

ИССЛЕДОВАНИЕ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ШЕЛЬФОВОМ БАССЕЙНЕ ЗАГРОС
(Иран) ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ДИНАМИКИ ФЛЮИДОВ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВОГО ВОЗРАСТА

З. Шариятиния¹, М. Хажжи², С. Фейзния³, А.Х. Ализай⁴, Г. Леврессе⁵

¹ Dept. of Geosciences, University of Tehran, Tehran 141556455 Iran

² Australian Schools of Petroleum, University of Adelaide, Adelaide, SA 5005 Australia

³ College of Natural Resources, University of Tehran, Iran

⁴ Geological Survey of Pakistan St. 17/2, Gulistan-e-Jauhar, Karachi Pakistan

⁵ CGEO-UNAM, Campus Juriquilla, Querétaro 76230, México

Поле Кух-и Манд является поставщиком тяжелых углеводородов в прибрежном бассейне Загрос (Иран), залегающих в трещиноватых карбонатных породах, частично залеченных доломитовым, кальцитовым и ангидритовым цементом. Данные по коэффициенту отражения витринита из карбонатного коллектора указывают на низкий уровень зрелости нефти, соответствующий палеотемпературам порядка 50 °С. Наблюдаемый уровень зрелости ($< 0.5\% R_{\max}$) не превышает значений, типичных для простого преобразования нефти при захоронении и основанных на оценках обстановки осадконакопления. Включения нефти в кальцитовом и доломитовом цементе, заполняющем трещины, свидетельствуют о ключевой роли этих трещин в миграции нефти.

Температурные профили, построенные по имеющимся данным изучения флюидных включений, которые показали наличие нефти в доломите, кальците и ангидрите, характеризуются заметными вариациями температур гомогенизации (T_h). Флюидные включения (ФВ) из синтетонических кальцитовых жил гомогенизируются в интервале от 22 до 90 °С и показывают снижение солености от 22 до 18 мас. % NaCl-экв. При этом ФВ в ангидрите гомогенизируются при температуре менее 50 °С, что говорит о нагревании поровых флюидов и повышении их солености при захоронении вмещающей толщи. Диапазон T_h включений в кальцит-доломитовом цементе свидетельствует об изменении состава водных растворов. Таким образом, можно сделать вывод об отложении этого цемента из флюидов — нефтяных дериватов. Микротермометрические данные изучения ФВ позволяют предположить, что в продуктивном пласте накапливались тяжелая нефть и высококонцентрированные водные растворы, а также показывают, что в резервуаре при гидростатическом давлении присутствовала недосыщенная нефть.

Данные по T_h не подтверждают вертикальные перемещения горячих флюидов по разрезу, однако обширные латеральные перемещения флюидов, имеющие, вероятно, тектоническую природу, отвечали за дегидратацию в южной или западной частях залежи.

Диagenез, флюидное включение, тяжелая нефть, Иран.

HYDROCARBON MIGRATION IN THE ZAGROS BASIN (*offshore Iran*) FOR UNDERSTANDING
THE FLUID FLOW IN THE OLIGOCENE–MIOCENE CARBONATE RESERVOIRS

Z. Shariatnia, M. Haghghi, S. Feiznia, A.H. Alizai, and G.Levresse

Kuh-e Mond Field is a conventional heavy-oil resource in the Zagros Foreland Basin, Iran, produced from the fractured carbonates partially filled with dolomite, calcite, and anhydrite cement. Vitrinite reflectance data from carbonate reservoir suggest low-maturation levels corresponding to paleotemperatures as low as 50°C. The observed maturation level ($< 0.5\% R_{\max}$) does not exceed values for simple burial maturation based on the estimated burial history. Oil inclusions within fracture-filled calcite and dolomite cement indicate the key role of these fractures in oil migration.

Fluid inclusion temperature profiles constructed from the available data revealed the occurrence of petroleum in dolomite, calcite, and anhydrite and characterize the distinct variations in the homogenization temperatures (T_h). Fluid inclusions in syntectonic calcite veins homogenize between 22°C and 90°C, showing a salinity decrease from 22 to 18 eq. wt.% NaCl. Fluid inclusions in anhydrite homogenize at 50°C, showing that the pore

fluids became warmer and more saline during burial. The T_h range in calcite-dolomite cement depicts a change in water composition; therefore, we infer these cements precipitated from petroleum-derived fluids. The petroleum fluid inclusions microthermometry data suggest that the reservoir became filled with heavy black oils and high-salinity waters and indicate that undersaturated oil was present in a hydrostatically pressured reservoir.

The T_h data do not support vertical migration of hot fluids throughout the section, but extensive lateral fluid migration, most likely, drove tectonically dewatering in the south or west of the pool.

Diagenesis, fluid inclusion, heavy oil, Iran

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяное поле Кух-и Манд является известным месторождением тяжелой нефти, приуроченным к карбонатной приразломной фации формации Асмари, отложившейся в прибрежном бассейне Загрос [Alavi, 2004]. Коллекторские свойства формации Асмари улучшены благодаря развитию трещин и разломов, образовавшихся в разные тектонические эпизоды. В настоящее время распределение нефти кайнозойского возраста определяется слабопроявленной тектоникой и связностью карбонатных слоев посредством разломов. Месторождение имеет сложную трещинную структуру, что затрудняет его эксплуатацию и разработку.

Гипотетически латеральная миграция нефти в пористой среде с высокой проницаемостью по системам трещин обуславливается гидроразрывом материнских пород вследствие создаваемого ими высокого давления. Миграция снижается в направлении флангов месторождения, поэтому нефть аккумулируется в стратиграфических ловушках [Stocklin, 1968]. Для установления граничных условий такой миграции нам необходимо исследовать эволюцию химизма углеводородных флюидов в бассейне Загрос [Arlin et al., 1999; Bordenave, 2008]. Исходные параметры таких углеводородных флюидов, залегающих в олигоцен-миоценовых пластах, установить сложно, поскольку они испытали воздействие постакумуляционных процессов, например, имело место перераспределение нефтяных флюидов в нефтегазоносных системах [Bennett, Larter, 1997; Taylor et al., 1997; Larter et al., 2000]. Ранее составленный геохимический протокол [Arlin et al., 1999], использованный для установления значений палеотемператур, дает информацию о термальном режиме. Также можно оценить временные рамки и химизм процесса аккумуляции нефти, ее распределение и физические свойства. Это можно сделать путем создания модели флюидного потока для перспективного на нефть региона. В данной работе нефтяные включения используются для оценки максимальных температур захоронения, и по ним устанавливается тренд возрастания температур с глубиной, который совпадает с современным геотермальным градиентом. Нефтяные включения также подогревают дебаты о том, продолжался ли диagenез, особенно цементация, после накопления нефти в коллекторе.

Мы описываем температуры гомогенизации нефтяных флюидных включений и их эволюцию в разрезе от основания к кровле формации Асмари с целью исследования различных фаз миграции нефти и гидродинамики в пределах нефтяного поля.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ И ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА

Бассейн Загрос является богатой нефтяной провинцией в Юго-Западном Иране. Нефтяное поле Кух-и Манд фиксирует западную оконечность дуги Фарс и располагается в юго-западной части бассейна Загрос (рис. 1). Он представляет собой крупную антиклиналь длиной 90 км и шириной 16 км с высотой структуры приблизительно 2500 м.

Литологический состав и микрофациальный анализ формации Асмари (рис. 2—4) показывают, что осадочная толща отлагалась в тропических условиях в системе наклонных поверхностей на платформенном окончании прибрежного бассейна Загрос в раннеолигоценное-позднемиоценовое время [James, Wynd, 1965; Stocklin, 1968; Ricou, 1974; Kashfi, 1992; Motiei, 1993, 1995; Beydoun, 1998; Aqravi, 1998; Sepehr, Cosgrove, 2004].

Петрографическое изучение пород формации Асмари в пределах нефтяного поля Кух-и Манд показывает, что осадки отлагались в литоральной и сублиторальной фациях лагунных и мелководных обстановок ниже глубины волнового воздействия.

Трещинообразование в породах формации Асмари связывается с тектоническими событиями, происходившими в период развития бассейна Неотетис и продолжавшимися до образования нынешнего прибрежного бассейна Загрос. К позднему мелу бассейн сомкнулся вследствие субдукции Аравийской плиты под Иранскую плиту [Berberian, King, 1981; Beydoun, 1998]. Эта коллизия оставалась активной вплоть до позднего миоцена, при этом осадочная толща сминалась и подвергалась воздействию сил на нейтральную поверхность в форме комбинированного действия флексурного смещения и механизма

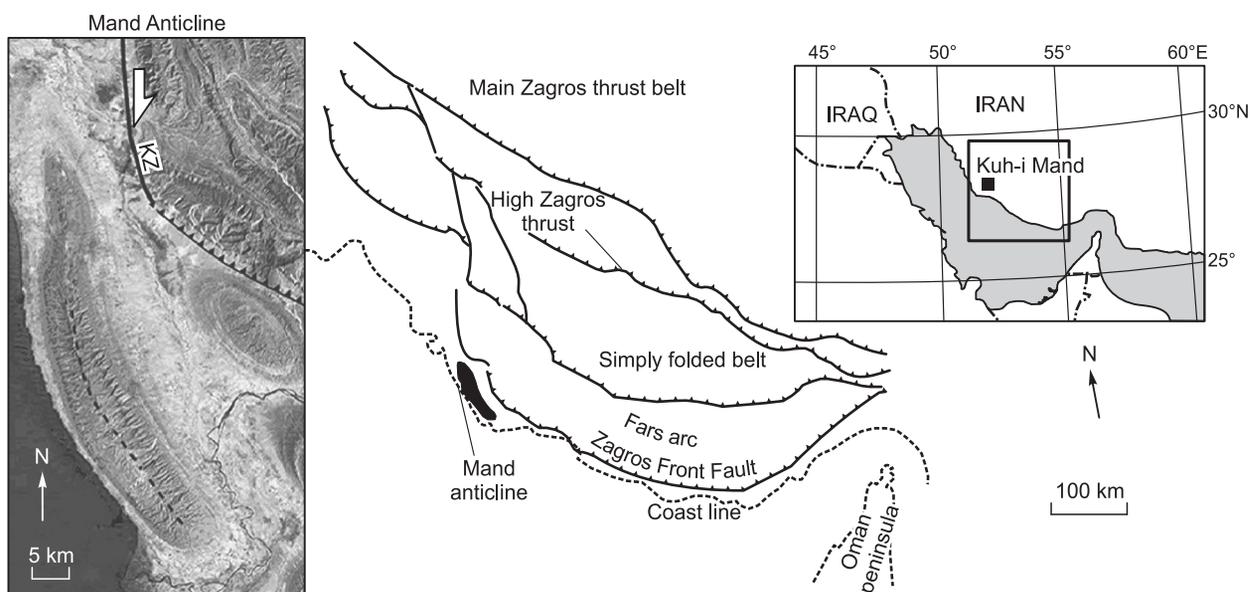


Рис. 1. Карта расположения залежей тяжелой нефти поля Кух-и Манд в бассейне Загрос (Иран).

Антиклиналь Манд представляет собой отделившуюся складчатую структуру. KZ — разлом Казерун, построено по данным [Aubourg et al., 2010].

нейтральной поверхности, которое привело к укорочению пояса складчатых надвигов Загрос. Это сокращение длины надвигового пояса Загрос также подтверждается геомагнитными данными. Параллельные слоистости укорочение в период раннего—среднего миоцена способствовало формированию складок отрыва в районе Кух-и Манд, которые развивались на фронте разлома Казерун [Kent, 1958, 1979; Falcon, 1967, 1969, 1974; Ricou, 1974; Colman-Sadd, 1978; Murriss, 1980; Berbrian, King, 1981; Al Laboun, 1986; Baker et al., 1993; Talbot, Alavi, 1996; Alsharhan, Nairn, 1997; Al-Husseini, 2000, 2008; Sepehr, 2001; Alavi, 2004; Nemati, Pezeshk, 2005; Aubourg et al., 2010].

Это тектоническое событие привело к образованию крупных, связанных между собой трещин, которые обусловили эффективную пористость и проницаемость толщи, являющихся важными факторами дренирования и накопления нефтяных флюидов в коллекторе [Colman-Saad, 1978; Bordenave, Burwood, 1990; Chilingarian et al., 1992; Ge, Garven, 1992; Lee, Williams, 2000; Sattarzadeh et al., 2000; Downey et al., 2001; Taberner et al., 2003; Bordenave, Hegre, 2005; Hansom, Lee, 2005; Nemati, Pezeshk, 2005; Bordenave, 2008; Vaziri-Moghaddam et al., 2010].

Отсутствие материнских пород в поле Кух-и Манд можно объяснить уровнем термальной зрелости пластов глинистых сланцев в районе (рис. 5). Диаграмма, построенная для нижнепалеозойского источника, показывает скорость вытеснения флюидов в синклинали к северу от поля Кух-и Манд, при этом большая часть флюидов вытеснилась до формирования нефтяной ловушки. Рис. 5 демонстрирует модель вытеснения нефти в антиклинали Кух-и Манд. Модель предусматривает три возможные раннепалеозойские нефтематеринские породы. Результаты термического анализа этих сланцевых формаций показывают, что они не включают фации вероятных материнских пород этого района [Bordenave, Hegre, 2005]. Ко времени отложения пород формации Асмари материнская порода раннепалеозойского возраста должна была достичь высокого уровня зрелости. При этом богатые органикой слои мелового возраста к этому времени оставались еще незрелыми. Результаты анализа показывают, что углеводороды бассейна Кух-и Манд, вероятно, имеют более сложную природу. Такой вывод также подтверждается в работе [Mamariani et al., 2000]. Авторы придерживаются концепции миграции нефти в латеральном направлении из юрских материнских пород нагорья Ханифа-Тувайг, широко развитых в районе Арабо-Персидского залива.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРОБЫ

В работе использованы шесть образцов из керна скважин, пробуренных в формации Асмари, нефтяное поле Кух-и Манд бассейна Загрос, а также шлифы, кернограммы, вырезанные штуфы, петрофизические анализы и результаты исследования флюидных включений. Таким образом, работа основана на изучении данных геологического разреза, проходящего через иранское нефтяное поле Кух-и Манд. Ре-

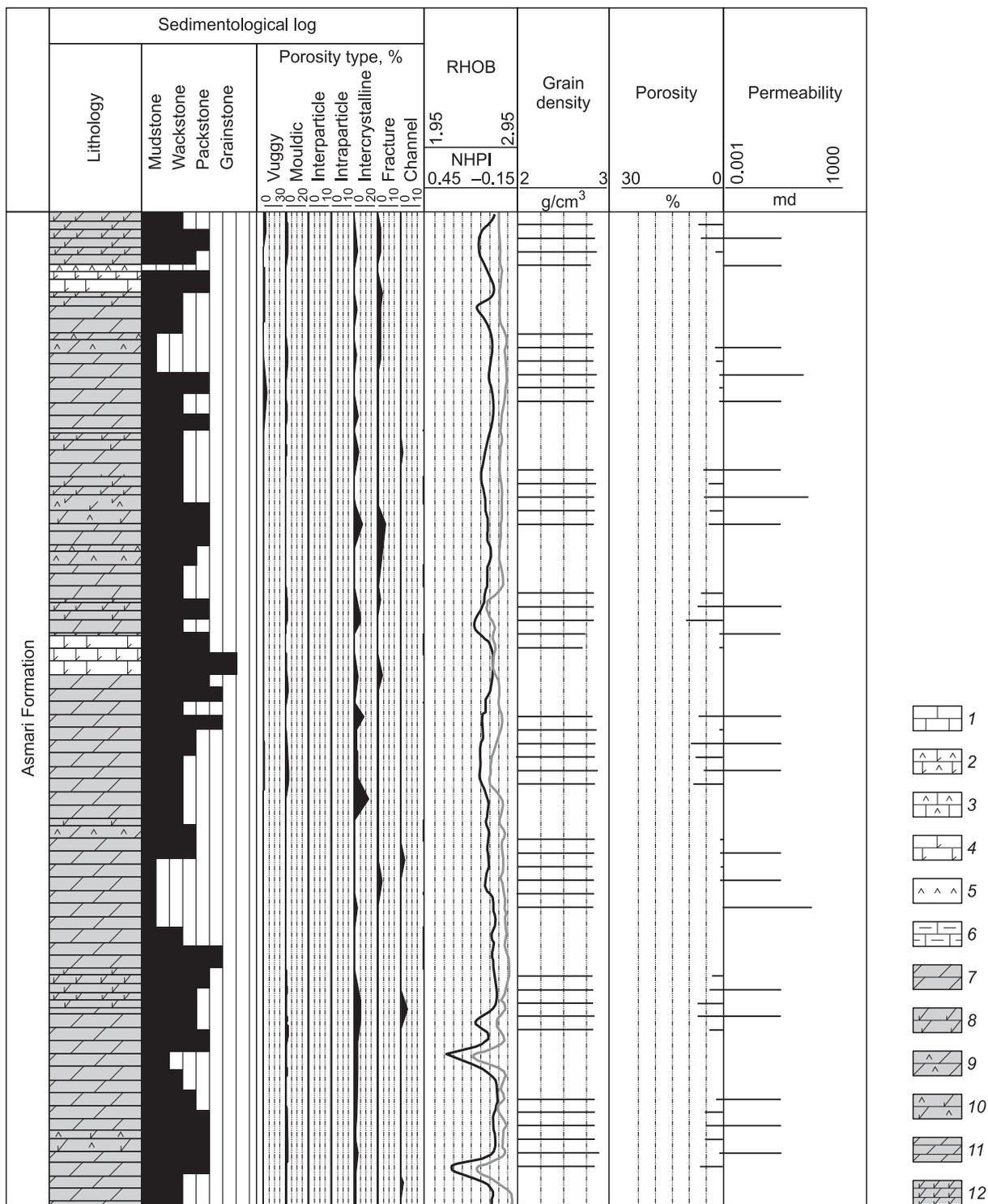


Рис. 2. Данные изучения керна бурения формации Асмари.

Представлены данные гамма-каротажа, плотности, а также седиментологические колонки и коллекторские свойства пород. Карнограммы показывают, что в доломитизированных интервалах преобладает межкристаллическая пористость. На основе интеграции седиментологических критериев и особенностей каротажных диаграмм карбонаты нефтяного поля Кух-и Манд подразделены на четыре осадочных комплекса. 1—4 — известняк: 2 — ангидрит-доломитовый, 3 — ангидритовый, 4 — доломитовый; 5 — ангидрит; 6 — мергель; 7—12 — доломит: 8 — известковый, 9 — ангидритовый; 10 — ангидрит-известковый, 11 — алевроитовый, 12 — алевроит-известковый.

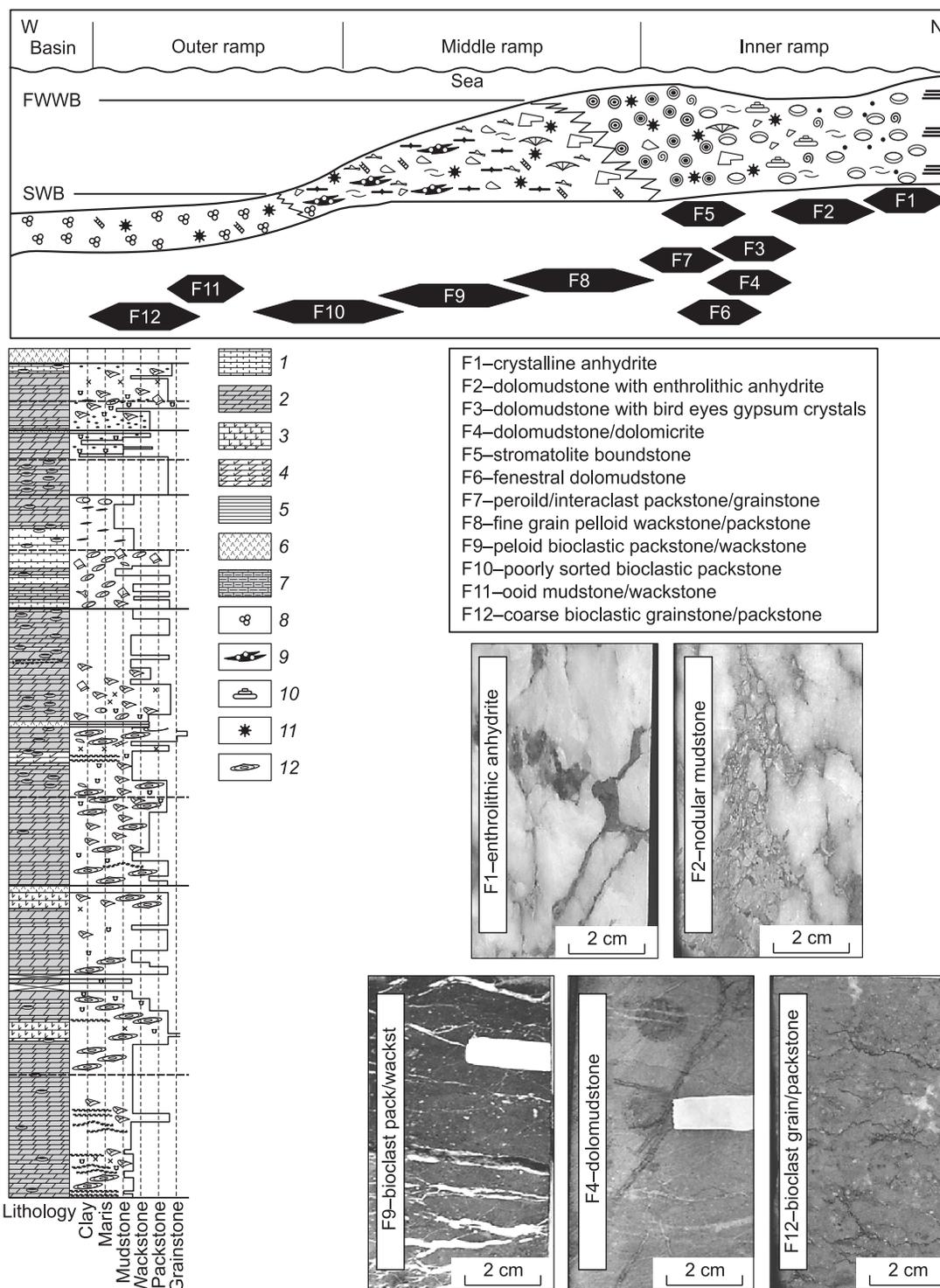


Рис. 3. Фациальная модель нефтяного поля Кух-и Манд, реконструированная для верхней карбонатной части разреза.

Для этого разреза выделены двенадцать фациальных типов, охватывающих обстановки от приливно-отливных до глубоководных. В пределах мелководной части этой карбонатной толщи можно выделить пять основных фациальных поясов. Вся область отложения однозначно находилась выше глубины волнового воздействия при хорошей погоде. Также приведена схематическая осадочно-фациальная модель, построенная по данным изучения бурового керна и шлифов горных пород, с изображением идеализированных слоев осадочных пород. В приливно-отливных и лагунных фациях была широко проявлена доломитизация, цементация пород ангидритом и образование его нодулей. 1 — известняк, 2 — доломитит, 3 — доломитизированный известняк, 4 — известковистый доломитит, 5 — сланец, 6 — ангидрит/гипс, 7 — глинистый известняк, 8 — планктонные фораминиферы, 9 — *Lepidocyclus*, 10 — *Rotalids*, 11 — эхиноиды (морские ежи), 12 — *Discocyclus*.

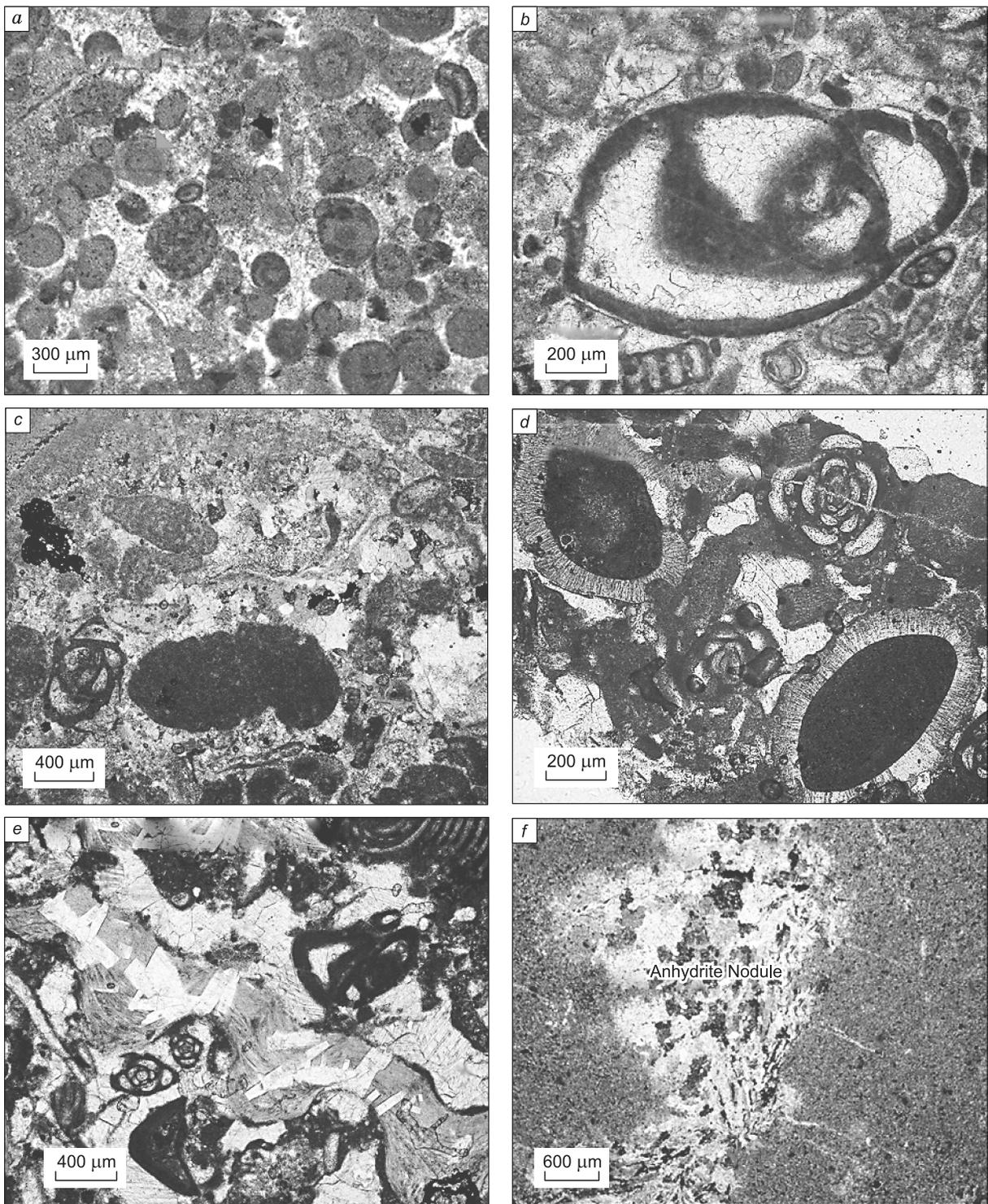


Рис. 4. Микрофотографии шести главных фациальных типов с указанием характерных обстановок осадконакопления.

- a* — F12 — ооидный биокластический зернистый известняк/пакстоун;
- b* — F11 — ооидный биокластический пакстоун/вакстоун;
- c* — F9 — пелоидный/биокластический пакстоун/вакстоун;
- d* — F8 — пелоидный милиолидный пакстоун/вакстоун;
- e* — F10 — пелоидный/обломочный пакстоун/грэйнстоун;
- f* — F2 — зернистый аргиллит.

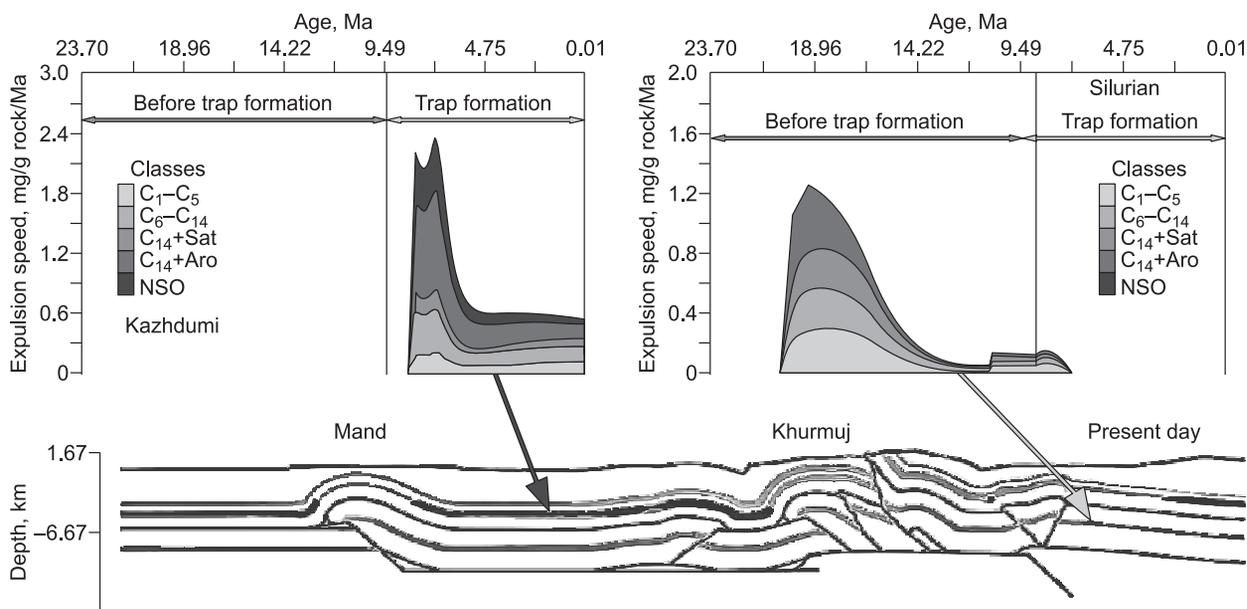


Рис. 5. Рассчитанное количество выделившихся углеводородов во внешней части бассейна Загрос, в разрезах области Манд—Хурмуи.

Два разреза в нижней части рисунка представляют скорость выделения нефти в двух временных интервалах истории существования бассейна Загрос. Учитывались три вероятных источника (раннепалеозойский, меловой Казуми и среднеэоценовый Пабде-Гурпи). После образования ловушек в формации Асмари раннепалеозойские материнские породы больше не выделяли нефть, из них выделилась большая часть нефти в позднеюрское время, использованы данные [Rudkiewicz et al., 2010].

зультаты изучения керн и шлифов использовались для определения петрофизических и структурных характеристик пород, позволяющих идентифицировать их фациальные типы и степень диагенетического изменения, причем особое внимание уделялось исследованию эволюции пористости пород.

Петрология

Было проведено петрологическое изучение 40 проб пород, отобранных из разных стратиграфических интервалов формации Асмари (см. рис. 1). Все шлифы изучали при помощи петрографического микроскопа Olympus VX-50 и проверяли на наличие углеводородсодержащих флюидных включений посредством облучения источником УФ-излучения. Шлифы подвергали травлению по методу Диксона [Dickson, 1966].

Зоны роста карбонатов изучали с помощью установки Citl с холодным катодом (CL), смонтированной на микроскопе Olympus VX-50. Напряжение ускорения электронного пучка составляло 15 кВ, при этом величина тока зонда составляла 500 мА.

Исследование флюидных включений

Исследованы двадцать пластинок с использованием эпифлуоресцентного микроскопа Olympus VX-50, оснащенного источником УФ-света (ртутная лампа, $\lambda = 365$ нм), фильтром U-MNU2 (полоса пропускания 360—370 нм) и длиннопроходным эмиссионным фильтром LP400 (> 400 нм), позволяющим выявлять флуоресцирующие нефтесодержащие флюидные включения.

Микротермометрические данные получены при помощи установки Linkam THMSG-600, смонтированной на петрографическом микроскопе Olympus VX-50, оснащенном сверхдлиннофокусными объективами с увеличением 40—100. Калибровка осуществлялась при низкой температуре с использованием природных нефтесодержащих флюидных включений Северного моря, а также чистых синтетических ФВ, содержащих C_7 и C_{15} . Низкотемпературные измерения выполнялись с точностью ± 0.1 °С. Соленость растворов рассчитана по измеренным температурам плавления с использованием уравнения [Bodnar, 1993].

Литология

Формация Асмари сравнивается с современными и древними аналогами, подробно описанными в имеющейся литературе, с целью оценки фациальных условий ее образования, а также ее коллекторских свойств. При этом учитывались размер зерен, тип осадка (ооиды, пелоиды, раковины и другие диагностические аллохемы), структуры, литология и текстуры осадочных пород, развитых в пределах месторождения нефтяного поля Кух-и Манд (см. рис. 3, 4). По этим характеристикам установлено пять фациальных ассоциаций, представляющих надлиторальные, литоральные, лагунные, мелководные и глубоководные обстановки (см. рис. 3). Фации F1—F8 отлагались в надлиторальных, литоральных и обстановках закрытых лагун и относятся к верхним и средним частям разреза формации Асмари, а F9—F12 (см. рис. 3) интерпретируются как осадки открытых лагун, мелководья и открытого моря.

В фациях F1—F3 первичный ангидрит встречается в виде петельчатых выделений (мелкоячеистая сетка) или в виде массивных и слоистых выделений. Вторичные типы представлены энтеролитовым ангидритом, плотным ангидритом и ангидритосодержащим доломитизированным аргиллитом. Первичный ангидрит имеет петельчатую структуру и встречается в средних и верхних частях разреза формации Асмари (см. рис. 2, 3, 6, а). В породах формации наиболее распространены энтеролитовые и нодулярные структуры, а различные фации представлены аргиллитами, ваккитами и зернистыми известняками. Вторичный диагенетический ангидрит более распространен по сравнению с первичным ангидритом и встречается как в виде нодулей, так и в качестве залечивающего материала трещин/пустот. В качестве современного аналога этих фаций в работах [Warren, Kendall, 1985; Warren, 2006] рассматриваются солончаковые пустыни. Некоторые авторы предлагают рассматривать ангидрит формации Асмари как образование эвапоритового бассейна, а не как продукт позднего диагенеза.

Фации F3 и F4 (см. рис. 3), представленные доломитовой литологией и аргиллитовой структурой, имеют массивную и гомогенную текстуру. Породы фации F3 отличаются от F4 присутствием ромбических кристаллов ангидрита и удлиненно-пластинчатых кристаллов гипса. Эти фации ассоциируют с F1 и F2 (см. рис. 3). Они не содержат признаков субаэральных обстановок и формировались в условиях ограниченной шельфовой лагуны. Современными аналогами этих фаций являются периферические приливно-отливные обстановки (особенно обстановки внутриприливных водоемов) [Tucker, Wright, 1990; Flugel, 2004].

Фация F5 (см. рис. 3), характеризующаяся тонко- или умеренно смятым горизонтальным напластованием перемежающихся кальцитолитовых прослоев и биокластических слоев осадков, является типичной фацией литоральных обстановок, описанных на примере современных приливно-отливных отмелей, например, Персидского залива или зал. Шарк [Shinn, 1983; Hardie, 1986; Lasemi, 1995; Steinhaff, Walker, 1996; Flugel, 2004; Aguilera-Franco, Hernandez-Romano, 2004].

Оконные доломитизированные аргиллиты (фация F6?, см. рис. 3) состоят из тонкозернистых микросталлических известняков, а фациальный тип относится к литоральным осадкам. Биокласты отсутствуют, а структуры с многочисленными отверстиями хорошо развиты. Последние являются типичными продуктами усыхания и расширения, наличия газовых пузырьков и утечек воздуха в периоды затопления либо могут образовываться в результате роющей деятельности червей или насекомых. В работе [Shinn, 1983] такие фации рассматривались в качестве индикаторов обстановок приливных зон, в которых воздух, захваченный между обломками осадочных пород неправильной формы, приводил к развитию структур «птичьего глаза».

Фация F7 (см. рис. 3) представлена породами с пелоидными/интракластовыми существенно-зернистыми структурами с сортировкой зерен и обычно массивными текстурами. Степень сортированности зерен от низкой до средней, материал зерен преимущественно пакстоун, но может варьировать от вакстоунов до грэйнстоунов. В некоторых образцах преобладающими нескелетными карбонатными зернами являются интракласты. Переслаивание пород этой фации с фациями открытых лагун служит индикатором отложения осадков в обстановке литоральной шельфовой лагуны.

В фациях F8 и F9 (см. рис. 3) обычны пелоиды. Компонентами этой фации являются бентосные фораминиферы с раковинами без отверстий (дентритины и милиолиды). Осадки этой фации отлагались в обстановке закрытой шельфовой лагуны. Обстановка закрытости подтверждается отсутствием или редкой встречаемостью нормальной морской биоты [Flugel, 2004].

Фация F10 (см. рис. 3) представлена плохо сортированными биокластами вакстоунов до пакстоунов (известняков или доломитов). Скелетные зерна содержат фрагменты бентосных фораминифер (милиолид, роталиид), эхиноид, обломков кораллов и раковин двустворок, которые свидетельствуют об осадкоотложении в обстановке открытой шельфовой лагуны.

Грубозернистый биокластовый известняк (F12, см. рис. 3), содержащий крупные биокласты вакк и грэйнстоунов, описан как представитель фации мелководной обстановки.

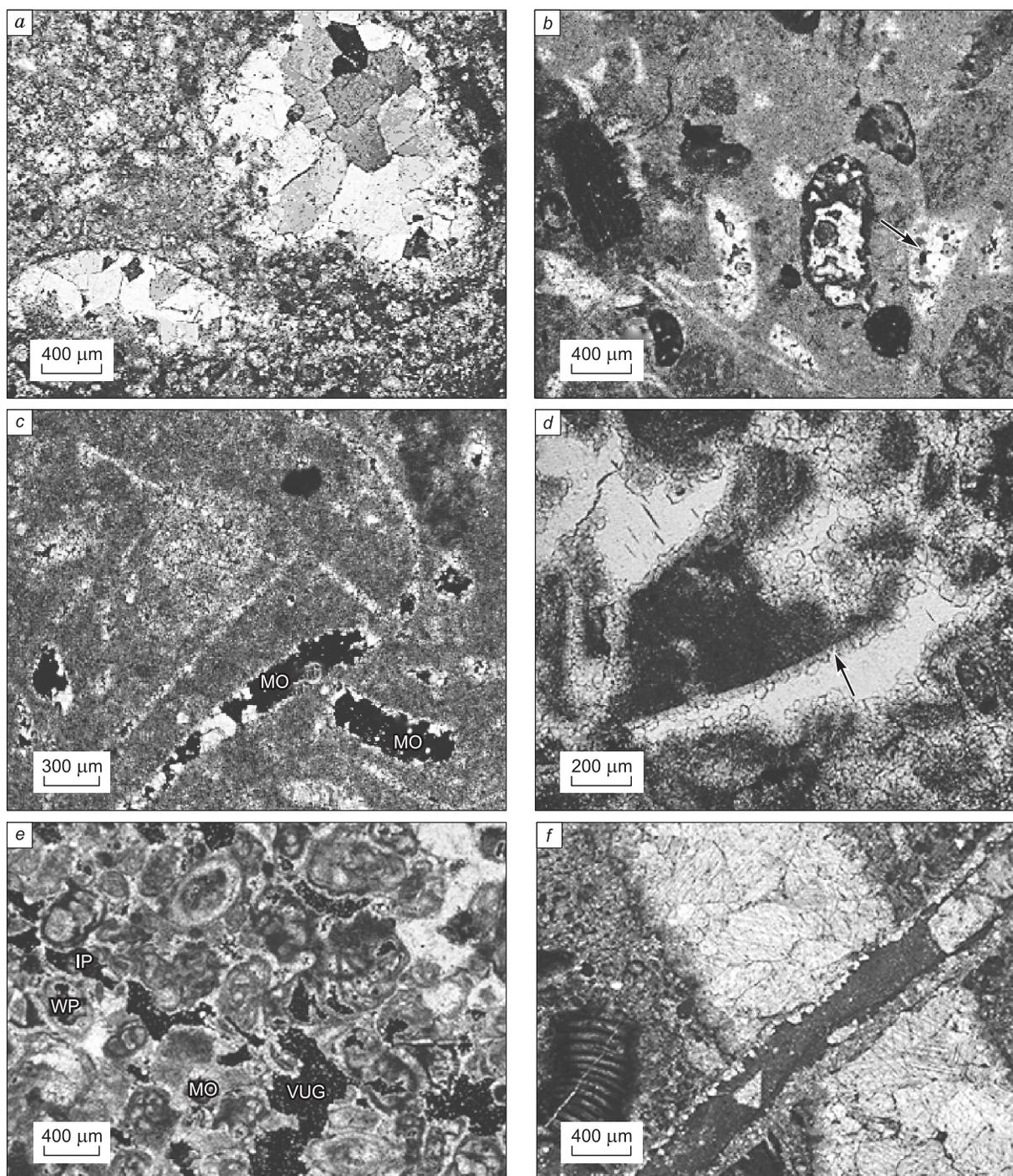


Рис. 6. Микрофотографии шлифов пород нижней части формации Асмари.

a — доломитизированный пакстоун с заполнением кальцитом полостей от ископаемых остатков с мелкосреднезернистыми кристаллами доломита, частично сохранившими исходную форму, значения T_h проанализированных флюидных включений в бахромятом кальците варьируют от 39 до 53 °С, водные включения, содержащиеся в шпатовидном кальците, гомогенизируются от 68 до 99 °С; *b* — полости от ископаемых остатков, залеченные зернистым мозаичным кальцитом; *c* — другая полость, частично залеченная равномерно-зернистым шпатовидным кальцитом; *d* — очень крупные зерна кальцита и окружающие их корки мелкозернистого мозаичного кальцита с равной мощностью (фото в проходящем свете), равномерно-зернистый кальцит содержит однофазное водное включение, свидетельствующее об его отложении при более низких температурах, включения из шпатовидного кальцитового цемента характеризуются значениями T_h от 45 до 75 °С, а значения T_h водных включений, наблюдаемых в перекристаллизованном крупнозернистом шпатовидном кальците (*c, d*) достигают 88 °С; *e, f* — скелетные кристаллы вакстоуна с пористостью 14,2 %, представляющие все основные типы пористости в формации Асмари.

Величины пористости и проницаемости

Главными типами эффективной открытой пористости для формации Асмари являются межзерновая и кавернозная. Распределение поровой системы неоднородно и зависит от вклада трещиноватости, каверн и каналов (см. рис. 6, *e, f*).

Величина измеренной пористости в доломикритах формации Асмари обычно низкая (5 %), но результаты скважинных исследований показывают значения эффективной пористости более 25 % и средние значения проницаемости более 100 мД (рис. 7). Такая высокая проницаемость связана с наличием кавернозной и межзерновой пористости, наблюдаемой в трещиноватых доломитизированных фациях, что подтверждают СЭМ-фотографии проанализированных образцов (рис. 8, *b*).

Более 60 % пористости пород изученного интервала приходится на долю диагенетической (вторичной) по происхождению пористости. Межзерновые (IP), поры выветривания (МО) и межкристаллические (IX) поры представляют наиболее распространенные типы пористости (см. рис. 6, *e, f*). Средние

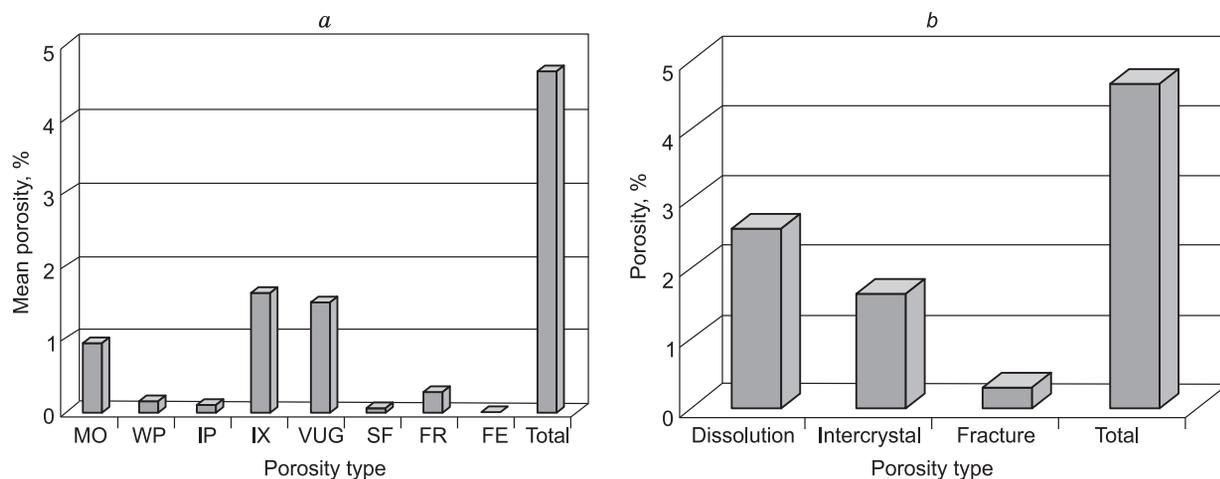


Рис. 7. Процентное соотношение всех основных типов пористости в формации Асмари (*a*); диаграмма, изображающая относительную роль геологических механизмов, существенно повышающих пористость пород всей формации Асмари (*b*).

На графике растворению отводится ведущая роль.

Типы пористости: МО — пористость отпечатков, WP — интракристиальная, IP — межзерновая, IX — межкристаллическая, VUG — кавернозная, SF — канальная, FR — трещинная, FE — дырчатая.

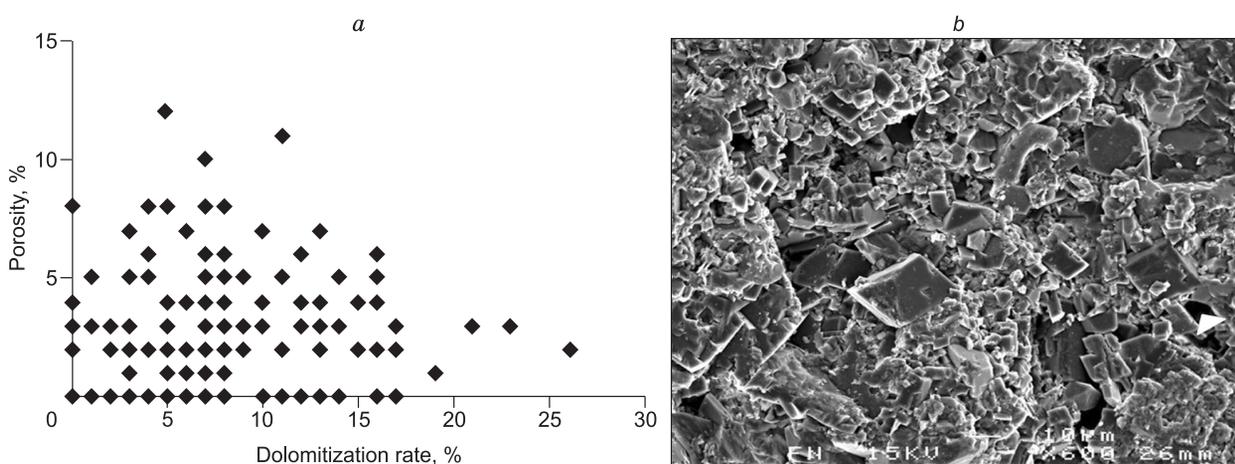


Рис. 8. Зависимость пористости породы от степени ее доломитизации (*a*); СЭМ-фотография, на которой видны грани кубических кристаллов доломита и новообразованная полость между кристаллами, возникшая в результате доломитизации матрикса породы с сохранением ее исходной структуры (*b*).

Максимальные размеры кристаллов доломита достигают 130 мкм.

значения пористости варьируют от 2.66 до 5.92 % в верхних частях разреза формации Асмари, представленных сильнодоломитизированными разностями (см. рис. 7). Поэтому породы характеризуются большим разбросом значений пористости и проницаемости, которые возрастают на участках с развитием межкристаллических пор (IX) в доломитизированных зонах.

Коллекторские свойства зависят от развития трещин, обусловивших более интенсивное протекание процесса растворения до химического изменения аллохем и нестабильных компонентов, и соединяющих участки с закрытой пористостью (см. рис. 6, *a, b, f*).

Наиболее распространенными типами первичной пористости является межзерновая, каверны от ископаемых остатков (внутригранулярная) и интеркристаллическая. Однако эти типы первичной пористости обычно видоизменяются даже на небольших глубинах захоронения осадков (см. рис. 6, *c*).

Петрографические наблюдения показали, что наиболее важным фактором развития пористости является процесс растворения (см. рис. 6, *b*). Последний признан ключевым фактором, определяющим коллекторские свойства всей формации Асмари [Al-Aasm, Lu, 1994; Durocher, Al-Aasm, 1997]. Результаты подсчета встречаемости пор разных типов показали, что в породах коллектора можно выделить восемь преобладающих типов пор. Относительная распространенность этих типов пор представлена на рис. 7. Поры наиболее распространенных типов (выветривания и растворения, составляющие до 60 % всех пор) в породах коллектора образовались в результате растворения нестабильных компонентов пород. Предыдущие исследования показали, что поры выветривания увеличивают пористость, но оказывают незначительное влияние на проницаемость (рис. 9). Однако сочетание пор этих типов с межчастичными пустотами (фашии мелководья) и сочлененными пустотами (например, трещинами) повышает коллекторские свойства пород. Данная работа показывает, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы со структурами грэйнстоунов/пакстоунов с высокой выветрелой и межзерновой пористостью, а также доломитизированные известняки. Близповерхностные процессы выщелачивания

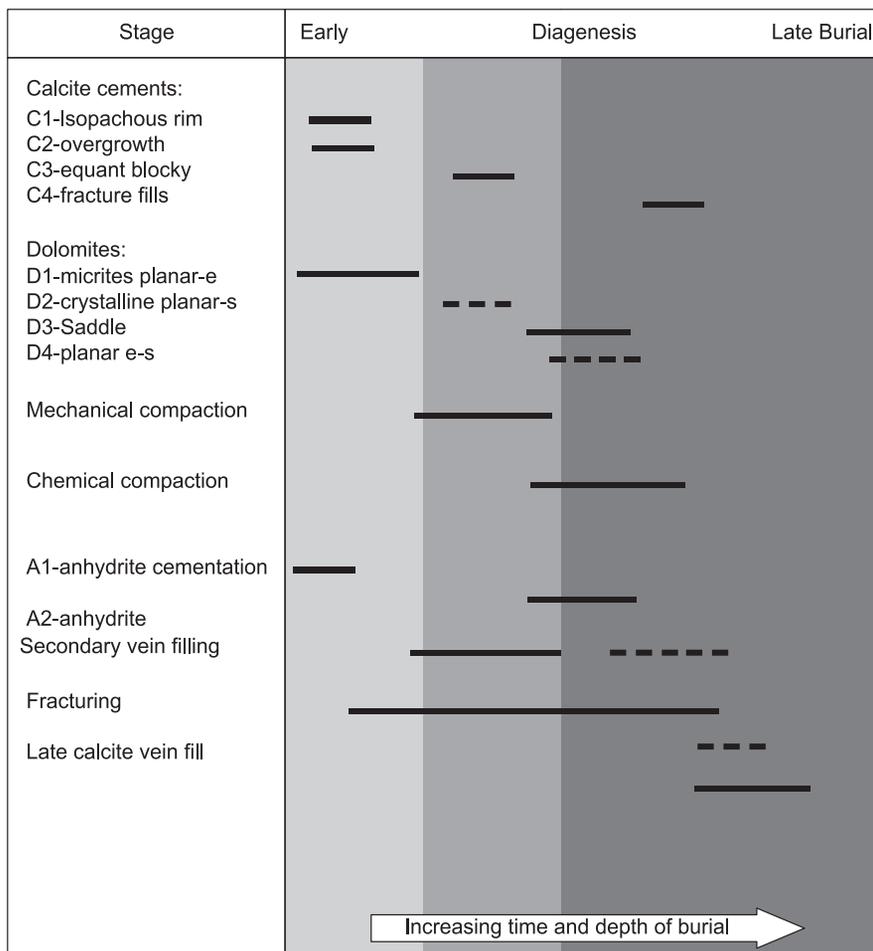


Рис. 9. Последовательность диагенетических преобразований карбонатов формации Асмари.

Диагенетические обстановки и относительное время их существования базируются на петрографических и геохимических соотношениях.

связаны в основном с интервалами развития известняков (зернистые фации открытого моря), поскольку ранние доломитизированные осадки являются более устойчивыми в близповерхностных условиях по сравнению с известняками. Текстуриозбирательное растворение во время метеорного диагенеза привело к образованию пор растворения (см. рис. 9).

Диагенетические парагенезисы

Цементация кальцитом. В изученных шлифах цементация кальцитом имеет ограниченное значение. Выделены четыре типа нежелезистого кальцитового цемента (C1—C4) от ранней к поздней стадии диагенеза (табл. 1, см. рис. 9): 1 — пластинчатые, призматические кристаллы кальцита с каймой равной толщины (C1, см. рис. 6, *d*, 9); 2 — кристаллы кальцита с каймой синтаксиального прорастания (C2, см. рис. 6, *e*); 3 — изометричные кристаллы кальцита (C3, см. рис. 6, *b*) и 4 — массивный кальцитовый цемент (C4). На основании морфологических признаков цемент первых двух генераций (C1 и C2) интерпретируется как продукт ранних стадий диагенеза, образовавшийся в морской фреатической обстановке, а кальцитовый цемент остальных типов сформировался на стадиях более глубинного захоронения осадков. Цемент из пластинчатых и призматических кристаллов кальцита с каймой равной толщины (C1) окружает ооиды и пелоиды фаций зернистого известняка. В этих фациях свободный от включений цемент синтаксиального прорастания (C2) встречается в обломках криноидей. Часть кальцитового цемента замещается доломитом и вторичным ангидритом. Кальцитовый цемент типов C3 и C4 широко распространен и встречается в основном в виде изометричных скоплений и друз, выстилающих полости и трещины (см. табл. 1, рис. 9).

Доломитизация. Начальная стадия диагенеза характеризуется цементацией пор выветривания, полостей (см. рис. 6, *e*) и трещин (см. рис. 6, *f*), фаций зернистого известняка пойкилотопным и межзерновым цементом, залечиванием изометричных/шестоватых полостей ископаемых остатков (см. рис. 6, *b*, *d*), а также доломитизацией, более интенсивно проявленной на верхних горизонтах формации Асмари. Кроме того, изменение структуры пород в ходе диагенеза сопряжено с изменением величины пористости карбонатных пород, которое в значительной мере зависит от химического взаимодействия вода—порода [Moore, 2001; Machel, 2005].

Доломитизация особенно развита в породах средних и верхних частей формации Асмари. Доломиты встречаются в двух различных формах: доломитизация с сохранением исходной структуры породы, избирательная доломитизация или доломитизация с частичным нарушением исходной структуры. Эти две различные формы доломитового неоморфизма представлены кристаллами доломита с сохранением исходной формы, являющимися продуктами растворения матрицы породы и вторичного отложе-

Таблица 1. Петрографические характеристики главных диагенетических фаз формации Асмари

Фаза	Структура	Форма кристаллов	Размер кристаллов, мкм	Цвет	Другие характеристики
C1	Равномерно-зернистая кайма	Пластинчато-призматическая	< 20—30	Нет	Окружает ооиды и пелоиды
C2	Синтаксиальное прорастание	—	Очень переменчивый	»	Окружает криноидеи, не содержит включений
C3	Массивная	Равномерно-зернистая	< 100—200	Бледно-красный	Нежелезистый, заполняет полости и трещины
C4	Друзовидная	»	> 200	»	Заполняет трещины
A1	Мелкоячеистая и нодулярная	—	—	Нет	В первичных осадках, встречается в аргиллитовой и ваккитовой фациях
A2	Нодулярная и в структурах замещения	Брусковидная	До 1 мм	»	Вторичное замещение и выполнение полостей
D1	Микродolerитовая	Планарная-е	6—12	»	Нежелезистый, сосуществует с первичным ангидритом в литоральных фациях
D2	Микросреднекристаллический матрикс	Планарная-s	20—60	Бесцветный до бледно-красного	Встречается преимущественно в фациях зернистого известняка
D3	Седловидная	Волнистое погасание	200—300	Бледно-красный	Богатые включениями ядра и свободные от включений краевые части
D4	Зональный доломит	Планарная-е до планарной-s	80—250	От бледно- до ярко-красной	Богатые включениями ядерные части зерен

Примечание. C1—C4 — кальцит, A1, A2 — ангидрит, D1—D4 — доломит.

ния. Большинство исследователей признают значение диагенетической доломитизации в развитии неоднородности коллекторов и ее влияние на эволюцию коллекторских свойств пластов [Machel, 2004, 2005]. Доломитовые интервалы в пластах-коллекторах имеют большую проницаемость по сравнению с толщами известняков и ангидритов (см. рис. 8, 9). СЭМ-фото (см. рис. 8, *b*) показывают межкристаллические полости в доломите (см. рис. 8, *b*).

Источником магния в поровых водах осадочных бассейнов могут служить рассолы, источник которых залегает вблизи области развития эвапоритов формации Гачсаран [Kent, 1979; Sepehr, 2001; Taberner et al., 2003; Bahadogi et al., 2011]. Тонкозернистый доломит, образовавшийся на ранней стадии, может растворяться на глубине и перекристаллизовываться в грубозернистый доломит [Warren, 2000].

Ангидрит. Ангидритовая зона охватывает верхние интервалы карбонатного продуктивного пласта. Однако ангидрит присутствует в различных формах диагенетических структур. Степень диагенетической доломитизации и количество ангидритового цемента возрастают к верхним горизонтам формации Асмари, для них менее характерны обстановки открытого моря. Ангидрит — главный фактор закупорки путей миграции углеводородов в пластах-коллекторах, поэтому является наиболее важным с петрофизической точки зрения [Lucia et al., 2004]. Сам по себе ангидрит редко бывает пористым, а его наличие повышает плотность материнской породы пласта примерно на 10 отн. % и забивает пористость. Поэтому запасы залежи были недооценены примерно на 10 %. Ангидрит в изученном коллекторе встречается в виде энтеролитовой разности, которая может рассматриваться как принадлежащая фациям F1 и F2 (см. рис. 3). Обычно эти микрофации сложены ангидритом/гипсом, имеющим либо желваковую (пелльчатую) структуру, либо массивную и слоистую [Warren, Kendall, 1985; Warren, 2006] (см. рис. 3). Замещающий желваковый и пойкилотопный ангидрит оказывает незначительное влияние на пористость и проницаемость пород (см. рис. 2, 6, *a*). Даже незначительные количества ангидрита повышают коллекторские свойства материнских пород.

МИКРОТЕРМОМЕТРИЯ

Исследование флюидных включений проводилось по образцам, отобранным из нижних, средних и верхних горизонтов формации Асмари. Результаты микротермометрического изучения флюидных включений представлены на рис. 10, 11, табл. 2. Для каждой установленной парагенетической ассоциации для изучения флюидных включений были изготовлены отдельные пластинки: доломита (крупные шестоватые кристаллы кальцита, выполнение жил), кальцита (шестоватые кристаллы, выполнение жил, пустоты ископаемых остатков) и ангидрита (см. рис. 6, *a*, минеральные парагенезисы). Кроме того, особое внимание уделялось отбору бездефектных кристаллов, не имеющих видимых следов деформации. Все отобранные для изучения ассоциации флюидных включений разделялись на первичные флюидные включения, изолированные или локализованные по зонам роста, а также на псевдвторичные и вторичные флюидные включения, захваченные по плоскостям трещин и спайности.

Для нижней части формации было изучено сорок пластинок. В минеральном составе изученных пластинок преобладали грубокристаллический доломит, доломит выполнения жил и поздний кальцит выполнения жил. В данной работе изучению вторичных флюидных включений особого внимания не уделялось.

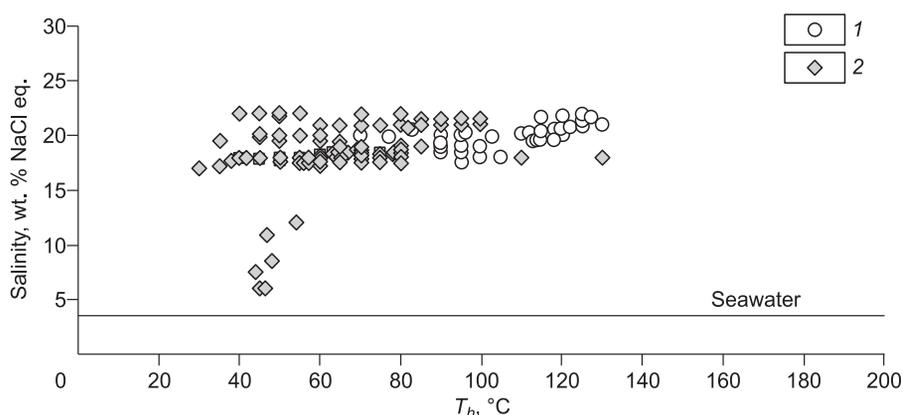


Рис. 10. Распределение температур гомогенизации водных включений, захваченных в доломитовом, кальцитовом и ангидритовом цементе (формация Асмари).

1 — доломит, 2 — кальцит.

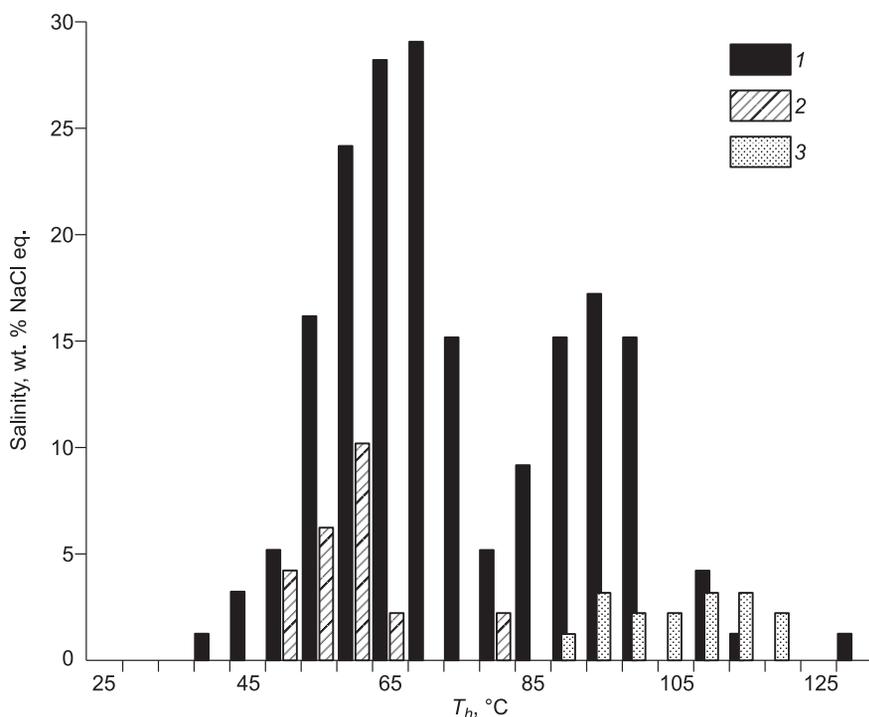


Рис. 11. Температуры гомогенизации относительно рассчитанной солености флюидных включений, захваченных в доломитовом, кальцитовом и ангидритовом цементе (формация Асмари).

1 — кальцит, 2 — ангидрит, 3 — доломит.

Равномерно-зернистый/полосчатый кальцитовый цемент. С помощью оптического микроскопа видно, что кристаллы кальцита содержат в основном первичные нефтяные и водные включения, находящиеся в равномерно-зернистом и полосчатом цементе и перемежающиеся с углеводородными первичными включениями в том же цементе. Размеры первичных включений нефти обычно варьируют от 5 до 15 мкм. Эти включения двухфазные, жидкая фаза представлена полупрозрачным флюидом желтого цвета (рис. 12). При УФ-облучении органические жидкости во включениях флуоресцируют в ярком светло-голубом до белого. Некоторые включения содержат незначительную долю воды в жидкой УВ фазе. Первичные нефтяные включения ($n = 11$) гомогенизируются от 28 до 58 °С.

Размеры первичных водных включений обычно варьируют от 5 до 10 мкм в поперечнике. Эти включения двухфазовые, полупрозрачные. Температуры гомогенизации водных включений ($n = 5$) из одной зоны роста кристалла варьируют от 38.8 до 53.3 °С (см. рис. 10). Ранний равномерно-зернистый кальцитовый цемент (С1) отлагался при температурах выше 35 °С в присутствии водных растворов умеренно высокой солености (~ 22 мас. %).

Кальцитовый цемент выполнения полостей ископаемых остатков. Под микроскопом кристаллы кальцита содержат в основном первичные нефтяные и водные включения, находящиеся в зернистом цементе заполнения отпечатков и перемежающиеся с углеводородными первичными включениями. Первичные нефтяные включения широко распространены, их диаметр варьирует в интервале 5—15 мкм. Они представлены преимущественно двухфазовыми газовой-жидкими включениями, жидкая фаза которых состоит из полупрозрачного бесцветного до коричневатого флюида. Наиболее часто встречающиеся флюидные включения имеют форму отрицательного кристалла, но также попадаются включения неправильной формы. Иногда в некоторых включениях присутствуют угловатые по форме частицы твердого вещества, вероятно, твердого битума, что указывает на их захват в твердом состоянии, а не на образование из жидкой фазы после захвата. При длинноволновом УФ-облучении органические жидкости во включениях флуоресцируют в ярко светло-голубом до белого цвете. Некоторые включения содержат незначительную долю воды в жидкой УВ фазе. Первичные нефтяные включения в кальцитах ($n = 17$) имеют T_h , варьирующую от 40 до 73 °С, с модой, равной 64 °С, и при УФ-облучении светятся в желтом цвете (см. рис. 12).

Исследованные вторичные нефтяные включения имеют диаметр 10—15 мкм и содержат двухфазовую жидкую фазу, представленную флюидом желтого цвета. Чаще всего они имеют неправильную

Таблица 2.

**Данные изучения флюидных включений в доломитах и ангидритах,
слои ангидрита из формации Асмари**

Вмещающий материал	Содержимое и тип включения	T_f , °C	$\mu = \sum x_i \cdot n/N$ °C	n	Соленость, % NaCl-экв.
Равномерно-зернистый кальцит	Первичные нефтяные	28—58	52	11	—
	Первичные водные	38.8—53.3	43	5	19.1—20, средняя 19.8
Полости от ископаемых остатков, залеченные кальцитом	Первичные нефтяные	40—73	64	17	—
	Вторичные нефтяные	40—70	51	21	—
	Вторичные нефтяные (флуоресцирующие в желтом цвете)	44.7—64.9	53.6	20	—
	Вторичные нефтяные (светящиеся голубым цветом под УФ-излучением)	39.2—78	48	23	—
	Первичные водные	52.3—68.7—76.9— 88—98—125.2	103.2	94	19
	Вторичные водные	45—73	47	20	6.4—18, средняя 14
Цемент доломитовых каемок	Первичные нефтяные	32—67.7	57.5	20	—
	Первичные водные	71—116; 86—117	90.5	14	19.3—20.5 18.8—20.5, средняя 19.5
	Вторичные водные	41—64	58	11	19.1
Жилы шпатовидного кальцита	Первичные нефтяные	32.3—67.7	57.2	40	—
	Вторичные нефтяные	20—28—53	32	10	—
	Первичные водные	38—44—45—53— 75—83	62.9	25	18.1—20.0, средняя 20.5
	Первичные водные (более крупные кристаллы кальцита)	69—91	77	25	17.2—17.8
Доломитовые жилы/ залечивание трещин	Первичные нефтяные	67.7—124.1	106	29	—
	Вторичные нефтяные	65—104	85	20	—
	Первичные водные	87.6—104.6	94	100	17.7—19.3, средняя 18.6
	Вторичные водные	102—125	119	36	19.8—21.3, средняя 20.4
Лейсты ангидрита	Первичные водные	47—59—70	53	30	17.3
	Первичные нефтяные	16—20—46	32	29	—
Выполнение жил поздним кальцитом	Первичные нефтяные < 75 °C	50—58	54	10	—
	Первичные нефтяные > 75 °C	110—130	125	9	—
	Вторичные нефтяные	48—112	66	60	—
	Первичные водные	52—76—83	69.5	12	18—20, средняя 19
	»	50.0—68.8	61	24	17.7—18.4, средняя 18
	»	106—109	107	3	18.9
Залечивание жил ангидритом	Вторичные водные	70—90	77	14	17.2—17.8, средняя 17.6
	Первичные нефтяные	41—50	43	6	—
	Вторичные нефтяные	39—45	39	5	—
	Первичные водные	45—55	50	3	17

Примечание. μ — максимальное гауссово распределение, n — количество включений.

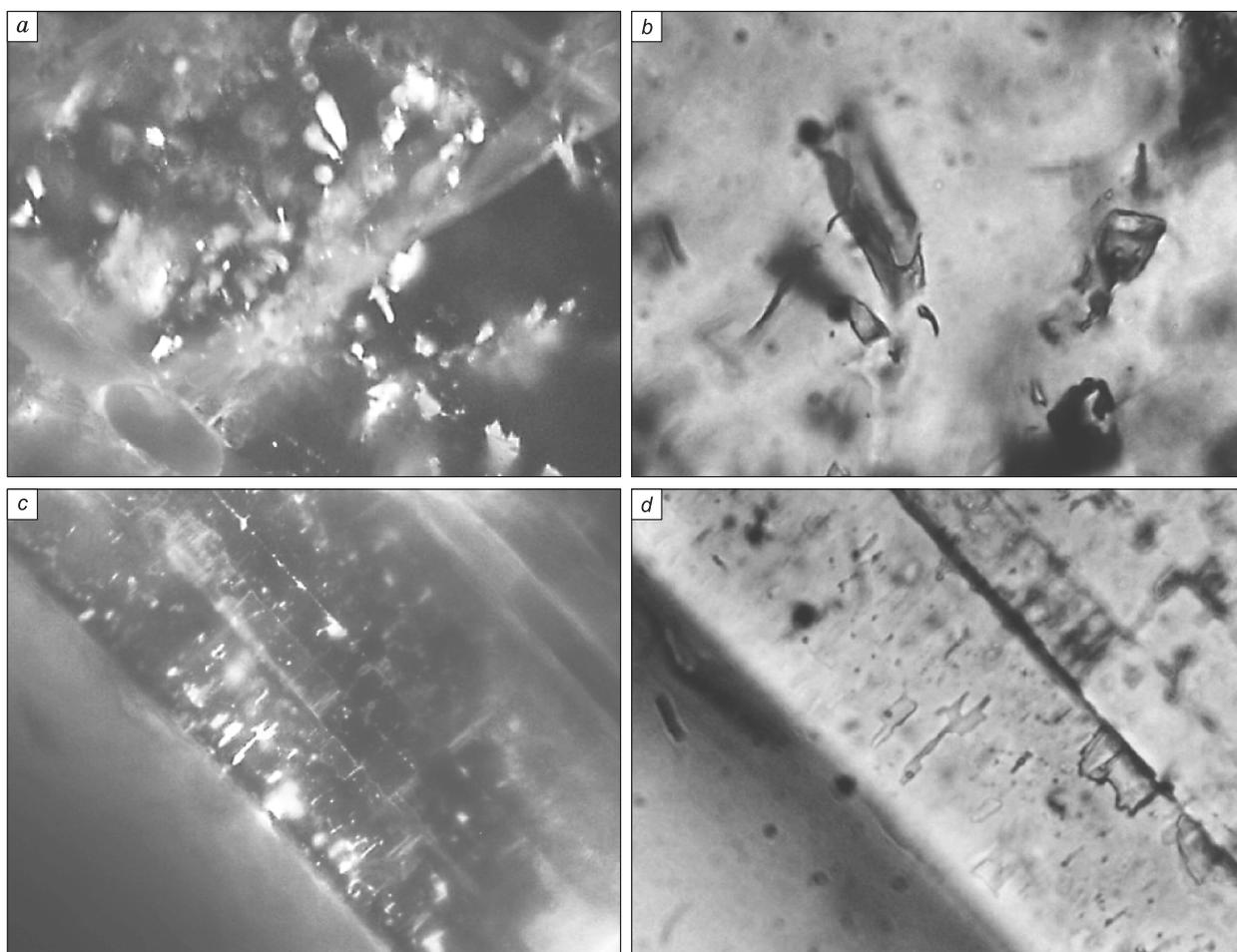


Рис. 12. Микрофотографии водных и нефтяных включений в двусторонне полированных пластинках.

a — первичные нефтяные включения в кальцитовом цементе жильного выполнения, флуоресцирующие в желтом цвете при УФ-облучении (размер поля зрения по длинной оси 300 мкм); *b* — первичные двухфазные водные включения в кальците, заполняющем полость ископаемого остатка, в проходящем свете (ширина поля зрения 150 мкм); *c* — первичные нефтяные включения в жильном кальците, флуоресцирующие в желтом цвете при УФ-облучении (размер поля зрения 150 мкм); *d* — первичное двухфазное включение в кальците в проходящем свете (ширина поля зрения 150 мкм).

форму. Их размеры обычно варьируют от 10 до 15 мкм. При УФ-облучении вторичные нефтяные включения флуоресцируют в голубом до желтого цвете, но с меньшей интенсивностью, чем первичные включения. Четкая закономерность в распределении цветов флуоресценции, по-видимому, отсутствует. Для вторичных нефтяных включений ($n = 20$), флуоресцирующих в желтом цвете, установлены T_h в интервале от 44.7 до 64.9 °С с четко определенным максимумом гауссового (нормального) распределения приблизительно 53.6 °С. Вторая группа включений с синим цветом флуоресценции при УФ-облучении ($n = 23$) гомогенизировалась от 39.2 до 78 °С. Для температур гомогенизации этой группы включений установлена мода, равная 48 °С (см. табл. 2).

Размеры первичных водных включений обычно варьируют от 5 до 20 мкм. Все эти включения двухфазные. Захваченные или дочерние твердые фазы не наблюдаются. Наиболее часто встречающиеся флюидные включения имеют форму отрицательного кристалла, но также наблюдаются разновидности неправильной формы. T_h первичных водных включений ($n = 94$) варьирует от 52.3 до 125.2 °С с установленной модой 86.4 °С и отчетливым максимумом гауссового распределения, равным приблизительно 103.2 °С. Температура плавления льда меняется от -6 до -15 °С, что соответствует умеренно высокой солености — около 19 мас. % NaCl-экв. (см. рис. 11).

Грубокристаллический доломитовый цемент каемок. Первичные нефтяные включения локализируются в наружных частях доломитовых каемок (см. рис. 12). Это двухфазовые включения с крупными газовыми пузырьками, которые при нагревании гомогенизируются в жидкую фазу. Они также различа-

ются по размерам и иногда содержат газовый пузырек, движущийся при комнатной температуре. Их размеры обычно варьируют от нескольких десятков до нескольких сотен микрометров. Многие из этих включений являются двухфазными и состоят из жидкой фазы, представленной полупрозрачным флюидом голубого до желтого цвета, и газовой (см. рис. 12). При УФ-облучении органическая жидкость во включениях флуоресцирует в ярко светло-голубом до белого цвете. Некоторые включения содержат незначительную долю воды в жидкой УВ фазе. Наличие бурых пятен нефти на границе цемента, заполняющего трещины, является результатом пропитки породы цементом после миграции нефти. Первичные нефтяные включения ($n = 20$) гомогенизируются при температурах от 32 до 67.7 °С (см. табл. 2).

Первичные водные включения ($n = 14$) краевых частей грубозернистого доломитового цемента (долошпаты), выстраивающиеся в цепочки поперек полостей и трещин, гомогенизируются от 71 до 116 °С, а также от 86 до 117 °С с отчетливым максимумом гауссового распределения, равным приблизительно 90.5 °С (см. табл. 2). Соответствующие солёности варьируют от 19.3 до 20.5 мас. % NaCl-экв. и от 18.8 до 20.1 мас. % в NaCl-экв.

Вторичные водные флюидные включения имеют неправильную форму и крупнее первичных включений. Температуры гомогенизации ($n = 11$) меняются от 41 до 64 °С, имеют четкий максимум гауссового распределения приблизительно 58 °С, а рассчитанная солёность водного раствора равна 19.1 мас. % NaCl-экв.

Цемент жил, сложенных шестоватыми кристаллами кальцита. Первичные нефтяные включения обнаружены в цементе заполнения кальцитовых жил, хотя содержимое включений при нагревании не гомогенизировалось. Вторичные нефтяные включения встречаются как в крупных, так и в более мелких кристаллах шестоватого кальцита, цементирующих жилы/трещины, и обычно имеют размеры в поперечнике от 10 до 25 мкм. Эти включения являются двухфазными, при УФ-облучении жидкая фаза имеет бурю окраску меньшей интенсивности по сравнению с первичными включениями. Температуры гомогенизации первичных нефтяных включений, локализованных в более крупных кристаллах, показывают широкий спектр ($n = 40$) и варьируют от 32 до 68 °С. Для температур гомогенизации этой группы включений установлена мода, равная 57.8 °С (см. табл. 2). Температуры гомогенизации вторичных нефтяных включений ($n = 10$), расположенных в более мелких кристаллах, варьируют от 20 до 53 °С, значение моды равно 32 °С (см. табл. 2). По данным изучения первичных водных флюидных включений ($n = 25$) в шестоватом кальците T_h варьируют от 44.2 до 74.7 °С и имеют четко выраженный максимум нормального распределения, равный приблизительно 62.9 °С.

Первичным водным включениям, найденным в грубешестоватом кальците заполнения трещин ($n = 25$), свойственны T_h от 69 до 91 °С и хорошо выраженный максимум нормального распределения примерно 77 °С, рассчитанная величина солёности варьирует от 17.2 до 17.8 мас. % NaCl-экв. Большинство первичных нефтяных включений гомогенизируется от 51 до 56 °С, за исключением двух включений, для которых T_h равны 110 и 130 °С (см. табл. 2). Для первичных водных включений типичны существенно более высокие температуры гомогенизации по сравнению с вторичными включениями нефти (от 32 до 68 °С).

Грубешестоватый кальцит цемента заполнения жил/трещин образовался позже цемента с равномерно-зернистым кальцитом. Измеренные T_h первичных водных включений из этого цемента ($n = 80$) изменяются в интервалах 44.6—82.7, 52.3—76.9, 80.4—98.1 и 106.6—109 °С с четко выраженными максимумами нормального распределения около 60.9, 64.8, 86 и 107.5 °С соответственно.

На рис. 11 приведен сводный график T_h —солёность для различных диагенетических фаз, измеренных по пробам карбонатов-эвапоритов формации Асмари.

Жильное заполнение доломитом. С первичными нефтяными включениями доломитизированных жил ассоциируют наиболее высокие значения T_h (от 102 до 125 °С); эти включения гомогенизируются при относительно высоких температурах (от 68 до 124 °С) в сравнении с нефтяными включениями в других фазах.

Вторичные нефтяные включения ($n = 20$) ассоциируют с первичными водными включениями и гомогенизируются при температурах 65—104 °С (см. табл. 2, рис. 10).

Первичные водные включения ($n = 100$) гомогенизируются в интервалах 88—105, 104—124 и 116 °С соответственно, солёность варьирует в интервале 17.7—19.3 мас. % NaCl-экв.

Доломиты показали максимальные значения T_h (в основном более 80 °С) (см. рис. 11). Таким образом, можно полагать, что они отлагались при максимальных температурах по сравнению со всеми остальными изученными фазами.

Лейсты ангидрита. Здесь были найдены первичные включения нефти. В ангидритовой фазе включения нефти обычно гомогенизируются в углеводородную жидкую фазу при температурах ниже 50 °С. Петрографические соотношения показывают, что ангидрит образовался после доломита. В жильном ангидрите наблюдаются водные включения, при этом зафиксированные температуры гомогениза-

ции первичных нефтяных включений варьируют в диапазоне 16—46 °С, значение моды равно 32 °С (см. рис. 10).

Ангидрит мог образоваться при более низких температурах, чем доломит, при этом между кристаллизацией этих минералов могло произойти остывание растворов, однако по данным изучения водных включений ангидрит отлагался при температурах выше 50 °С (см. рис. 11).

Выполнение жил поздним кальцитом наблюдается в последней (краевой) зоне роста (см. рис. 12) и при УФ-облучении имеет желтый цвет свечения. Все эти включения двухфазные. Большинство значений температур гомогенизации первичных нефтяных включений приходится на интервал 51—56 °С за исключением двух включений со значениями T_h 110 и 130 °С (см. табл. 2), что отличает их от вышеописанного шестоватого кальцита.

Размеры вторичных включений нефти обычно варьируют от 15 до 20 мкм в поперечнике. Эти включения двухфазные и представлены двумя разновидностями: в одной из них жидкая фаза состоит из флюида кофейного до бурого цвета, а другая (обычная) — включений неправильной формы. При УФ-облучении вторичные нефтяные включения флуоресцируют в голубом цвете, но с меньшей интенсивностью, чем первичные включения. Четкая закономерность в распределении цветов флуоресценции, по-видимому, отсутствует. Вторичные нефтяные включения обнаруживают признаки утечки содержимого, например, аномально высокие отношения газ/жидкость. Их температуры гомогенизации варьируют от 48 до 112 °С и имеют хорошо выраженный максимум нормального распределения, равный приблизительно 66 °С. Эти значения выше значений T_h включений из цемента поздних ангидритовых жил, что указывает на относительное охлаждение (см. табл. 2).

Первичные водные включения ($n = 24$) имеют T_h , варьирующие от 50 до 69 °С, с хорошо выраженным максимумом нормального распределения около 60.6 °С и солёности в диапазоне от 17.7 до 18.4 мас. % NaCl-экв. (см. рис. 11). Большинство образцов кальцита (за исключением кристаллов жеод) показывают солёности, близкие солёности флюидов включений из доломитов (т.е. 19—22 мас. % NaCl-экв.). Измеренные T_h водных включений из более крупных кристаллов, варьирующие в интервале 46—73 °С, свидетельствуют об отложении минерала при температурах выше 45 °С в присутствии водных растворов переменной солёности (приблизительно от 6 до 18 мас. %) и, по крайней мере, до 75 °С. Большинство образцов кальцита (за исключением образцов кальцита и доломита выполнения полостей) показывают солёности, близкие установленным для доломитов (19—22 мас. %), которые отлагались при температурах выше 50 °С. Включения из сложенного шпатовидным кальцитом цемента жильного заполнения пластов формации Асмари характеризуются относительно меньшей солёностью (17—18 мас. % в NaCl-экв.).

Ангидритовый цемент жил. Первичные нефтяные включения являются двухфазовыми и состоят из жидкой фазы, представленной полупрозрачным флюидом, и газовой. При УФ-облучении органическая жидкость во включениях флуоресцирует в ярком светло-голубом цвете. Размеры обычно варьируют от 10 до 40 мкм, а форма часто представлена отрицательным кристаллом. Температура гомогенизации составляет от 41 до 50 °С ($n = 6$).

Размеры вторичных нефтяных включений превышают 20 мкм, а некоторые из них содержат крупные пузырьки газа, что свидетельствует о растяжении или об утечках при диагенетическом растворении. Вторичные нефтяные включения ($n = 5$) в кристаллах ангидрита имеют T_h от 39 до 45 °С. Для температур гомогенизации этой группы включений установлена мода, равная 39 °С.

Первичные водные включения имеют форму отрицательного кристалла, а их размеры превышают 15 мкм. Первичные водные включения ($n = 3$) имеют $T_h = 45—55$ °С и характеризуются значениями солёности, в среднем равными 17 мас. % NaCl-экв. (см. рис. 10).

ОБСУЖДЕНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ИЗУЧЕНИЯ ФЛЮИДНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ

Наиболее ранний первичный равномерно-зернистый кальцитовый цемент отложился при температурах выше 35 °С в присутствии водного флюида умеренно высокой солёности (~ 22 мас. %). За ним последовало заполнение трещин/жил грубозернистым шпатовидным кальцитовым цементом, которое происходило при температурах от 55 до 85 °С. Эти оценки получены по данным изучения первичных водных включений, захвативших водные растворы от умеренной до высокой солёности (приблизительно 19—22 мас. %). Более равномерно-зернистый кальцитовый цемент отлагался при температурах выше 35 °С, вероятно, он образовался при более низких температурах, чем грубозернистый кальцитовый цемент заполнения жил, образование которого предшествовало накоплению нефти. Большинство первичных нефтяных включений гомогенизируется при 51—56 °С.

Температуры отложения доломитов (отвечающие внешним каемкам доломита) охватывают интервал от 65 до 125 °С. Доломитовая фаза (каемки цемента на кристаллах доломита) отлагалась позже кальцитового цемента жил, а максимальные температуры ее отложения отвечали максимальным температу-

рам отложения кальцита (от 65 до 85 °С) во всем резервуаре, при этом растворы имели соответствующую высокую соленость (19 мас. %). Кроме того, при отложении кальцита по трещинам/выполнению жил присутствовала нефть. В то же время значения T_h нефтяных включений (51 и 56 °С) выше в шпатовидном кальците, чем в лейстах ангидрита, что предполагает относительное охлаждение (см. табл. 2). Измеренные значения T_h нефтяных включений (приблизительно 22—47 °С) намного ниже T_h водных включений в кальците выполнения жил, что указывает на значительное недосыщение газом. Эти данные позволяют также предположить, что величина давления могла превышать величину гидростатического давления.

Наблюдается тренд возрастания значений T_h (начинаясь с 35 °С) в ходе отложения различных фаз кальцитового цемента. Этот тренд направлен от раннего равномерно-зернистого кальцитового цемента (35—45 °С) в сторону цемента, выполняющего полости ископаемых остатков (> 45 °С). Гранулярные мозаичные кристаллы кальцита и отражающая фаза жильного заполнения имеют T_h около 80—98 °С (> 70 °С), при этом соленость водного раствора изменяется незначительно (приблизительно от 18 до 22 мас. %). Эволюция значений T_h от равномерно-зернистого кальцита к кальциту жильного выполнения позволяет предположить, что она соответствует ранней стадии цементации при неглубоком захоронении осадков с притоком водного флюида иного состава в период захоронения и меньшей соленостью на стадии охлаждения флюида. В то же время первичные водные включения с величиной солености 20.5 мас. % NaCl-экв. из лейст ангидрита имеют значительно меньшие значения T_h по сравнению со значениями, установленными для первичных водных включений в кальцитовом цементе (см. рис. 10). Наличие однофазовых включений может указывать на то, что ангидрит образовался при более низких температурах, а также на существование этапа охлаждения между кристаллизацией двух минералов. Однако за исключением включений, найденных в кальцитовом цементе в основании формации Асмари, доломит жильного выполнения верхних горизонтов формации показывает максимальные значения T_h , соответствующие температурам отложения доломита > 85 °С с верхней границей не менее 105 °С (максимальное значение равно 125 °С, а оцененная соленость равна 19.8—21.3 мас. % NaCl-экв., что приблизительно в 5 раз превышает соленость морской воды) (см. рис. 11). Зафиксированный интервал соленостей может означать переход от морской воды к водам более высокой солености, вероятно, родственного нефти происхождения (T_h в основном превышают 80 °С и продолжают, по крайней мере, до 95 °С).

Нефть присутствовала при отложении кальцита (27 и 65 °С)/доломита (68 и 104 °С)/ангидрита (47—46 °С) в трещинах/жилах (см. табл. 2). Наблюдается тенденция снижения в сторону ангидрита температурного профиля, построенного по включениям нефти, которая иллюстрирует относительное охлаждение флюидов (см. рис. 10) Данные изучения нефтяных включений показывают, что отложение карбонатного цемента началось при температурах выше 45 °С и цементация развивалась постепенно в ходе диагенеза. Можно предположить, что цементация происходила параллельно с образованием и миграцией нефти, поскольку в некоторых нефтяных включениях находится захваченный водно-солевой флюид.

Нефтяные включения гомогенизируются в жидкую фазу при температурах выше 50 °С, что в целом указывает на значительное недосыщение нефти газом. Преобладание таких более низких температур гомогенизации нефтяных включений относительно сосуществующих водных включений означает, что нефть была недосыщена газом во время образования включений. Это, вероятно, отражает изменение состава флюида в сторону более большей газонасыщенности, вызванной смешением ранней газонедосыщенной нефти с более зрелой нефтью. Кроме того, мы предполагаем раннюю миграцию недосыщенной нефтяной части залежи до образования газовых шапок и последующую миграцию зрелого нефтяного флюида с более высоким отношением газ/нефть из нефтематеринских пород в ближайшее окружение нефтяного поля Кух-и Манд. Состав мигрирующей нефти оставался неизменным, при этом происходила частичная ликвация легких фракций. Это означает также, что количество мигрирующего богатого газом флюида было недостаточным для формирования состава пластовой нефти, сравнимого с составом более летучих фракций нефти или жидкого газа. С другой стороны, высокие температуры гомогенизации (до 124 °С) нефтяных включений в доломитах формации Асмари предполагают меньшую газонасыщенность захваченной в них нефти по сравнению с нефтяными включениями, имеющими более низкие значения T_h .

ВЫВОДЫ

В статье проведен обобщенный анализ геохимических данных, тектонической обстановки и режима осадконакопления в бассейне Загрос. Важность оценки происхождения и природы пластовых флюидов обусловлена их приуроченностью к широко проявленным зонам доломитизации и развития ангидритовых нодул в породах формации Асмари. Осадочные структуры карбонатов хорошо согласуются с моделью происхождения доломитизирующих флюидов из высококонцентрированных рассолов. Струк-

туры изученных ангидритов показывают, что отложение этого минерала происходило в основном в прибрежных приливно-отливных обстановках и сопровождалось доломитизацией.

Мы попытались использовать флюидные включения для реконструкции *PT*-условий формирования карбонатной толщи вслед за авторами работ [Aplin et al., 1999; Tseng, Pottorf, 2002]. Они первыми использовали такой подход, применявшийся для реконструкции палеотемператур миграции нефтяных флюидов для моделирования флюидного потока в бассейне Кух-и Манд.

Нефтяные включения встречаются в цементе залечивания трещин, долошпатах и отоженных трещинах, что свидетельствует о протекании процессов диагенеза во время и после аккумуляции нефти. Очевидно, трещины играли роль в миграции нефти. Нахождение нефтяной фазы совместно с солевыми водными растворами во флюидных включениях в кальците показывает, что в ходе отложения кальцита нефть мигрировала из нефтематеринских пород в период позднего олигоцена—среднего миоцена.

При анализе водных флюидных включений, захваченных в шпатовидном равномерно-зернистом кальцитовом цементе/цементе заполнения полостей ископаемых остатков, были измерены низкие температуры отложения кальцитового материала ($< 45\text{ }^{\circ}\text{C}$) и рассчитана соленость растворов около 19 мас. % NaCl-экв. В доломитах температура гомогенизации включений варьирует от 52 до 125 $^{\circ}\text{C}$, а соленость от 6.5 до 20 мас. % NaCl-экв. Наиболее низкие T_h , полученные для жильного ангидрита, позволяют предположить, что он мог образоваться на меньших глубинах в ходе охлаждения рассолов, и согласуются с историей воздымания бассейна.

Результаты изучения флюидных включений и моделирования формирования нефтяного резервуара показывают, что нефть мигрировала в коллектор от позднего олигоцена до среднего миоцена при температурах ниже 50 $^{\circ}\text{C}$. Это говорит о том, что нефть была недосыщена газом и имела низкий показатель отношения газ—нефть в коллекторе при гидростатическом давлении в раннетретичное время [Taberner et al., 2003]. Полученные данные по T_h подтверждают недосыщенность газами нефтяной части залежи на ранних этапах и последующую миграцию обогащенных газами флюидов на более поздних этапах. Этих недосыщенных газами флюидов было недостаточно для формирования пластовой нефти с исходным составом, сравнимым с более летучими фракциями или жидким газом.

Тренд снижения T_h с приближением к поверхности по разрезу толщи Асмари согласуется с событиями воздымания, имевшими место в позднемиоценовое время. В более позднее время эрозия срезала около 1300 м разреза в сводовой части антиклинали Кух-и Манд. Кроме того, температуры гомогенизации флюидных включений согласуются с температурами, рассчитанными по отражательной способности витринита для дотретичного разреза, поскольку отражательная способность витринита возрастает с глубиной (см. табл. 2).

Авторы благодарны сотрудникам лаборатории геохимии департамента геологии и нефтяной геологии Университета Абердин за техническую помощь при выполнении геохимических анализов. Нефтьсодержащие образцы пород предоставлены Национальной нефтяной компанией Ирана.

Финансирование этого совместного проекта осуществлялось на средства гранта профессора Дж. Парнелла.

ЛИТЕРАТУРА

Al-Aasm I.S., Lu F. Multistage dolomitization of the Mississippian Turner Valley Formation, Quirk Creek field, Alberta: chemical and petrologic evidence // *Pangaea: global environment and resources* / Eds. D.J. Glass, B. Beauchamp, A.F. Embry. Can. Soc. Petrol. Geol., Memoir, 1994, p. 17657—17675.

Al-Husseini M.I. Origin of the Arabian Plate structures: Amar Collision and Najd Rift // *GeoArabia*, 2000, v. 5, № 4, p. 527—542.

Al-Husseini M.I. Launch of the Middle East Geologic Time Scale // *GeoArabia*, 2008, v. 13, № 4, p. 184—188.

Al Laboun A.A. Stratigraphy and hydrocarbon potential of the Paleozoic succession in both the Tabuk and Widyan basins, Arabia // *Future petroleum provinces of the world* / Ed. M.T. Halbouty. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Memoir 40, 1986.

Aguilera-Franco N., Hernandez-Romano U. Cenomanian-Turonian facies succession in the Guerrero-Morelos Basin, Southern Mexico // *Sediment. Geol.*, 2004, v. 170, № 3—4, p. 135—162.

Alavi M. Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution // *Amer. J. Sci.*, 2004, v. 304, p. 1—20.

Alsharhan A.S., Nairn A.E.M. Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East. Elsevier Science, 1997, 878 p.

Aplin A.C., Macleod G., Larter S.R., Pedersen K.S., Sorensen H., Booth T. Combined use of confocal laser scanning microscopy and PVT simulation for estimating the composition and physical properties of petroleum in fluid inclusions // *Mar. Petrol. Geol.*, 1999, v. 16, p. 97—110.

- Aqrawi A.A.M.** Paleozoic stratigraphy and petroleum systems of the western and south-western deserts of Iraq // *GeoArabia*, 1998, v. 3, № 2, p. 229—248.
- Aubourg C., Smith B., Eshraghi A., Lacombe O., Authemayou C., Amrouch K., Bellier O., Mouthereau F.** New magnetic fabric data and their comparison with palaeostress markers in the western fars arc (Zagros, Iran): tectonic implications // *Geol. Soc. London, Spec. Publ.*, 2010, v. 330, p. 97—120.
- Bahadori A., Carranza E.J.M., Soleimani B.** Geochemical analysis of evaporite sedimentation in the Gachsaran Formation, Zeloil oil field, southwest Iran // *J. Geochem. Explor.*, 2011, doi:10.1016/j.gexplo.2011.02.00.
- Baker C., Jackson J., Priestly K.** Earthquakes on the Kazerun line in the Zagros mountains of Iran, strike-slip faulting within a fold and thrust belt // *Geophys. J. Inter.*, 1993, v. 115, p. 41—61.
- Bennett M., Larter S.** Partition behaviour of alkylphenols in crude oil/brine systems under subsurface conditions // *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1997, v. 61, № 20, p. 4393—4402.
- Berbrian M., King G.C.P.** Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran // *Canad. J. Earth Sci.*, 1981, v. 18, p. 210—265.
- Bodnar R.J.** Revised equation and table for determining the freezing point depression of H₂O—NaCl solutions // *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1993, v. 57, p. 683—684.
- Bordenave M.L.** The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros foldbelt and contiguous offshore areas: a review of the Palaeozoic petroleum system // *J. Petrol. Geol.*, 2008, v. 31, p. 3—42.
- Bordenave M.L., Burwood R.** Source rock distribution and maturation in the Zagros belt; provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations // *Org. Geochem.*, 1990, v. 16, p. 369—387.
- Bordenave M.L., Hegre J.A.** The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran // *J. Petrol. Geol.*, 2005, v. 28, № 4, p. 339—368.
- Beydoun Z.** Arabian Plate oil and gas; why so rich and prolific? // *Episodes*, 1998, v. 21, p. 74—81.
- Brown G.F., Jackson R.O.** The Arabian shield // 21st International Geological Congress Proceedings, 1960, v. 9, p. 69—70.
- Chilingarian G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H.** Carbonate reservoir characterization: a geologic-engineering analysis. Elsevier, 1992, 639 p.
- Colman-Sadd S.P.** Fold development in Zagros simply folded belt, southwest Iran // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1978, v. 62, № 6, p. 984—1003.
- Dickson G.** An analysis of vendor selection systems and decisions // *J. Purchas.*, 1966, v. 2, № 1, p. 5—17.
- Downey M.W., Morgan W.A., Threet J.C.** Petroleum provinces of the twenty-first century. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 2001, 573 p.
- Durocher S., Al-Aasm I.S.** Dolomitization and neomorphism of Mississippian (Visean) Upper Debolt Formation Blueberry Field, NE British Columbia, Canada: geologic, petrologic and chemical evidence // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1997, v. 81, p. 954—977.
- Falcon N.L.** The geology of the north-east margin of the Arabian basement shield // *Advancement Sci.*, 1967, v. 24, p. 1—12.
- Falcon N.L.** Problems of the relationship between surface structure and deep displacement illustrated by the Zagros Range // *Time and place in orogeny* / Eds. G.E. Satterthwaite, A.M. Spencer. *Geol. Soc., Spec. Publ.*, 1969, v. 3, p. 9—22.
- Falcon N.L.** South Iran: Zagros mountains // *Mesozoic—Cenozoic orogenic belts — data for orogenic studies* / Ed. A.M. Spencer. *Geol. Soc. London, Spec. Publ.*, 1974, p. 199—211.
- Flügel E.** *Microfacies analysis of limestones, analysis interpretation and application.* Berlin, Springer-Verlag, 2004, 976 p.
- Ge S., Garven G.** Hydromechanical modeling of tectonically driven groundwater flow with application to the Arkoma Foreland basin // *J. Geophys. Res.*, 1992, v. 97, p. 9119—9144.
- Hansom J., Lee M.** 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.
- Hardie L.A.** Ancient carbonate tidal flat deposits // *Quarter. J. Colorado School of Mines*, 1986, v. 81, p. 37—57.
- James G.A., Wynd J.G.** Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1965, v. 49, № 12, p. 2182—2245.
- Kashfi M.S.** Geology of the Permian 'supergiant' gas reservoirs in the greater Persian Gulf area // *J. Petrol. Geol.*, 1992, v. 15, p. 465—480.

- Kent P.E.** Recent studies of South Persian salt plugs // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1958, v. 42, p. 951—952.
- Kent P.E.** The emergent Hormuz salt plugs of Southern Iran // J. Petrol. Geol., 1979, v. 2, p. 117—144.
- Larter S., Bowler B., Clarke E., Wilson C., Moffatt B., Bennett B., Yardley G., Carruthers D.** An experimental investigation of geochromatography during secondary migration of petroleum performed under subsurface conditions with a real rock // Geochem. Transactions, 2000, v. 9, p. 1—7.
- Lasemi Y.** Platform carbonates of the Upper Jurassic Mozduran Formation in the Kopet Dagh Basin, NE Iran-facies, palaeoenvironments and sequences // Sediment. Geol., 1995, v. 99, № 3—4, p. 151—164.
- Lee M.K., Williams D.D.** Paleohydrology of the Delaware basin, western Texas: overpressure development, hydrocarbon migration, and ore genesis // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 2000, v. 84, p. 961—974.
- Lucia F.J., Jones R.H., Jennings J.W.** Poikilotopic anhydrite enhances reservoir quality // AAPG Annual., 2004, p. A88.
- Machel H.M.** Concepts and models of dolomitization: a critical reappraisal // The geometry and petrogenesis of dolomite hydrocarbon reservoirs / Eds. C.J.R. Braithwaite, G. Rizzi, G. Darke. Geol. Soc. London, Spec. Publ., 2004, v. 235, p. 7—63.
- Machel H.G.** Investigations of burial diagenesis in carbonate hydrocarbon reservoir rocks // Geosci. Canad., 2005, v. 32, p. 103—128.
- Moore C.H.** Carbonate reservoirs porosity evolution and diagenesis in a sequence stratigraphic framework. Amsterdam, Elsevier, 2001, 444 p.
- Motiei H.** Stratigraphy of Zagros // Treatise on the geology of Iran. Geol. Survey of Iran Publ., 1993, p. 281—289.
- Motiei H.** Petroleum Geology of Zagros. Geol. Survey Iran Publ., 1995, 589 p.
- Murris R.J.** Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1980, v. 64, p. 597—618.
- Nemati M., Pezeshk H.** Spatial distribution of fractures in the Asmari Formation of Iran in subsurface environment: effect of lithology and petrophysical properties // Natural Res. Research, 2005, v. 14, p. 305—316.
- Ricou L.E.** L'évolution géologique de la région de Neyriz (Zagros iranien) et l'évolution structurale des zagrides. Ph. D. Thèse, Université d'Orsay, France, 1974, p. 321.
- Rudkiewicz J.L., Sherkati S., Letouzey J.** Evolution of maturity in Northern Fars and in the Izeh Zone (Iranian Zagros) and link with hydrocarbon prospectivity // Geol. Soc. London, 2010, p. 229—246.
- Sattarzadeh Y., Cosgrove J.W., Vita-Finzi C.** The interplay of faulting and folding during the evolution of the Zagros deformation belt // Forced folding and fractures / Eds. J.W. Cosgrone, M.S. Ameen. Geol. Soc. London, Spec. Publ., 2000, v. 169, p. 187—196.
- Sepehr M.** The tectonic significance of the Kazerun Fault Zone, Zagros fold-thrust belt, Iran. PhD thesis. London, Imperial College, 2001, 390 p.
- Sepehr M., Cosgrove J.W.** Structural framework of the Zagros fold-thrust belt, Iran // Mar. Petrol. Geol., 2004, v. 21, p. 829—843.
- Shinn E.** Tidal flats // Carbonate depositional environments / Eds. P.A. Scholle, D.G. Bebout, C.H. Moore. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Memoir, 1983, v. 33, p. 171—210.
- Steinhauff D.M., Walker K.R.** Sequence stratigraphy of an apparently non-cyclic carbonate succession: recognizing subaerial exposure in a largely subtidal, Middle Ordovician stratigraphic sequence in eastern Tennessee // Paleozoic sequence stratigraphy, views from the North American Craton / Eds. G.A. Witzke, J.E. Ludwingson, B.J. Day. Geol. Soc. Amer., Spec. Paper, 1996, v. 306, p. 87—115.
- Stocklin J.** Structural history and tectonics of Iran: a review / Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1968, v. 52, № 7, p. 1229—1258.
- Taberner C., Verges J., Rejas M., Karpuz R., Sharp I., Bang N., Morsalnezhad D., Guadarzi H., Gillespie P.** Fracture systems of the Zagros Mountain front (Iran): an analogue of hydrocarbon migration pathways vs. reservoir leakage. AAPG International Conference, Barcelona, Spain, 2003.
- Talbot C.J., Alavi M.** The past of a future syntaxis across the Zagros // Salt tectonics / Eds. G.I. Alsop, D.J. Blunderll, I. Davison. Geol. Soc. London Spec. Publ., 1996, p. 100.
- Taylor P., Larter S., Jones M., Dale J., Horstad I.** The effect of oil-water-rock partitioning on the occurrence of alkylphenols in petroleum systems // Geochim. Cosmochim. Acta, 1997, v. 61, № 9, p. 1899—1911.
- Tseng H.Y., Pottorf R.J.** Fluid inclusion constraints on petroleum PVT and compositional history of the Greater Alwyn—South Brent petroleum system, northern North Sea // Mar. Petrol. Geol., 2002, v. 19, p. 797—809.
- Tucker M.E., Wright V.P.** Carbonate sedimentology. London, Blackwell Scientific, 1990, 482 p.

Vaziri-Moghaddam H., Seyrafian A., Taheri A., Motiei H. Oligocene-Miocene ramp system (Asmari Formation) in the NW of the Zagros basin, Iran: Microfacies, paleoenvironment and depositional sequence / Revista Mexicana de Ciencias Geologicas, 2010, v. 27, № 1, p. 56—71.

Warren J. Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations // Earth Sci. Rev., 2000, v. 52, p. 1—81.

Warren J.K. Evaporites: sediments, resources and hydrocarbons. Brunei, Springer-Verlag, 2006, 1035 p.

Warren J.K., Kendall C.G.S.C. Comparison of marine (subaerial) and salina (subaqueous) evaporites: modern and ancient // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1985, v. 69, p. 1013—1023.

*Рекомендована к печати 16 февраля 2012 г.
В.А. Каширцевым*

*Поступила в редакцию
24 сентября 2011 г.*