

**О РОЛИ ДАВЛЕНИЯ В ТЕРМОКАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ В ОСАДОЧНОМ
КОМПЛЕКСЕ ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАСЕЙНА**

А.А. Фейзуллаев

Институт геологии НАН Азербайджана, AZ1143, Баку, пр. Г. Джавида, 29А, Азербайджан

Рассмотрена роль избыточных давлений в протекании термохимических процессов в Южно-Каспийском бассейне (ЮКБ). Результаты проведенных исследований с учетом мирового опыта по данной проблеме позволяют заключить, что для ЮКБ (преимущественно для ее глубоководной части), так же как и для ряда других бассейнов мира с аномально-высокими флюидными давлениями, характерно замедление процессов крекинга керогена и нефти, а также реакции трансформации глинистых минералов. Периодическую интенсификацию этих процессов может провоцировать развитие диапиризма и грязевого вулканизма, которые являются очагами импульсной разгрузки из системы образующихся УВ. Сделан вывод о высоких перспективах выявления углеводородных скоплений в глубоководных отложениях бассейнов с аномально-высокими флюидными давлениями.

Аномально-высокие флюидные давления, крекинг, кероген, нефть, трансформация глинистых минералов, замедление реакций, Южно-Каспийский бассейн.

**THE ROLE OF PRESSURE IN THERMOCATALYTIC PROCESSES IN THE SEDIMENTARY COMPLEX
OF THE SOUTH CASPIAN BASIN**

A.A. Feyzullayev

The role of overpressures in thermochemical processes in the South Caspian basin is considered. The studies, which take the world experience into account, suggest that the South Caspian basin (mainly its deep-water part), as well as other basins with abnormally high fluid pressures, is characterized by retarded kerogen and oil cracking and reaction of clay-mineral transformation. These processes can be periodically intensified by the development of diapirs and mud volcanoes, which are centers of pulsed hydrocarbon discharge from the system. The conclusion is made that deeply buried deposits in basins with fluid overpressure are promising for hydrocarbon pools.

Fluid overpressures, cracking, kerogen, oil, clay-mineral transformation, retardation, South Caspian basin

ВВЕДЕНИЕ

Согласно классической осадочной теории образования нефти и газа, главными факторами, определяющими этот процесс, являются температура и продолжительность ее воздействия (геологическое время) на их прародителя — исходное органическое вещество (ОВ) [Вассоевич, 1967, 1974; Конторович и др., 1967; Конторович, 1970, 1976; Вышемирский и др., 1971; Лопатин, 1971; Waples, 1980; Tissot, Welte, 1984; и др.]. Считалось, что роль давления в генерации углеводородов (УВ) незначительна [Конторович и др., 1967; Конторович, 1976; Tissot, Welte, 1984; Allen, Allen, 1990; Khorasani, Michelsen, 1994; и др.]. Однако теоретические и экспериментальные исследования последних десятилетий показали, что это утверждение справедливо не всегда. Было установлено, что мощные плохо проницаемые глинистые толщи представляют собой замкнутую систему [Трофимук, Конторович, 1965; Вышемирский и др., 1971; Гурари, Гурари, 1974; Cecil et al., 1977; Helgeson, 1985; Hao et al., 1995; Osborn, Swarbrick, 1997], где процессы термального созревания ОВ и генерация УВ (особенно крекинга нефти в газ) приводят к формированию в системе аномально-высоких давлений (АВПоД) [Вышемирский и др., 1971; Конторович, 1976; Momper, 1980; Spenser, 1987; Barker, 1990; Hunt, 1990; Duppenbecker et al., 1991; Hiller, 1991; Forbes

et al., 1992; Burrus et al., 1993; Bredehoeft et al., 1994; Luo, Vassuer, 1996; Osborn, Swabrick, 1997; Swabrick, Osborn, 1998; Holm, 1998; Xie et al., 2001; Francu et al., 2004; Hanson, Lee, 2005]. Это связано с тем, что в закрытой системе из-за отсутствия условий для удаления из системы образующихся УВ будет происходить непрерывное увеличение их объема, способствуя тем самым росту в системе поровых давлений, которые могут достигать и даже превышать литостатическое давление [Chaney, 1950; Москвин, 1981, 1983, 1986; Barker, 1990; Luo, Vasseur, 1996]. А как известно из физической химии, отсутствие возможности оттока из закрытой системы продуктов протекающих в ней реакций приводит к замедлению скорости протекания этих реакций. Действительно, факт замедления процессов термального созревания ОВ и генерации УВ, а также крекинга нефти в газ в условиях АВПД на основании экспериментальных исследований и сравнительного анализа этих процессов в различных бассейнах мира отмечают многие авторы [Конторович и др., 1976; Cecil et al., 1977; Helgeson, 1985; Hao et al., 1995, 1996, 2007; Osborn, Swabrick, 1997; Carr, 1999; Zou, Peng, 2001; Carcione et al., 2002; He et al., 2002; Huijun et al., 2004; Uguna et al., 2007; Wang, Du, 2007; Carr et al., 2009]. Замедление созревания ОВ в условиях сверхдавлений находит свое отражение также в аномально-низких значениях отражательной способности витринита (R^0 , %) и T_{\max} пиролиза пород [McTavish, 1978, 1998; Vandenbroucke et al., 1983; Hao et al., 1995; Carr, 1999; Zou, Peng, 2001].

В интервале глубин с аномально-высокими давлениями установлен также факт прекращения реакции дегидратации глин (постоянство содержания смектита с глубиной [Dodony, Lovas, 2003]).

В настоящей статье роль избыточных давлений в протекании термохимических процессов рассматривается на примере Южно-Каспийского бассейна.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

ЮКБ является одним из наиболее ярких примеров, где, благодаря особенностям истории развития и современного геологического строения, существовали благоприятные условия для формирования аномально-высоких давлений. Здесь в плиоцен-четвертичное время наблюдалось лавинное (до 3 км/млн лет) осадконакопление и сформировался мощный (до 25 км) осадочный кайнозойский комплекс, в котором преобладают пластичные терригенные породы. Кроме того, ЮКБ характеризуется аномально-низким температурным градиентом, который в центральной наиболее погруженной части его изменяется в пределах 1.5—1.8 °C/100 м. Как результат главная зона нефтеобразования смещена в бассейне на значительные глубины, формируя избыточные флюидные давления.

Анализ данных о пластовых давлениях и их градиентах в ЮКБ как по результатам геофизических исследований скважин, так и фактических замеров в них давлений до глубины около 7 км позволил выявить их неравномерное изменение в пространстве. Интенсивность их возрастает в юг-юго-западном направлении, четко согласуясь с изменением глинистости пород и мощности глинистых толщ [Буряковский и др., 1986] (табл. 1).

Как следует из рис. 1, наиболее высокие геофлюидные давления отмечаются в пределах Бакинского архипелага (зона III), где среднее значение градиентов давлений составляет 18.0 МПа/км (см. табл. 1).

Приведенные в табл. 1 данные и схема на рис. 1 отражают давления в продуктивной толще (ПТ — нижний плиоцен), которая является главным резервуаром ЮКБ. Подстилающие ПТ олигоцен-миоценовые отложения вскрыты в ограниченном объеме лишь в приподнятых бортовых частях ЮКБ. В центральной части бассейна эти отложения залегают глубоко и информация о термодинамических условиях в них отсутствует. Однако, учитывая, что эти отложения относятся к нефтематеринским [Guliyev, Feyzullayev, 1996; Narimanov, Abrams, 1997; Katz et al., 2000; Feyzullayev et al., 2001; Gurgey, 2003], здесь следует ожидать еще более контрастных избыточных давлений, чем в резервуаре, достигающих и даже превышающих литостатическое давление. Наглядным подтверждением этому является широкое развитие в бассейне диапиризма и грязевого вулканизма.

Таблица 1. Изменение мощности глинистых толщ и градиентов давлений в пространстве ЮКБ [Буряковский и др., 1986]

Зона	Средние значения мощностей глинистых толщ на различных интервалах глубин, км				Средние значения градиентов давлений, МПа/км
	1—2	2—3	3—4	4—5	
I — Апшеронский п-ов и Апшер. архипелаг	50	40	30	20	13.5
II — Южно-Апшер. акватория	750	235	185	150	16.3
III — Бакинский архипелаг	900	725	460	350	18.0

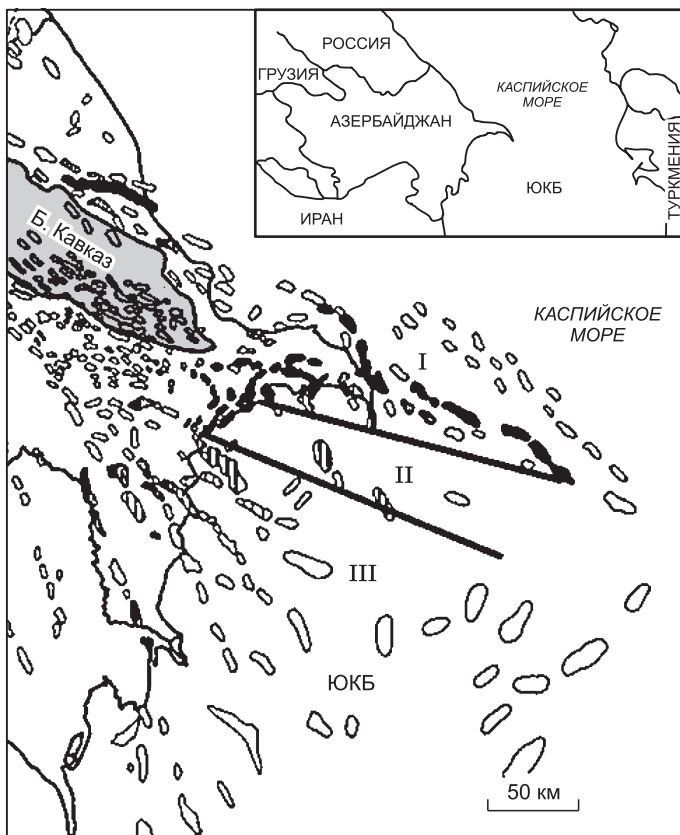


Рис. 1. Зональность распределения пластовых давлений в ЮКБ.

I — Апшеронский п-ов и Апшеронский архипелаг; II — Южно-Апшеронская акватория; III — Бакинский архипелаг.

Исходя из неравномерного распределения флюидных давлений в пространстве, можно предположить и неодинаковые условия термального преобразования ОВ в различных частях ЮКБ. Так, в центральной, глубоководной части ЮКБ (зона III на схеме), по всей вероятности, следует ожидать наихудшие условия для термального преобразования по нижеследующим причинам:

Во-первых, согласно [Mello, Kamer, 1996], отложения с аномально-высокими давлениями характеризуются низкой теплопроводностью и играют роль изолятора для теплового потока. Действительно, глубоководная часть ЮКБ, характеризующаяся наиболее интенсивными проявлениями избыточных флюидных давлений (рис. 2), выделяется наиболее низкими температурными градиентами (рис. 3).

Во-вторых, мощность олигоцен-миоценовых нефтематеринских отложений, представленных преимущественно в глинистой литофации (до 80—90 % разреза), в глубоководной части ЮКБ наибольшая и превышает 3000 м. Естественно, что выход образующихся в этих отложениях УВ как за счет трансформации ОВ, так и крекинга нефти в газ будет затруднен и, по-существу, эта часть бассейна будет характеризоваться как относительно более закрытая система по сравнению с бортовыми зонами. В соответствии с этим в нефтематеринских отложениях ЮКБ, характеризующихся развитием АВПОД, следует ожидать относительно более низких скоростей термохимических реакций преобразования ОВ.

Для проверки этого положения были сопоставлены параметры пиролиза и измеренные значения R° пород резервуара (нижний плиоцен) и нефтематеринских пород (миоцен) (табл. 2).

Как видно из представленных в табл. 2 данных, хотя миоценовые отложения залегают более глубоко (в относительно более жестких температурных условиях) и более продолжительное время находились под воздействием глубинных температур по сравнению с вышележащими, более молодыми породами нижнего плиоцена, однако они характеризуются относительно более низкими значениями параметров, отражающих степень преобразованности/зрелости ОВ (PI , T_{max} и R°).

Представляет интерес и характер изменения с глубиной в ЮКБ значений R° .

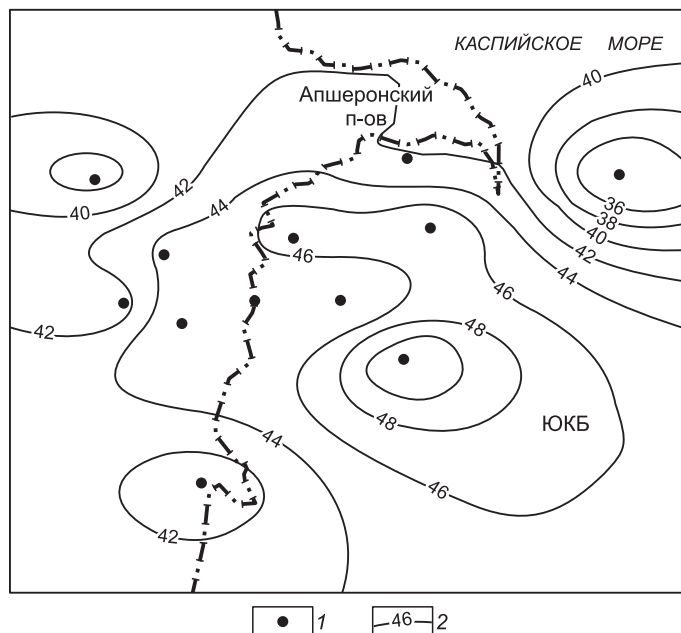


Рис. 2. Распределение в ЮКБ избыточных давлений (МПа) (относительно гидростатического давления) на глубине 6 км, по [Tagiyev et al., 1996].

1 — скважины, 2 — изобары.

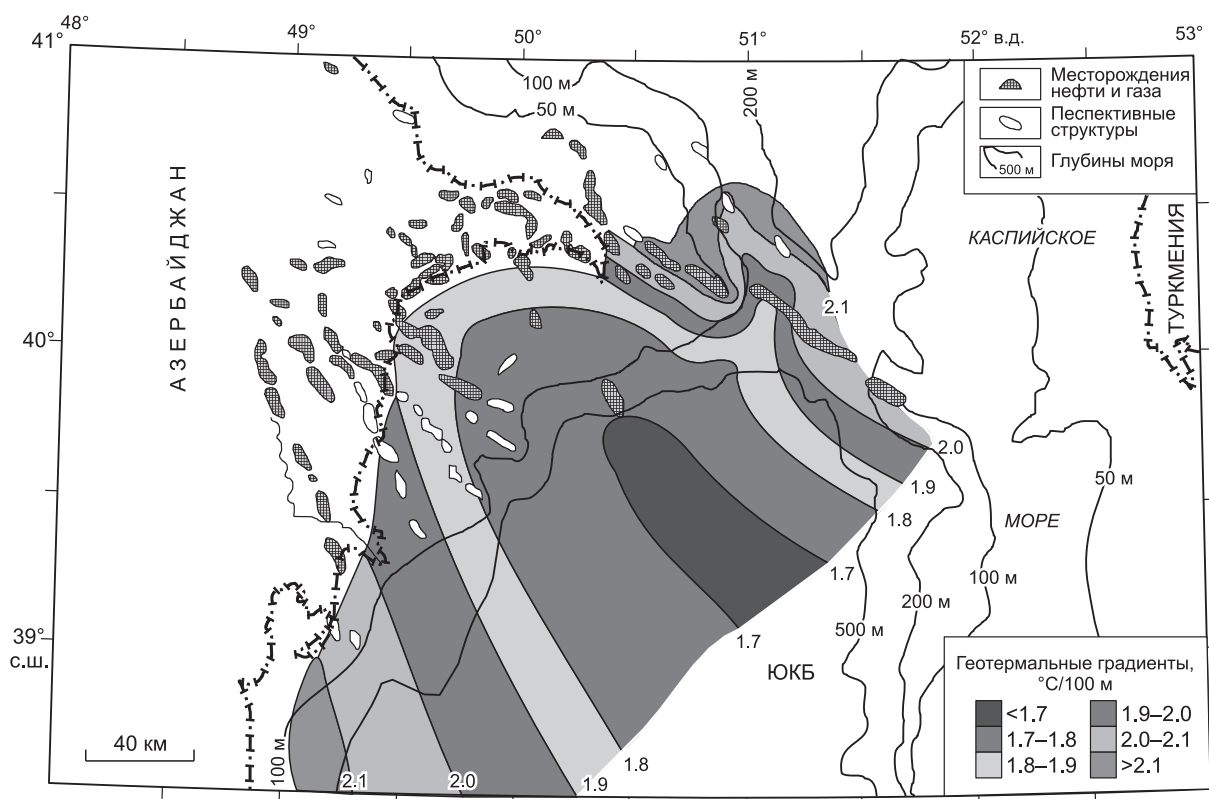


Рис. 3. Распределение в ЮКБ температурных градиентов ($^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$).

Как видно из рис. 4, отчетливо наблюдаются два тренда изменения этого параметра с глубиной. Причем, если тренд с относительно высоким градиентом R° характерен для площадей суши (в приподнятой бортовой части ЮКБ) с умеренными градиентами давлений, то тренд с низким градиентом R° встречается на морских площадях, отличающихся проявлением АВПод.

Важно отметить, что зона с АВПод (Бакинский архипелаг) отличается от зоны с относительно умеренными проявлениями флюидных давлений (Апшеронский архипелаг) и по изотопному составу углерода нефтей (рис. 5).

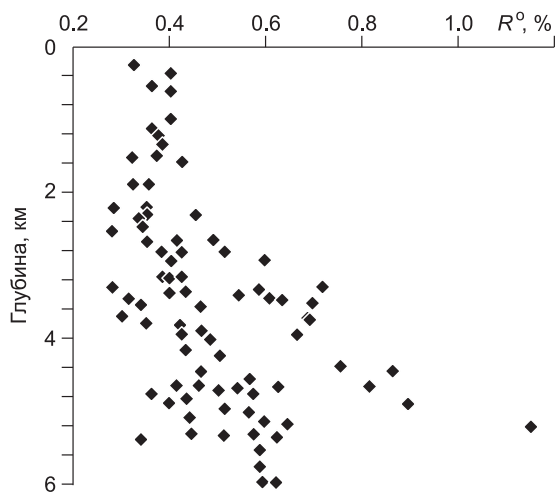


Рис. 4. Изменение с глубиной в ЮКБ отражательной способности витринита.

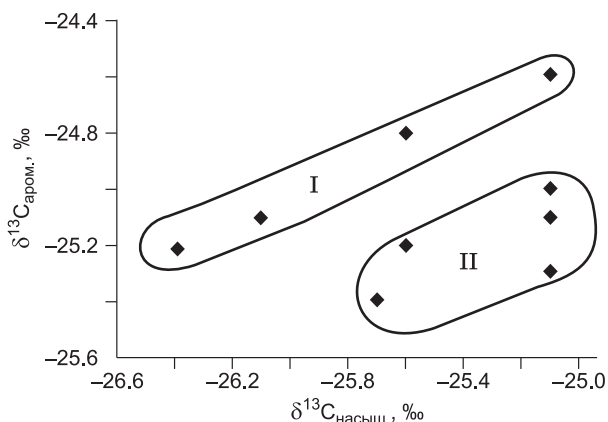


Рис. 5. Зависимость между изотопным составом углерода насыщенной и ароматической фракциями нефтей ЮКБ.

I — Бакинский архипелаг, II — Апшеронский архипелаг.

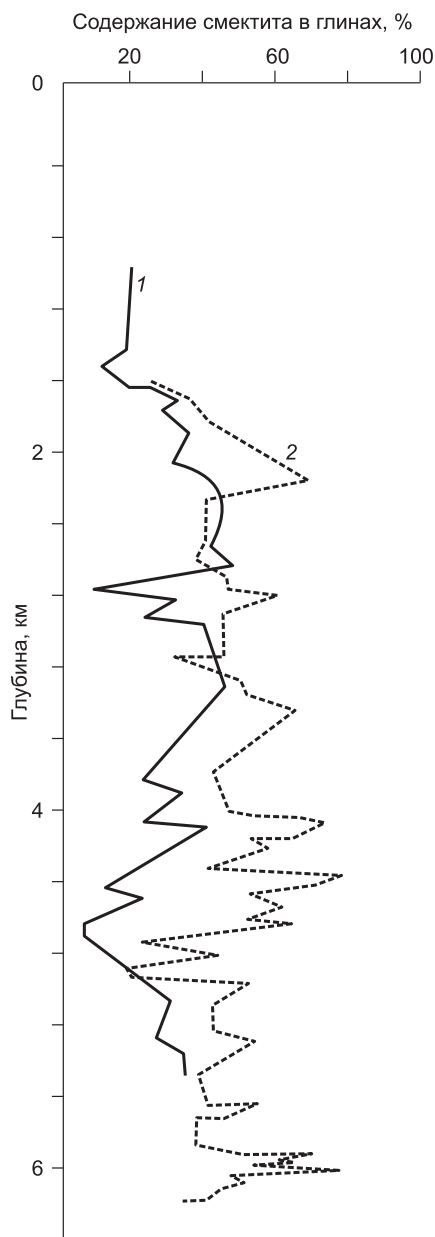
Таблица 2. Сравнение параметров пиролиза и значений R^0 пород резервуара и нефтематеринских пород ЮКБ

Возраст пород	Интервал глубин, м	Параметры пиролиза пород		R^0 , %
		$PI (S_1/S_1 + S_2)$	T_{max} , °C	
Нижний плиоцен (резервуар)	1230—5688	0.23—0.96/0.52	400—426/411	0.46—0.82/0.66
Миоцен (нефтематеринская толща)	4295—5775	0.03—0.39/0.13	426—435/400	0.38—0.48/0.44

Глинистые породы ЮКБ на большей ее части минералогически представлены преимущественно смектитом (40—50 % и более) [Буряковский и др., 1986; Керимов и др., 2001].

Пороговая температура, необходимая для начала простой реакции дегидратации смектита, зависит от геологических условий бассейнов и может изменяться в пределах 75—150 °C [Bruce, 1984]. Критическая температура, с которой начинаются диагенетические преобразования монтмориллонита, изменяется в пределах 86—110 °C [Fertl, 1976].

Учитывая, что ЮКБ относится к бассейнам с аномально-низким нестационарным температурным режимом, процесс интенсивной дегидратации глин (трансформации смектита в иллит) в нем следует ожидать на глубинах ниже 7 км. Действительно, средний уровень содержания в глинах смектита как в пределах Апшеронского, так и Бакинского архипелагов, в интервале глубин до 6.2 км существенно не меняется [Хеиров, 1979].



Тем не менее сравнение изменений по разрезу содержаний смектита в пределах двух архипелагов в Южном Каспии показало, что наблюдается относительно более высокое содержание смектита в разрезе Бакинского архипелага по сравнению с Апшеронским (рис. 6).

В связи с тем, что Бакинский архипелаг характеризуется более высокими градиентами поровых давлений по сравнению с Апшеронской акваторией (см. табл. 1), можно предположить, что лучшая сохранность смектита в Бакинском архипелаге может быть обусловлена замедлением процесса его трансформации в иллит в условиях высоких давлений.

Скорость термохимических реакций в отложениях с АВПоД может резко увеличиться, если в силу какого-либо фактора (тектонического, тепловой и химической конвекции, эффекта гравитационного всплывания флюидизированной, вязконеустойчивой глинистой массы и др.), образовавшиеся продукты будут выведены из системы (например, во время извержения грязевого вулкана или образования диапира). В связи этим, миграция УВ здесь будет носить, вероятнее всего, импульсный характер, которому также могут способствовать происходящие в бассейне землетрясения, которые являются преимущественно неглубокофокусными [Feuzullayev et al., 2008].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты проведенных исследований позволяют заключить, что ЮКБ (преимущественно ее глубоководная часть), так как и ряд других бассейнов мира с аномально-высокими флюидными давлениями, характеризуется следующими особенностями.

1. Большая мощность глин и аномально-высокие давления снижают тепловой поток, что проявляется в относительно пониженных температурных градиентах и в связи с этим — погружением на значительные глубины главной зоны нефтеобразования. Ранее на эффект миграции глубин проявления главной зоны нефте-

Рис. 6. Изменение минералогического состава глин продуктивной толщи с глубиной.

1 — Апшеронский архипелаг; 2 — Бакинский архипелаг.

образования в зависимости от величины теплового потока обращали внимание А.Э. Конторович и В.Н. Меленевский [1988].

2. Избыточные давления в нефтематеринских отложениях в глубоководной части ЮКБ характеризуют их как относительно закрытую систему с затрудненным оттоком из нее УВ, образующихся в результате термального крекинга ОВ и нефти. Это приводит к возникновению АВПоД и замедлению процессов крекинга. В условиях аномально-высоких флюидных давлений замедлены и реакции трансформации глинистых минералов.

3. Периодическому усилению термokatалитических процессов может способствовать развитие диапиризма и грязевого вулканизма, являющихся очагами импульсной разгрузки из системы образующихся УВ.

Объективность знаний об особенностях термokatалитических процессов в бассейнах с аномально-высокими давлениями имеет важное как научное, так и прикладное значение.

Научное значение заключается в том, что, судя по последним открытиям в Мексиканском заливе крупных скоплений нефти на глубинах 8.5—10.5 км [Arnott, 2009; и др.], главная зона нефтеобразования в бассейнах со сверхдавлениями в связи с задержкой реализации УВ потенциала нефтематеринскими породами, по всей вероятности, сдвинута на большие глубины в сравнении с бассейнами с нормальными и умеренными градиентами давлений. В связи с этим общепринятая классическая схема вертикальной зональности нефтегазообразования [Вассоевич, 1967, 1974; Конторович, 1967, 1976; Вышемирский и др., 1971; Tissot, Welte, 1984] должна быть откорректирована применительно к бассейнам с аномально-высокими геофлюидными давлениями.

Важный прикладной аспект этого научного результата заключается в возможности выявления новых промышленных скоплений УВ в глубоководных частях бассейнов типа Мексиканский залив, Южный Каспий и т. д. и необходимости усиления поисково-разведочных работ в этих зонах.

ЛИТЕРАТУРА

Буряковский Л.А., Джеваншир Р.Д., Алияров Р.Ю. Геофизические методы изучения геофлюидальных давлений. Баку, Элм, 1986, 147 с.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР, 1967, № 11, с. 137—156.

Вассоевич Н.Б. Принципиальная схема вертикальной зональности в генерации углеводородных газов и нефти // Изв. АН СССР, 1974, Серия геологическая, № 5, с. 17—29.

Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов (Труды ИГиГ СО АН СССР; Вып. 143). Новосибирск, Наука, 1971, 167 с.

Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1974, № 5.

Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири (Труды СНИИГ-ГиМС; Вып. 95). Новосибирск, 1970, с. 4—52.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности (Труды СНИИГГиМС; Вып. 229). М., Недра, 1976, 250 с.

Конторович А.Э. Образование нефти и газа в земной коре // Справочник по геологии нефти и газа. М., Недра, 1984, с. 451—469.

Конторович А.Э., Неручев С.Г. Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование // Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск, Наука, 1971, с. 51—69.

Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нафтидогенеза // Изв. АН СССР. Серия геологическая, 1988, № 1, с. 3—13.

Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика, 1967 (2), с. 16—29.

Лопатин Н.В. Температура и время как факторы в углефикации // Изв. АН СССР, 1971, № 3, с. 95—106.

Москвин В.И. Катагенез органического вещества // Геология нефти и газа, 1981, № 3, с. 47—51.

Москвин В.И. О некоторых явлениях, сопутствующих нефтеобразованию в баженовской свите Западной Сибири // Геология и геофизика, 1983 (11), с. 54—61.

Москвин В.И. Некоторые особенности генерации углеводородов в природных системах // Геология и геофизика, 1986 (9), с. 43—48.

Петухов А.В., Анцыфоров А.И. Статистические модели структуры и геохимической специализации полей концентраций углеводородных газов // Геология нефти и газа, 1981, № 3, с. 52—57.

- Трофимук А.А., Конторович А.Э.** Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология и геофизика, 1965 (12), с. 3—14.
- Трофимук А.А., Конторович А.Э.** Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород. М., Наука, 1976, с. 19—36.
- Хеиров М.Б.** Влияние глубин залегания осадочных пород на трансформацию глинистых минералов // Изв. АН Азерб. ССР, Серия науки о Земле, 1979, № 8, с. 144—151.
- Abrams M.A., Narimanov A.A.** Geochemical evaluation of hydrocarbons and their potential sources in the western South Caspian depression, Republic of Azerbaijan // Marine Petrol. Geol., 1997, v. 14, № 4, p. 451—468.
- Allen E.B., Allen M.F.** The mediation of competition by mycorrhizae in successional and patchy environments / Eds. J.B. Grace, D. Tilman // Perspectives on plant competition. USA, New York, Academic Press, 1990, p. 367—389.
- Allwardt J.R., Michael G.E.** Using basin modeling as a predictive tool in oil to gas cracking plays, AAPG Hedberg Research Conference, 2009, May 3—7, Napa, California, U.S.A (abs).
- Arnott S.** BP discovers 'giant' oil field deep beneath waters of the Mexican Gulf. The Independent, 3 September, 2009.
- Barker C.** Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs // AAPG Bull., 1990, v. 74, p. 1254—1261.
- Behar F., Lorant F., Lewan M.** Role of NSO compounds in primary cracking and on kinetic parameters determined by open- and closed-system pyrolysis // IMOG-2007, p. 142-TU.
- Bredehoeft J.D., Wesley J.B., Fouch T.D.** Simulation of the origin of fluid pressure, fracture generation, and the movement of fluids in the Uinta Basin, Utah // AAPG Bull., 1994, v. 78, p. 1729—1747.
- Bruce C.H.** Smectite dehydration; its relationship to structural development and hydrocarbon accumulation in the northern Gulf of Mexico basin // AAPG Bull., 1984, v. 68, p. 673—683.
- Burrus J., Osadetz K., Gaullier J.M., Brosse E., Doligez B., Choppin de Janvry G., Barlier J., Visser K.** Source rock permeability and petroleum expulsion efficiency: modelling examples from the Mahakam delta, the Williston Basin and the Paris Basin / Ed. J.R. Parker // Petroleum geology of Northwest Europe: proceedings of the 4th conference. The Geological Society of London, 1993, p. 1317—1332.
- Carcione J.M., Helle H.B., Hydro N.** The rock physics of geopressure and prediction of abnormal pore fluid pressures using seismic data // CSEG Recorder, September, 2002, p. 8—32.
- Carr A.D., Snape C.E., Meredith W., Uguna C., Scotchman I.C., Davis R.C.** The effect of water pressure on hydrocarbon generation reactions: some inferences from laboratory experiments // Petrol. Geosci., 2009, v. 15, № 1, p. 17—26.
- Chaney P.E.** Abnormal pressure and lost circulation // World Oil, 1950, 130, p. 122—126.
- Condon S.M., Dyman T.S.** Geologic assessment of undiscovered conventional oil and gas resources in the Upper Cretaceous Navarro and Taylor Groups, Western Gulf Province, Texas: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-H, 2006, Chapter 2, 42 p.
- Dódony I. Lovas Gy.A.** Crystal chemistry of clay-minerals around the border of an overpressure zone in one of the deep sub-basins of the southern part of the great Hungarian plain // Acta Mineralogica-Petrographica, 2003, Abstract Series 1, Szeged, p. 26.
- Duppenbecker S.J., Riley G.W., Abdullayev N.R., Green T.J., Doran H.** Petroleum systems dynamics of the South Caspian Basin, AAPG Hedberg Research Conference, May 3—7, 2009, Napa, California, U.S.A. (abs.)
- Hansom J. Lee M.-K.** Effects of hydrocarbon generation, basal heat flow and sediment compaction on overpressure development: a numerical study // Petrol. Geosci., 2005, v. 11, № 4, p. 353—360.
- Hao F., Li S., Sun Y., Zhang Q.** Organic-matter maturation and petroleum generation model in the Yinggehai and Qiongdongnan basins // Science in China (Series D), 1996, v. 39, № 6, p. 650—658.
- Hao F., Jiang J., Zou H. et al.** Differential retardation of organic matter maturation by overpressure // Science in China (Series D): Earth Sciences, 2004, v. 47(9), p. 783—793.
- Hao F., Zou H., Gong Z., Yang S., Zeng Z.** Hierarchies of overpressure retardation of organic matter maturation: case studies from petroleum basins in China // AAPG Bull., 2007, v. 91, № 10, p. 1467—1498.
- Hao F., Li S., Dong W., Hu Z., Huang B.** Abnormal organic-matter maturation in the Yinggehai basin, South China sea: implications for hydrocarbon expulsion and fluid migration from overpressured systems // J. Petrol. Geol., 2007, v. 21, № 4, p. 427—444.
- He S., Middleton M., Kaiko A., Jiang C., Li M.** Two case studies of thermal maturity and thermal modelling within the overpressured Jurassic rocks of the Barrow sub-basin, north west shelf of Australia // Marine Petrol. Geol., 2002, v. 19, p. 143—159.

- Helgeson H.C.** Adjective-diffusive/dispersive transport of chemically reacting species in hydrothermal system. Grant U.S. Department of Energy: DE-FG03-85ER13419, 1985.
- Hillier I.** Origins of abnormal pressure. Baker Hughes INTEQ lecture for training clients and field service engineers, 1991, 14 p.
- Holm G.M.** Distribution and origin of overpressure in the Central Graben of the North Sea / Eds. B.E. Law, G.F. Ulmishek, Q.I. Slavin // Abnormal pressures in hydrocarbon environments. AAPG Memoir, 1998, v. 70, p. 123—144.
- Huang W.L.** A new pyrolysis technique using diamond anvil cell: in-situ visualization of kerogen transformation // Organic Geochem., 1996, v. 24, p. 95—107.
- Huijun L., Tairan W., Zongjin M., Wencai Z.** Pressure retardation of organic maturation in clastic reservoirs: a case study from the Banqiao Sag, Eastern China // Marine Petrol. Geol., 2004, v. 21, № 9, p. 1083—1093.
- Hunt J.M.** Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments // AAPG Bull., 1990, v. 74, p. 1—12.
- Fertl W.H.** Abnormal formation pressures // Developments in petroleum science, № 2: Amsterdam, Elsevier 1976, 382 p.
- Feyzullayev A.A., Guliyev I.S., Tagiyev M.F.** Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rocks in the South Caspian Basin and their role in forming the oil accumulations in the Lower Pliocene reservoirs // Petrol. Geosci., 2001, v. 7, № 4, p. 409—417.
- Feyzullayev A.A., Tagiyev M.F., Lerche I.** Tectonic control on fluid dynamics and efficiency of gas surves in different tectonic settings. Energy Exploration and Exploitation, 2008, v. 26, № 6, p. 363—374.
- Forbes P.L., Ungerer P., Mudford B.S.** A two-dimensional model of overpressure development and gas accumulation in Venture field, eastern Canada // AAPG Bull., 1992, v. 76, p. 318—338.
- Franco J., Guliev I.S., Feyzullayev A.A., Abrams M.** Fluid overpressure in respect to sedimentation rate and hydrocarbon generation under high and low heat flow conditions: a comparative modeling study in the South Caspian, Transcarpathian and Vienna Basins. AAPG European Region Conference with GSA. Prague, October 10—13, 2004.
- Guliyev I.S., Feyzullayev A.A.** Geochemistry of hydrocarbon seepages in Azerbaijan / Eds. D. Shumacher, M. Abrams. Hydrocarbon migration and its near-surface expression // AAPG Memoir, 1996, v. 66, p. 63—70.
- Gurgey K.** Correlation, alteration, and origin of hydrocarbons in the GCA, Bahar, and Gum Adasi fields, western South Caspian Basin: geochemical and multivariate statistical assessments // Marine Petrol. Geol., 2003, v. 20, № 10, p. 1119—1139.
- Katz K.J., Richards D., Long D., Lawrence W.** A new look at the components of the petroleum system of the South Caspian Basin // J. Petrol. Sci. Engineer., 2000, v. 28, p. 161—182.
- Khorasani G.K., Michelsen J.K.** Four-dimensional fluorescence imaging of oil generation: development of a new fluorescence imaging technique // Organic Geochem., 1994, v. 22, p. 211—223.
- Luo X., Vasseur G.** Geopressuring mechanism of organic matter cracking: numerical modeling // AAPG Bull., 1996, v. 80, p. 856—874.
- Mahlstedt N., Horsfield B., Dieckmann V.** The role of second order reactions in gas generation at high maturities. IMOG-2007, p. 141-TU.
- Mahlstedt N., Horsfield B., Dieckmann V.** Second order reactions as a prelude to gas generation at high maturity // Organic Geochem., 2008, v. 39, № 8, p. 1125—1129.
- McTavish R.A.** The role of overpressure in the retardation of organic matter maturation // J. Petrol. Geol., 1998, v. 21, № 2, p. 153—186.
- Meissner F.F.** Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota and Montana // Montana Geol. Soc. Symp., 1978, p. 207—227.
- Mello U.T., Karner G.D.** Development of sediment overpressuring and its effect on thermal maturation: application to the Gulf of Mexico basin // AAPG Bull., 1996, v. 80 (9), p. 1367—1396.
- Momper J.A.** Generation of abnormal pressure through organic matter transformation // AAPG Bull., 1980, v. 64, p. 753—761.
- Osborne M.J., Swarbrick R.E.** Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a re-evaluation // AAPG Bull., 1997, v. 81, № 6, p. 1023—1041.
- Spenser C.W.** Hydrocarbon generation as a mechanism for overpressuring in Rocky Mountain region // AAPG Bull., 1987, v. 71 (abstract).
- Swarbrick R.E., Osborne M.J.** Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview / Eds. B.E. Law, G.F. Ulmishek, Q.I. Slavin // Abnormal pressures in hydrocarbon environments. AAPG Memoir, 1998, v. 70, p. 13—34.

Tagiyev M.F., Nadirov R.S., Bagirov E.B., Lerch I. AAPG/ASPG Research Symposium. "Oil and gas petroleum systems in rapidly subsiding basins". October 6—9. Baku, Azerbaijan (abs.), 1996.

Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. Berlin Heidelberg, Springer-Verlag, 1984, 699 p.

Uguna C., Meredith W., Snape C.E., Carr A.D., Scotchman I.C., Davis R.C. High pressure liquid water pyrolysis of source rocks to investigate hydrocarbon generation in geological basins. IMOG-2007, p. 143-TU.

Vandenbroucke M., Durand B., Oudin J.L. Detecting migration phenomena in a geological series by means of C1—C35 hydrocarbon amounts and distributions // Advances in organic geochemistry 1981. Chichester, Wiley, 1983, p. 147—155.

Wang Y., Wang Z., Zhao C., Wang H., Liu J., Lu J., Liu D. Kinetics of hydrocarbon gas generation from marine kerogen and oil: implications for the origin of natural gases in the Hetianhe gasfield, Tarim basin, NW China // J. Petrol. Geol., 2007, v. 30, № 4, p. 339—356.

Wang C., Du J. Experimental study on existence of hydrocarbon under high pressure and temperature in deep lithosphere. IMOG-2007, p. 144-TU.

Waples D.W. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 1980, v. 64, p. 916—926.

Xie X., Bethke C.M., Lii S., Liu X., Zheng H. Overpressure and petroleum generation and accumulation in the Dongying Depression of the Bohaiwan Basin, China // Geofluids, 2001, v. 1, p. 257—271.

Zou Y.-R., Peng P. Overpressure retardation of organic-matter maturation: a kinetic model and its application // Marine Petrol. Geol., 2001, v. 18, № 6, p. 707—713.

*Рекомендована к печати 14 августа 2012 г.
А.Э. Конторовичем*

*Поступила в редакцию
13 октября 2010 г.*