

XI Geofizika konfransının materiallarından

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕНИЯ НЕДР ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ: КОНТРОЛИРУЮЩИЕ ФАКТОРЫ И ИХ ПРИРОДА

A.A. Фейзуллаев, Ф.А. Кадилов

Институт Геологии и Геофизики НАН Азербайджана

Ключевые слова: Южно-Каспийский бассейн, нефтегазоносность недр, литологический фактор, УВ потенциал пород, термобарические условия, тектоническая и геодинамическая гетерогенность

Введение

Изучение осадочных бассейнов по многим причинам (прежде всего, в связи с наличием в них нефти, газа, угля и других видов полезных ископаемых и подземных вод) всегда было и остается приоритетным направлением.

В настоящее время в результате расширения возможностей и углубления исследований изменились представления о понятии «осадочный бассейн» (или «нефтегазоносный бассейн» - НГБ). Согласно общепринятому определению осадочного бассейна (ОБ) - это область длительного/устойчивого прогибания Земной коры в ее современной конфигурации с единой флюидодинамической системой, где происходило осадконакопление и сформировалась мощная толща осадочных образований с последующими их диагенетическими и катагенетическими преобразованиями (Волож, Леонов, 2004; Sedimentary geology ..., 2007; Холодов, 2010).

Как следует из анализа формулировки, понятие об ОБ/НГБ весьма обобщенно и упрощенное, создающее впечатление о нем как о цельной и однородной системе («организме»). Однако это не совсем корректно, особенно применительно к молодым быстропогружающимся бассейнам, таким, как Южно-Каспийский бассейн (ЮКБ).

В связи с вышеизложенным, изучение ОБ и, в частности, ЮКБ требует междисциплинарного подхода. Такой подход определился в последние десятилетия и получил название "бассейновый анализ" или "комплексный бассейновый анализ". Он постоянно совершенствуется и широко используется во всем мире. Именно такой подход лег в основу приведенных в данной статье результатов обобщения и анализа комплексных исследований Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ).

Результаты исследований

Отправной точкой выполненного анализа является предположение, что причиной пространственной неравномерности в нефтегазоносности недр ЮКБ является совокупное влияние комплекса факторов, характеризующих гетерогенность геологического строения, вещественного состава и свойств породно-флюидной системы его осадочного чехла.

Нефтегазоносность недр

Гетерогенность геологической среды находит свое отражение на нефтегазоносности недр.

Азербайджан имеет более чем вековую историю поисково-разведочных работ, в результате которых было выявлено как на суше, так и на море несколько десятков месторождений нефти и газа. Их распределение в Южно-Каспийской впадине (ЮКВ) неравномерно в пространстве. Они концентрируются преимущественно в северной части ЮКВ и приурочены к северному и южному бортам Южно-Апшеронского прогиба (рис. 1).

В ЮЗ части Южного Каспия, несмотря на значительный объем поисково-разведочного бурения, до сих пор не были выявлены промышленные скопления нефти и газа.

По существующим оценкам (Гулиев и др., 2009) северная часть азербайджанского сектора Южного Каспия отличается более высокой плотностью потенциальных ресурсов углеводородов (УВ).

Литологический фактор

Согласно результатам многолетних исследований установлена наиболее высокая гетерогенность плиоцен-четвертичного тектоно-седимен-



Рис. 1. Схема распределения нефтегазоносных и перспективных структур в Южно-Каспийском бассейне (азербайджанский сектор). Красным цветом отмечены наиболее перспективные структуры (см. Заключение)

тационного комплекса. Однако наибольший интерес представляет раннеплиоценовый седиментационный комплекс - продуктивная-красноцветная толща (ПТ-КТ), которая является главным нефтегазоносным резервуаром ЮКБ.

Гетерогенность разреза ПТ-КТ определяется,

главным образом, тем, что в формировании его принимало участие несколько разнофациальных питающих провинций. Так, Палео-Волга сносила в бассейн преимущественно кварцевые пески, Палео-Кура - преимущественно полимиктовые (полево-шпатовые), более мелкозернистые фации, палеореки Талыша - фации с большим содержанием обломков вулканических пород и т.д. Обширная речная сеть формировала в бассейне флювиально-дельтовые, авандельтовые, шельфовые и склоновые фациальные ряды (рис. 2).

Участие в формировании осадочной толщи ЮКБ нескольких источников сноса осадочного материала и последующие диагенетические процессы находят свое отражение и в распределении аутигенных глинистых минералов (монтмориллонита, каолинита, хлорита и др.) в цементе коллекторов ПТ (рис. 3) (Геология Азербайджана, 2008).

В связи с расширением границ бассейна в раннеплиоценовое время и размывом новых областей сноса терригенного материала формировались различные литолого-фациальные типы осадков, несопоставимые, или плохо сопоставимые между собой.

Построенная по данным исследования керна и геофизических исследований скважин серия карт по параметрам, характеризующим качество резервуаров (содержание песчаной фракции, пористость, проницаемость), также указывают на их

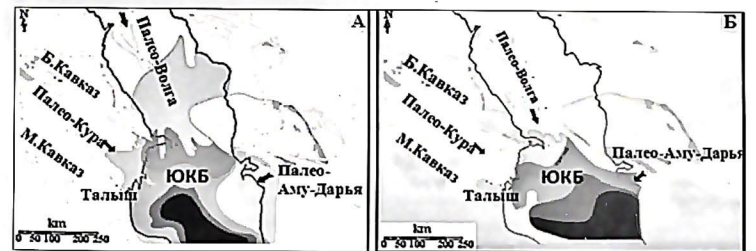


Рис. 2. Палеогеографическая характеристика ЮКБ в нижнеплиоценовое время (по данным ВР): А и Б, соответственно, нижний и верхний отделы ПТ

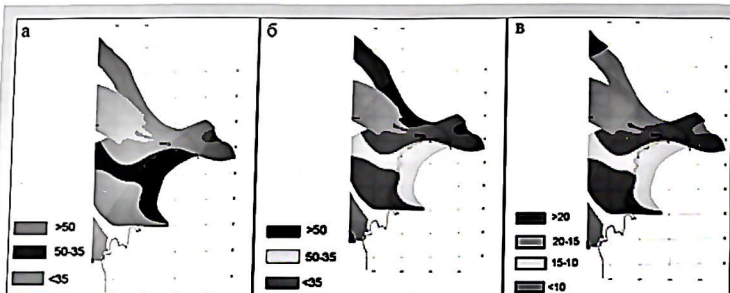


Рис. 3. Содержание в цементе коллекторов ПТ аутигенных глинистых минералов: а - монтмориллонит; б - иллит; в - каолинит

изменение в пространстве (Геология Азербайджана, 2008). На рисунке 4 в качестве примера показано сравнение сейсмофациальных разрезов площадей, расположенных в различных фациальных зонах: площадь Абшерон – абшеронская фация, отличающаяся высокой песчанностью пород и площадь Зафар-Машал – куринская фация, характеризующаяся относительно высокой глинистостью.

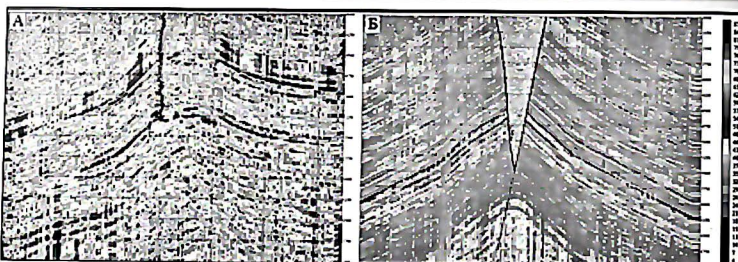


Рис. 4. Песчанность разреза продуктивной толщи вдоль сейсмических профилей через структуры Абшерон (А) и Зафар-Машал (Б) (по Ю.Шыхалиеву)

УВ потенциал пород и его изменение в пространстве

Выполненный большой объем пиролитических исследований осадочных пород ЮКБ позволяет заключить, что главным источником УВ являются олигоцен-миоценовые отложения. Вместе с тем, выполненные исследования показали

изменчивость в пространстве УВ потенциала олигоцен-миоценовых пород.

Как показано на приведенных ниже схематических рисунках (рис. 5) с севера (ЮВ окончание Б. Кавказа) на юг (Талыш) отмечается отчетливое уменьшение количественных геохимических параметров – суммарного органического углерода (ТОС) и генерационного потенциала (S_1+S_2) и ухудшение нефтегенерирующих свойств (водо-

родного индекса - НІ) олигоценовых пород.

Ухудшение нефтегенерирующих свойств олигоценовых пород с севера на юг подтверждают также данные оптического изучения органического вещества (ОВ). Отмечается более высокое содержание ОВ олигоценовых пород Б. Кавказа-аморфных компонентов морского генезиса (рис.

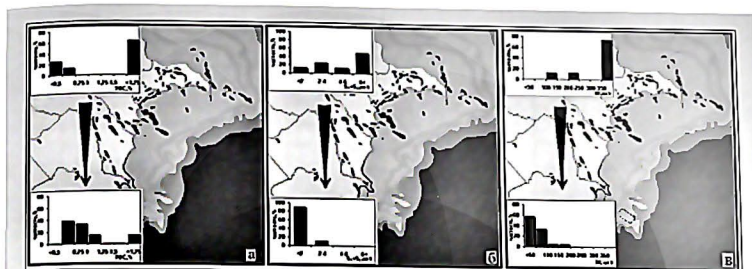


Рис. 5. Изменение количественной характеристики УВ потенциала пород олигоценовых отложений с севера (Б. Кавказ) на юг (Талыш)

а – содержание суммарного органического углерода (ТОС), б – генерационный потенциал (S_1+S_2), в – нефтегазогенерирующие свойства (водородный индекс - НІ) олигоценовых пород

б) в сравнении с аналогичными породами Талыша. ОВ олигоценовых пород Талыша содержит различные по морфологическим и текстурным характеристикам палинологические остатки, среди которых преобладают остатки растительного происхождения.

Таким образом, на западном борту ЮКВ наиболее благоприятными фациями для нефтегене-

тенирующих свойств пород как диатомовой свиты, так и майкопской серии.

Наблюдается изменение в пространстве степени преобразования органического вещества (ОВ). В направлении от Б. Кавказа к Талышу зрелость ОВ олигоценовых пород увеличивается, что, возможно, связано с влиянием эоценового вулканизма (рис. 8).

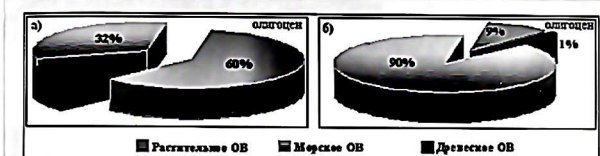


Рис. 6. Диаграммы, отражающие результаты оптического изучения ОВ олигоценовых пород Талыша (а) и Б.Кавказа (б)

рации обладают олигоцен-миоценовые отложения в ее северной части (отроги ЮВ окончания Б. Кавказа). Этот вывод относится лишь к сухопутной части бассейна. Однако в настоящее время основные перспективы выявления крупных скоплений УВ связываются с глубоководной частью бассейна. В этой связи представляет большой интерес выявление тенденции изменения качества материнских пород и в направлении от суши к морю.

Как видно из рисунка 7, в сторону моря наблюдается очевидная тенденция улучшения неф-

В гетерогенности осадочного чехла особая роль принадлежит перерывам и поверхностям несогласия. Осадочный чехол ЮКВ насыщен поверхностями несогласия и размыва, расчленяющие осадочный чехол на макрокомплексы.

Определенную роль в формировании литофациальной неоднородности осадочного чехла играли периодические локальные импульсные излияния на дно водоема значительных песчаноглинистых масс по каналам грязевых вулканов. По имеющимся оценкам на суше площадь грязевулканических покровов изменяется в пределах 0,8 - 38 км² (Guliyev, Feyzullayev, 1997).

Выявленные пространственные отличия в УВ потенциале олигоценовых пород по существу отражают региональные закономерности измене-

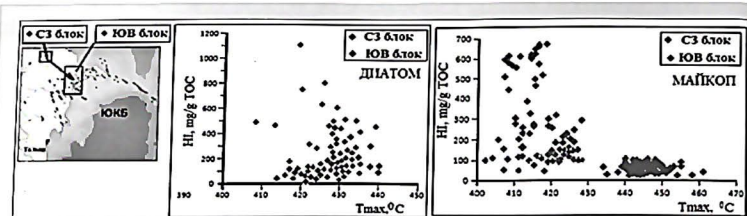


Рис. 7. Изменение с СЗ на ЮВ (в сторону моря) качественной характеристики ОБ олигоцен-миоценовых отложений

ния условий нефтегазообразования в ЮКБ.

заны с активными разломами, грязевыми вулканами и другими высоко-проницаемыми субвертикальными зонами, по которым происходит миграция флюидов из глубоких слоев осадочной толщи.

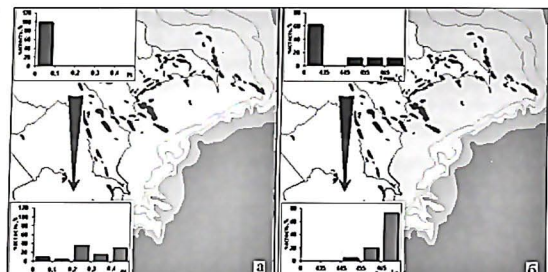


Рис. 8. Изменение зрелости ОБ олигоценных пород Б.Кавказа и Таляша по параметрам пироллиза: PI(a) и Tmax (б)

Термобарические условия

ЮКБ в целом характеризуется как бассейн с аномально-низкими температурами и аномально-высокими пластовыми (АВПД) и поровыми (АВПоД) давлениями, количественные значения которых изменяются в пространстве. Так, значения температурных градиентов в ЮКБ уменьшаются в направлении от се бортовых частей к центральной глубокопогруженной части (рис. 9).

Тепловой поток обычно меняется в пределах 20 - 70 мВт/м²; в то же время встречаются аномалии, которые на порядок превышают региональный тепловой поток. Эти аномалии, как правило, свя-

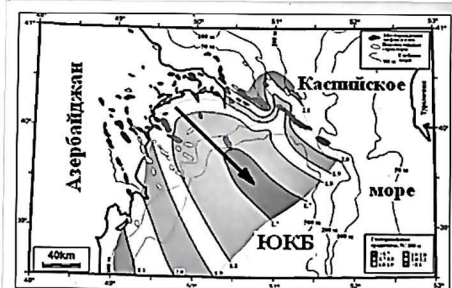


Рис. 9. Изменение в пространстве значений температурных градиентов в ЮКБ (стрелка указывает направление уменьшения градиентов)

заны с активными разломами, грязевыми вулканами и другими высоко-проницаемыми субвертикальными зонами, по которым происходит миграция флюидов из глубоких слоев осадочной толщи.

Анализ данных о пластовых давлениях и их градиентах в ЮКБ позволил выявить их неравномерное изменение в пространстве (Буряковский и др., 1986; Кадиров и др., 2010). Интенсивность их возрастает в южном, юго-западном направлениях, четко согла-

саясь с изменением в этих направлениях глинистости пород и мощности глинистых толщ (Буряковский и др., 1986).

Как следует из рисунка 10, наиболее высокие геоплюфонидные давления отмечаются в пределах Бакинського архипелага, где среднее значение градиентов давлений составляет 18,0 МПа/км.

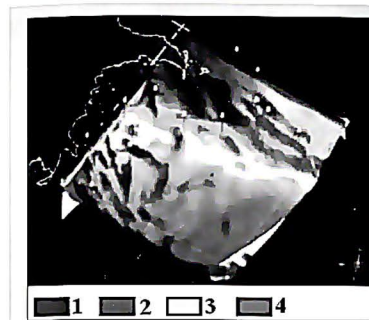


Рис. 10. Схема распределения давлений в ЮКБ (по данным ВР) 1, 2, 3 - соответственно, нормальные, умеренные и повышенные давления; 4 - аномально-высокие давления

Тектоническая и геодинамическая гетерогенность бассейна

За позднечетвертичный – плейстоценовый период формирования осадочного чехла ЮКБ здесь накопилась не имеющая аналога в мире мощная толща пород, достигающая 20 - 30 км (Zonenshain и др., 1990; Jackson и др., 2002; Mamedov, 2004; Artushkov, 2007), более 80 % которой представлена в тонкопелитовой фракции. Причем в плиоцен-четвертичную историю бассейна наблюдалась лавинная скорость осадконакопления (в среднем около 2,0 км/млн. лет), что за последние 5 млн. лет привело к скоплению осадков мощностью 8 - 10 км (Brunet и др., 2003).

Неравномерное изменение в пространстве мощности осадочного покрова наглядно просматривается и на схеме рельефа поверхности фундамента в ЮКБ (рис.11).

Наблюдается неравномерное изменение по

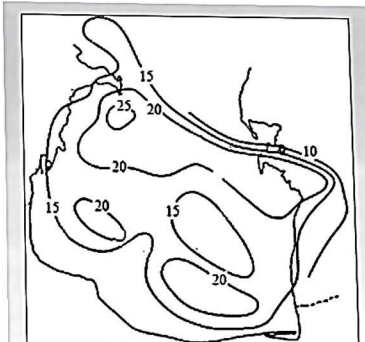


Рис. 11. Структура поверхности фундамента Южного Каспия (O'Connor и др., 1993)

площади и гравитационного поля Южного Каспия. Южная часть акватории характеризуется относительно высокими гравитационными значениями (наличие неглубокозалегающих компетентных пород), в то время как в северной части выделяется обширный гравитационный минимум с амплитудой до -125 мГал, отражающий глубокий прогиб, приуроченный к зоне сочленения океанической и континентальной коры (рис. 12).

В формировании гетерогенной складчатой структуры ЮКБ большую роль играли и глубинные разломы, которые определили блоковое строение бассейна, служили путями фокусированного флюидо-массопереноса. Наиболее крупные из них: Западно-Каспийский, Западно-Туркменский и Центрально-Каспийский разломы, корни которых уходят в глубокие слои земной коры и верхнюю мантию.

С середины 1960-х годов получила признание мобилистская концепция тектоники плит, которая заняла господствующее положение в геологии (McKenzie, 1970, 1974; Ханн, 1995; Ханн, Ломизе, 2005 и др.). Эта теория нашла свое подтверждение результатами измерений с помощью спутниковых навигационных систем (GPS) (Reilinger и др., 1997).

История развития ЮКБ с мобилистских позиций начала особенно активно рассматриваться в

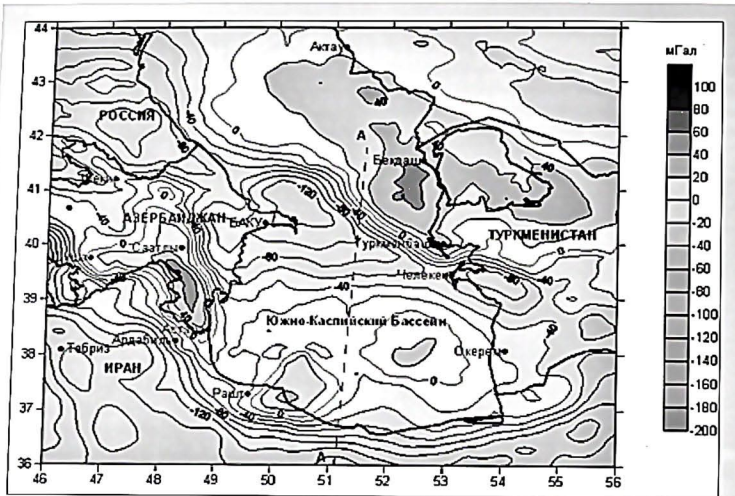


Рис. 12. Карта гравитационных аномалий ЮКБ в редукции Буге (Кадыров, 2000; 2006)

последнее десятилетие (Мурзагалиев, 1998; Улюмов, 2003; Allen и др., 2004; Granath и др., 2004; Mammadov, 2008; Артюшков, 2007; Артюшков, Егоркин, 2005 и др.). Принципиально новую геодинамическую основу эти исследования получили благодаря начавшимся с 1998 года GPS измерениям в Азербайджане и Иране (Nilforouhanetal., 2003; Reilinger и др., 2006; Kadirovetal, 2012).

Был установлен неравномерный характер в современном геодинамическом режиме ЮКБ: в пределах горноскладчатых сооружений М. Кавказа и Талыша были выявлены большие векторы скоростей горизонтальных движений (9 - 12 мм/год), ориентированные в СВ направлении (Гулиев и др., 2002). Уменьшение скоростей и большое накопление упругой энергии происходит на юго-востоке Гобустана - юго-западе Апшеронского п-ова (рис. 13), с чем, вероятно, связана высокая плотность развития здесь грязевых вулканов и повышенная сейсмичность.

Ссылаясь на землетрясения с максимальными глубинами до 80 - 100 км вдоль северной

окраны ЮКБ (Allen и др. 2004; Глубинное строение..., 2006) и геофизические данные М.В.

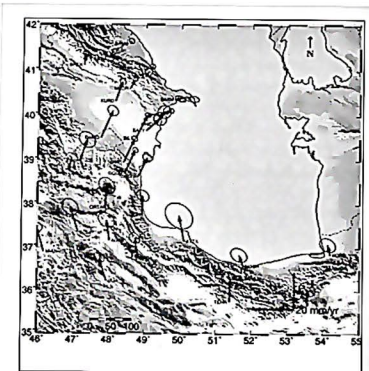


Рис. 13. Скорости и направления горизонтальных движений в пределах ЮКБ (Азербайджан и Иран) по данным GPS измерений

Allen и др. (2004), С.С. Кнапп и др. (2004) предположили направленный на север подвиг/субдукцию Южно-Каспийской микроплиты под континентальную литосферу Среднего Каспия. Палео-стратиграфическая реконструкция СЗ части ЮКБ свидетельствует о том, что в плиоцен-четвертичное время здесь произошло тектоническое погружение на 2,4 км (Allen и др., 2002).

Более поздний анализ геофизических данных (Mammadov, 2008; Kadirov, Gadirov, 2013) подтвердили наличие в районе Абшерон-Прибалханского порога подвига Южно-Каспийской микроплиты под Средне-Каспийскую.

Обсуждение результатов

В связи с гетерогенностью осадочного комплекса и современным мобилистским подходом к истории развития ЮКБ назрела необходимость ревизии сложившихся традиционных представлений о механизме формирования и закономерностей размещения в осадочном разрезе этого

бассейна месторождений нефти и газа. Проведение таких исследований важно в связи с тенденцией увеличения возможности обнаружения новых промышленных скоплений УВ сырья в ЮКБ, связанных преимущественно с глубокопогруженными отложениями.

Выявленная в результате многолетних поисково-разведочных работ в северной части ЮКБ субширотная зона основных ресурсов УВ пространственно хорошо совпадает с аккреционной призмой, сформировавшейся в фронтальной зоне подвига (рис. 14) (Фейзуллаев и др., 2016). При этом важно отметить, что все месторождения нефти и газа этой зоны связаны с брахиантиклинальными поднятиями, осложненными продольными и поперечными разрывными нарушениями, которые активно росли в позднем плиоцене и антропогене. В связи с этим возраст этих структур очень молодой и не превышает 2 - 3 млн. лет. Предваряющие их формирование процессы генерации и миграции УВ соизмеримы со временем начала процесса субдукции фундамента Южного Каспия под Средний Каспий, которое оценивается в 5,5 млн. лет (Allen и др., 2002).

В зону подвига втянуты мезозойские породы мощностью в несколько километров, которые формируют аккреционную призму с почти вертикальными тектоническими разрывами непосредственно в фронтальной части призмы и более пологими тектоническими нарушениями в ее тыловой части. Все это предопределяет особенности миграции УВ и формирования здесь их промышленных скоплений. При этом необходимо отметить важную роль газа в транспорте нефти в резервуары ЮКБ (Feuzulayev, 2013). Это связано

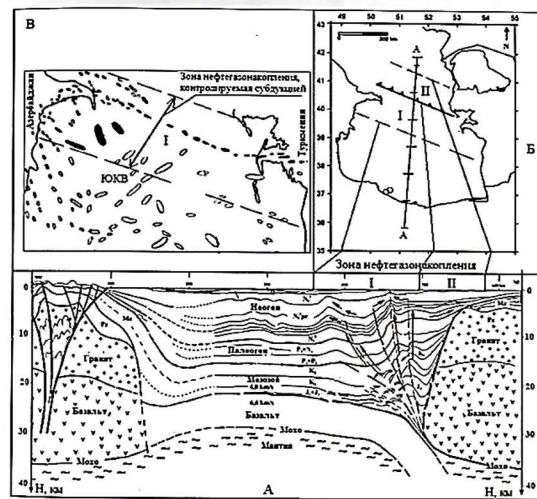


Рис. 14. Сейсмический разрез по региональному профилю Эльбурс-Абшеронский порог (Mammadov, 2008) с моделью формирования нефтегазоносности ЮКБ

как с II–III типами содержащихся в олигоцен-миоценовых нефтематеринских породах ОБ, генерирующих, наряду с нефтью, значительные количества газа, так и с образованием значительных объемов УВ газов в мезозойских отложениях (главным образом, юрских, богатых преимущественно газопроизводящей органикой), непосредственно вовлеченных в зону поддвига. Последнее более интенсивно протекает в фронтальной части субдукции, в сравнении с тыловой, в связи с более высоким там температурным режимом (рис. 15).

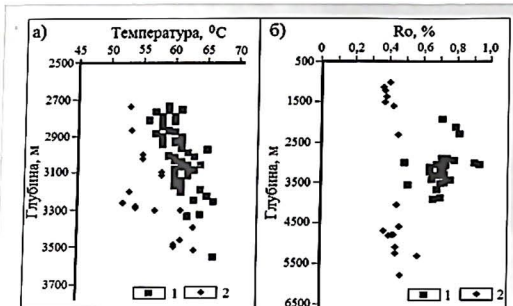


Рис. 15. Изменение с глубиной современных (а) и палео- (б) температур по месторождениям в фронтальной (1) и тыловой (2) частях зоны субдукции. Месторождения: (а) 1 – Гюнешли, 2 – Булла-дениз; (б) 1 – Гюнешли-Азери-Чыраг, Нефть Дашлары; 2 – Сангачал-дениз – Дуванный-дениз – Хара-Зири, Булла-дениз

Структуры сжаты непосредственно во фронтальной зоне аккреционной призм (сформированные в пределах погребенного под молодыми осадками субдукционного Апшерон-Прибалханского поднятия) могут классифицироваться, согласно определению Л.И. Лебедева (1994), как “сквозные”, т.е. секущие весь разрез мезозойско-кайнозойских отложений и осложненные разрывными нарушениями. Заполнение этих структур углеводородами происходило в основном за счет их субвертикального потока, а подчиненным (на коротких дистанциях) латеральным подтоком. В этих условиях масштабы и интенсивность поступления УВ в антиклинальные ловушки, расположенные непосредственно над фронтальной

частью зоны аккреционной призм (вдоль Апшерон-Прибалханского порога) очень высоки. Это утверждение подтверждается несколькими фактами:

- во-первых, самые крупные УВ скопления в ЮКБ (месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы, Нефть Дашлары, Гюнешли-Чыраг-Азери и др.) обнаружены в субширотной полосе - в его северной части (на Апшеронском п-ове и Апшерон-Прибалханском поднятии);

- во-вторых, структуры этого пояса характеризуются насыщением УВ-ми на обоих флангах (рис. 16), а вмещающие породы (резервуары) охватывают широкий стратиграфический интервал (рис. 17);

- в-третьих, по комплексу термодинамических (пластовое давление, современные и палеотемпературы) и геохимических факторов (газовый фактор, изотопный состав углерода нефти, гидрохимический состав воды и т.д.) выявлено наличие очага питания УВ-ми плиоценовых структур из подстилающих отложений (на примере месторождения Гюнешли) (Feyzullayev, 2013).

Несколько иная картина миграции и формирования месторождений УВ отмечается в противоположной, тыловой части субдукционного Южно-Апшеронского прогиба. Расположенные здесь структуры (Сангачал-дениз, Дуванный-дениз, Хара-Зири, Булла-дениз) заполнялись благодаря ступенчатой миграции УВ: первоначально они путем субвертикальной миграции по разломам попадали в главный резервуар-проводник, а затем заполняли структурные ловушки в результате относительно дальней латеральной миграции по восставшим пластам, при подчиненной роли субвертикального подтока УВ. Такой механизм заполнения подтверждается тем, что у всех структур в этой зоне УВ-ми заполнены только крылья, обращенные к погруженной части про-

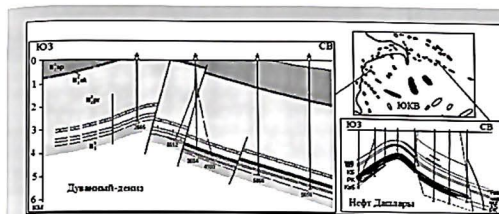


Рис. 16. Особенности заполнения структур УВ-ми в фронтальной (на примере месторождения Нефть Дашлары) и тыловой частях зоны субдукции (на примере месторождения Дуванный-дениз)

гиба, т.е. в сторону фронтальной части зоны субдукции (см. рис. 16). Кроме того, запасы нефти в этих структурах уступают запасам на указанных выше структурах Апшерон-Прибалханского района, так как здесь стратиграфический интервал насыщения УВ-ми существенно меньше (см. рис. 17).

Фазовое состояние УВ-х скоплений контролируется, главным образом, условиями их сохранности, которые хуже в Апшерон-Прибалханском районе, где преобладают нефтяные и ассоциируемые с ними газы. В более погруженных частях прогиба преобладают газы/газоконденсатные скопления (месторождения Шах-дениз, Булла-дениз, Умид, Абшерон-дениз).

Заключение

На основании комплексного анализа геолого-геофизического материала обоснована гетерогенность тектонического строения, вещественного состава и свойств породно-фиолидной системы нижнего плиоцена Южно-Каспийского бассейна, контролирующая ее нефтегазозность.

Пространственную неоднородность геологической среды и нефтегазозности ЮКБ необходимо учитывать при определении стратегии дальнейших поисков нефти и газа. Локальная неоднородность геологической среды (в

пределах одной структуры) должна учитываться при доработке месторождений, создании и эксплуатации подземных хранилищ газа.

Исходя из предложенной тектоно-геофизической модели нефтегазозности Южного Каспия, наиболее перспективными для обнаружения промышленных скоплений углеводородов могут считаться структуры Мушфиг, Машал, Шафаг, Асиман, Шарги Исфафил Гусейнов (см. рис. 1). Однако следует отметить, что хотя структура Мушфиг и является перспективной, но она из-за малых своих размеров скорее может классифицироваться как не рентабельная.

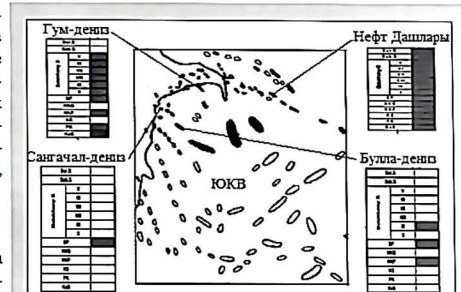


Рис. 17. Распределение залежей УВ в стратиграфическом разрезе ЮКБ во фронтальной (на примере месторождения Нефть Дашлары, Гум-дениз) и тыловой (на примере месторождений Сангачал-дениз, Булла-дениз) частях зоны субдукции

1 – антиклинальные структуры; 2 – месторождения нефти и газа; 3 – нефтегазозные интервалы. СВ – свита “Терьерыва”; НКГ – свита “Надкирмакская глинистая”; НКП – свита “Надкирмакская песчаная”; КС – “Кирмакская” свита; ПК – “Подкирмакская” свита; “Калинская” свита (Продуктивная толща – нижний плиоцен).

ЛІТЕРАТУРА:

- Артошников Е.В. 2007. Образование Южно-Каспийской впадины в результате фазовых переходов в нижней части континентальной коры. Докл. РАН, 416(5), с. 647–652.
- Артошников Е.В., Егоркин А.В. 2005. Физический механизм образования сверхглубоких осадочных бассейнов. Прикаспийская впадина. Докл. РАН, 400(4), 494–499.
- Бурьяковский Л.А., Джеванишир Р.Д., Алиев К.Ю. 1986. Геофизические методы исследований геофлюидных давлений. Баку: «Елм». 147 с.
- Волож Ю.А., Леонов Ю.Г. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция. (Под ред. Ю.Г.Леонова, Ю.А.Воложа). - М.: Научный мир, 2004. 526 с.
- Геология Азербайджана. Том VII. Нефть и газ. 2008. Под ред. акад. А.А. Ализаде. Баку: «NafTapress», 606 с.
- Глубинное строение осадочных бассейнов Земли. 2006. Осадочные бассейны Каспийского моря. Данные и модели. Грант РФФИ № 04-07-90194. <http://www.wdcb.ru/sep/sedimentarybasins/index.ru.html>.
- Гулиев И.С., Кадиров Ф.А., Рейлингер Р., Гасанов Р.И., Мамедов А.Р. 2002. Активная тектоника Азербайджана: по геодезическим, гравиметрическим и сейсмическим данным. Известия РАН, 382(6), с. 812–815.
- Гулиев И.С., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. 2009. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: «NafTapress», 409 с.
- Кадиров Ф.А. 2000. Гравитационное поле и модели глубинного строения Азербайджана. Баку:Изд. «NafTapress», 112 с.
- Кадиров Ф.А. 2006. Гравитационное поле и модели глубинного строения Азербайджана. Баку: «NafTapress», 112 с.
- Кадиров Ф.А., А.А. Фейзуллаев, А.Г.Кадиров. 2010. О взаимосвязи распределений в пространстве сейсмичности и anomalно-высоких давлений в осадочном комплексе Южно-Каспийского бассейна. Геофизика № 2, с. 32–36.
- Лебедев Л.И. 1994. Влияние тектонических факторов на нефтегазоносность внутренних морей. Геология нефти и газа. 7 с.
- Мурзагалиев Д.М. 1998. Геодинамика Каспийского региона и ее отражение в геофизических полях. Геология нефти и газа, 2, с. 10–15.
- Холодов В.Н. 2010. Литология и Полезные Ископаемые, 1, с. 3–28.
- Фейзуллаев А.А., Кадиров Ф.А., Кадиров А.Г. 2016. Тектоно-геофизическая модель Южного Каспия в связи с нефтегазоносностью. Физика Земли, 6, с. 129–138.
- Хаин В.Е. 1980. Тектоника плит и геодинамика. М.: «Недра».
- Хаин В.Е., Лавин М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. М.: изд-во МГУ. 1995. 480 с.
- Allen M.B., Jackson J., Walker R. 2004. Late Cenozoic reorganization of the Arabia-Eurasia collision and the comparison of short-term and long-term deformation rates. Tectonics, 23, pp. 1–16.
- Allen M.B., Jones S., Ismail-Zadeh A., Simmons M.D., Anderson L. 2002. Onset of subduction as the cause of rapid Pliocene-quaternary subsidence in the South Caspian Basin. Geology, 30(9), pp. 775–778.
- Artyushkov, E.V. 2007. Formation of the South Caspian Basin As a Result of Phase Transitions in the Lower Continental Crust. Doklady Earth Sciences, 417(8): pp. 1141–1146.
- Brunet M.F.O., Korotaev M.V., Ershov A.V., Nikishin A. 2003. The SouthCaspianBasin: a review of its evolution from subsidence modeling. Sediment Geol., 156, pp. 119–148.
- Feyzullayev A.A. 2013. Migration pathways of hydrocarbons in South-Caspian basin // Geology and Geosciences, 2(3), pp. 1–6.
- Granath J.W., Soafi K.A., Baganz O.W., Bagirov E. 2004. Gravity modeling and its implications to the tectonics of the South Caspian Basin. AAPG's International Regional Conference.Turkey.pp.46–50.
- Guliyev I.S., Feyzullayev A.A. 1997. All about mud volcanoes. Баку, Nefta Press. 52 p.
- Kadirov, F., Floyd, M., Alizadeh, A., Guliev, I., Reilinger, R., Kuleli, S., King, R., and Nafitoksoz, M. 2012. Kinematics of the eastern Caucasus near Баку, Azerbaijan, Nat. Hazards, 3, pp.1–10.
- Kadirov, F.A., Gadirov, A.H., 2013. A gravity model of the deep structure of South Caspian Basin along submeridional profile Alborz–Absheron Sill, Glob. Planet. Change, <http://dx.doi.org/10.1016/j.gloplacha.2013.09.001>.
- McKenzie, D.P., 1970. Plate tectonics of the Mediterranean region, Nature, 226, pp. 239–243.
- McKenzie, D.P., 1974. Active tectonics of the Mediterranean region, Geophys. J. R. Astron. Soc., 30(2), pp. 106–185.
- Knapp C.C., Knapp J.H., Connor J.A. 2004. Crustal-scale structure of the South Caspian Basin revealed by deep seismic reflection profiling. Mar. Petrol. Geol., 21, pp. 1073–1081.
- Mamedov P.Z. 2004. Genesis and seismic stratigraphic model of the South Caspian megabasin architecture. In "The South-Caspian basin: geology, geophysics, oil and gas content" (Ed. Acad. A. Ali-Zadeh). Баку. "Nefta-Press", pp. 150–164.
- Mammadov P.Z. 2008. The subsidence evolution of the South Caspian Basin. Abstract Book of Conference EAGE "Petroleum Geology & Hydrocarbon Potential of Caspian and Black Sea Regions", 6–8 October 2008. Баку. Azerbaijan.
- Niforoushan, F., Masson, F., Vernant, P., Vigny, C., Martinod, J., Abbassi, M., Nankali, H., Hatzfeld, D., Bayer, R., Tavakoli, F., Ashtiani, A., Doerflinger, E., Daignières, M., Collard, P., and Chéry, J., 2003. GPS network monitors the Arabia–Eurasia collision deformation in Iran. J. Geodesy, 77, pp. 411–422.
- O'Connor R.B., R.A.Castle, D.R. Nelson. 1993. Future oil and gas potential in southern Caspian sea. Oil and Gas journal, 3, pp. 117–125.
- Reilinger R., McClusky S., Oral M., King R., Toksoz M., Barka A. 1997. Global Positioning System measurements of present-day crustal movements in the Arabia–
- Africa–Eurasia collision zone. J. Geophysical Research: Solid Earth. V. 102(B5). pp. 9983–9999.
- Reilinger, R., McClusky, S., Vernant, P., Lawrence, S., Ergintav, S., Kadirov, F., et al., 2006. GPS constraints on continental deformation in the Africa–Arabia–Eurasia continental collision zone and implications for the dynamics of plate interactions, J. Geophys. Res., 111(B5), pp. 1–26.
- Sedimentary geology spring lecture. 2007. Chapter 11. Sedimentary Basins. <http://ocw.mit.edu/courses/earth-atmospheric-and-planetary-sciences/12-110-sedimentary-geology-spring-2007/lecture-notes/ch11.pdf>.
- Ulomov V.I. 2003. A Three-Dimensional Model of the Lithosphere Dynamics, Seismicity Structure, and Variations in the Caspian Sea Level. Izvestiya, Physics of the Solid Earth, 39(5), pp. 353–364.
- Zonenshain L.P., Kuzmin M.I., & Natapov L.M. (1990). Geology of the USSR: A plate tectonic synthesis. In B. M. Page (Ed.), Geology of the USSR: A plate tectonic synthesis, 21: pp. 169–198. Geodynamic Series, Washington, DC: American Geophysical Union.

Ə.Ə. Feyzullayev, F.A. Qədirov
CƏNUBİ XƏZƏR ÇÖKƏKLİYİNİN NEFT-QAZLILIGİNİN MƏKAN QEYRİ-BƏRABƏRLİYİ:
NƏZARƏT EDƏN FAKTORLAR VƏ ONLARIN MƏNŞƏYİ

XÜLASƏ

Cənubi Xəzər hövzəsinin (CXH) tektonik quruluşunun, müasir geodinamik proseslərin, termobarik şəraitin, habelə süxurların litofasial xüsusiyyətlərinin və karbohidrogen potensialının məkanda dəyişikliklərin təhlili nəticələrinə əsasən süxur-flüid sisteminin qeyri-bircins olduğu sübut olunmuş və neft-qaz yataqlarının yaranması və məkanda paylanması üçün tektonik-geofiziki model təklif olunmuşdur. Bununla əlaqədar, CXH-də neft və qazın gələcək axtarış strategiyasında müvafiq düzlişlərin edilməsi tövsiyə olunur.

A.A. Feyzullayev, F.A. Kadirov
SPATIAL HETEROGENEITY OF SOUTH CASPIAN DEPRESSION: CONTROLLED FACTORS AND THEIR NATURE

ABSTRACT

In paper results of analysis of change in space of tectonic structure, modern geodynamic processes, temperature and pressure conditions, as well as lithofacial features and the hydrocarbon potential in the South Caspian basin (SCB) are presented. It is established the spatial heterogeneity of fluid-rock system of the sedimentary complex of the SCB and its tectonic-geophysical model is proposed. The conclusions made are recommended to be taken into account during development of the future oil and gas exploration strategies in SCB.