

УДК 553.982.2

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ЮЖНО-КАСПИЙСКОМ БАССЕЙНЕ (АЗЕРБАЙДЖАНСКИЙ СЕКТОР)

А.Д. ИСМАИЛ-ЗАДЕ,

д-р геолог.-мин.наук, проф., акад. НАН АР
Институт геологии НАН Азербайджана
(AZ1143, Баку, просп. Г. Джавида, 29А)

E-mail: arifismail@excite.com

Представлен анализ геодинамического режима развития, обусловившими формирование сложных по фазовому состоянию углеводородных систем крупных нефтяных и газовых месторождений в Южно-Каспийском бассейне (Азербайджанский сектор). Рассмотрены геодинамика, время формирования структурных зон секторов и особенности образования крупных, гигантских по масштабам, месторождений нефти и газа.

Состав и свойства нефтей нефтегазоносных районов свидетельствуют о сложных сочетаниях различных условий генерации, возможной переаккумуляции в процессах миграции при возобновляющихся временных периодах тектонической активизации региона.

Сделаны выводы о приуроченности Каспийского бассейна к субмеридиональному Баренцево-Персидскому нефтегазоносному поясу, что способствовало обеспечению его подтоком углеводородных газов. В пределах шельфовой зоны Южно-Каспийской впадины, возможно образование нефтей на уровне майкопских и диатомовых комплексов. Образование пространственно и временно сопряженных гигантских месторождений нефти и газоконденсата связано с проявлением в неотектоническую стадию в коллизионной зоне на границах сопряжения литосферных плит двух типов тангенциальных напряжений.

Ключевые слова: нефтегазообразование, геодинамический анализ, Южно-Каспийский бассейн.

Азербайджанский сектор Каспийского бассейна, охватывающий по западной акватории Каспия — юго-запад (ЮЗ) Среднего Каспия и северо-запад (СЗ) Южного Каспия, вследствие приуроченности к коллизионной зоне сочленения Евразийской (ЕА) и Гондванской платформ, характеризуется различиями геодинамического режима развития, обусловившими формирование сложных по фазовому состоянию углеводородных (УВ) систем крупных нефтяных и газовых месторождений.

В целом, в строении Каспийского бассейна выделяются:

- Северный Каспий — приплатформенная часть ЕА с добайкальским (дорифейским) основанием и складчатым верхнепалеозойским осадочным комплексом, с крупными нефтяными месторождениями Кашаган, Тенгиз и газоконденсатным — Астраханское;

- Средний Каспий — окраинная часть ЕА и северный склон Большого Кавказа с байкальским (рифей-вендским) основанием и Скифско-Туранской эпигерцинской плитой с приплатформенным чехлом нефтегазоносных комплексов — нижнетриасовых, ниже-среднеюрских и нижнемеловых отложений мезозоя и олигоцен-миоценовых кайнозоя; крупные газоконденсатные месторождения нефти: им. В. Филановского и Ю. Корчагина (севернее Азербайджанской Республики);

- Южный Каспий — северная окраина Гондванской платформы с утоненным байкальским основанием, а согласно ряду авторов, океанической (субокеанической) корой, перекрытой мезозойскими и кайнозойскими (плиоцен-четвертичные до 10-12 км) отложениями; основные месторождения нефти — Нефт Дашлары (Нефтяные Камни), Гюнешли, Чираг, Азери, Кяпаз в литофациях продуктивной толщи (ПТ) раннего плиоцена, агчагыльского — позднего плиоцена и эоплейстоцена — апшеронского ярусов; газоконденсатное месторождение — Шах-Дениз, в низах ПТ; палеоген-миоценовые и мезозойские нефтеносные комплексы установлены в Куринской впадине.

Общим для исследованных бассейнов, согласно данным по Северному и Южному Каспию [1,2], является их формирование на субокеаническом типе коры, утоненной до 8-12 км, с редуцированным, а местами с отсутствующим, «гранитным» слоем.

Различия в геодинамике, времени формирования структурных зон секторов и литофациальных особенностях не повлияли на образование в них крупных, гигантских по масштабам, месторождений нефти и газа. Латеральная гетерогенность последних в пределах субмеридионального Каспийского бассейна обусловлена спецификой геологического развития его секторов, а именно, с корреляцией нефтегазообразования (НГО) с циклами тектоно-магматической активизации (ТМА) Кавказа [3]. Циклическая сопряженность НГО с ТМА на Кавказе выражена на:

- Северном Каспии, палеозойского НГО с герцинским циклом ТМА;
- Среднем Каспии, мезозойского НГО с киммерийским циклом ТМА;
- Южном Каспии, кайнозойского НГО с альпийским циклом ТМА.

Тектоно-магматическая активизация сопровождалась как формированием вулканоплутонических ассоциаций, так и генерацией нефтей и газов с возможной в последующем латеральной и вертикальной миграцией, т.е. в процессе нефтегазообразования прослеживается последовательность «зарождение–миграция–аккумуляция».

В азербайджанском секторах Каспия нефтегазодносными являются комплексы от верхнего мела до антропогена, установленные в пределах трех геодинамических зон проявлений:

- окраинное море или краевой прогиб, Средний Каспий, включающий области Сиазаньской моноклинали, Северо-Апшеронского прогиба и Апшеронский архипелаг;
- шельфовая зона, Бакинский архипелаг, Гобустан и Нижнекуринская области с переходом на западе в зону континентального склона — Куринскую впадину;
- субокеаническая или океаническая зона, Южно-Каспийская впадина.

При всем разнообразии структурных и временных проявлений вышеперечисленных зон местом максимальной концентрации нефти и газа являются антиклинальные структуры продуктивной толщи Апшерон-Балханского порога, где сосредоточены крупные до гигантских месторождения нефти, а юго-западнее в Бакинском архипелаге расположено гигантское газоконденсатное месторождение Шах-Дениз.

Состав и свойства нефтей нефтегазодносных районов (НГР) свидетельствуют о сложных сочетаниях различных условий генерации, возможной переаккумуляции в процессах миграции при возобновляющихся временных периодах тектонической активизации региона. Степень превращённости нефтей находится в прямой зависимости от глубины залегающих.

Для нефтегазодносных территорий Азербайджана региональные катагенные изменения нефтей проявляются в общей тенденции к повышению глубины превращённости, выражающееся в изотопном обогащении, метанизации и дециклизации.

В зоне окраинного моря или краевого прогиба Прикаспийско-Губинском НГР в пределах Сиазаньской моноклинали в нефтегазодносных комплексах от чокрака к майкопу и далее к палеогену и верхнему мелу нефти отмечаются в легкой фракции с повышением содержания алканов и ароматики.

Нефти верхнемеловых отложений СВ части моноклинали (пл. Зейва) в виду закрытости структуры могут служить примером высоковосстановленных самых лёгких нефтей. Нефти синхронных отложе-

ний ЮВ части Сиазаньской моноклинали (пл. Чандагар-Зарат) с нарушенной покрывкой — тектоническим разрывом, в отличие от нефтей пл. Зейва, смолистые, меньшей восстановленности и превращённости.

Катагенные изменения качества нефтей Апшеронского архипелага по площади и по погружению продуктивных пластов завершаются на больших глубинах (структура Джануб) переходом от нефтяных к газоконденсатным и газовым залежкам.

В шельфовой зоне с увеличением гипсометрической глубины заметно возрастает степень метанизации и наблюдаются изменения типа нефтей от нефтяных (Чеильдаг, Рагим) до нафтено-метановых (Дашгиль, Кяниздаг в Гобустанской зоне).

Нефти Бакинского архипелага залегают в условиях больших глубин, т.е. для них характерна высокая восстановленность с преобладанием метановых УВ.

В Евлах-Агджабединском НГР Куринской впадины для разновозрастных нефтей (Мурадханлы, Джафарли, Зардаб, Газанбулаг, Мирбашир, Нафталан) отмечается идентичность в сравнительно близких значениях плотности, малосернистости, преимущественно метановом составе и повышенной парафинистости. Однако и в данном случае от чокракских к более древним нефтям повышается степень их восстановленности, метанизации и катагенной превращённости, достигающая максимума в вулканогенной толще верхнего мела.

Проведенные исследования по установлению особенностей формирования нефтей Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) по изотопно-геохимическим данным позволили сгруппировать их в два класса по значениям суммарного углерода нефтей [4]: изотопно-лёгкие, ($\delta^{13}\text{C} = -28,0\text{‰} \div -27,0\text{‰}$) и изотопно-утяжеленные, ($\delta^{13}\text{C} = -26,5\text{‰} \div -24,0\text{‰}$).

Основную массу нефтей ЮКВ составляют нефти второй группы. Для нефтей Нижнекуринской НГР и Апшеронского полуострова (суша) верхний и нижний пределы $\delta^{13}\text{C}$ составляют $-27,7\text{‰}$; $-25,4\text{‰}$, при разности $2,3\text{‰}$, а Апшеронского и Бакинского архипелагов (море) $-26,3\text{‰}$; $-25,4\text{‰}$, при разности $0,9\text{‰}$, что указывает на то, что нефти морских плиоценовых резервуаров в отличии от резервуаров Нижнекуринского НГР и Апшеронского полуострова более однородные.

Установленные в настоящем времени исследователями изотопные метки $\delta^{13}\text{C}$ алкановой фракции нефтей выявили два стратиграфических диапазона комплексов, характеризующие генерацию нефтей:

- 1) $-27,5\text{‰}$, верхний мел — низы среднего миоцена (мел-чокрак), додиатомовый,
- 2) $-25,03\text{‰}$, средне-позднемиоценовый (караган, конк, сармат, меотис), диатомовый.

По данной изотопной метке нефтей для месторождений плиоценового резервуара установлена роль различных нефтегенерирующих комплексов, для: Апшеронского полуострова (палеоген-нижнемиоценового и миоценового); Юго-восточного Гобустана и

Бакинского архипелага (некоторое преимущество миоценового); Нижнекуринского НГР (палеоген-нижнемиоценового); Апшеронского архипелага (миоценового комплекса).

В целом, отмечается тенденция изотопного утяжеления нефтей в направлении от суши к морю, что связано с увеличением мощности плиоцен-четвертичных отложений и погружением более древних на значительную глубину.

По изотопному составу углерода нефтей плиоценового резервуара выявляются два разнородных по времени формирования комплекса нефтегазонакопления: палеоген-нижнемиоценовый (Нижнекуринский НГР (суша)) и миоцен-плиоценовый (Апшеронский архипелаг (море)).

Для нефтей Апшеронского полуострова, ЮВ Гобустана и Бакинского архипелага примерно одинаковые соотношения вышеуказанных нефтегенерирующих интервалов исследователями увязываются с зараженностью их бассейнов нефтями обеих временных генераций в процессе миграции в плиоценовые бассейны из подстилающих олигоцен-миоценовых, а, возможно, из более древних отложений.

Установленная дифференциация нефтей в стратиграфическом разрезе, а именно, утяжеление изотопного состава углерода нефтей по мере омоложения геологического возраста резервуаров, позволяет установить основную закономерность в проявлении процесса нефтегазонакопления — от суши к морю (в сторону Апшеронского порога) наблюдается изменение возраста и типа нефтей.

Ранний этап нефтегазонакопления — комплексы от верхнего мела до чокрака, поздний этап — средний и верхний миоцен.

Согласно данным исследователей [5] по месторождениям Азербайджана, судя по изотопному составу газов, они имеют различные генезис и источник. Многие из них характеризуются смешанным составом. Кроме того установлено что, наибольшее количество газопроявлений различных форм отмечается на востоке региона, на западе — заметно меньше.

По мере погружения продуктивной толщи на ЮВ по Апшерон-Балханскому порогу отмечается последовательный переход от нефтяных месторождений к нефтяным месторождениям с газовыми шапками и зонам газоконденсатных залежей.

Согласно существующим представлениям, образования нефтей и газов обусловлено факторами [6]: тепломассопереноса под действием эндогенных потоков, наличия комплексов с высокими коллекторскими свойствами, наличия плотного экранирующего слоя, обеспечивающего формирующееся месторождение от рассеивания и разубоживания.

Указанные факторы формирования нефтяных и газовых месторождений весьма приемлемы для Каспийского бассейна.

Разработанная в настоящем модель вертикальной зональности УВ с глубиной, основанная на метани-

зации жидких УВ при повышении температуры [7], или схема изменения фазового состояния УВ с глубиной, предстает в следующей последовательности:

- на глубине 10-12 км, при $t = 400-500^{\circ}\text{C}$ — полная деструкция нефти с образованием высокотемпературного метана, т.е. это зона газов с преобладанием метана;
- несколько выше, при $t = 175^{\circ}\text{C}$ — газоконденсаты и газы с малым содержанием высших УВ;
- выше, при $t = 100^{\circ}\text{C}$ + нормальные нефти, преобразовывающиеся в легкие фракции;
- далее вверх — конденсаты, нефтяные оторочки и жидкие углеводороды;
- на небольшой глубине — газы.

Предлагаемая схема по закономерному изменению фазового состояния УВ с глубиной, по мнению автора, имеющая «оценочный характер и неполное отражение истинного состояния нефти и газа с глубиной» и разработанная по биоисточникам генезиса нефтей и газов, может быть применима в целом для истолкования процесса нефтегазообразования независимо от источника УВ и геодинамического режима развития региона.

В модели углеводородообразования в Каспийском нефтегазональном бассейне предпочтение отдается вышеотмеченной корреляции процесса нефтегазообразования с циклами тектоно-магматической активизации Кавказа, динамично сочетающимися с эволюционным перемещением на протяжении герцинского, киммерийского и альпийского циклов от структур Северного Каспия к Южному Каспию. Возникающая при этом флюидо-динамическая система является производной мантийного диапира-плюма и обладает специфичной особенностью физико-химических параметров [8]:

- неоднородно проявлена в структурных зонах различных геодинамических позиций Кавказа формированием вулканоплутонических комплексов, отличимых по составу и металлогении твердых полезных ископаемых;
- однородно проявлена в геодинамически разнородных комплексах, Каспийского бассейна, независимо от их возраста и литофациальных особенностей, формированием крупных до гигантских месторождений жидких и газообразных полезных ископаемых — нефти и газа.

Несомненным фактом в формировании и последующей эволюционной динамике флюидо-динамических систем являются особенности проявления эндогенных процессов, обусловленные глубинным строением региона.

Приуроченность Каспийского бассейна, к субмеридиональному Баренцево-Персидскому нефтегазональному поясу, представляющему собой древнюю рифтогенную зону [9], позволяет предполагать постоянный подток углеводородных флюидов в структуру бассейна, особенно интенсивных в период тектоно-магматических активизаций.

Среднему Каспию соответствует высокое гипсометрическое положение поверхностей M , а также β и γ слоев коры, что обуславливает сокращенные мощности последних. Наименьшая глубина залегания M и других поверхностей консолидированной коры совпадает, в целом, с Дербентской котловиной. В направлении к Апшеронскому порогу отмечается увеличение глубины залегания поверхностей β и γ слоев [10].

Структурные неоднородности доальпийского основания Среднего Каспия отражены в строении верхнего альпийского структурного этажа. Так, центральная часть Большого Кавказа, характеризующаяся региональным минимумом, находит продолжение на Апшеронском полуострове в Апшеронском региональном минимуме.

Наличие интенсивных гравитационных изостатических аномалий в Среднем и Южном Каспии и обрамляющей их суше указывают на повышенную тектоническую активность региона.

Согласно данным глубинного сейсмического зондирования и количественной интерпретации аномальных гравитационных полей Южного и частично Среднего Каспия установлено, что верхние кромки доюрского фундамента в Восточно-Мангышском и Терско-Каспийском прогибах располагаются на глубинах 5-10 км, на морском продолжении Терско-Каспийского краевого прогиба верхние кромки магнитоактивных тел — на уровнях 8-15 км, а в акватории Каспия севернее Апшеронского полуострова — до 15 км, и верхние кромки магнитовозмущающих объектов в пределах Апшерон-Балханского порога — 15-20 км.

Углубления гипсометрической отметки кромки доальпийского фундамента в южном направлении от структурных областей Среднего Каспия к Южному эволюционно реализуются и на более поздней альпийской стадии формирования Каспия. Так, на Среднем Каспии осадочные образования залегают на консолидированной коре с $V_r = 3,5-5,2$ км/с (на эпигерцинской платформе), а в пределах Южного Каспия на комплексах с $V_r = 6,3-6,8$ км/с, соответствующей параметрам измененного «базальтового» слоя.

Структурные осложнения в пределах Каспийского бассейна коррелируются поведением поверхности M . В строении Большого Кавказа мощность земной коры — 55 км, Горного Мангышлака, Большого Балхана — до 45 км, Южно-Мангышлакская впадина — 40 км, Средне-Каспийский и Карабогазский своды — 30-35 км. В Южно-Каспийской впадине земная кора двухслойная и состоит из 25-30 км толщи осадочного чехла и 15-20 км толщи «базальтового» слоя. Магнитные аномалии Южного Каспия совпадают с гравитационным минимумом в западной части бассейна, где консолидированная кора характеризуется малой толщиной в 3-5 км. На юге ЮКВ в районе устья р. Куры отмечается магнитная

аномалия, очевидно, обусловленная внедрением магнитоактивных образований [10].

Согласно сейсмотомографическим исследованиям [11], под осадочным комплексом в Южно-Каспийском бассейне установлены выходы комплексов с $V_r = 7,8-8,0$ км/с, свидетельствующие о возможном наличии здесь «окна» океанической коры — мантийного вещества. Возможно, данная зона отвечает рифтогенному эмбриону, установленному в данной полосе Каспийско-Персидской нефтегазоносной зоны [9].

При существенной роли глубинного строения региона, определяющего степень активного проявления тектоно-магматических процессов, в проблеме формирования нефтегазоносных областей большую роль играют неотектонические движения, возникающие в зонах коллизии на границах литосферных плит [12].

Нефтегазопроявления в Среднем Каспии связаны с герцинским этапом ТМА Кавказа. В геодинамическом аспекте — это приплатформенная область перехода к океаническому бассейну, соответствующая окраинным морям — южное обрамление Туранской эпигерцинской плиты и краевому прогибу — Северо-Апшеронский прогиб, являющийся морским продолжением Гусар-Девичинского краевого прогиба. В строении зоны, по разрезу Агзыбирчалинской скважины, наблюдается налегание триас-юрских андезитов (168-188 мл) на палеозойский субстрат (195-242 мл), представляющий собой туранскую эпигерцинскую плиту. Южной границей данной зоны служит Апшерон-Балханский порог, южнее которого уже развита сорванная по разлому Южно-Каспийская впадина. Формирующиеся в Среднем Каспии нефтегазоносные комплексы, приуроченные к раннемезозойским (юра-аален, байос, бат, киммеридж, титон) и нижнемеловым (неоком) отложениям, отличаются по физико-химическим параметрам, а нефти миоценовых отложений обнаруживают сходство с титонскими [13]. Для интенсивно-дислоцированных структур характерна сквозная миграция УВ с концентрацией под определенным флюидоупором — в данном случае под экраном миоценового комплекса.

В шельфовой зоне Южно-Каспийской впадины установлено наличие континентальной коры мощностью в Куринской впадине до 6-8 км, утоняющейся на восток до 2-3 км и полного выклинивания в центральной части Каспийского бассейна. Для данной зоны характерно интенсивное проявление грязевого вулканизма, протягивающегося в юго-восточном направлении с увеличивающимися размерами грязевых вулканов в Каспийском море (вулканы Элм, Буз, Абих с кратерами до 1 км). Согласно Ф.Г. Дадашеву [5], плотность распространения грязевого вулканизма наиболее велика в Гобустане (до 20 на 1 км²), уменьшающаяся к акватории Каспия (до 3-5 на 1 км²). Учитывая непосредственную связь

грязевого вулканизма с нефтегазообразованием, с учётом соответствия по литофациональным особенностям и сохранности комплексов коры — экранной поверхности, а залегающих выше — эоцена и миоцена — коллекторам, представляется возможным в регионе Гобустана и Нижне-Куруинском генерация нефтей с последующей аккумуляцией в структурных ловушках. Процессы эти, очевидно, были маломасштабно проявлены и в пределах Среднекуруинской впадины, где установлены ряд относительно небольших нефтяных месторождений.

В Южно-Каспийской впадине, характеризующейся субокеанической корой или метаморфически переработанной «базальтовой» корой (ЮЗ часть бассейна), возникшие неоднородности в строении основания, обусловленные провальным проседанием в начале плиоцена, выразившимся наличием участков с параметрами континентальной коры, а местами мантийными «окнами», а также соответствие северной части гравитационному минимуму, а южной — относительному максимуму, структурные осложнения от близширотных до близмеридиональных являются свидетельством интенсивных тектонических процессов палео- и неопериодов, ослабивших ее роль как первого экраняющего слоя на пути воздымающихся УВ флюидов, даже с учетом ее соответствия центральной части бассейна, где на протяжении длительного палеозойского периода предполагается выступ астеносферного поднятия [14].

Существующие в литературе указания о возможном генезисе УВ газа метана в процессе серпентинизации океанической коры, возможно, имели место и в данной обстановке, однако степень ее раздробленности не позволяла их аккумуляции.

Исследованиями раннемезозойских аллохтонных офиолитовых пластин Малого Кавказа в Севан-Акеринской зоне выявлено наличие в серпентинизированных ультрабазитах — этана, пропана, бутана и прочих нефтяных углеводородов, свидетельствующих о процессах термокаталитических реакций, связанных с удлинением УВ цепи и образованием гомологов метана в процессе серпентинизации [15].

Проявление данного процесса не исключается и для Южно-Каспийского бассейна и, возможно, последующие процессы циклизации — образования циклопарафинов и полициклических УВ — ов и изомеризации — образование изопреновых УВ, как главных реакций, лежащих в основе образования нефтей, способствовали бы формированию по всей площади ЮКВ крупных нефтяных месторождений, в случае наличия однородной по строению, т.е. не расчлененной тектоническими процессами океанической (субокеанической) коры Южного Каспия.

Иная картина нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции устанавливается для Апшерон-Балханского порога (АБП), являющегося в азербайджанском секторе Каспия соединительным звеном между Средним и Южным Каспием, где сконцен-

трированы гигантские месторождения нефти, а юго-западнее в Бакинском архипелаге — гигантское газоконденсатное месторождение Шах-Дениз.

Апшерон-Балханский порог (АБП) при близширотном простирании (более 300 км), представляет собой выступ континентальной коры ЕА (севернее располагается эпигерцинская Туранская плита параавтохтон), перекрытый платформенным (аллохтон) мезозой-эоцен-плиоценовым чехлом. В СЗ части порога (Нефть Дашлары) отложения эоцена установлены непосредственно под слоями ПТ, залегающие на породах мела со значительным перерывом и несогласием. Мощный комплекс плиоценовых отложений, достигающий в ЮКВ 6-7 км, резко утончается по Апшерон-Балханскому порогу, на севере где местами залегают непосредственно на отложениях мезозойского комплекса. Нижние горизонты продуктивной толщи, наиболее развитые в ЮКВ, в переходной зоне АБП отсутствуют. Перепад высот на кромке фундамента при переходе от Среднего Каспия к Южному составляет от 2-3 до 20 км. Апшерон-Балханская зона минимума — поверхность фундамента — испытывает резкий подъем на востоке и в средней части (в Западной Туркмении) в районе б. Ливаново разделяется на две части: крупный минимум — Апшеронский и относительный максимум относительный максимум Балханский [16]. При этом, мезозой-эоценовый складчатый комплекс сменяется альпийскими неформированными разновозрастными слоями складчатого основания [11]. Смена комплексов по порогу сопровождается сменой нефтяных месторождений газовыми и газоконденсатными.

Нефтяные месторождения по АБП — Нефть Дашлары, Гюнешли, Чираг, Азери, Кяпаз, приурочены к сводам антиклинальных осадочных покрытий в ПТ, являющихся гидрокарбонатными ловушками. Зона АБП на севере ограничена Северо-Апшеронским прогибом, с максимальной мощностью осадочного плиоцена до 7 км, а на юге при переходе в ЮКВ — Кавказ-Копетдагским сбросо-сдвигом, очевидно, явившегося следствием, имевшего место в раннем плиоцене провального проседания Южно-Каспийской впадины.

На протяжении длительного мезозойского периода формирования палеозойского Палеотетиса данная зона входила в состав островной дуги субдукционного генезиса. В настоящем, приуроченные к данной зоне очаги неглубокофокусных землетрясений с глубинами эпицентров в 30 км и реже до 100 км свидетельствуют об её активности. Однако отсутствие магматизма, наличие мощного осадочного чехла и участие в процессе взаимодействия лишь континентальных плит позволяют предполагать здесь псевдосубдукцию, тектоническая активизация которой сопровождалась прорывом УВ флюидов.

Сформированное в постплиоценовое время гигантское газоконденсатное месторождение Шах-Дениз

в свите «фасиля» продуктивной толщи на глубине 6,5-7,0 км по составу и физико-химическим параметрам соответствует УВ высокотемпературному метану, характерному для глубин в 10-12 км. По всей вероятности, это есть исходное состояние УВ, мощный прорыв которого в Бакинском архипелаге, застрявшего в свите перерыва (СП-«Фасиля») продуктивной толщи (ПТ) связан с постплиоценовой стадией активизации в регионе. Отсутствие должных сочетаний условий фазового преобразования — чрезмерно высокое давление и относительно низкая температура, а также относительно короткий период проявления не способствовали преобразованию их в жидкую фазу. Все это позволяет считать газоконденсатное месторождение Шах-Дениз самостоятельной газоконденсатной стадией УВ проявления в Каспийском бассейне, не имеющей непосредственной связи с более ранними месторождениями нефти в регионе.

Нефтяные месторождения Апшерон-Балханского порога приурочены, в основном, к «свите перерыва» (СП) продуктивной толщи и, согласно исследователям, характеризуются многообразием генезиса и источников. При этом основной объем газов продуктивной толщи связан с генерацией жидких углеводородов, что свидетельствует об их соответствии попутным газам.

Газы чокракских и майкопских отложений в отличие от газов продуктивной толщи содержат компоненты, связанные с крекингем нефти. Различия генетических типов газов в разновозрастных резервуарах — не только свидетельство неоднократного участия последних в процессах зарождения и миграции нефтей, но и последующей подверженности их процессам катагенеза.

Установленные различия по физико-химическим параметрам для газов и нефтей продуктивной толщи Апшерон-Балханского порога отражают их существенное отличие от нефтей подстилающих комплексов западных НГР. Многообразие генезиса и источников газов в них, исследователями связывается с более ранним до палеоген-чокракским периодом генерации и последующим смешением с последними в процессе постплиоценовой миграции в пределы АБП.

Для формирования гигантских месторождений нефти в бассейне Южного Каспия, ввиду сильной раздробленности фундамента, отсутствует плотный экранирующий слой, способный защитить выделяющиеся УВ-газы от рассеивания. Тектоническая раздробленность фундамента Южно-Каспийской впадины обусловлена приуроченностью ее к субширотной простирающейся Альпийско-Гималайской складчатой зоне и выступом в центральной части впадины океанической субокеанической коры. Шельфовые же зоны — Гобустанская и Нижнекуруинская, при наличии маломощной континентальной коры, как экранирующего слоя, могли служить нефтегенери-

рующей системой в палеоген-нижнемиоценовом и средне-позднемиоценовом периодах, однако не в гигантских масштабах, ввиду наличия основного источника генерации УВ-газов в ЮКБ и поступления их в шельфовые зоны по разломам.

Основным источником гигантских поступлений нефтей в пределы АБП могли послужить нефтегазоносные комплексы Среднего Каспия, в которых эпигерцинская плита с платформенным мезозой-кайнозойским чехлом способна создать условия экранирующего слоя, способного к аккумуляции УВ с последующим преобразованием их в пределах чехла в фазы жидких УВ.

Провальное проседание в раннем плиоцене Южно-Каспийской впадины привело к образованию глубоководной (>10 км) котловины. Градиент перепада высот в последней был существенно ниже расположенных выше в Среднем Каспии миоценовых, что привело к резкому выколаживанию ограничивающих склонов. Осложняющая последние линейная эрозия создала систему подводных русел через возникший Апшерон-Балханский порог.

Создавшийся, вследствие тектонического среза перепад высот, склоновая эрозия и подводные врезы сформировали единую предплиоценовую поверхность, по которой происходило заполнение плиоценовой Южно-Каспийской впадины. Плиоценовый комплекс, при максимальной мощности в бассейне до 10 км, непосредственно на АБП не превышает 5 км, а местами верхние комплексы ПТ налегают на юрские и меловые нефтегазоносные комплексы Среднего Каспия.

В период новейшего тектогенеза в результате проявлений тангенциальных напряжений в зонах коллизии на границах литосферных плит в предпозднеплиоценовый (агчагыльский) период, очевидно, происходил миграционный переток мезозойской нефти из комплексов Среднего Каспия в структуры АБП, а в предчетвертичный (бакинский) период очевидно, в субдукционной зоне произошел крупный газовый выброс, сформировавший газоконденсатное месторождение Шах-Дениз.

Выводы:

1. Приуроченность Каспийского бассейна к субмеридиональному Баренцево-Персидскому нефтегазоносному поясу, являющемуся зоной древнего рифтогена, способствовало обеспечению его подтоком УВ газов, особенно активных в фазах крупного тектогенеза, коррелирующих с нефтегазоносностью.

2. В пределах шельфовой зоны Южно-Каспийской впадины, характеризующейся консолидированной корой и осадочным чехлом — Гобустан и Нижнекуруинская зоны, возможно образование нефтей на уровне майкопских и диатомовых комплексов.

3. Образование пространственно и временно сопряженных гигантских месторождений нефти на АБП и газоконденсата в Бакинском архипелаге связано с проявлением в неотектоническую стадию в кол-

лизионной зоне (субдукционная зона) на границах сопряжения литосферных плит двух типов тангенциальных напряжений:

- сжатия, в позднеплиоценовый Акчагыльский период трансгрессии, способствующий регенерации и миграции ранее образованных нефтяных месторождений Среднего Каспия в пределы АБП;

- растяжения, в плиоцен-четвертичный Добакинский период активизации, способствовавший прорыву мощных глубинных УВ газов в зоне субдукции на западе АБП, сформировавших месторождение Шах-Дениз.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Яншин А.Л., Артюшков Е.В., Шлезингер А.Е. Основные типы крупных структур литосферных плит и возможные механизмы их образования // ДАН СССР, Геология. — 1977. — № 5.
2. Гараши И.А., Хортов А.В., Шлезингер А.Е. Эволюция Каспийского региона и обоснование физических механизмов протекающих геологических процессов // Вестник ОИФЗ РАН, 1999. — С. 37-43.
3. Исмаил-Заде А.Д. Корреляция нефтегазообразования в Каспийском бассейне с циклами тектоно-магматической активизации Кавказа // X чтения Федынского, 2011.
4. Гулиев И.С., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Нефтегазоносность Каспийского региона. — Баку: Нафта-Пресс, 2009. — С. 387.
5. Дадашев Ф.Г. Газоносность продуктивной толщи Юго-Восточного Кавказа. — Баку: Элм, 1970.
6. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной

модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции // Геофизика. — 2007. — № 4. — С. 49-60.

7. Максимов С.П., Лоджевская М.И., Самвелов Р.Г., Соловьев Б.А., Гончаренко Б.Д. Геологические условия нефтегазоносности на больших глубинах // МГК, XVIII сессия, — М., 1988. — С. 83-92.

8. Соколов Б.А., Старостин В.И. Флюидодинамические системы рудо- и нефтегазообразования. // Вестн. Моск. Ун-та, Сер. 4, Геология. — 1988. — № 5. — С. 3-9.

9. Хаин В.Е. Баренцово-Каспийский пояс нефтегазоносности — один из крупнейших в мире // Геология, разведка и разработка нефтегазовых месторождений. — 1988. — С. 4-8.

10. Бабаев Д.Х., Гаджиев А.Н. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности бассейна Каспийского моря. — Баку: Нафта-Пресс, 2006, С. 304.

11. Якобсон А.Н. Литосфера Южного Каспия. Томографическая модель / Проблемы геотомографии. — М.: Наука, 2000. — С. 57-64.

12. Тимурзиев А.И. Новейшая тектоника и нефтегазоносность запада Туранской плиты // Геология нефти и газа. — 2006. — № 1.

13. Мирзоев Д.А., Шарфутдинов Ф.Г. Геология месторождений нефти и газа Дагестана. — Махачкала, 1988.

14. Исмаил-Заде А.Д. Мантийные структуры в геодинамической эволюции Южно-Каспийской впадины / Мантийные плюмы и металлогения. — Петрозаводск, 2002. — С. 102-104.

15. Исмаил-Заде А.Д. Индикаторная роль газов в породах офиолитовой ассоциации Малого Кавказа // Изв. НАН Азерб., серия НоЗ. — 2002. — № 1. — С. 25-32.

16. Мамедов П.З. Новая модель глубинного строения ЮКБ / Оценка сейсмической опасности и риска в нефтегазоносных областях. — 2005. — С. 227-229.

GEODYNAMIC ANALYSIS OF PETROLEUM IN THE SOUTH CASPIAN BASIN (AZERBAIJAN SECTOR)

Ismail-Zadeh A.D., Doctor Geolog.-min. Sci., Prof., Acad. National Academy of Sciences of Azerbaijan. Institute of Geology of Azerbaijan National Academy of Sciences (29A, ave. Javid, Baku, AZ1143, Azerbaijan, E-mail: arifismail@excite.com)

The analysis of geodynamic development regime that caused the formation of the complex on the phase state of hydrocarbon systems of large oil and gas fields in the South Caspian Basin (Azerbaijan sector). We consider geodynamics, the formation of the structural zones of sectors and especially the formation of large, giant scale, oil and gas.

The composition and properties of oils oil and gas regions show complex combinations of different generation conditions.

The conclusions about the confines of the Caspian basin to the north-south Barents- Persian Oil and gas bearing zone, which helped ensure its inflow of hydrocarbon gases. Within the shelf zone of the South Caspian Basin, formation of oil at Maikop and diatom assemblages. Education spatially and temporally coupled giant oil and gas condensate due to the manifestation of a late tectonic stage in the collision zone at the boundaries of lithospheric plates pairing of two types of tangential stresses.

Keywords: petroleum, geodynamic analysis, South Caspian basin.

