope and plain of delta complex.

познавания фаций по данным ГИС как продолжение исследований, выполненных в работе [Юсубов, Гулиев, 2015], проводились согласно результатам, изложенным в публикациях [Достижения..., 1980; Муромцев, 1984; Белозеров, 2011; Ежова, 2014]. Проведенная авторами настоящей статьи работа по обработке и интерпретации данных ГИС позволила отнести отложения свиты фасиля к образованиям подводного склона дельтового комплекса, головных частей разрывных течений, морского края дельтового комплекса, речных дюн, русловых отмелей, вдольбереговых баров и др. (см. рис. 3).

Таким образом, на основании изложенной методики выполнена работа по разделению свиты фасиля в основном на четыре слоя (местами на пять и шесть). При этом кривые каротажа по отдельно взятой скважине разделены на интервалы,

для каждого из которых определена принадлежность соответствующему литофациальному типу.

Обсуждение результатов исследований. Структурная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС, выполненная за последние 25 лет, указывает на то, что обнаруженные в ЮКБ залежи углеводородов приурочены к бескорневым структурам, т. е. складкам нагнетания. Формирование складок нагнетания в осадочном чехле происходит на разных уровнях развития бассейна за счет чередования в разрезе регрессивных серий осадков, представленных мощной толщей глин и перекрывающих их песков. Таким образом, осадочному комплексу ЮКБ, свойственно наличие всех основных геологических элементов, необходимых для формирования месторождений нефти и газа: материнских пород (глинистых отложений майкопа), рас-

положенных под породами-коллекторами нижнего плиоцена и пород-покрышек. Пути миграции, по мнению авторов, служат каналы грязевых вулканов, по кото-

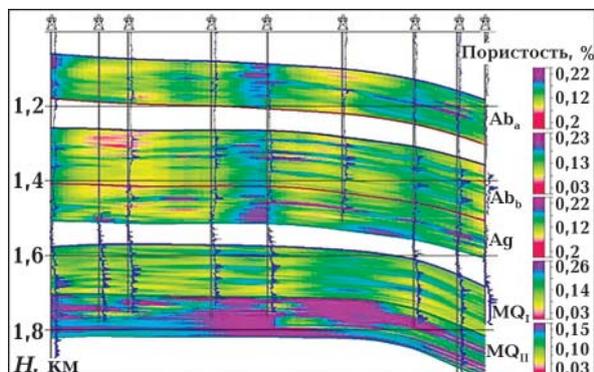


Рис. 3. Корреляция кривых электрокаротажа между скважинами, расположенными по направлению юго-запад—северо-восток на месторождении Галмаз. Корреляция проведена по горизонтам Ab_1 (Абшеронские отложения), Ab_2 (Абшеронские отложения), Ag (Агчагилский интервал), MQ_I (первый горизонт нижнего плиоцена), MQ_{II} (второй горизонт нижнего плиоцена).

Fig. 3. Correlation of electric log curves in wells along the SW-NE line at Galmaz field. Horizon Ab_1 (Low Absheron), Ab_2 (Middle Absheron), Ag (Aghchagil), MQ_I (Horizon I of Productive Series), MQ_{II} (Horizon I of Productive Series) have been correlated. Porosity legend for each horizon at the right of the picture.

рым образованные в материнских породах углеводороды попадают в заблаговременно образовавшиеся ловушки.

ЮКБ характеризуется быстрым погружением и высокими скоростями осадконакопления, особенно в плиоцен-четвертичное время. В результате быстрого погребения отток поровых флюидов из майкопских глинистых отложений затрудняется, что замедляет процесс гравитационного уплотнения пород. Следовательно, недоуплотненные, насыщенные флюидами глинистые отложения майкопа, перекрытые мощной толщей плиоцен-четвертичных отложений, оказываются в замкнутой среде, что приводит к росту порового давления в них. По мере погружения насыщенные органическим веществом майкопские отложения попадают в благоприятные термобарические условия для генерации углеводородов, что приводит к увеличению объема заполняющих поры флюидов. В свою очередь увеличение объема поровых флюидов способствует развитию аномально высоких поровых давлений, достаточных для внедрения менее плотной глинистой массы майкопа в вышележащие более плотные отложения плиоцена.

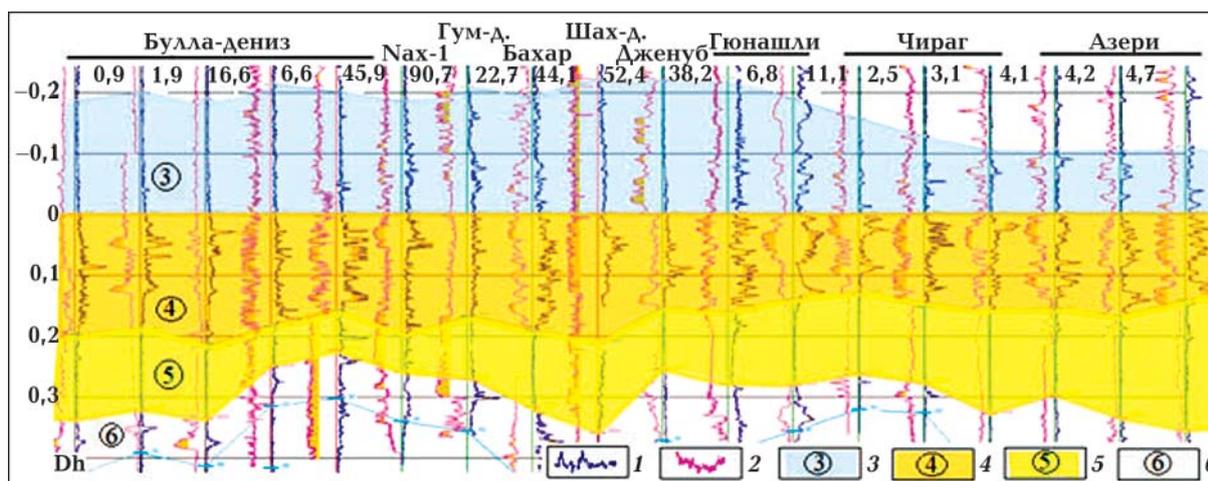


Рис. 4. Корреляция каротажных кривых между структурами Булла-дениз, Нахчыван, Гум-дениз, Бахар, Гюнешли, Азери, Чираг: 1 — кривые электрокаротажа КС, 2 — кривые электро- (ПС) и гамма- (GR) каротажей, 3—6 — горизонт X балаханской (3), свита фасила (4), надкирмакинской глинистой (5) и надкирмакинской песчанистой (6) свит.

Fig. 4. Well log correlation of Bulla-deniz, Nakhchivan, Gum-deniz, Bahar, Gunashli, Azeri, Chirag. 1 — Resistivity log curves, 2 — SP and GR log curves, 3—6 — horizons: Horizon X of Balakhany Suite, Fasila Suite, Above-Gyrmaky Clay Suite, Above-Gyrmaky Sand Suite.

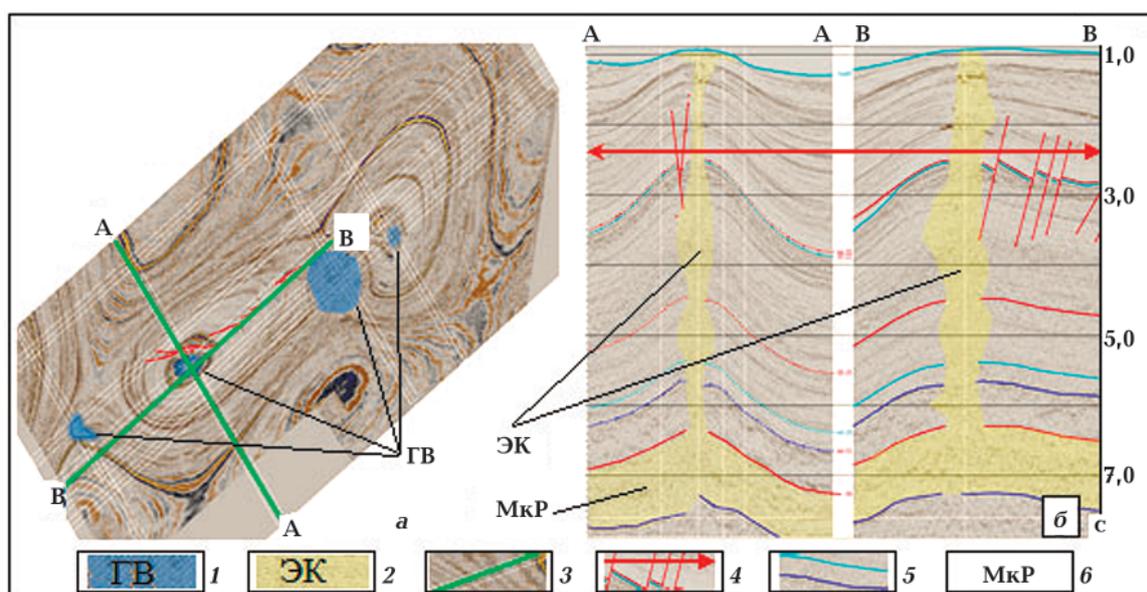


Рис. 5. Горизонтальное (а) и вертикальное (б) сечения сейсмического куба во временной области: 1 — грязевой вулкан, 2 — эруптивный канал грязевого вулкана, 3 — линии, указывающие место вертикальных сечений, 4 — линии, указывающие на местоположение горизонтального сечения и разломов, сформированные в процессе образования грязевого вулкана, 5 — кровли стратиграфических единиц, 6 — майкопская серия отложений.

Fig. 5. Horizontal (a) and vertical (b) time seismic slices. 1 — mud volcano, 2 — eruptive channel of mud volcano, 3 — lines of vertical slices, 4 — lines of horizontal slice and faults, which was formed during mud volcano development, 5 — tops of stratigraphic units, 6 — Maykop Series of rocks.

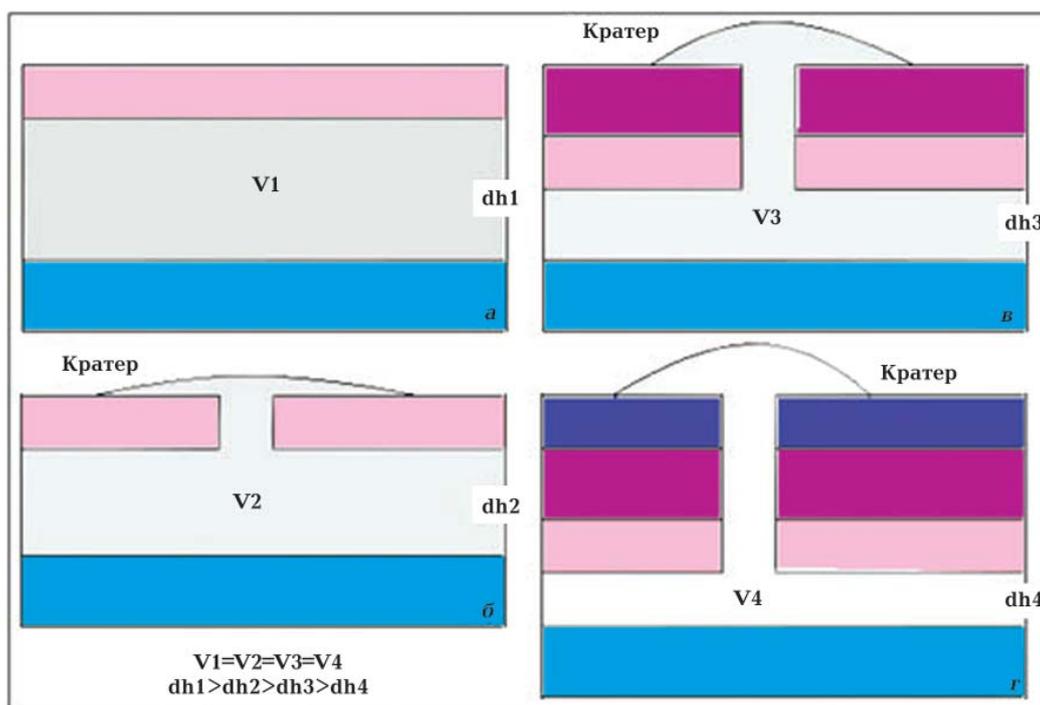


Рис. 6. Схема двумерного разреза, показывающего дискретные фазы формирования грязевого вулкана.

Fig. 6. 2D section showing discrete phases of mud volcano formation.

Так начинается формирование эруптивного канала грязевого вулкана и происходит первичная миграция углеводородов.

Под давлением перекрывающих отложений и высоких поровых давлений насыщенная флюидами, в том числе углеводородными, глинистая толща майкопа ведет себя как подвижная пластичная масса со свойствами неньютоновской жидкости. Поведение неньютоновской жидкости в геологической среде определяется явлением неустойчивости Релея—Тейлора, в результате которого образуются интрузии менее плотной глинистой массы в залегающие выше более плотные отложения. Такое внедрение приводит к развитию грязевого вулканизма и вместе с ним к первичной миграции углеводородов из материнской толщи в будущие каналы грязевых вулканов. Механизм грязевого вулканизма, продолжающегося и в настоящее время, был предложен авторами в предыдущих работах. Схематически он представлен на рис. 6. Авторы разделяют его на четыре стадии:

– первая стадия (рис. 6, а) — насыщенные органическим веществом и флюидами недоуплотненные глины (V1) перекрываются вышележащими отложениями и оказываются в замкнутой среде, в которой развиваются аномально высокие поровые давления;

– вторая стадия (рис. 6, б) — глинистая масса, обладающая свойствами неньютоновской жидкости, выдавливается в верхнее полупространство и создается кратер грязевого вулкана;

– с течением геологического времени происходит третья (рис. 6, в) и четвертая (рис. 6, г) стадии по аналогии со второй.

Весьма очевидно, что неньютоновская жидкость, состоящая из глинистой массы и углеводородов, внедряясь в вышележащие отложения, созданные речными системами, первоначально заполняет газом, нефтью и водой поровое пространство пород-коллекторов. Процесс продолжается до тех пор, пока давление, нагнетающее

флюиды, остается выше геостатического, так образуются углеводородные залежи. При достаточном давлении неньютоновская жидкость прорывает себе путь к поверхности, создавая грязевые вулканы.

Модель геологической среды, где образуется грязевой вулкан, представленная на рис. 6, позволяет сделать вывод о том, что структуры ЮКБ получили свое развитие в начале миоцена и формировались одновременно с грязевым вулканизмом, сопровождаясь тангенциальным сжатием всего бассейна.

Таким образом, вышеизложенное объясняет формирование нефтегазовых месторождений и грязевого вулканизма в ЮКБ и доказывает их связь. Геодинамические условия в осадочном чехле ЮКБ определяют как горизонтальную миграцию углеводородов внутри материнской толщи, так и вертикальную по каналам грязевых вулканов, которые, по мнению авторов, являются основными путями миграции углеводородов.

Выводы. Новейшие исследования на основе комплексной геологической интерпретации данных 2D/3D сейсморазведки и ГИС позволяют сделать следующие выводы.

1. Продуктивная толща нижнего плиоцена представляет собой совокупность различных по форме и литологической представленности геологических тел, созданных палеорулами рек, которые гидравлически изолированы друг от друга.

2. Плиоценовые структуры с амплитудами, достигающими 500 м, разделены глубокими синклиналями, препятствующими горизонтальной миграции флюидов.

3. На глубинах, соответствующих нефтегазоносным горизонтам ПТ, отсутствует система разломов и трещин, по которым могла бы происходить вертикальная миграция флюидов из нефтегазоматеринской толщи в породы-коллекторы.

4. Наиболее вероятным механизмом, регулирующим вертикальную миграцию углеводородов, является грязевой вулканизм.

Список литературы

- Абдуллаев Н., Райли Г., Бауман Э. История осадконакопления продуктивной толщи в Южном Каспии с учетом погружения бассейна (часть II). *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2011. № 5. С. 8—14.
- Абдуллаев Н. Р., Райли Г., Грин Т., Бауман Э. История осадконакопления продуктивной толщи в Южном Каспии с учетом погружения бассейна (часть I). *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2010. № 9. С. 8—17.
- Ализаде А. А., Гулиев И. С., Мамедов П. З., Алиева Э. Г., Фейзуллаев А. А., Гусейнов Д. А. Продуктивная толща Азербайджана. Т. I. Москва: Недра, 2018а. 305 с.
- Ализаде А. А., Гулиев И. С., Мамедов П. З., Алиева Э. Г., Фейзуллаев А. А., Гусейнов Д. А. Продуктивная толща Азербайджана. Т. II. Москва: Недра, 2018б. 236 с.
- Белозеров В. Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений. *Изв. Томск. политехн. ун-та*. 2011. Т. 319. № 1. С. 116—123.
- Достижения в нефтяной геологии. Под ред. Г. Д. Хобсона. Москва: Недра, 1980. 328 с.
- Ежова А. В. Литология. Краткий курс: учебное пособие. Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2014. 102 с.
- Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Москва: Недра, 1987. 375 с.
- Модель глубинного строения Южно-Каспийской впадины. [Электронный ресурс]. (2006). Режим доступа: http://www.wdcb.ru/sep/sedimentary_basins/Caspsea/models/SCasp_mod.ru.html.
- Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. Ленинград: Недра, 1984. 260 с.
- Мустафаев И. С. Литофации и палеогеография среднеплиоценовых нефтегазоносных отложений Каспийской впадины. Баку: Азернешр, 1963. 194 с.
- Ширали И. Я., Юсифов М. Г., Мамедова М. А., Балаев Э. С. Происхождение абшеронской фации продуктивной толщи и ее ареал в Южном Каспии. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2014. № 2. С. 3—11.
- Юсубов Н. П., Гулиев И. С. Литолого-фациальные модели месторождений Гарадаг, 8-Марта, Сангачалы-дениз, Дуванный-дениз, Булла-адасы и Булла-дениз, приуроченные к «свите перерыва» по данным ГИС. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2015. № 5. С. 3—8.
- Юсубов Н. П., Гулиев И. С. Роль грязевого вулканизма в образовании нефтяных и газовых месторождений. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2018. № 9. С. 13—24.
- Abreu, V., & Nummedal, D. (2007). Miocene to Quaternary Sequence Stratigraphy of the South and Central Caspian Basins. In P. O. Yilmaz & G. H. Isaksen (Eds.), *Oil and Gas of the Greater Caspian Area* (Vol. 55, pp. 65—86). AAPG Studies in Geology.
- Hinds, D. J., Simmons, M. D., Allen, M. B., & Aliyeva, E. (2007). Architecture Variability in the Pereriva and Balakhany Suites of the Neogene productive series, Azerbaijan: Implications for reservoir quality. In P. O. Yilmaz & G. H. Isaksen (Eds.), *Oil and Gas of the Greater Caspian Area* (Vol. 55, pp. 87—107). AAPG Studies in Geology.
- Javanshir, R. J., Riley, G. W., Duppenbecker, S. J., & Abdullayev, N. R. (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.
- Yusubov, N. P., & Yusubov, X. N. (2010). About prediction of petrophysical and hydrodynamic models of Galmaz gas storage based on well logging data. *Geophysical News in Azerbaijan*, (3), 28—32 (In Azerbaijani).

Paleo-environments of sedimentation, mud volcanism and hydrocarbons migration in the South-Caspian basin

N. P. Yusubov, I. S. Guliev, Sh. M. Guseinova, 2020

Institute of Oil and Gas, National Academy Sciences of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan

One of the problems of oil and gas geology, not finally solved, is a mechanism of hydrocarbons migration and oil and gas deposits formation. It is well known that for production of deposits the presence of not only parent rocks, rocks-collectors and roof-rocks is required but also migration ways available for transporting hydrocarbons formed into parent rocks to previously formed traps. Results of most recent studies based on complex geological interpretation of data of 2D/3D seismic exploration and commercial geophysics are given in the paper that allowed to reveal the mechanism of mud volcanic activity formation which is, according to authors opinion, the cause of hydrocarbon migration from oil and gas parent rocks to rocks collectors with mud volcano channels considered as the principal ways of migration. The authors consider that geodynamic processes related to tangential compression of the whole basin and the mud volcanism continued up to now produce favorable conditions for primary hydrocarbon migration from oil and gas parent rocks to eruptive channels of mud volcanoes and secondary migration to reservoir beds. It has been revealed that productive stratum of the Lower Pliocene is an aggregate of bodies different by their shape and lithological composition built by river paleo-channels isolated from each other hydraulically and the Pliocene structures with amplitudes up to 500 m are separated by deep geosynclines which block horizontal migration of fluids. It has been found that at the depths corresponding to oil and gas-bearing horizons of productive stratum there is no system of faults and fissures with capability for vertical migration of fluids from oil and gas parent rocks to rocks collectors. Therefore, mud volcanism is the most probable mechanism regulating the vertical migration of HC.

Key words: hydrocarbons migration, mud volcanism, river systems, oil and gas deposits, non-Newtonian liquid.

References

- Abdullaev, N., Riley, G., & Bauman, E. (2011). The history of sedimentation of the productive stratum in the South Caspian, taking into account the sinking of the basin (Part II). *Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo*, (5), 8—14 (in Russian).
- Abdullaev, N., Riley, G., Grin, T., & Bauman, E. (2010). The history of sedimentation of the productive stratum in the South Caspian, taking into account the sinking of the basin (Part I). *Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo*, (9), 8—17 (in Russian).
- Alizade, A. A., Guliev, I. S., Mamedov, P. Z., Alieva, E. G., Feizullaev, A. A., & Guseinov, D. A. (2018a). *Productive stratum of Azerbaijan*. Vol. I. Moscow: Nedra, 305 p. (in Russian).
- Alizade, A. A., Guliev, I. S., Mamedov, P. Z., Alieva, E. G., Feizullaev, A. A., & Guseinov, D. A. (2018b). *Productive stratum of Azerbaijan*. Vol. II. Moscow: Nedra, 236 p. (in Russian).
- Belozerov, V. B. (2011). The role of sedimentation models in the electro-facies analysis of terrigenous deposits. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 319(1), 116—123 (in Russian).
- Hobson, G. D. (Ed.). (1980). *Advances in Petroleum Geology*. Moscow: Nedra, 328 p. (in Russian).
- Yezhova, A. V. (2014). *Lithology. Short course: study guide*. Tomsk: Publishing House of Tomsk Polytechnic University, 102 p. (in Russian).
- Itenberg, S. S. (1987). *Interpretation of the results of geophysical surveys of wells*. Moscow: Nedra, 375 p. (in Russian).
- The model of the deep structure of the South Caspian basin. (2006). Retrieved from <http://www>

- wdcb.ru/sep/sedimentary_basins/Caspsea/models/SCasp_mod.ru.html (in Russian).
- Muromtsev, V. S. (1984). *Electrometric geology of sand bodies of lithological oil and gas traps*. Leningrad: Nedra, 260 p. (in Russian).
- Mustafaev, I. S. (1963). *Lithofacies and paleogeography of Middle Pliocene oil and gas deposits of the Caspian Basin*. Baku: Azerneshr, 194 p. (in Russian).
- Shirali, I. Ya., Yusifov, M. G., Mamedova, M. A., & Balaev, E. S. (2014). The origin of the Absheron facies of the productive stratum and its range in the South Caspian. *Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo*, (2), 3—11 (in Russian).
- Yusubov, N. P., & Guliev, I. S. (2015). The lithological-facies models of the Garadag, March 8, Sangachaly-deniz, Duvani-deniz, Bulla-adasy and Bulla-deniz fields, dated to the «interval break» according to GIS data. *Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo*, (5), 3—8 (in Russian).
- Yusubov, N. P., & Guliev, I. S. (2018). The role of mud volcanism in the formation of oil and gas fields. *Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo*, (9), 13—24 (in Russian).
- Abreu, V., & Nummedal, D. (2007). Miocene to Quaternary Sequence Stratigraphy of the South and Central Caspian Basins. In P. O. Yilmaz & G. H. Isaksen (Eds.), *Oil and Gas of the Greater Caspian Area* (Vol. 55, pp. 65—86). AAPG Studies in Geology.
- Hinds, D. J., Simmons, M. D., Allen, M. B., & Aliyeva, E. (2007). Architecture Variability in the Pereriva and Balakhany Suites of the Neogene productive series, Azerbaijan: Implications for reservoir quality. In P. O. Yilmaz & G. H. Isaksen (Eds.), *Oil and Gas of the Greater Caspian Area* (Vol. 55, pp. 87—107). AAPG Studies in Geology.
- Javanshir, R. J., Riley, G. W., Duppenbecker, S. J., & Abdullayev, N. R. (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.
- Yusubov, N. P., & Yusubov, X. N. (2010). About prediction of petrophysical and hydrodynamic models of Galmaz gas storage based on well logging data. *Geophysical News in Azerbaijan*, (3), 28—32 (in Azerbaijani).

Палеообстановки нагромадження осаdів, грязовий вулканізм і міграція вуглеводнів у Південнокаспійському басейні

Н. П. Юсубов, І. С. Гулієв, Ш. М. Гусейнова, 2020

Інститут нафти і газу НАН Азербайджану, Баку, Азербайджан

Одним з не до кінця вирішених питань геології нафти і газу залишається механізм міграції вуглеводнів і формування нафтогазових родовищ. Відомо, що для утворення покладів необхідна наявність в осаdової товщі земної кори не лише материнських порід, порід-колекторів і порід-покришок, а й шляхів міграції, за якими утворені в материнських породах вуглеводні зможуть мігрувати у завчасно сформовані пастки. Наведено результати новітніх досліджень на основі комплексної геологічної інтерпретації даних 2D/3D сейсмозвідки та промислової геофізики, що дало змогу виявити механізм утворення грязового вулканізму, з яким, на думку авторів, пов'язана міграція вуглеводнів з нафтогазоматеринських порід у породи-колектори, причому канали грязових вулканів розглянуто як основні шляхи міграції. Автори вважають, що геодинамічні процеси, пов'язані з тангенціальним стисненням усього басейну, і грязовий вулканізм, що продовжуються і нині, створюють сприятливі умови для первинної міграції вуглеводнів з нафтогазоматеринської товщі у вулканічні канали грязових вулканів і вторинну міграцію в пласти-колектори. Виявлено, що продуктив-

на товща нижнього пліоцену є сукупністю різних за формою і літологічним складом геологічних тіл, утворених палеоруками річок, які гідравлічно ізольовані один від одного, а пліоценові структури з амплітудами, що сягають 500 м, розділені глибокими синкліналями, які перешкоджають горизонтальній міграції флюїдів. Установлено, що на глибинах, які відповідають нафтогазоносним горизонтам продуктивної товщі, відсутня система розломів і тріщин, через які могла б відбуватися вертикальна міграція флюїдів з нафтогазоматеринської товщі в породи-колектори. Отже, найімовірнішим механізмом, який регулює вертикальну міграцію УВ, є грязьовий вулканізм.

Ключові слова: міграція вуглеводнів, грязьовий вулканізм, річкові системи, нафтогазові родовища, неньютонівська рідина.