

**МИГРАЦИЯ НЕСМЕШИВАЮЩИХСЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, ЗАФИКСИРОВАННАЯ
ВО ФЛЮИДНЫХ ВКЛЮЧЕНИЯХ В КАЛЬЦИТЕ: БАССЕЙН ОРДОС, СЕВЕРНЫЙ КИТАЙ**

Ли Ронси^{1,2}, Гузмич Тибор³, Лю Сяоцзе^{1,2}, Се Гуанчэн^{1,2}

¹ School of Earth Science and Resource, Chang'an University, Xian, 710054, China

² Key Laboratory of West Mineral Resource & Geology Engineering, Education Ministry of China,
Chang'an University, Xian, 710054, China

³ Lithosphere Fluid Research Lab, Institute of Geography & Earth Sciences,
Eötvös University Budapest (ELTE), Budapest, Hungary

Исследованы одно- (углеводородная жидкость), двух- (углеводородная жидкость и пар) и трехфазные (углеводородная жидкость и пар плюс водный жидкий раствор) флюидные включения в кальците из прожилков в тонкозернистых песчаниках из пласта Чан 7 и нефтематеринской породы пласта Чан 8. Эти породы входят в состав верхнетриасовой формации Яньчан в бассейне Ордос (Северный Китай). Изученные углеводородные включения показывают значительную изменчивость объемных отношений пар—жидкость при температуре окружающей среды, что подтверждает гетерогенный захват паровой и жидкой фаз, существовавших до или в период образования кальцита. Об этом также свидетельствует гомогенизация включений как в жидкую, так и в паровую фазу. Температуры гомогенизации варьируют от 70 до 120 °С. Мы считаем, что широкий диапазон температур обусловлен скорее гетерогенным захватом несмешивающихся жидкой и паровой фаз, чем высокими температурами образования (120 °С) углеводородных включений. Поэтому температуры образования изученных включений, по-видимому, характеризуют более узкий интервал температур гомогенизации (около 80 °С). При флуоресцентном микроскопическом анализе нефть в углеводородных включениях проявляет ярко-желтый цвет. Индексы флуоресцентных спектров указывают на достаточную зрелость нефти во включениях, аналогичную нефти из нефтематеринской породы пласта Чан 7. Различия флуоресцентных спектров углеводородных включений позволяют предположить химическое изменение последних в ходе эволюции, которая могла определяться непрерывным отделением паровой фазы (газоконденсата) из системы. На основе органической геохимии изученных образцов (например, похожее распределение нормальных алканов и близкие отношения изопреноидов) делается вывод о том, что нефть во включениях и сырая нефть из пласта Чан 8 действительно имеют общий источник — нефтематеринскую породу Чан 7. В ходе тектонической эволюции углеводороды, вероятно, претерпели фазовое разделение (кипение) с образованием двух фаз (жидкой и паровой) вследствие интенсивного воздымания бассейна Ордос в период после позднемелового времени. Кипение накопившихся углеводородов, возможно, приводило к созданию избыточного давления в материнской породе. Это явление могло способствовать образованию трещин и миграции углеводородов из зоны аккумуляции в песчаные резервуары. Работа демонстрирует важность детального аналитического исследования включений углеводородов во взаимосвязи с их потенциальными материнскими породами.

Включения углеводородов, кипение, миграция нефти, прожилки кальцита, бассейн Ордос.

**MIGRATION OF IMMISCIBLE HYDROCARBONS RECORDED IN CALCITE-HOSTED FLUID INCLUSIONS,
ORDOS BASIN: A CASE STUDY FROM NORTHERN CHINA**

Li Rongxi, Guzmics Tibor, Liu Xiaojie, and Xie Guancheng

In this study one- (hydrocarbon liquid), two- (hydrocarbon liquid and vapor), and three- (hydrocarbon liquid and vapor, and aqueous liquid) phase fluid inclusions have been investigated in calcites occurring in veinlets in fine grained sandstones of Chang 7 source rock and Chang 8 reservoir rock. These rocks are parts of the Upper Triassic Yangchang Formation in the Ordos Basin, Northern China. The hydrocarbon inclusions studied show a high variance in vapor/liquid volume ratio at ambient temperature, suggesting a heterogeneous entrapment of vapor and liquid phases that existed before or during the formation of the calcite. This is supported by homogenization happened into both liquid and vapor phases. Homogenization temperatures range between 70 and 120°C. We assume that this wide range is the result of the heterogeneous entrapment of immiscible liq-

uid and vapor phases rather than the high-temperature (e.g., 120 °C) formation of the hydrocarbon inclusions. Therefore, the lower range of homogenization temperatures (around 80 °C) seems to be probable for the formation of the hydrocarbon inclusions studied. Fluorescent microscopic results on the hydrocarbon inclusions show a bright yellow color for the oil. Fluorescence spectrum indices show that oil in the inclusions is quite mature, similarly to the oil extract from Chang 7 source rock. The differences in fluorescent spectra among the hydrocarbon inclusions suggest their chemical modification during evolution, which might be determined by continuous separation of vapor phase (gas condensate) from the system. On the basis of organic geochemistry of the studied samples (e.g., akin distribution of normal alkanes and similar isoprenoid ratios), it can be concluded that the oil in the inclusions and the crude oil from the Chang 8 reservoir rock are actually derived from the Chang 7 source rock. During the tectonic evolution, the hydrocarbon might undergo phase separation (boiling) yielding two phases (liquid and vapor) owing to the intense uplifting of the Ordos Basin after the Late Cretaceous. The boiling in the accumulated hydrocarbon could have resulted in overpressure in the source rock. This phenomenon might favor the formation of fractures and migration of hydrocarbons from their source toward sandstone reservoirs. Our study demonstrates the significance of detailed analytical investigation of hydrocarbon inclusions in correlation with their potential source rock.

Hydrocarbon inclusion, boiling, oil migration, calcite veinlet, Ordos Basin

ВВЕДЕНИЕ

Исследование флюидных включений может предоставить ценную информацию о химических и физических свойствах флюида на момент его захвата [Roedder, 1984; Vodnar, 1990]. Флюидные включения, содержащиеся в цементе и в жильных минералах, могут фиксировать сведения о миграции флюидов вдоль трещин и/или границ зерен в ходе эволюции осадочных бассейнов и карстовых систем [Muche et al., 1995; Evans, Battles, 1999; Barker et al., 2006; Poros et al., 2011]. Большое количество находящихся в жильном кальците включений углеводородов было детально исследовано в работе с целью выяснения процессов их перемещения и захвата в виде включений. Источником этих углеводородов является уплотненный песчаный резервуар формации Яньчан (бассейн Ордос), являющейся важной нефтегазодобывающей системой в Северном Китае и имеющей промышленное значение [Liu, Yang, 2000]. Наши наблюдения могут внести вклад в понимание образования и эволюции углеводородов в осадочном бассейне [Roedder, 1984; Baron et al., 2008; Suchy et al., 2010]. Дополнительная задача работы — продемонстрировать важность детального аналитического исследования углеводородных включений при изучении взаимосвязей между нефтью и нефтематеринской породой.

ГЕОЛОГИЯ

Бассейн Ордос расположен на западной окраине Северо-Китайского блока [Ли Ронси, Ли Юджу, 2008, 2011] и окружен складчатыми поясами и грабенами кайнозойского заложения (рис. 1). Фундамент бассейна сложен метаморфическими и магматическими породами допротерозойского возраста, а также прочными платформенными карбонатными отложениями, сформировавшимися в позднем протерозое — среднем ордовике. В период с позднего — среднего ордовика до раннего карбона вся площадь испытала воздымание в результате каледонских тектонических подвижек [Yongtai, 2005; Ли Жунси, Ли Юджу, 2008]. За поднятием последовало отложение угленосных осадочных толщ от позднекарбонного до позднепермского возраста.

Бассейн Ордос в целом сформировался в раннетриасовое время, когда Индийская плита двигалась в северном направлении и испытала столкновение с Евразийской плитой (палеозойский кратон Ордос). Такая тектоническая обстановка могла оказать влияние на формирование бассейна и на одновременное поднятие окружающих складчатых поясов [Zhao et al., 1996; Ли Ронси, Ли Юджу, 2008]. В результате в течение мезозоя в Ордосском бассейне отложились озерно-речные осадки мощностью более 3500 м, которые позже были перекрыты четвертичным лессом.

В бассейне Ордос можно выделить три нефтеносных комплекса. Один из них сложен породами формаций Яньчан (верхнетриасового возраста) и Яньань (среднетриасового возраста), являющихся важными нефтеносными толщами. Потенциальные нефтематеринские породы, например, озерные черные аргиллиты и нефтяные сланцы, которые можно обнаружить в разрезе Чан 7 формации Яньчан (рис. 2), вероятно, образовались в речной обстановке [Zhang et al., 2006; Andrew et al., 2007]. Второй нефтеносный комплекс сложен угленосными материнскими породами пермского-карбонного возраста, также широко распространенными в бассейне Ордос. К этому комплексу относятся залежи газа, выявленные в пермских речных песчаниках в северной части бассейна. Третий комплекс содержит наиболее важные месторождения газа. Среднеордовикские доломиты (формация Маджагоу) представляют собой газовые резервуары. Ордовикские карбонаты и пермско-карбонные угли рассматриваются как газоматеринские породы [Xia Xinyu, Zhao Lin, 1998].

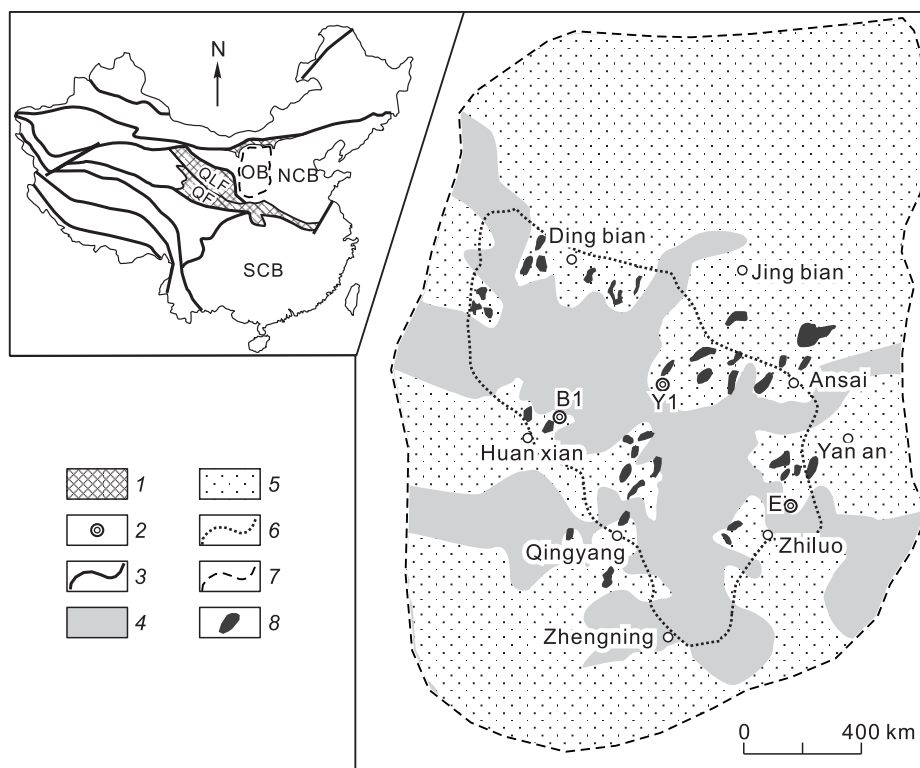


Рис. 1. Схематическая геологическая карта бассейна Ордос и окружающих его геологических структур.

1 — складчатый пояс; 2 — нефтяные скважины; 3 — границы тектонических элементов; 4, 5 — осадки формации Яньчан: 4 — озерные, 5 — речной дельты; 6 — граница глубоких озерных осадков пласта Чан 7 формации Яньчан; 7 — граница бассейна Ордос; 8 — нефтяные месторождения. NCB — Северо-Китайский, SCB — Южно-Китайский блоки; QF — Циньлинский складчатый пояс; QLF — Цилянский складчатый пояс; OB — бассейн Ордос.

Ниже дается краткое литологическое описание формации Яньчан в соответствии с ее десятью углеводородными разрезами Чан 10—Чан 1 (см. рис. 2). Основное внимание уделено разрезам Чан 7 и Чан 8, содержащим исследованный кальцит (рис. 3). По осадочным толщам формации Яньчан можно расшифровать полную эволюцию континентального бассейна [Jiao et al., 1997; Yang et al., 2007]. Он образовался в результате циклически сменявшихся друг друга озерных трансгрессий-регрессий. В целом формация Яньчан сложена слоями песчаника, алевролита и аргиллита (рис. 2, 3). Разрезы от Чан 10 до Чан 8 представляют трансгрессионную последовательность осадков, отложившихся на мелководье, а разрезы от Чан 6 до Чан 1 — регрессионные толщи осадков, отложившиеся на стадии исчезновения озерного водоема. Осадочные породы пласта Чан 7 сформировались на стадии наибольшего расширения оз. Ордос. Пласт Чан 7 сложен горячими сланцами и черными аргиллитами с тонкими прослоями тонкозернистого песчаника и аргиллита (турбидиты) (см. рис. 3). Черный аргиллит и нефтяной сланец в подошве пласта Чан 7 содержат большое количество остракод, брахиопод, пелеципод и ископаемой рыбе чешуи поздне триасового возраста [Zhang et al., 2008]. Пласт Чан 8 состоит из горизонтов песка и озерных аргиллитов, образовавшихся в обстановке мелководья. В аргиллитах присутствуют ископаемые остатки остракод и рыб. В пределах озерной площади было выделено несколько систем речных дельт триасового возраста, а именно Яньань, Аньшай, Жинбянь, Дингбянь, Хуаньксянь, Ойнгянь, Женгнинь и Жилу. Авандельтовые песчаные пласты Чан 6—Чан 5, турбидиты Чан 7, а также речные песчаники Чан 3 и Чан 2, отложившиеся в условиях равнинной дельты, рассматриваются как основные нефтяные пласты. Кроме того, новые находки песчаных горизонтов авандельтовой фации в пластах Чан 8—Чан 10 свидетельствуют о дополнительном потенциале нефтепродуктивности. В основном эти нефтяные пласты залегают в сильно уплотненном тонкозернистом песчанике, имеющем пористость от 7 до 14 % и проницаемость от $0.1 \cdot 10^{-3}$ до $0.5 \cdot 10^{-3}$ мкм² (рис. 4).

Таким образом, черные аргиллиты и нефтяные сланцы в разрезе пласта Чан 7 являются наиболее важными и перспективными нефтематеринскими породами в бассейне Ордос [Wang et al., 1995; Zhang


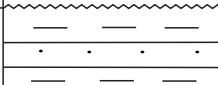
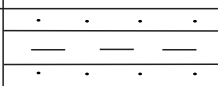
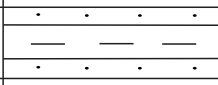

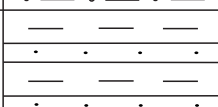
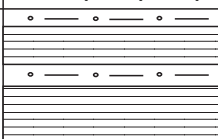
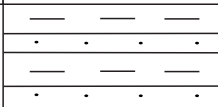
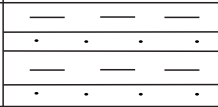
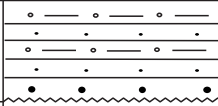
Стратиграфия			Мощность, м	Литологическая колонка	
Серия	Формация	Номер пласта			
Юра					Песчаники и конгломераты с угольными пластами, красноцветные аргиллиты с песчаниками в верхней части
Верхний триас	Яньчан	Чан 1	0–220		Темно-серые песчаники, переслаивающиеся алевритами и аргиллитами
		Чан 2	60–130		Серые песчаники, переслаивающиеся аргиллитами
		Чан 3	80–100		>>
		Чан 4+5	80–100		Темно-серые аргиллиты и алевриты, переслаивающиеся песчаниками
		Чан 6	110–160		Серые и серовато-зеленые песчаники, переслаивающиеся алевритами и аргиллитами
		Чан 7	80–100		Черные сланцы, аргиллиты и алевриты с тонкозернистыми песчаниками, горючие сланцы в основании пачки
		Чан 8	60–80		Серые песчаники и алевриты, переслаивающиеся аргиллитами
		Чан 9	80–120		Серые песчаники, переслаивающиеся темными аргиллитами
		Чан 10	260–350		Серые песчаники с конгломератами, переслаивающиеся аргиллитами
		Средний триас			

Рис. 2. Литостратиграфия формации Яньчан в бассейне Ордос (Китай).

et al., 2006; Andrew et al., 2007]. Углеводороды преимущественно аккумулируются во вмещающих дельтовых отложениях, которые образуют нефтеносный комплекс Яньчан (см. рис. 1–3).

Органическое вещество пласта Чан 7 характеризуется смесью гуминита (водоросли и бактерии), планктона, липтинита (споры, кутинит и резинит) и остатков растений более высокой организации. Общее содержание органического углерода в черных аргиллитах колеблется от 0.2 до 15 %, при этом в черных нефтяных сланцах оно еще выше (10–32 %). Оценочные значения водородного индекса породы (HI) показывают содержания водорода от 23 до 650 мг водорода на 1 г углерода. Значения коэффициента отражения витринита (R^0_{Vr}) материнских пород варьируют от 0.75 до 1.3 %.

ПРОБООТБОР И АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Изученный кальцит, содержащий углеводородные включения, образует прожилки и заполняет трещины в песчаниках пластов Чан 7 (глубина 2438.9 м) и Чан 8 (2498.3 м) и получен из керна скв. У1, расположенной на фронте дельты Жинбянь в бассейне Ордос (см. рис. 1, 3, 5). Прожилки имеют ширину 3–10 мм и ориентированы перпендикулярно пластам песчаника (см. рис. 5). На большинстве участ-

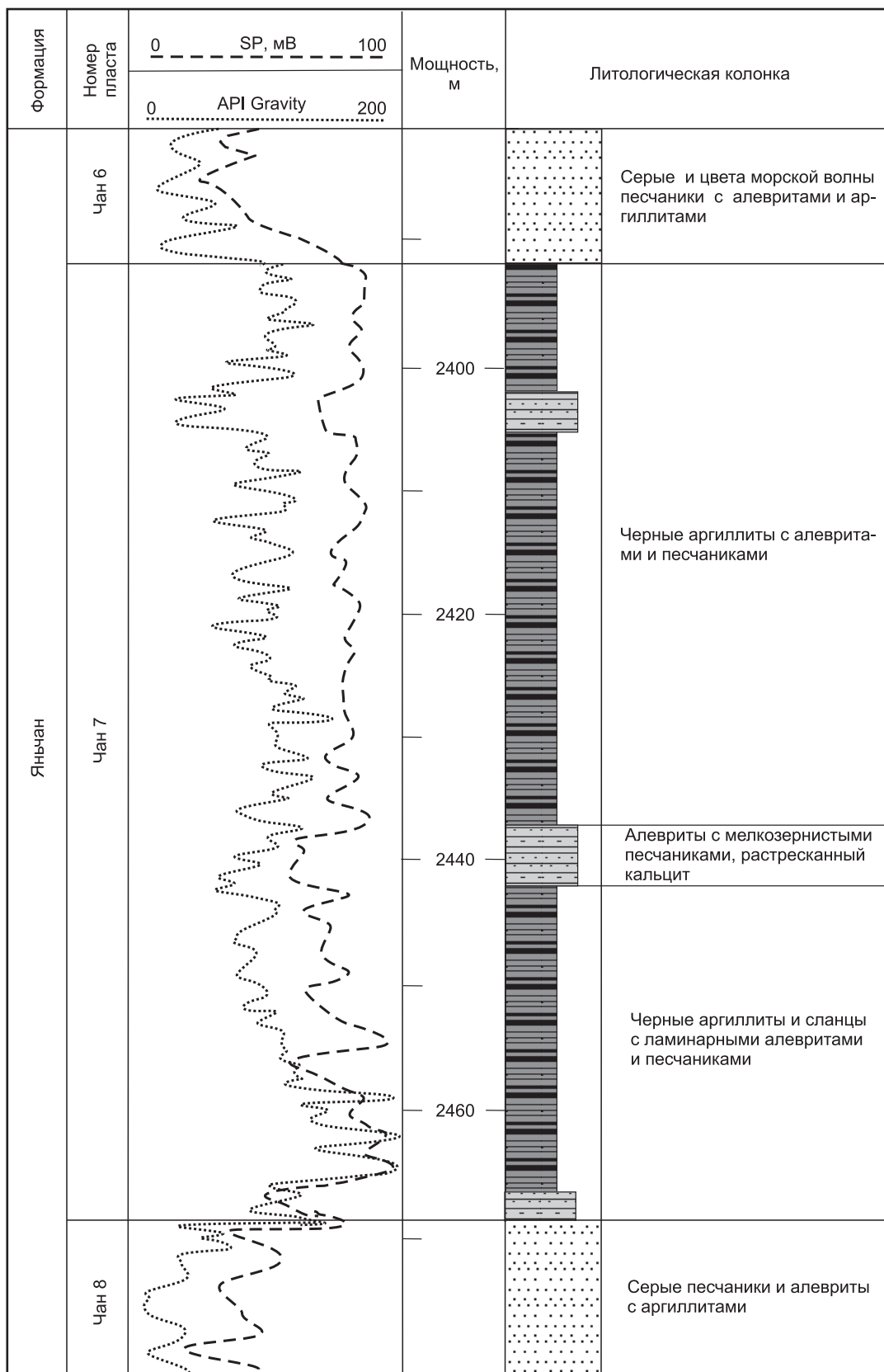


Рис. 3. Колонка, изображающая изменчивость скважинного потенциала, плотность в градусах API и литостратиграфические данные для изученных разрезов из пластов Чан 7 и Чан 8 в зависимости от глубины (формация Яньчан).

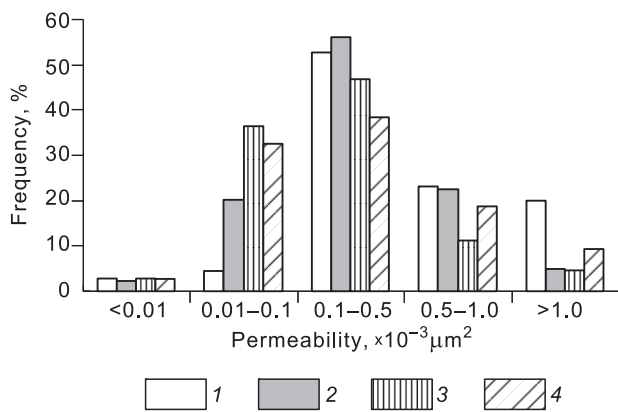


Рис. 4. Частотное распределение проницаемости проб пород формации Яньчан в бассейне Ордос.

1—4 — разрезы нефтеносных коллекторов Чан 1, Чан 4 + 5, Чан 6, Чан 8 соответственно. Общее количество замеров — 586.

дальнейшего анализа были подготовлены двусторонне-полированные пластинки (толщиной 200—300 мкм) из всех отобранных пород.

Микротермометрические эксперименты с включениями углеводородов из кальцитов проводились на термокриометрической установке Linkam THMSG 600, смонтированной на оптическом микроскопе Leitz RMS. Установка калибровалась по точке плавления синтетического твердого стандарта, равной 258 °С, а также по природным и синтетическим флюидным включениям по температуре -0.8 °С.

Состав органической составляющей углеводородных включений в кальците изучался в Пекинском университете с использованием ИК-интерферометра Nicolet 7199 с встроенным Фурье-преобразованием, оборудованного микроскопом IR-plan. Применялся 35х ИК-объектив. Спектры получены в режиме проходящего света при разрешении 8 см^{-1} . Полоса частот пропускания была настроена в соответствии с рекомендациями, приведенными в работах [Painter et al., 1981; Wang, Griffith, 1985]. Флуоресцентно-микроскопические исследования выполнялись по углеводородным включениям в кальците, а также по черным аргиллитам и нефтяным сланцам с помощью микроскопа Leitz MPV-II, оснащенного объективом 40х. Длина волны возбужденного излучения была постоянной и составляла 365 нм. Спектры флуоресценции получены путем измерения излучения в течение 16 с на каждый нанометр в диапазоне от 400 до 700 нм. Измерялись значения коэффициента отражения витринита нефтематеринских пород черного цвета. Спектры флуоресценции характеризовались параметрами λ_{max} (длина волны максимальной интенсивности) и Q (I_{650}/I_{500} — отношение интенсивностей волн с длиной волны 650 и 500 нм). Прожилки кальцита, содержащие углеводородные включения, дробились до фракции 40—80 меш по методу, описанному в работе [George et al., 1997]. Раздробленные пробы подвергались обработке методом экстракции Сокслета с использованием смеси дихлорметана и метанола в соотношении 93:7 для удаления абсорбированного органического материала. Для извлечения углеводородов применялся метод автономного дробления [Karlsen et al., 1993]. Состав извлеченной органики определялся на газовом хроматографе hp 6890, подключенном к масс-спектрометру 5973 N, оборудованному капиллярной колонкой HP-5 (с внутренним диаметром 30×0.32 мм и толщиной пленки 0.25 мкм) в Пекинском институте исследования и разработки нефтяных месторождений. Сырая нефть и материнские породы анализировались на том же газовом хроматографе с помощью методики, разработанной авторами статьи [Duan et al., 2008].

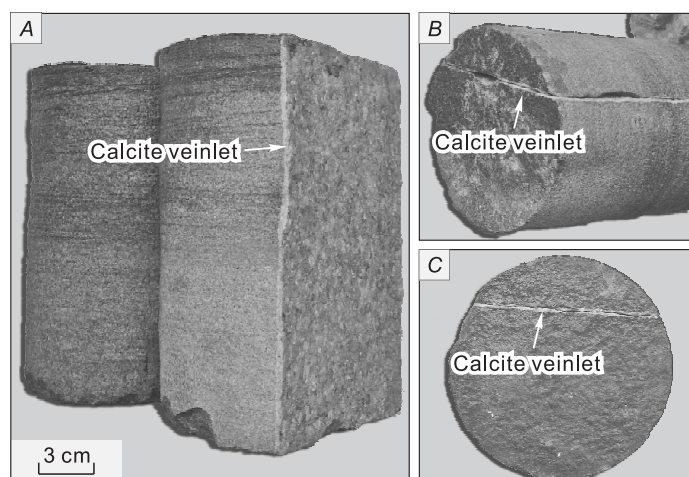


Рис. 5. Буровой керн (скв. У1, см. рис. 1) с трещинами, залеченными изученным кальцитом, из разрезов пластов Чан 7 (А, В) и Чан 8 (С), бассейн Ордос.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Микроскопия углеводородных включений. Кальцит, заполняющий жилы в пластах Чан 7 и Чан 8, содержит большое количество углеводородных включений размером 5—150 мкм (рис. 6). Большинство из них располагается в различных зонах роста минерала-хозяина кальцита. При комнатной температуре под микроскопом можно наблюдать одно- (жидкие), двух- (жидкость-пар) и редко трехфазные (2 жидкости + пар) включения. На основе микроскопических наблюдений в ультрафиолетовом (УФ)

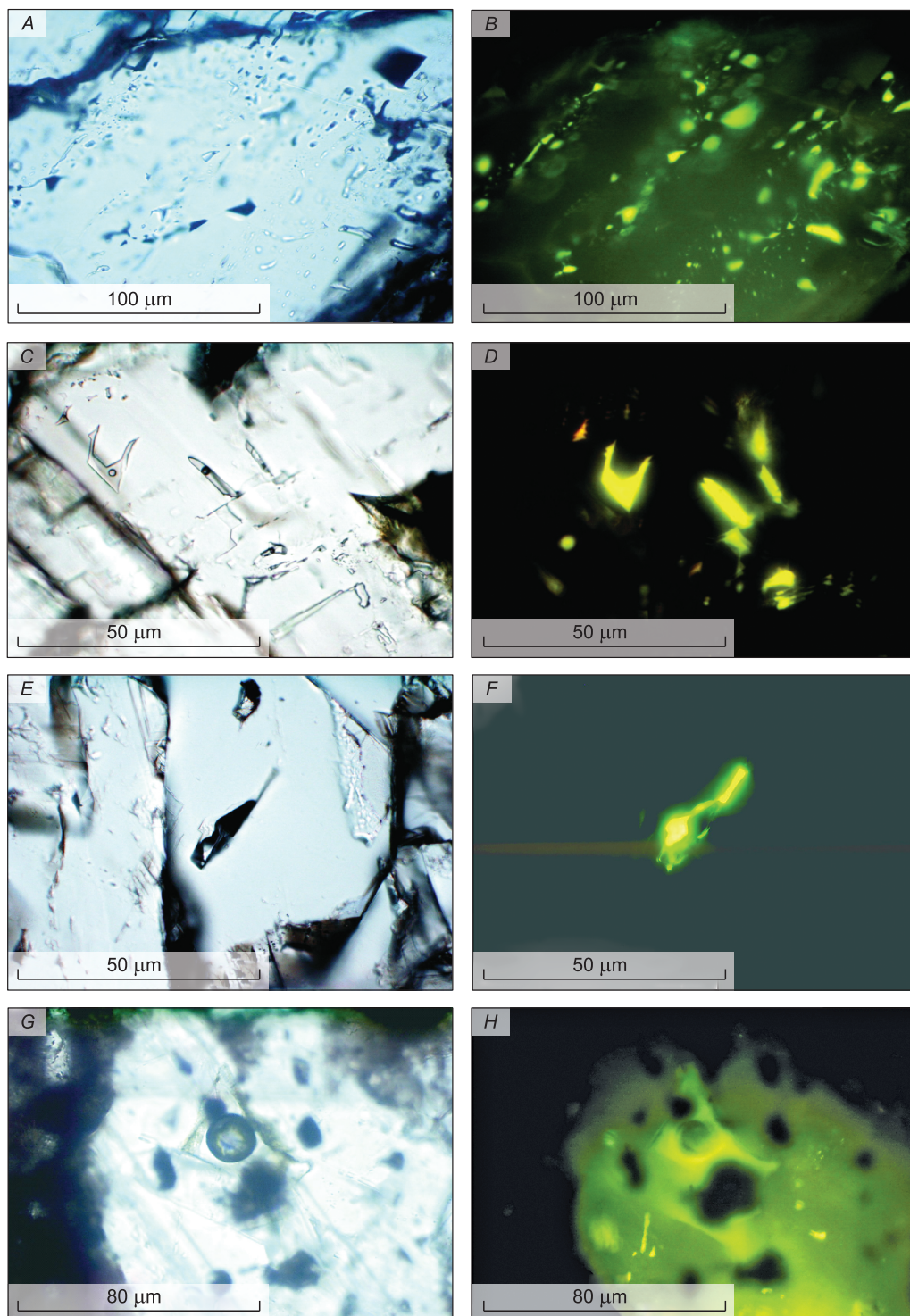


Рис. 6. Микрофотографии первичных, представительных одно- и двухфазных включений углеводородов в кальците при комнатной температуре.

A, C, E, G — включения в видимом свете, *B, D, F, H* — те же включения в УФ свете.

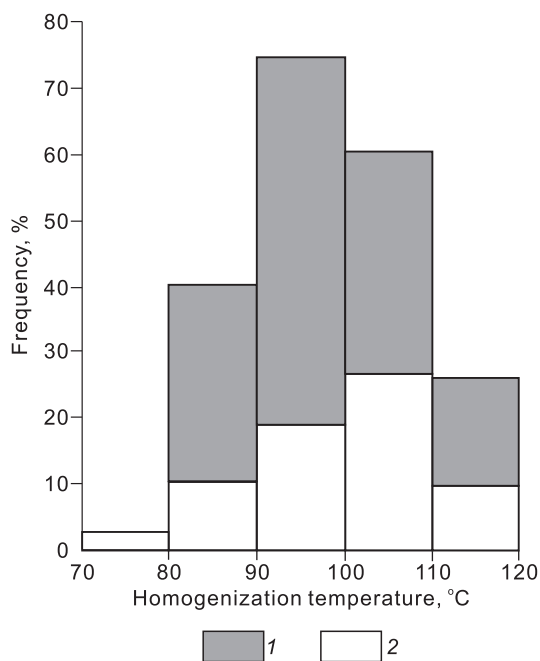


Рис. 7. Температуры гомогенизации двухфазных углеводородных включений в изученных образцах кальцита.

Поскольку захват фаз (жидкой и паровой), возможно, происходил в произвольных соотношениях (гетерогенный захват), нижний предел температур гомогенизации (~ 80 °С), по-видимому, лучше отражает условия захвата включений углеводородов. 1, 2 — гомогенизация в: 1 — жидкую, 2 — паровую фазы.

и видимом свете установлено, что однофазные (см. рис. 6, E—F) и двухфазные (см. рис. 6, C, G) включения являются включениями углеводородов (нефть и газ) (см. рис. 6, C—H), тогда как трехфазные включения дополнительно содержат водную фазу, которая смачивает вмещающий кальцит (не показаны). В данной работе основное внимание уделено включениям углеводородов, поскольку результаты детальных исследований включений, содержащих дополнительно видимую (в оптический микроскоп) водную фазу, будут опубликованы позже. В углеводородных включениях отношение жидкость/пар изменяется значительно (от более 95 до менее 20 %) (см. рис. 6, C, G). Среди них

выявлены включения как удлиненной (трубчатой), так и неправильной формы (см. рис. 6). В УФ свете нефть светится ярко-желтым цветом (см. рис. 6, B, D).

Микротермометрия. Температуры гомогенизации ($T_{\text{гом}}$) определялись в двухфазных включениях углеводородов ($n = 192$). Измеренные температуры гомогенизации в жидкую фазу варьировали от 80 до 117 °С, а гомогенизация в паровую фазу происходила от 74 до 120 °С (рис. 7). Чтобы убедиться в полном растворении паровой фазы в жидкости, мы проверяли ее появление при охлаждении включения. И наоборот, появление жидкости проверялось для включений, гомогенизирующихся в паровую фазу. Обычно при температурах ниже -18 °С при замораживании углеводородных включений под микроскопом можно увидеть небольшие (размером 1—3 мкм) выделения битума коричневого цвета. Битум полностью исчезает при температуре -6 °С во время повторного нагревания включений.

Флуоресцентная спектроскопия включений углеводородов. Флуоресценция изученных двухфазных существенно жидких углеводородных включений имеет ярко-желтый цвет (см. рис. 6, D). В

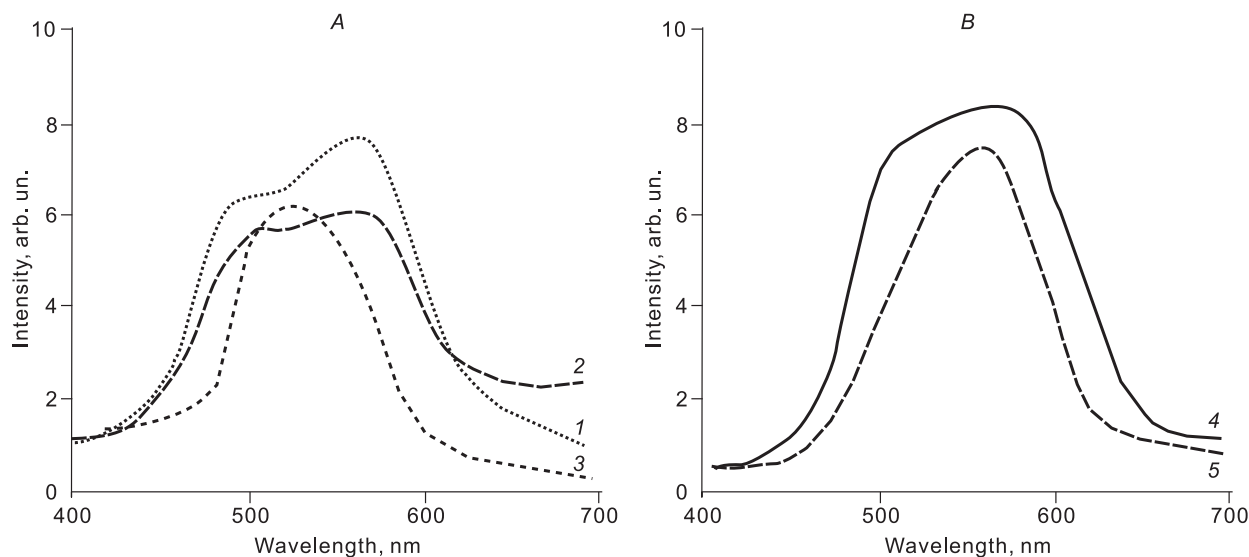


Рис. 8. Спектр флуоресценции изученных углеводородных включений в кальците (A) и мацералов материнской породы из пласта Чан 7 (B).

Спектры 1, 2 получены по представительным существенно жидким включениям, 3 — по существенно газовым включениям при комнатной температуре; спектры 4, 5 проявляют флуоресцентные свойства мацералов из потенциальной материнской породы пласта Чан 7.

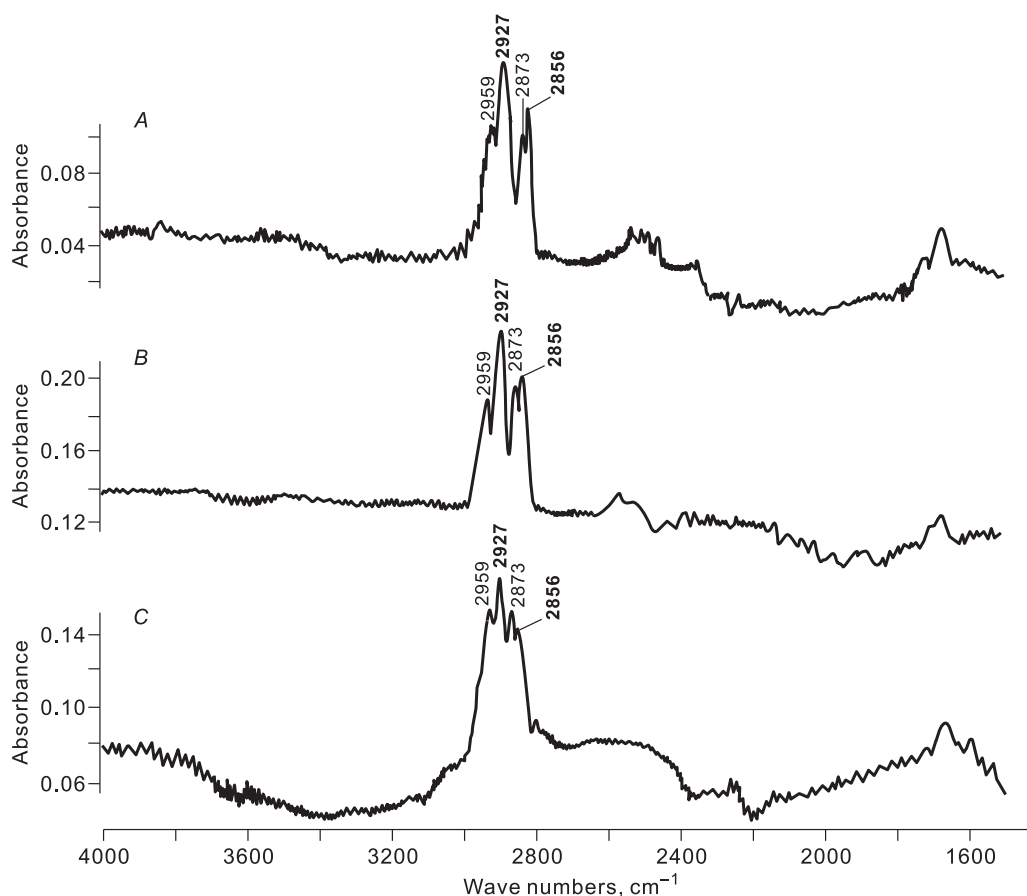


Рис. 9. Микро ИК Фурье-спектры изученных включений углеводородов.

A, B — спектры получены по существенно жидким включениям углеводородов, *C* — по существенно газовым включениям. Волновые числа, выделенные жирным шрифтом, соответствуют νCH_2 , остальные — νCH_3 .

спектрах флуоресценции этих включений присутствуют два пика в районе 500 и 570 нм (рис. 8, *A*, спектры 1 и 2). Значение λ_{max} составляет 575 нм; Q изменяется от 0.28 до 0.45. Спектр флуоресценции двухфазного существенно газового включения характеризуется одиночным пиком, соответствующим длине волны 510 нм (см. рис. 8, *A*, спектр 3), $Q \approx 0.075$. В результате существенно газовые включения имеют зеленый цвет флуоресцентного свечения (см. рис. 6, *F*). Спектры флуоресценции альгината и резинита из потенциальных нефтематеринских пород пласта Чан 7 показывают λ_{max} при 560—570 нм (см. рис. 8, *B*, спектры 4, 5), среднее значение $Q = 0.22$ (см. рис. 8).

Инфракрасная спектроскопия с преобразованием Фурье (FTIR) включений углеводородов.

Все исследованные включения углеводородов показывают отчетливую сильную абсорбцию алифатических связей в области спектра 2800—3000 cm^{-1} (рис. 9). Полосы спектра на 2559 и 2873 cm^{-1} соответствуют асимметричным валентным колебаниям (νCH_{3a}) и симметричным валентным колебаниям алифатических связей CH_3 (νCH_{3s}). Полосы спектра на 2927 и 2856 cm^{-1} соответствуют асимметричным валентным колебаниям (νCH_{2a}) и симметричным валентным колебаниям алифатических связей CH_2 (νCH_{2s}). Относительные интенсивности вышеотмеченных четырех полос спектра зависят от длины цепочки алифатического радикала, что отражает относительное содержание алифатических групп CH_2 и CH_3 [Pironon, Burres, 1990]. При сравнении двухфазных существенно газовых (см. рис. 9, *C*) с двухфазными существенно жидкими включениями углеводородов (см. рис. 9, *A, B*), последние показывают более интенсивные полосы абсорбции на 2927 и 2856 cm^{-1} относительно полос на 2959 и 2873 cm^{-1} (см. рис. 9). Полосы в диапазоне 1600—1700 cm^{-1} имеют сложное строение и могут образоваться при абсорбции ароматических $\text{C}=\text{C}$ и других типов колебаний, в том числе деформационных колебаний молекулярной воды и валентных колебаний $\text{C}=\text{O}$ связей хинонов, соединенных мостиковой связью с гидроксильной группой кислоты [Rouxhet et al., 1980].

Газовая хроматография — масс-спектрометрия (GC—MS). На рис. 10 показаны представительные газовые хроматограммы исследованных проб: включений углеводородов в кальците из пласта

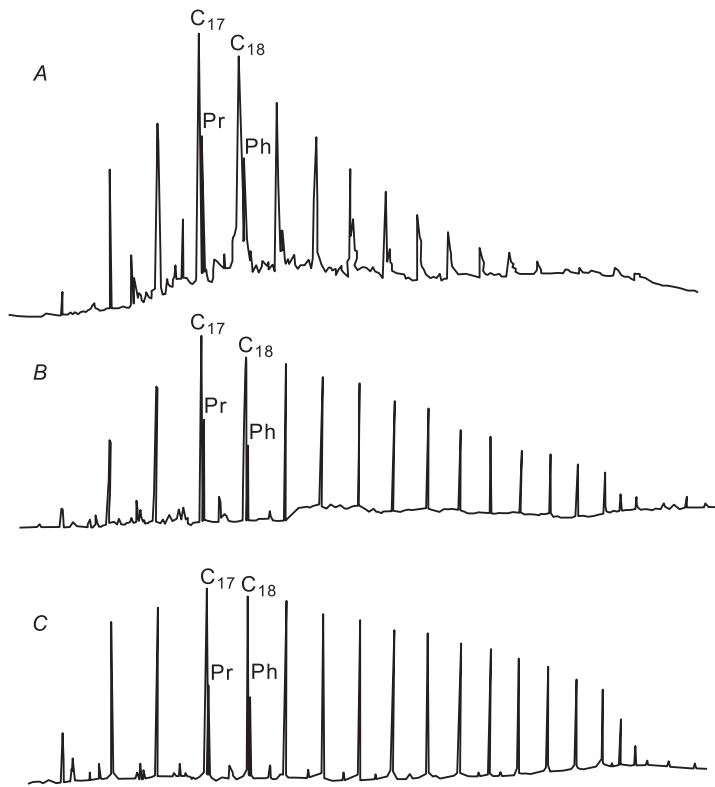


Рис. 10. Представительные газовые хроматограммы изученных проб.

A — включения углеводородов, *B* — сырая нефть, *C* — экстракт из потенциальной нефтематеринской породы. Pr — пристан, Ph — фитан.

пробы показывают максимальную интенсивность при C_{30} в гопахах (см. рис. 11, *A*). Значения отношения Ts/Tm (см. рис. 11, *A*) изменяются от 1.1 до 1.4. Относительные содержания регулярных стеранов C_{27} , C_{28} и C_{29} близки в пробах и показывают V-образное распределение (см. рис. 11, *B*).

ОБСУЖДЕНИЕ

Несмесимость между жидкой (нефть) и паровой (газовый конденсат) фазами по данным изученных включений углеводородов

Поскольку пространственное распределение изученных флюидных включений в кальците обнаруживает связь с зонами роста вмещающего кальцита (см. рис. 6), их можно рассматривать как первичные включения [Roedder, 1984]. Изученные углеводородные включения характеризуются высокой изменчивостью отношений объемов пар/жидкость при комнатной температуре (см. рис. 6) и показывают широкий интервал температур гомогенизации (см. рис. 7), что позволяет предположить гетерогенный захват паровой и жидкой фаз. Это означает, что в ходе роста кальцита захват жидкой (нефть) и паровой (газовый конденсат) фаз происходил не в виде одной жидкой или одной газовой фазы, а в виде их произвольных соотношений [Roedder, 1984; Drummond, Ohmoto, 1985; Hedenquist et al., 1992; Deen et al., 1994; Giovanni et al., 1999]. Вероятно, обе эти фазы существовали (другими словами, углеводороды кипели) до образования или в ходе формирования кальцита формации Яньчан. Высокие (> 100 °C) температуры гомогенизации скорее являются результатом гетерогенного захвата несмесимых фаз, а не высокотемпературного образования (> 100 °C) включений углеводородов. Кроме того, $T_{гом}$ может также сместиться в область более высоких значений, чем реальные температуры образования, вследствие произошедшего после захвата расширения вакуолей углеводородных включений в кальците. Поэтому вероятным температурам образования кальцита и содержащихся в нем углеводородных включений соответствуют более низкие температуры гомогенизации (около 80 °C). На существование несмесимой водной фазы в момент захвата включений указывает дополнительное присутствие флюидных включений с водной фазой и без нее в одной и той же зоне роста.

GC-MS параметры включений углеводородов, сырой нефти и материнской породы из пласта Чан 7

Образец	CPI	Pr/Ph	C_{21-}/C_{21+}	Pr/ $n-C_{17}$	Ph/ $n-C_{18}$
Включения жидкой нефти	1.0	1.27	0.53	0.69	0.53
Сырая нефть	1.2	1.16	0.69	0.61	0.44
Материнская порода	1.14	1.12	0.84	0.52	0.48

Чан 8, сырой нефти из пласта Чан 8 и экстракта из потенциальной нефтематеринской породы пласта Чан 7 (скв. У1, см. рис. 1). Хроматограммы показывают близкое распределение нормальных алканов в этих пробах и почти одинаковое отношение нечетных и четных алканов (см. рис. 10). Коэффициент нечетности (CPI) имеет низкие значения (варьирует от 1.0 до 1.2, таблица). Отношения пристан/фитан (Pr/Ph) (от 1.12 до 1.27) наряду с отношениями Pr/ $n-C_{17}$ (0.52—0.69) и Ph/ $n-C_{18}$ (0.48—0.53) в изученных пробах существенно не различаются (см. таблицу). Значения отношений C_{21-}/C_{21+} изменяются в ограниченном интервале от 0.53 до 0.84. Распределение терпанов и стеранов в пробах практически одинаковое (рис. 11). Все

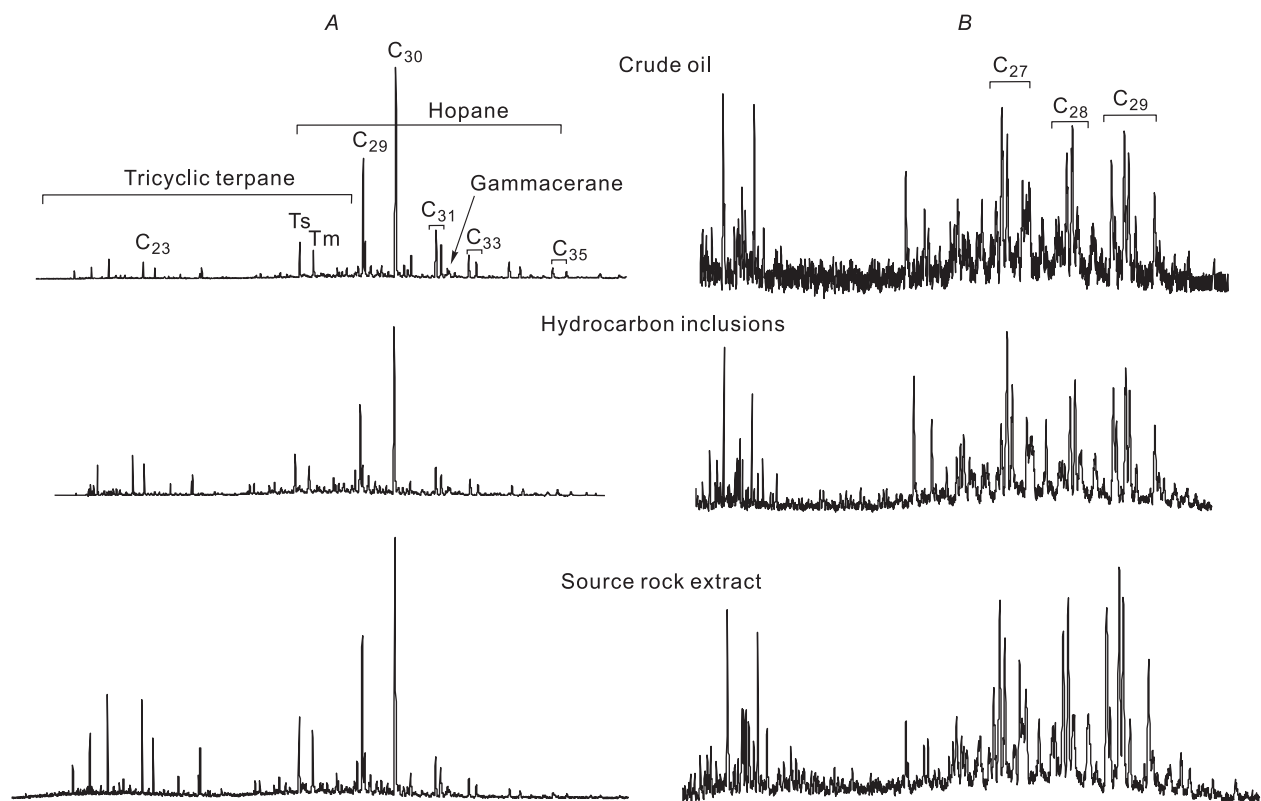


Рис. 11. Геохимические характеристики изученных проб.

A — $m/z = 191$, терпан, *B* — $m/z = 217$, стеран.

Различия в химическом составе включений углеводородов

Цвет флуоресцентного свечения и индекс флуоресцентного спектра (Q , λ_{\max}) углеводородных включений и материнских пород отражают степень их термальной зрелости и могут свидетельствовать о присутствии в их составе характерных химических компонентов [Burruss, 1981; Newell et al., 1993]. Термически зрелая нефть, содержащая относительно высокую долю молекул смол и асфальтенов, характеризуется цветом флуоресцентного свечения от желтого до красного [McLinmans, 1987; Bodnar, 1990]. Ярко-желтый цвет изученных фаз нефти в углеводородных включениях (см. рис. 6) свидетельствует об их достаточной зрелости. Различные спектры флуоресценции (см. рис. 8, *A*) исследованных включений углеводородов в кальцитовых прожилках говорят о некоторых различиях в органическом составе, хотя включения были захвачены в ходе одного процесса. Паровая и жидкая фазы могут отличаться друг от друга и от материнской породы по химическому составу [Rickers et al., 2006]. На ИК-спектрах более интенсивные полосы абсорбции в диапазоне 2927 и 2856 см^{-1} в существенно жидких включениях углеводородов (см. рис. 9, *B, C*) по сравнению с существенно газовыми включениями (см. рис. 9, *A*) могут быть вызваны преобладанием асимметричных (νCH_{2a}) и симметричных (νCH_{2s}) валентных колебаний алифатических связей CH_2 (см. рис. 9). Это свидетельствует об относительно широкой распространенности группы CH_2 и более длинных алифатических радикалов [Pironon, Burtres, 1990; Li, Parnell, 2003] в существенно жидких углеводородных включениях. Таким образом, описанные различия во флуоресцентных и ИК-спектрах изученных включений углеводородов позволяют предположить, что в ходе эволюции углеводороды испытывали химическое преобразование, которое могло отчасти определяться непрерывным отделением паровой фазы (газового конденсата) из системы.

Сходство химических характеристик включений углеводородов, экстракта потенциальной нефтематеринской породы и сырой нефти

Черный аргиллит и горючий сланец из потенциальных нефтематеринских пород разреза Чан 7, так же как и нефтяная фаза включений углеводородов, имеют ярко-желтый цвет флуоресцентного свечения (рис. 12). Близкие значения длин волн при максимальной интенсивности (λ_{\max}) в спектрах флуоресцен-

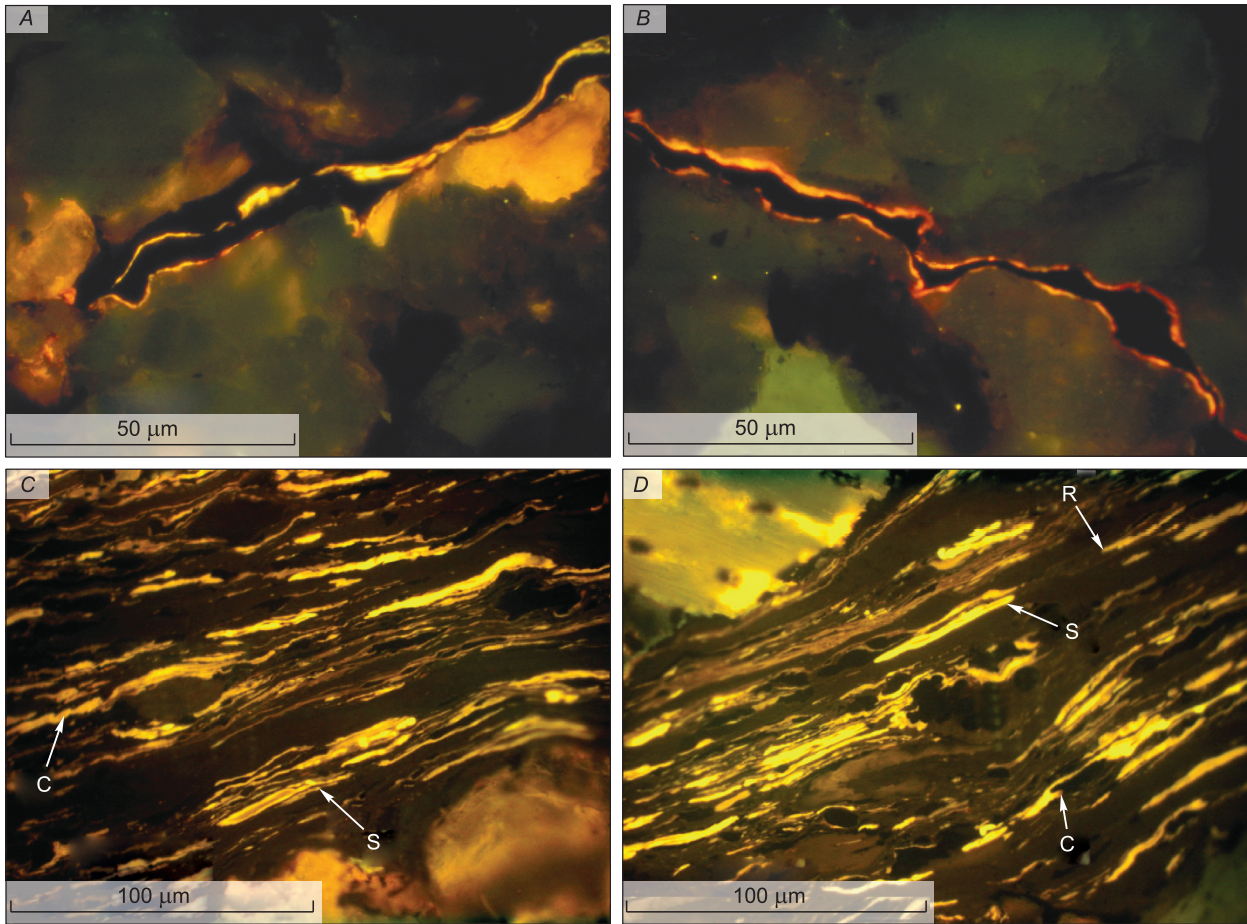
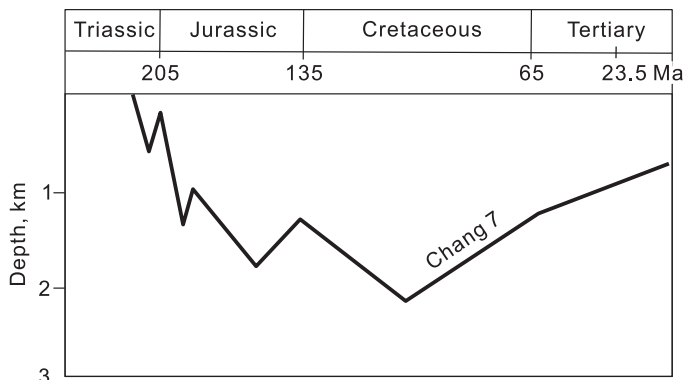


Рис. 12. Микрофотографии в УФ свете, на которых видны микротрещины и мацералы (С-кутит, S-споринит, R-резинит) черного горючего сланца из пласта Чан 7 (формация Яньчан).

ции мацералов, отобранных из потенциальных нефтематеринских пород пласта Чан 7 ($\lambda_{\max} = 560\text{—}570\text{ nm}$), и в существенно жидких включениях углеводородов ($\lambda_{\max} = 575\text{ nm}$) свидетельствуют о примерно одинаковой степени их термической зрелости. Значения коэффициента нечетности (CPI = 1.0—1.2, см. таблицу) указывают на их термическую зрелость [Hunt, 1996]. Эти данные согласуются с R_{V}^0 (~ 1.2 %) материнских пород пласта Чан 7.

Отношения Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈ широко используются для оценки источника, степени зрелости и биологического распада нефти и материнских пород [Hunt, 1996]. Полученные нами GC-MS анализы включений углеводородов, экстракта потенциальной нефтематеринской породы и сырой нефти не показали существенных различий (см. таблицу). Значения отношений C₂₁₋/C₂₁₊ изученных проб также попадают в узкий интервал (от 0.53 до 0.84, см. таблицу). Значения отношений Pr/Ph в пробах близки (1.12—



1.27), что позволяет предположить общую пресноводную озерную среду, в которой образовалось органическое вещество [Ritts et al., 1999]. Распределение терпанов и стеранов также информативно с точки зрения установления связей нефть—материнская порода [Moldowan et al., 1985]. В изученных пробах их распределение почти идентично (см. рис. 11).

Рис. 13. История погружения пласта Чан 7 (бассейн Ордос).

Таким образом, основываясь на близости GC-MS данных и сходстве характеристик углеводородных включений в кальците из пласта Чан 8, экстракта потенциальной нефтематеринской породы из пласта Чан 7 и неочищенной нефти из пласта Чан 8, можно сделать вывод об их тесных генетических связях. Углеводороды изученных включений и сырой нефти, вероятно, произошли из одних и тех же материнских пород, для которых характерна смесь керогенов типов I, II и, частично, III [Hunt, 1996]. Этими материнскими породами могли быть черные аргиллиты и горючие сланцы, наблюдаемые в разрезе пласта Чан 7.

Первичная и вторичная миграция

Межзерновая пористость и трещины обычно рассматриваются как два основных канала миграции нефти в песчаных резервуарах [Aase, 1996]. Однако вопрос об основных путях миграции нефти в аргиллитах до сих пор остается дискуссионным. Авторы работ [Yongtai et al., 2005; Liu et al., 2008] высказали предположение о том, что межгранулярное вытеснение нефти из мощного пласта аргиллитов, такого как в формации Яньчан (см. рис. 3), в реальности невозможно. Кроме того, эксперименты показывают, что керогеновая сетка и система пор и трещин составляют трехмерный каркас для выдавливания и миграции нефти из материнских горючих сланцев пласта Чан 7 [Zhang et al., 2006]. Наши исследования под микроскопом в УФ лучах показывают наличие битума в многочисленных микротрещинах в материнских нефтяных сланцах пласта Чан 7, светящегося в УФ ярко-желтым цветом (см. рис. 12). Битум может представлять собой остаточный продукт после отжима углеводородов. Эти наблюдения позволяют предположить, что углеводороды были вытеснены из материнской породы (аргиллитов и горючих сланцев пласта Чан 7) преимущественно по трещинам (см. рис. 12).

Этот вывод согласуется с ранее полученными результатами [Zhang et al., 2006; Andrew et al., 2007], показавшими, что нефть, аккумулированная в различных нефтяных пластах формации Яньчан, образовалась в черных аргиллитах и нефтяных сланцах в разрезе пласта Чан 7 и затем мигрировала из них. Вклад этих нефтематеринских пород в суммарную мощность разреза пласта Чан 7 (80—100 м) составляет более 80 % (см. рис. 3). Песчаный резервуар формации Яньчан сложен уплотненным тонкозернистым песчаником с низкой проницаемостью (см. рис. 4). На основании этих фактов [Chen et al., 1990; Yongtai et al., 2005; Liu et al., 2006] было высказано предположение о том, что возможность вытеснения нефти из такой мощной пачки нефтематеринских пород (аргиллиты и нефтяные сланцы пласта Чан 7) и ее миграции в горизонты уплотненных нефтеносных песчаников, залегающих выше и ниже нефтематеринских пород (см. рис. 3), весьма маловероятна.

Однако наличие избыточного давления в нефтематеринской породе является важным механизмом отделения нефти [Stoneley, 1983; Vrolijk, 1987; Einsele, 1992; Arthur et al., 2005; Shaun et al., 2006; Zhang et al., 2006] и может быть обусловлено разделением фаз (кипением) углеводородов, аккумулированных в породах. Эксперименты показывают, что расширение углеводородов, вероятно, приведет к образованию трещин в породах, по которым нефть может отгоняться от мест ее аккумуляции [Zhang et al., 2006; Suping et al., 2007]. Предыдущие исследования показали, что в разрезе пласта Чан 7 формации Яньчан могло существовать аномально высокое избыточное давление [Chen et al., 1990; Liu et al., 2008]. Это согласуется с нашими результатами, показывающими, что растрескивание материнских пород в условиях избыточного давления, возможно, вызвано разделением фаз (кипением) аккумулированных углеводородов (см. рис. 6, 12). Находящиеся под избыточным давлением углеводороды в разрезе пласта Чан 7 могли образовывать трещины также и в породах резервуара (в настоящее время трещины выполнены кальцитом, пробы которого изучались нами), облегчавшие их миграцию в песчаные резервуары (см. рис. 3). В связи с этим авторы работы [Duan et al., 2008] рассчитали флюидное давление в нефтяном поле Ксифенг и в прилегающей к нему области в бассейне Ордос. Результаты расчетов показывают, что максимальное флюидное давление фиксируется в центре генерации углеводородов и снижается в направлении к краю бассейна. В вертикальном разрезе максимальное расчетное флюидное давление фиксируется в пласте Чан 7 [Duan et al., 2008].

Историю погружения материнских пород пласта Чан 7 демонстрирует рис. 13, из которого видно, что крупномасштабное накопление нефти в материнских породах имело место в раннемеловое время в период максимального проседания бассейна Ордос. Кроме того, вследствие интенсивного поднятия бассейна Ордос во время тектонического столкновения Индийской и Евразийской плит в период после поздне мелового времени было эродировано более тысячи метров верхнемеловых-палеоценовых осадков [Zhao et al., 1996; Li et al., 2006]. Эрозия осадков могла привести к уменьшению давления и, следовательно, к разделению фаз (кипению) углеводородов, аккумулированных в породах пласта Чан 7. Таким образом, исследованные флюидные включения (см. рис. 6) и вмещающие их прожилки кальцита (см. рис. 5) зафиксировали кипение углеводородов, за которым последовало растрескивание породы-резервуара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В прожилках кальцита, пронизывающих тонкозернистые песчаники материнской породы Чан 7 и породы-резервуара Чан 8, зафиксированы одно- (углеводородная жидкость), двух- (углеводородная жидкость и пар) и трехфазные (углеводородная жидкость и пар плюс водный раствор) флюидные включения. Изученные углеводородные включения показывают значительную изменчивость объемных отношений пар—жидкость при комнатной температуре, что подтверждает гетерогенный захват паровой и жидкой фаз, существовавших до или в период образования кальцита. Измеренные температуры гомогенизации в жидкую фазу варьировали в интервале 74 и 117 °С ($n = 101$), однако гомогенизация в паровую фазу происходила при 70—120 °С. Мы считаем, что эти достаточно широкие интервалы температур обусловлены гетерогенным захватом несмешивающихся жидкой и паровой фаз, а не высокими температурами образования (120 °С) углеводородных включений. Поэтому вероятным температурам образования кальцита и содержащихся в нем углеводородных включений соответствуют более низкие температуры гомогенизации (~ 80 °С). Индексы флуоресцентных спектров указывают на достаточную зрелость углеводородов во включениях, аналогичную зрелости нефтяного экстракта из пласта Чан 7. Различия флуоресцентных спектров углеводородных включений позволяют предположить их химическое изменение в ходе захвата, которое могло определяться непрерывным выделением паровой фазы (газоконденсата) из системы. На основе органической геохимии изученных проб (например, похожее распределение *n*-алканов и близкие отношения изопреноидов) можно сделать вывод о том, что углеводороды во включениях в кальците и сырая нефть из пород резервуара Чан 8 действительно имеют общий источник — нефтематеринскую породу Чан 7. В ходе тектонической эволюции накопившиеся углеводороды могли претерпевать фазовое разделение (кипение) с образованием двух фаз (жидкой и паровой) вследствие интенсивного поднятия бассейна Ордос в период после позднего мела. Кипение накопившихся углеводородов могло приводить к созданию избыточного давления в материнской породе. Это явление, возможно, способствовало образованию трещин и в материнской породе, и в породе-резервуаре (трещины в последней позже залечивались кальцитом), а также миграции углеводородов из зоны аккумуляции в нефтеносные пласты песчаников.

Мы благодарим наших коллег из Института исследований и развития, нефтяной компании Чанжин и компании PetroChina за поддержку полевых работ и отбор проб. Авторы также выражают благодарность нефтяной компании Чанжин за финансовую поддержку.

Работа поддержана Национальной программой фундаментальных исследований Китая (№ 2003CB214606) и Национальным фондом естественных наук Китая (№ 40173005).

ЛИТЕРАТУРА

Ли Жунси, Ли Юджу. Тектоническая эволюция западной окраины бассейна Ордос (Центральный Китай) // Геология и геофизика, 2008, т. 49 (1), с. 30—35.

Ли Жунси, Ли Юджу. Геологические особенности рудообразования Дуншэнского уранового месторождения в северной части впадины Ордос (Центральный Китай) // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (6), с. 763—774.

Aase N.E. The effect of grain coating micro-quartz on preservation of reservoir porosity // AAPG Bull., 1996, v. 80, p. 1654—1673.

Andrew D.H., Ritts B.D., Moldowan J.M. Organic geochemistry of oil and source rock strata of the Ordos Basin, north-central China // AAPG Bull., 2007, v. 91, p. 1273—1293.

Arthur G., Bruce S., John W.V. Pressure, temperature, and composition history of syntectonic fluids in a low-grade metamorphic terrain // Geology, 2005, v. 33, p. 421—424.

Barker S.L.L., Cox S.F., Eggins S.M., Gagnan M.K. Microchemical evidence for episodic growth of antitaxial veins during fracture-controlled fluid flow // Earth Planet. Sci. Lett., 2006, v. 250, p. 331—344.

Baron M., Parnell J., Mark D., Carr A., Przyjaigowski M., Feely M. Evolution of hydrocarbon migration style in a fractured reservoir deduced from fluid inclusion data, Clair Field, west of Shetlands, UK // Mar. Petrol. Geol., 2008, v. 25, p. 153—172.

Bodnar R.J. Petroleum migration in the Miocene Monterey Formation, California, USA: constraints from fluid-inclusions studies // Miner. Mag., 1990, v. 54, p. 295—304.

Burruss R.C. Hydrocarbon fluid inclusions in studies of sedimentary diagenesis // Short course in fluid inclusions — applications to petrology / Eds. L.S. Hollister, M.L. Crawford. Mineralogical Association Canada, 1981, v. 6, p. 138—156.

Chen H.L., Liu Y., Song G.C. An analysis of the distribution of subsurface fluid pressure and its relation to the petroleum migration and accumulation in Yanchang group, Shanxi-Gansu-Ningxia basin // Acta Petrolei Sinica, 1990, v. 11, p. 8—16.

- Deen J.A., Rye R.O., Munoz J.L., Drexler J.W.** The magmatic hydrothermal system at Julcani, Peru: evidence from fluid inclusions and hydrogen and oxygen isotopes // *Econ. Geol.*, 1994, v. 89, p. 1924—1938.
- Drummond E., Ohmoto H.** Chemical evolution and mineral deposition in boiling hydrothermal systems // *Econ. Geol.*, 1985, v. 80, p. 126—147.
- Duan Y., Wang C.Y., Zheng C.Y., Wu B.X., Zheng G.D.** Geochemical study of crude oils from the Xifeng oilfield of the Ordos basin, China // *J. Asian Earth Sci.*, 2008, v. 31, p. 341—356.
- Einsele G.** Sedimentary basins. Berlin, Springer-Verlag, 1992, 628 p.
- Evans M.A., Battles D.A.** Fluid inclusion and stable isotope analyses of veins from the central Appalachian Valley and Ridge province: implications for regional synorogenic hydrologic structure and fluid migration // *Geol. Soc. Amer. Bull.*, 1999, v. 111, p. 1841—1860.
- George S.C., Krieger F.W., Eadington P.J., Quezada R.A., Greenwood P.F., Eisenberg L.I., Hamilton P.J., Wilson M.A.** Geochemical comparison of oil-bearing fluid inclusions and produced oil from the Toro sandstone, Papua New Guinea // *Org. Geochem.*, 1997, v. 26, № 3, p. 155—173.
- Giovanni R., Michel C., Marie-Christine B., Christian M.** Boiling and fluid mixing in the chlorite zone of the Larderello geothermal system // *Chem. Geol.*, 1999, v. 154, p. 237—256.
- Hedenquist J.W., Reyes A.G., Simmons S.F., Taguchi S.** The thermal and geochemical structure of geothermal and epithermal systems: a framework for interpreting fluid inclusion data // *Eur. J. Miner.*, 1992, v. 4, p. 989—1015.
- Hunt J.M.** Petroleum geochemistry and geology. New York, W.H. Freeman and Company, 1996, 256 c.
- Jiao Y., Lu Z., Zhuang Z., Yang S.** Dynamical process and genesis of late Triassic sediment filling in Ordos basin // *J. China University of Geosciences*, 1997, v. 8, p. 45—48.
- Karlsen D.A., Nedkvitne T., Larter S.R., Bjorlukke K.** Hydrocarbon composition of authigenic inclusions: application to elucidation of petroleum reservoir filling history // *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1993, v. 57, p. 3641—3659.
- Li R., Parnell J.** In-situ microanalysis of petroleum fluid inclusions by TOF-SIMS as an indicator of evolving oil chemistry: a pilot study in the Bohai Basin, China // *J. Geochem. Explor.*, 2003, v. 78—79, p. 377—384.
- Li R., Xi S., Di L.** Oil/gas reservoiring phases determined through petrographic analysis of hydrocarbon inclusions in reservoirs: taking Longdong oilfield, Ordos basin, as an example // *Oil Gas Geol.*, 2006, v. 27, № 2, p. 194—199.
- Liu S., Yang S.** Upper Triassic-Jurassic sequence stratigraphy and its structural controls in the western Ordos basin, China // *Basin Res.*, 2000, v. 12, p. 1—18.
- Liu X., Xi S., Huang D.** Dynamic conditions of Mesozoic petroleum secondary migration, Ordos Basin // *Petroleum Exploration & Development*, 2008, v. 35, № 2, p. 143—147.
- Liu Y.T., Hu K., Cao J., Yang S.Y., Yan L.L., Wang K.** Fluid inclusion evidence for boiling process of petroleum fluid in the north Qaidam Basin (NW China) // *Goldschmidt Conference Abstracts*, 2006, p. A 368.
- McLinmans R.K.** The application of fluid inclusions to migration of oil and diagenesis in petroleum reservoirs // *Appl. Geochem.*, 1987, v. 2, p. 585—603.
- Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J.** Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // *AAPG Bull.*, 1985, v. 69, p. 1255—1268.
- Muchez P.H., Slobodnik M., Viaene W.A., Keppens E.** Geochemical constraints on the origin and migration of paleofluids at the northern margin of the Variscan foreland, southern Belgium // *Sediment. Geol.*, 1995, v. 96, p. 191—200.
- Newell K.D., Burruss R.C., Palacas J.G.** Thermal maturation and organic richness of potential petroleum source rocks in Proterozoic Rice Formation, North American Mid-Continent rift system, Northeastern Kansas // *AAPG Bull.*, 1993, v. 77, p. 1922—1941.
- Painter P.C., Snyder R.W., Starsinic M., Coleman M., Kuehn D.W., Davis A.** Concerning the application of FT-IR to the study of coal: a critical assessment of band assignments and the application of spectral analysis programs // *Appl. Spectrosc.*, 1981, v. 35, p. 475—485.
- Pironon J., Burren O.** Semi-quantitative FT-IR microanalysis limits: evidence from synthetic hydrocarbon fluid inclusions in sylvite // *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1990, v. 54, p. 509—518.
- Poros Zs., Mindszenty A., Molnar F., Pironon J., Gyori O., Ronchi P., Szekeres Z.** Imprints of hydrocarbon-bearing basinal fluids on a karst system: mineralogical and fluid inclusion studies from the Buda Hills, Hungary // *Int. J. Earth. Sci. (Geol. Rundsch.)*, 2011, doi 10.1007/s00531-011-0677-8.
- Rickers K., Luders V., Bleuett P.** Elemental partitioning in liquid-vapor fluid inclusion assemblages during sub-critical phase separation // *Goldschmidt Conference Abstracts*, 2006, p. A534.

Ritts B.D., Hanson A.D., Zinniker D., Moldwan J.M. Lower-Middle Jurassic nonmarine source rocks and petroleum systems of the northern Qaidam basin, northwest China // AAPG Bull., 1999, v. 83, p. 1980—2005.

Roedder E. Fluid inclusions. Reviews in mineralogy, Miner. Soc. Amer., 1984, v. 12, 644 p.

Rouxhet P.G., Robin P.L., Nicaise G. Characterization of kerogens and of their evolution by infrared spectroscopy // Kerogen. Insoluble organic matter from sedimentary rocks / Ed. B. Durand. Paris, Editions Technip, 1980, p. 163—190.

Shaun L.L.B., Stephen F.C., Stephen M.E., Michael K.G. Microchemical evidence for episodic growth of antitaxial veins during fracture-controlled fluid flow // Earth Planet. Sci. Lett., 2006, v. 250, p. 331—344.

Stoneley R. Fibrous calcite veins, overpressures, and primary oil migration // AAPG Bull., 1983, v. 67, p. 1427—1428.

Suchy V., Dobes P., Sykorova I., Machovic V., Stejskal M., Kroufek J., Chudoba J., Matejovsky L., Havelcova M., Matysova P. Oil-bearing inclusions in vein quartz and calcite and, bitumens in veins: testament to multiple phases of hydrocarbon migration in the Barrandian basin (lower Palaeozoic), Czech Republic // Mar. Petrol. Geol., 2010, v. 27, p. 285—297.

Suping M., Tianzhu L., Ming J., Yanqing X. Experiments on the primary migration of oil from source rocks // Chin. J. Geochem., 2007, v. 26, № 1, p. 66—71.

Yang M., Liu C., Zheng M., Lan C., Tang X. Sequence framework of two different kinds of margins and their response to tectonic activity during the middle-late Triassic, Ordos Basin // Science in China (Series D, Earth Sciences), 2007, v. 50, p. 203—216.

Vrolijk P. Tectonically driven fluid flow in the Kodiak accretionary complex, Alaska // Geology, 1987, v. 15, p. 466—469.

Wang H.D., Allen J., Philp R.P. An organic geochemical investigation of oils and source rocks from two Mesozoic formations of Shangganning basin, China // J. Southeast Asian Earth Sci., 1995, v. 11, p. 277—288.

Wang S.H., Griffith P.R. Resolution enhancement of reflectance IR spectra of coals by Fourier self-deconvolution, 1. C-H stretching and bending models // Fuel, 1985, v. 64, p. 229—236.

Xia Xinyu, Zhao Lin. Gas sources and mixing ratio of Ordovician weathering crust reservoir of central gasfield in Ordos basin // ACTA Sedimentologica Sinica, 1998, v. 16, № 3, p. 75—79.

Yongtai Y., Wei L., Long M. Tectonic and stratigraphic controls of hydrocarbon systems in the Ordos basin: a multicycle cratonic basin in central China // AAPG Bull., 2005, v. 89, p. 255—269.

Zhang W., Yang H., Li J., Ma J. Leading effect of high-class source rock of Chang 7 in Ordos basin on enrichment of low permeability oil-gas accumulation — hydrocarbon generation and expulsion mechanism // Petroleum Exploration & Development, 2006, v. 33, № 3, p. 289—293.

Zhang W., Yang H., Yang Y., Kong Q., Wu K. Petrology and element geochemistry and development environment of Yangchang Formation, Chang 7 high quality source rocks in Ordos Basin // Geochemica, 2008, v. 37, № 1, p. 59—64.

Zhao M., Behr H.J., Hans A. Thermal and tectonic history of the Ordos Basin, China; evidence from apatite fission track analysis, vitrinite reflectance, and K-Ar dating // AAPG Bull., 1996, v. 80, № 7, p. 1110—1134.

*Поступила в редакцию
17 февраля 2011 г.*