

УДК 550.8 (569.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-137-147

## Диagenетические глинистые минералы в песчаных резервуарах верхнетриасовых отложений грабена Евфрат (Сирия)

© 2018 г. | И. Юсеф<sup>1</sup>, В.П. Морозов<sup>1</sup>, М. Эль-Кад<sup>2</sup><sup>1</sup>Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, Казань, Россия;

ibrahem.youseef@mail.ru; vladimir.morozov@kpfu.ru;

<sup>2</sup>Дамасский университет, Дамаск, Сирия; elkadimohamed@yahoo.fr

Поступила 27.02.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

**Ключевые слова:** *диагенетические, глинистые минералы; песчаник; верхнетриасовые отложения; грабен Евфрат; Сирия.*

Песчаники нефтяного резервуара верхнего триаса (пласт Мулусса Ф) являются одним из основных объектов нефтедобычи. В тектоническом отношении они приурочены к грабену Евфрат. Проведен литофациальный анализ, изучена морфология глинистых минералов в составе песчаников. При их изучении использованы рентгенографический анализ, сканирующая электронная микроскопия, включая микроанализ. Показана различная роль минералов в выполнении порового пространства в песчаниках. Среди глинистых минералов преобладают каолинит, иллит, хлорит и смешанослойный минерал состава иллит-сметтит. Каолинит является основной фазой глинистых минералов, составляющей до 81 % общего объема глинистой массы. Морфологически он образует гексагональные и псевдогексагональные пластинки, а также агрегаты, состоящие из кристаллов размером от 10 до 15 мкм. Последние образуют веерообразные сростки размером от 20 до 60 мкм, которые частично или полностью заполняют поровое пространство. Хлориты обычно встречаются в виде зернистых наростов на обломочных зернах и на их долю приходится почти 13 % объема глинистой массы песчаников.

*Для цитирования:* Юсеф И., Морозов В.П., Эль-Кад М. Диagenетические глинистые минералы в песчаных резервуарах верхнетриасовых отложений грабена Евфрат (Сирия) // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 137–147. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-137-147.

## Diagenetic clay minerals in Upper Triassic sand reservoirs of the Euphrates Graben (Syria)

© 2018 | I. Yousef<sup>1</sup>, V.P. Morozov<sup>1</sup>, M. El-Kadi<sup>2</sup><sup>1</sup>Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russia;

ibrahem.youseef@mail.ru; vladimir.morozov@kpfu.ru;

<sup>2</sup>University of Damascus, Damascus, Syria; elkadimohamed@yahoo.fr

Received 27.02.2018

Accepted for publication 13.08.2018

**Key words:** *diagenetic, clay minerals; sandstone; Upper Triassic formations; Euphrates Graben; Syria.*

Sandstone of the Upper Triassic oil reservoir (Mulussa F bed) is one of the main oil production targets. Tectonically, it is confined to the Euphrates Graben. Lithofacies analysis is carried out, and morphology of clay minerals making a part of the sandstone is investigated. We used radiography analysis, scanning electron microscopy, including microanalysis. The different roles of minerals in filling a sandstone pore space are shown. Among clay minerals, the following are predominating: kaolinite, illite, chlorite and mixed-layered clay mineral having illite-smectite composition. Kaolinite is a basic phase of clay minerals; it makes up to 81 % of total volume of clay mass. Morphologically, kaolinite forms hexagonal and pseudohexagonal blades and aggregates composed of crystals ranging in size from 10 to 15 μm. The latter form fan-like intergrowths 20 to 69 μm in size, which completely or partially fill pore space. Chlorites are usually found as granular overgrowths on the clastic grains; they make almost 13 % of clay mass in sandstone.

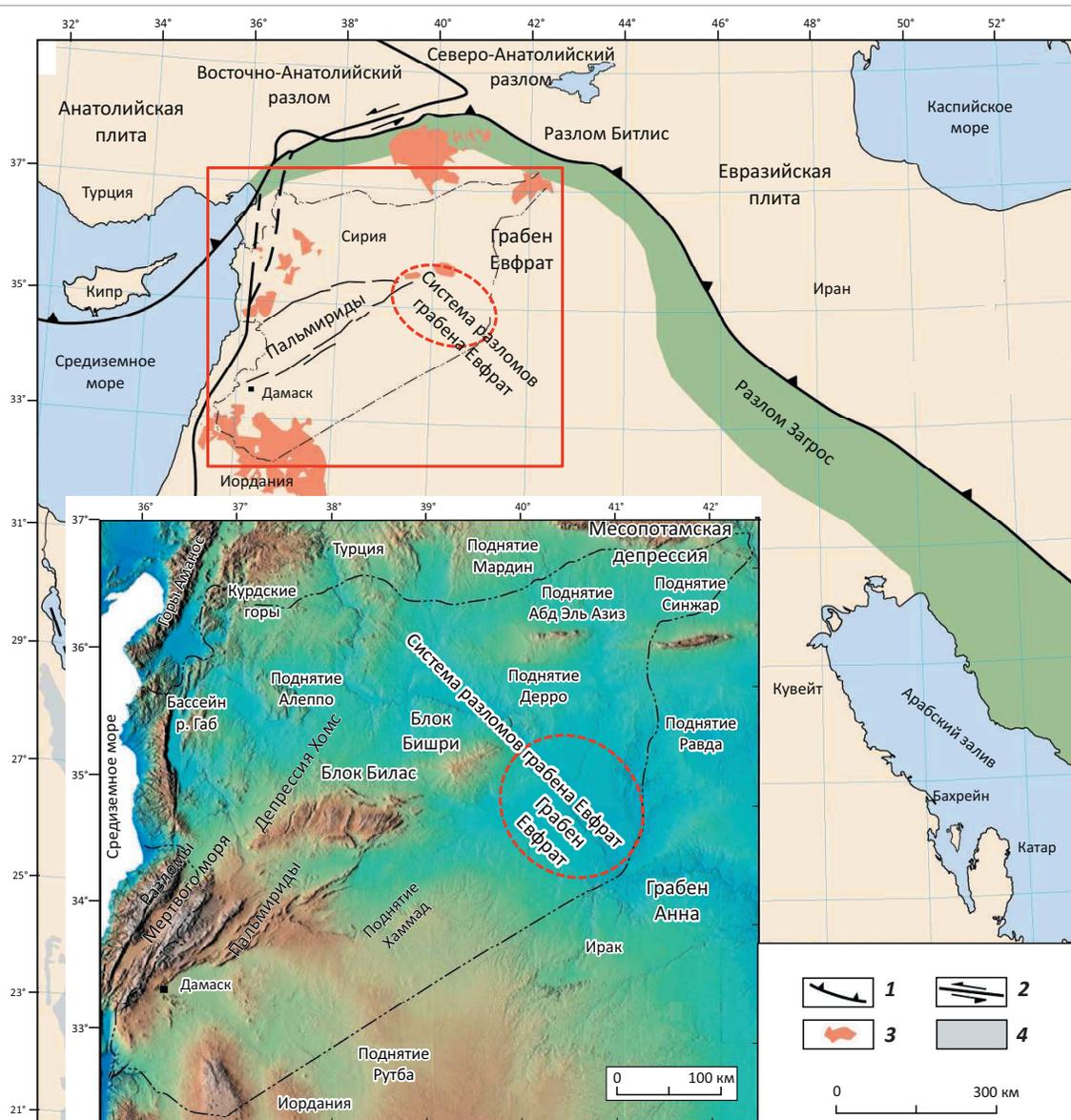
*For citation:* Yousef I., Morozov V.P., El-Kadi M. Diagenetic clay minerals in Upper Triassic sand reservoirs of the Euphrates Graben (Syria). *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology.* 2018;(6):137–147. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-137-147.

Сирия расположена на северном склоне Арабской тектонической плиты, которая граничит с Евразийской плитой вдоль разломов Загрос и Битлис на юге Турции [1, 2] (рис. 1 А). В Сирии выделяется четыре относительно стабильных поднятия фундамента: Рутба, Равда, Алеппо и Мардин, разделенные внутрикратонными рифтовыми зонами. Кроме того,

существует четыре основные тектонические зоны: складчатый пояс Пальмирид, грабен Евфрат и поднятия Абд-Эль-Азиз и Синжар [3] (см. рис. 1 В). Грабен Евфрат — наиболее крупный нефтегазоносный бассейн Сирии. Он является частью рифтовой структуры позднего мела, развитой в юго-восточной части Сирии [4]. Эта структура представляет собой

## OIL AND GAS RESERVOIRS

**Рис. 1.** Тектоническая схема Аравийской плиты и прилегающих районов  
**Fig. 1.** Tectonic scheme of the Arabian Plate and neighbouring regions



**Разломы (1, 2):** 1 — взбросы, 2 — сдвиги; 3 — кайнозойские лавы, 4 — докембрийский фундамент  
**Faults (1, 2):** 1 — reverse faults, 2 — strike-slip faults; 3 — Cenozoic lava, 4 — Precambrian basement

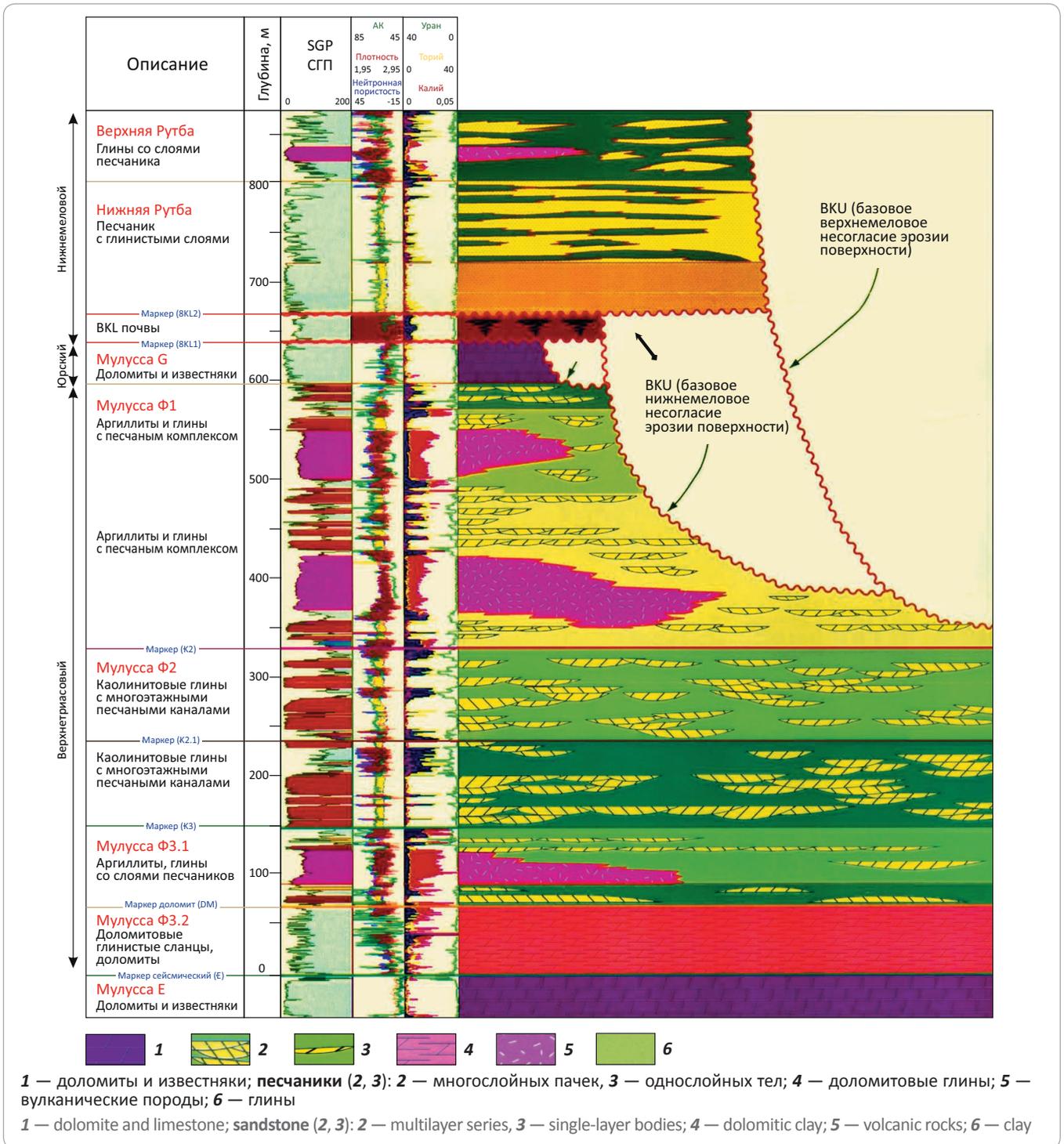
прерывистый континентальный рифт. Система грабена Евфрат длиной 160 км образует прерывистую межконтинентальную систему разломов, имеющую северо-западное направление и сформированную в позднем мелу [5]. Песчаники нефтяного резервуара верхнего триаса, приуроченного к грабену Евфрат (пласт *Мулусса Ф*), относятся к основным объектам нефтедобычи в Сирии. Обнаруженные газонефтяные поля в грабене Евфрат представляют существенно важный источник углеводородов [6, 7].

Среди глинистых минералов в составе песчаников преобладают каолинит, иллит, хлорит и смешанослойный минерал состава иллит-сметит.

### Методы исследования

Образцы керна, отобранные из 14 скважин, которые вскрыли верхнетриасовые отложения грабена Евфрат в диапазоне глубин от 1,6 до 4 км, исследованы с помощью сканирующей электронной микроскопии (СЭМ), рентгеноструктурного (XRD) и энергодисперсионного спектрометрического (ЭДС) анализов. Рентгенографический анализ применялся для определения качественного и количественного минерального состава образцов. Сканирующая электронная микроскопия в совокупности с микронзондовым анализом позволила получить информацию о структуре, морфологии, химическом составе зерен, оце-

**Рис. 2.** Верхнетриас-нижнемеловые отложения грабена Евфрат  
**Fig. 2.** Upper Triassic – Lower Cretaceous formations of the Euphrates Graben



нить пространственное распределение зерен в породе и охарактеризовать парагенезис аутигенных минералов [8, 9].

**Литологический состав верхнетриасовых отложений**

Отложения верхнего триаса распространены вдоль грабена Евфрат, их толщина составляет около

480 м (рис. 2), достигая иногда 550 м. Верхнетриасовые отложения представлены в основном пойменными глинами, переслаивающимися со средне-мелкозернистыми речными песчаниками. Кроме того, в нижних частях встречаются глинистые доломиты и собственно доломиты. Верхнетриасовые отложения на основе результатов спектрального гамма-каротажа (СГК) и изучения литологического состава отложе-



## OIL AND GAS RESERVOIRS

ний снизу вверх подразделяются на три зоны: нижнюю (*Мулусса Ф3*), среднюю (*Мулусса Ф2*) и верхнюю (*Мулусса Ф1*) (см. рис. 2).

**Нижняя зона (*Мулусса Ф3*).** В отложениях снизу вверх выделяются две подзоны: *Мулусса Ф3.2* и *Мулусса Ф3.1*. Они разграничены стратиграфическим маркером, который называют доломитовым (DM) (см. рис. 2).

**Подзона *Мулусса Ф3.2*** включает тонкослоистые темно-серые доломитовые глины, переслаивающиеся с доломитами и алевролитами. По результатам спектрального гамма-каротажа породы подзоны *Мулусса Ф3.2* имеют низкие содержания тория и урана, низкие и средние — калия, увеличивающиеся в направлении верхней части подзоны (см. рис. 2).

**Подзона *Мулусса Ф3.1*** сложена в основном арглитами со слоями песчаников в ее верхней части. Толщина песчаников от 0,6 до 11 м. По результатам спектрального гамма-каротажа породы подзоны *Мулусса Ф3.1* имеют относительно высокие содержания тория и калия и значительные — урана (см. рис. 2).

**Средняя зона (*Мулусса Ф2*)** представлена в основном песчаниками, переслаивающимися с глинами. Слои песчаника толщиной от 1 до 60 м образуют одно- или многослойные нефтяные залежи. По результатам спектрального гамма-каротажа глины *Мулусса Ф2* характеризуются относительно высокими содержаниями тория, очень низкими — калия и варьирующими — урана (см. рис. 2).

**Верхняя зона (*Мулусса Ф1*).** Отложения этой зоны представлены песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с глинами. Мощность слоев песчаников варьирует от 1 до 20 м. По результатам спектрального гамма-каротажа для глин *Мулусса Ф1* характерны относительно высокие содержания тория, переменные, часто высокие — калия и переменные — урана (см. рис. 2).

## Аутигенные глинистые минералы

### Аутигенный каолинит

Экспериментально установлено, что каолинит является основной аутигенной фазой глинистых минералов верхнетриасового коллектора. По результатам рентгенографического анализа XRD (глинистая фракция < 2 мкм) содержание каолинита достигает 81% общего объема глинистой массы (рис. 3 А, В; см. рис. 2; таблица). С помощью сканирующей электронной микроскопии СЭМ установлены морфологические разновидности каолинита.

**Псевдогексагональные пластинки каолинита** заполняют поровое пространство и представлены частицами с преобладанием мелких кристаллов над более крупными веерообразными агрегатами. Размеры последних варьируют от 20 до 30 мкм. Кристаллы каолинита имеют различные размеры и морфологию: от хорошо кристаллизованных эвгедральных до

субгедральных и ангедральных пластинок с оборванными краями, не имеющих определенной пространственной ориентировки. Их ширина — от 5 до 15 мкм, длина — от 10 до 25 мкм и толщина — от 2 до 5 мкм (см. рис. 3).

Считается, что псевдогексагональные пластинки каолинита формируются на стадии диагенеза песчаников, а более поздние генерации образуют веерообразные агрегаты на стадии катагенеза [10]. В тех участках песчаников, где размер веерообразных агрегатов составляет 10 мкм, они обладают низкой микропористостью и предполагается, что они подвергаются незначительному уплотнению. А там, где подобные агрегаты сильно уплотнены и имеют размер менее 5 мкм, микропоры существенно меньшего диаметра.

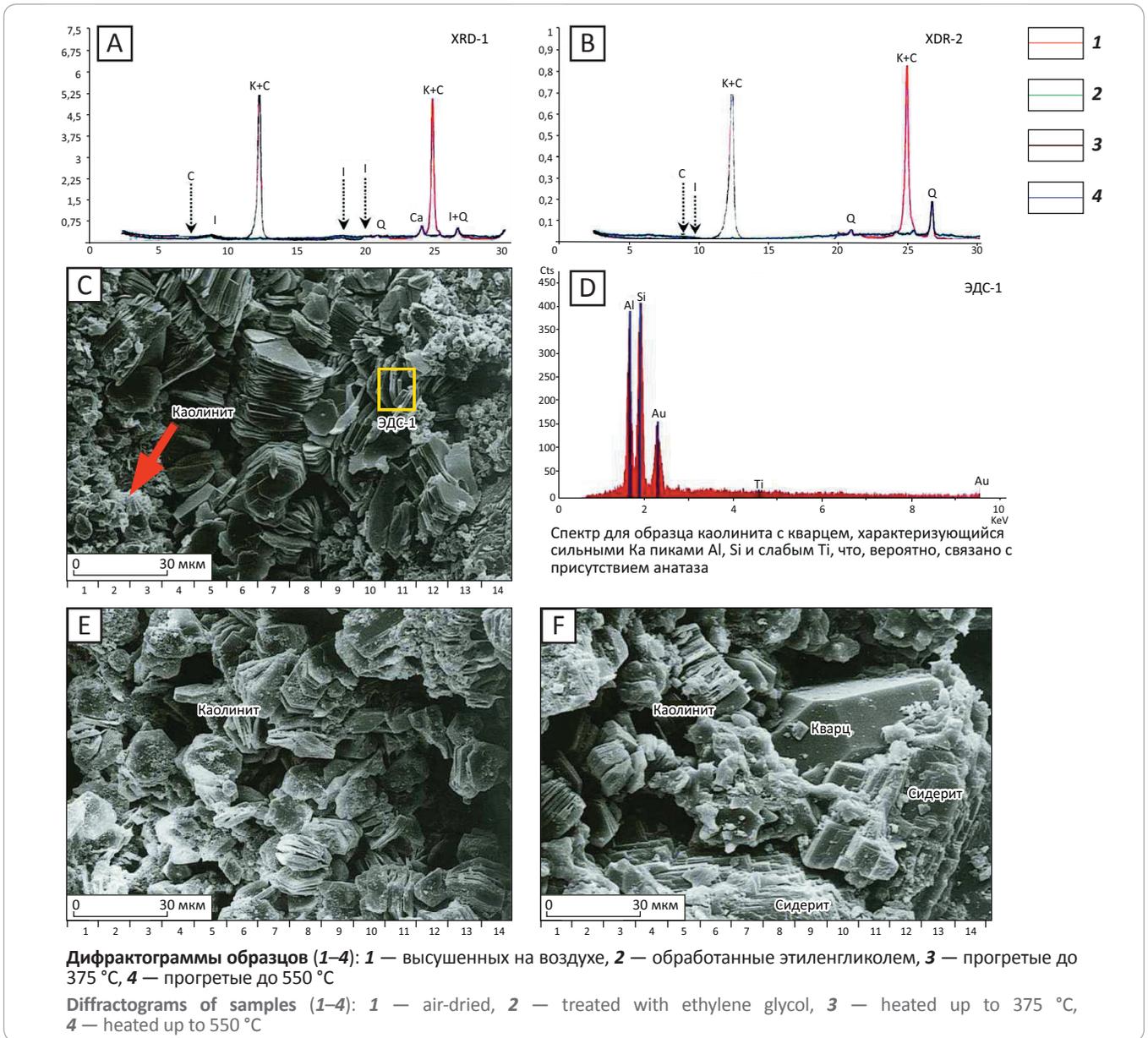
Эффекты уплотнения пород, вероятно, связаны с процессами катагенеза, в том числе под действием мигрирующих растворов. При этом образование аутигенного каолинита сопровождается также формированием аутигенного кварца. В этом случае также обнаруживаются признаки умеренной деформации и частичной фрагментации или раскола веерообразных агрегатов каолинита, что способствует заполнению межобломочного пустотного пространства их фрагментами. Фрагменты каолинита впоследствии могут испытывать ремобилизацию и вновь становиться эвгедральными по морфологии (см. рис. 3 С).

**Веерообразные сростки каолинита** сложены ограниченными эвгедральными и субэвгедральными кристаллами и обломками зерен размером от 20 до 40 мкм. Они частично или полностью заполняют первичное и вторичное поровое пространство (рис. 4 А). С увеличением глубины залегания происходит постепенное укрупнение сростков каолинита. На глубине от 1600 до 2500 м агрегаты каолинита в основном формируют удлиненные веерообразные (червеобразные) столбчатые агрегаты. На еще большей глубине агрегаты каолинитов приобретают более уплощенную форму. Такие агрегаты с изометричными формами встречаются вместе с уплощенными (см. рис. 4 В). На глубине 3500 м преобладают более крупнозернистые агрегаты каолинита (см. рис. 4 С). Агрегаты аутигенного каолинита нередко заполняют пространство между зернами кварца, препятствуя тем самым его регенерации (см. рис. 4 D).

Пластинчатые агрегаты каолинита плотные. Иногда на них наблюдается частичное образование наростов кварца (см. рис. 4 Е). Каолинит иногда срастается с небольшими кристаллами хлорита с рваными краями (см. рис. 4 F), оба хорошо кристаллизованы в виде пластинок диаметром до 10 мкм. Их различают по морфологии и с помощью метода энергодисперсионной рентгеновской спектроскопии. Этот метод позволяет судить о высоком содержании железа в хлорите. Многие

**Рис. 3.** Результаты рентгенографического анализа XRD и ЭДС (глинистая фракция < 2 мкм) (A, B, D) и электронно-микроскопические фотографии диagenетического каолинита (C, E, F)

**Fig. 3.** The results of radiography analysis (XRD) and energy dispersive spectrometry (EDS) (clay fraction < 2 μm) (A, B, D) and electron microscopic images of diagenetic kaolinite (C, E, F)



**Таблица.** Результаты рентгенографического анализа XRD (глинистая фракция < 2 мкм) образцов из верхнетриасового резервуара  
**Table.** The results of radiography analysis (clay fraction < 2 μm) of samples taken from the Upper Triassic reservoir

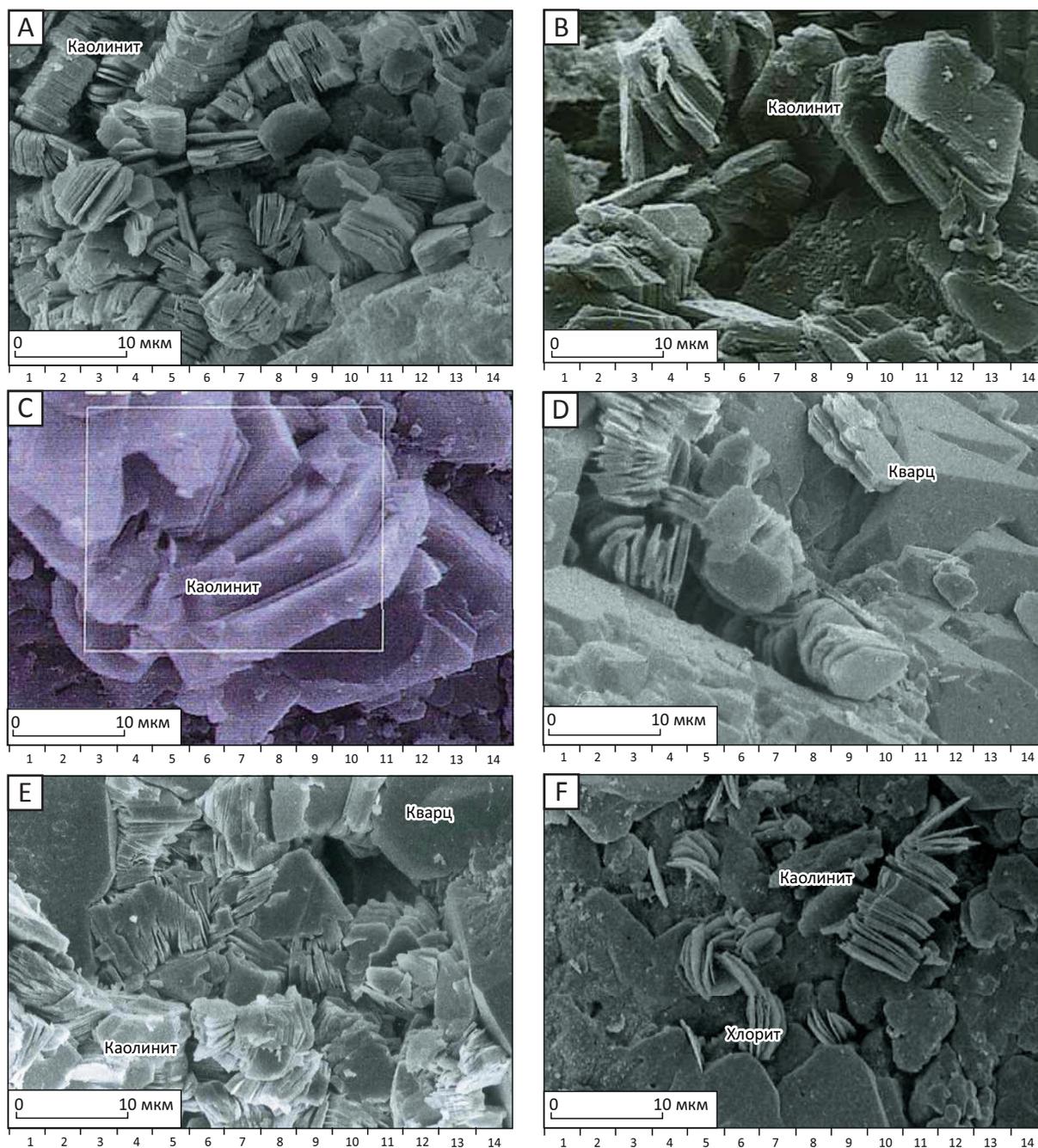
Номер образца	Хлорит	Каолинит	Иллит	Иллит-сметит	Калиевый полевой шпат	Плагиоклаз
XRD-1	77,65	76,12	14,21	0	0	1,5
XRD-2	7,02	81,31	7,19	0	4,12	0
XRD-3	13,23	57,45	15,66	0	0	0
XRD-4	12,42	59,47	18,11	0	4,74	0
XRD-5	9,56	58,23	22,76	7,16	0	0
XRD-6	13,16	62,24	18,26	0	4,14	0
XRD-7	10,16	57,19	13,23	5,65	3,52	0
XRD-8	3,5	57,86	19,29	6,55	4,14	0



## OIL AND GAS RESERVOIRS

Рис. 4. Электронно-микроскопические фотографии аутигенных каолинитов

Fig. 4. Electron microscopic images of authigenous kaolinite



А — агрегаты, заполняющие поровое пространство червеобразной формы, В — псевдогексагональные сростки каолинита, С — вытянутые веерообразные агрегаты каолинита, D — агрегаты аутигенного каолинита, заполняющие трещины в кварцевых зернах, E — агрегаты каолинита с наростами кварца, F — пластинки каолинита, сросшиеся с хлоритом

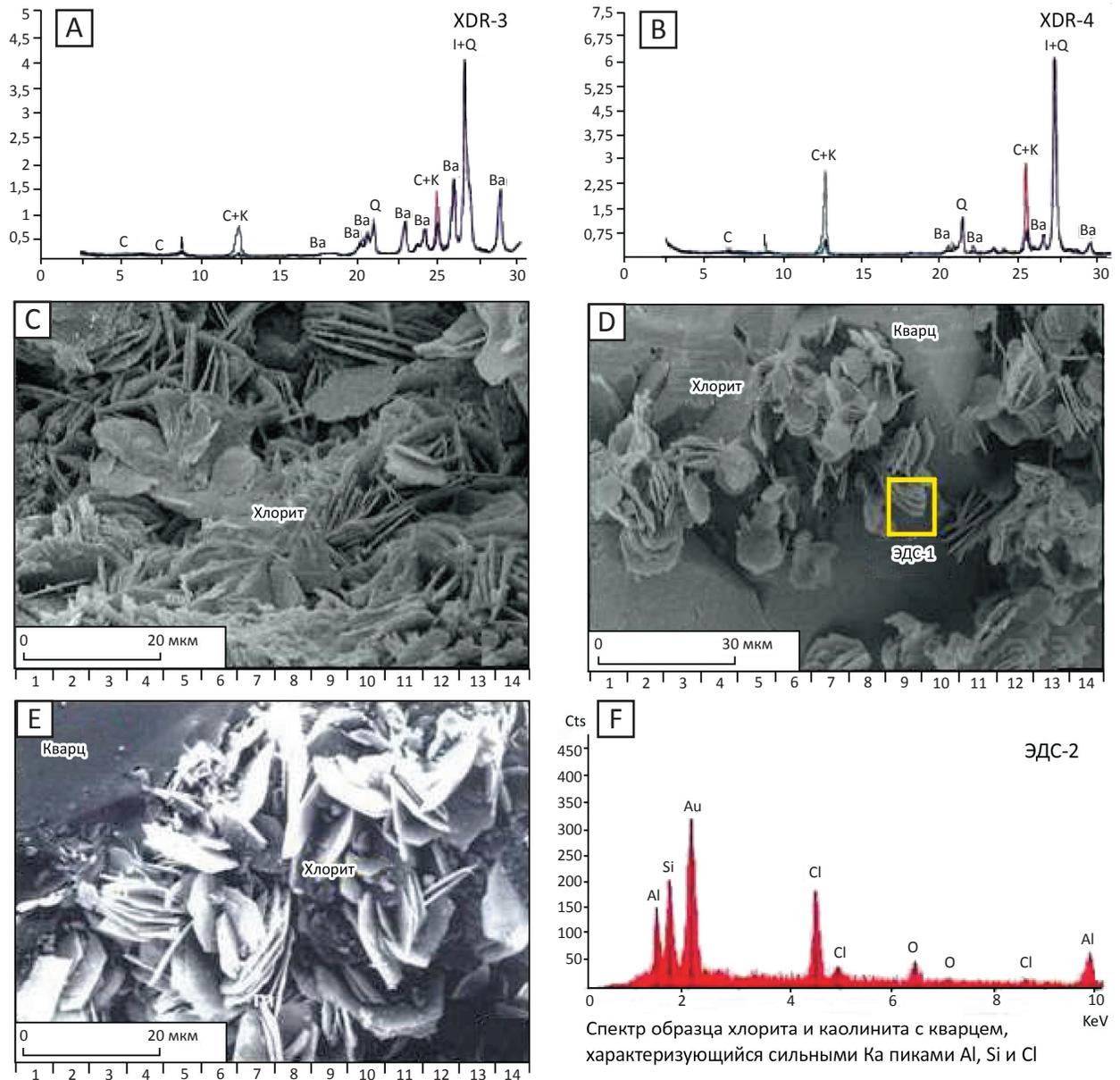
A — aggregates filling a vermicular pore space, B — pseudo-hexagonal intergrowths of kaolinite, C — elongated fan-like aggregates of kaolinite, D — aggregates of authigenous kaolinite filling cracks in quartz grains, E — aggregates of kaolinite with quartz overgrowths, F — kaolinite blades grown together with chlorite

хлоритовые пластинки весьма слабо связаны с поверхностью обломочных зерен, что свидетельствует о том, что они могут представлять собой более позднюю фазу, заполняющую поры [11].

#### Аутигенный хлорит

В результате исследований СЭМ и XRD (глинистая фракция < 2 мкм) были определены незначительные количества хлорита, составляющие до 13%

**Рис. 5.** Результаты рентгенографического анализа XRD (глинистая фракция < 2 мкм) (A, B, F) и электронно-микроскопические фотографии аутигенного хлорита (C, D, E)  
**Fig. 5.** The results of radiography analysis (XRD) clay fraction < 2 μm (A, B, F) and electron microscopic images of authigenic chlorite (C, D, E)



С — хлоритовые кристаллы, выросшие на кварц, D — аутигенный хлорит, обрастающий обломочные зерна и заполняющий поровое пространство, E — хлоритовые агрегаты на поверхности кварца. Усл. обозначения см. на рис. 3  
 C — chlorite crystals grown on quarts, D — authigenous chlorite overgrowing clastic grains and filling pore space, E — chlorite aggregates on the surface of quartz. For Legend see Fig. 3

общего объема глинистой массы (рис. 5 А, В; см. таблицу). Большая часть хлоритов ассоциирует со смешанослойными минералами или каолинитом. Считается, что хлорит может образовываться при растворении карбонатного цемента и других нестабильных зерен в результате вулканической и гидротермальной активности [10].

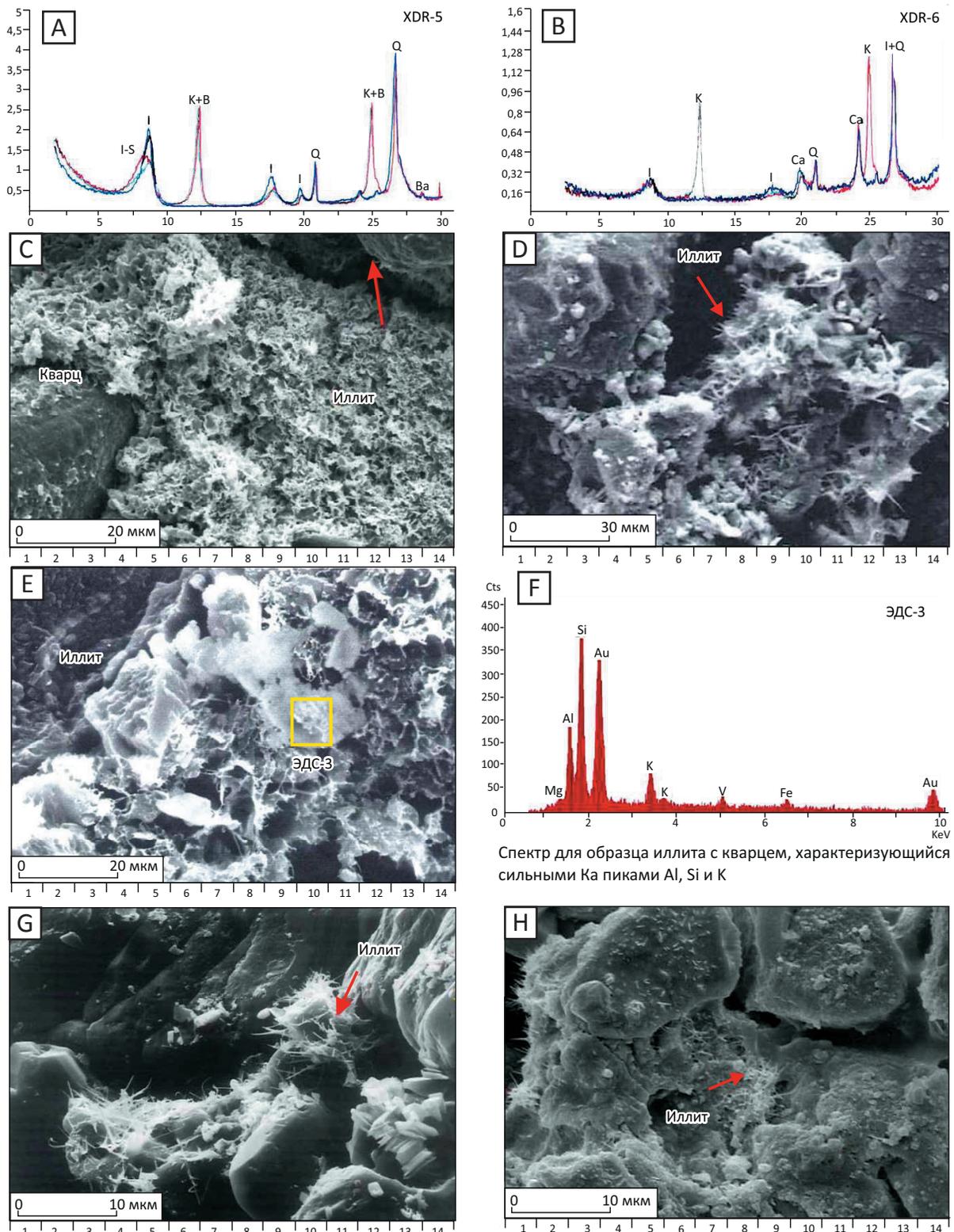
Хлориты встречаются в виде пленок, морфологически представлены отдельными пластинками

размером от 5 до 10 мкм и агрегатами в форме розеток (см. рис. 5 С, D). Хлориты встречаются в виде минеральной фазы, заполняющей и выстилающей поры, которая представлена пластинками со средней и четко выраженной кристаллизованностью. Края пластинок «рваные», их диаметр изменяется от 5 до 10 мкм. Этот минерал образовался до значительного уплотнения, о чем свидетельствует рыхлость его агрегатов. Как правило, розетковидные хлориты на-

## OIL AND GAS RESERVOIRS

**Рис. 6.** Результаты рентгенографического анализа XRD (глинистая фракция < 2 мкм) (A, B, F) и электронно-микроскопические фотографии аутигенного иллита (C, D, E, G, H)

**Fig. 6.** The results of radiography analysis (XRD) clay fraction < 2 μm (A, B, F) and electron microscopic images of authigenous illite (C, D, E, G, H)



C — иллит на поверхности кварца, D — иллит в поровом пространстве, E — агрегаты аутигенного иллита, заполняющие поры, G — иллитовые волокна в ассоциации с каолинитом, H — обломочные зерна, частично замещенные тонкими игольчатыми кристаллами аутигенного иллита (< 5 мкм). Усл. обозначения см. на рис. 3

C — illite on the surface of quartz, D — illite in pore space, E — aggregates of authigenous illite filling pores, G — illite fibers in association with kaolinite, H — clastic grains partially substituted by thin acicular crystals of authigenous illite (< 5 μm). For Legend see Fig. 3

растают на пленочные хлориты, что свидетельствует о последовательности их образования [12].

#### **Аутигенный иллит**

Результаты анализов СЭМ и XRD (глинистая фракция < 2 мкм) показали, что на иллит приходится до 22 % общего объема глинистой массы (рис. 6 А, В; см. таблицу). В результате исследования сканирующей электронной микроскопией СЭМ было выявлено две разновидности иллита.

*Пленочный иллит* встречается реже и считается самым ранним аутигенным минералом. Он разрастается вокруг обломочных зерен кварца, образуя на них пленку (частично или полностью), и имеет сильное двулучепреломление. Считается, что пленочный иллит образуется после формирования вторичного кристаллического кварца [13]. Электронно-микроскопические наблюдения показывают: тонкие пленки иллита на зернах обломочного кварца являются прерывистыми, тогда как более толстые оторочки покрывают обломочные зерна целиком, предотвращая тем самым рост зерен вторичного кварца.

Зерна пленочного иллита развиты в поровом пространстве (см. рис. 6 С), нередко образуя «налет» на обломочных зернах (см. рис. 6 С).

*Иллит, заполняющий поры*, обнаруживается в первичных и вторичных порах. Формирует агрегаты, заполняющие межобломочное пространство, довольно прочно контактируя с обломочными зернами. Такой иллит образует лейстовидные пластинки с плохой кристаллизованностью, а также коротковолокнистые агрегаты. Часто встречается в ассоциации с другими глинистыми минералами. Обычно агрегаты иллита по форме хлопьевидные, хотя края чешуек обычно гладкие и не имеют ни одного изгиба, либо лейстовидны по форме (см. рис. 6 D). Такая форма выделения иллитов является одним из основных факторов, снижающих проницаемость песчаного коллектора верхнего триаса. Это приводит к ограничению проницаемости обломочных коллекторов вследствие закупоривания межпоровых каналов. Местами иллитовые волокна и пластинки связаны с каолинитом, что свидетельствует об иллитизации каолинита [14]. Исследования SEM показали, что иллит тесно связан с измененными зернами полевого шпата и каолинитом (см. рис. 6 D). Это свидетельствует о частичном замещении обломочных зерен игольчатыми кристаллами (< 5 мкм) аутигенного иллита (см. рис. 6 E).

#### **Аутигенный смешанослойный минерал иллит-сметтитового состава**

Результаты анализа СЭМ и XRD (глинистая фракция < 2 мкм) показали, что смешанослойный минерал иллит-сметтит составляет до 7 % общего объема глинистой массы (рис. 7 А, В; см. таблицу). Иллит-сметтит может встречаться в виде пленочной фазы или в качестве фазы, заполняющей поры.

*Иллит-сметтит пленочной фазы* является самым ранним аутигенным минералом. Он развит вокруг обломочных зерен в виде полного и частичного пленочного покрытия (см. рис. 7 С). Зерна смешанослойного минерала состава иллит-сметтит характеризуются плоскими и тонкими краями. Такие чешуйчатые по морфологии зерна имеют размеры: длину — от 5 до 15 мкм, ширину — от 1 до 2 мкм.

*Иллит-сметтит, заполняющий поры*, образовался на более поздней стадии. Растворение обломочных полевых шпатов и железомagneзиальных минералов было основным источником компонентов для аутигенеза иллит-сметтита [15, 16]. Заполняющий поры иллит-сметтит редко встречается в исследованных образцах. Обычно он заполняет поры совместно с каолинитом и, как правило, образует мостик между обломочными зернами. Размер таких зерен от 2 до 10 мкм (см. рис. 7 D, E). Этот минерал образует глинистый цемент, заполняющий поровое пространство, и, соответственно, закупоривает поры. На микрофотографиях (метод СЭМ) видно, что замещение полевого шпата смешанослойным минералом состава иллит-сметтит происходит преимущественно вдоль спайности, что значительно снижает проницаемость, замедляя поток свободного флюида [17].

#### **Выводы**

Изучен качественный и количественный минеральный состав глинистых минералов песчаников верхнего триаса грабена Евфрат. В ходе выполнения аналитических работ установлена природа минералов, слагающих глинистые цементы, и их морфология.

Данные об аутигенных глинистых минералах нефтяного резервуара верхнетриасового песчаника грабена Евфрат были получены в результате петрографического исследования в сочетании со сканирующей электронной микроскопией СЭМ, включая микроанализ ЭДС, и рентгенографическим XRD-анализом (глинистая фракция < 2 мкм).

Глинистые минералы в песчаниках представлены каолинитом (81 %), хлоритом (13 %), иллитом (22 %) и иллит-сметтитовым по составу смешанослойным минералом (7 %).

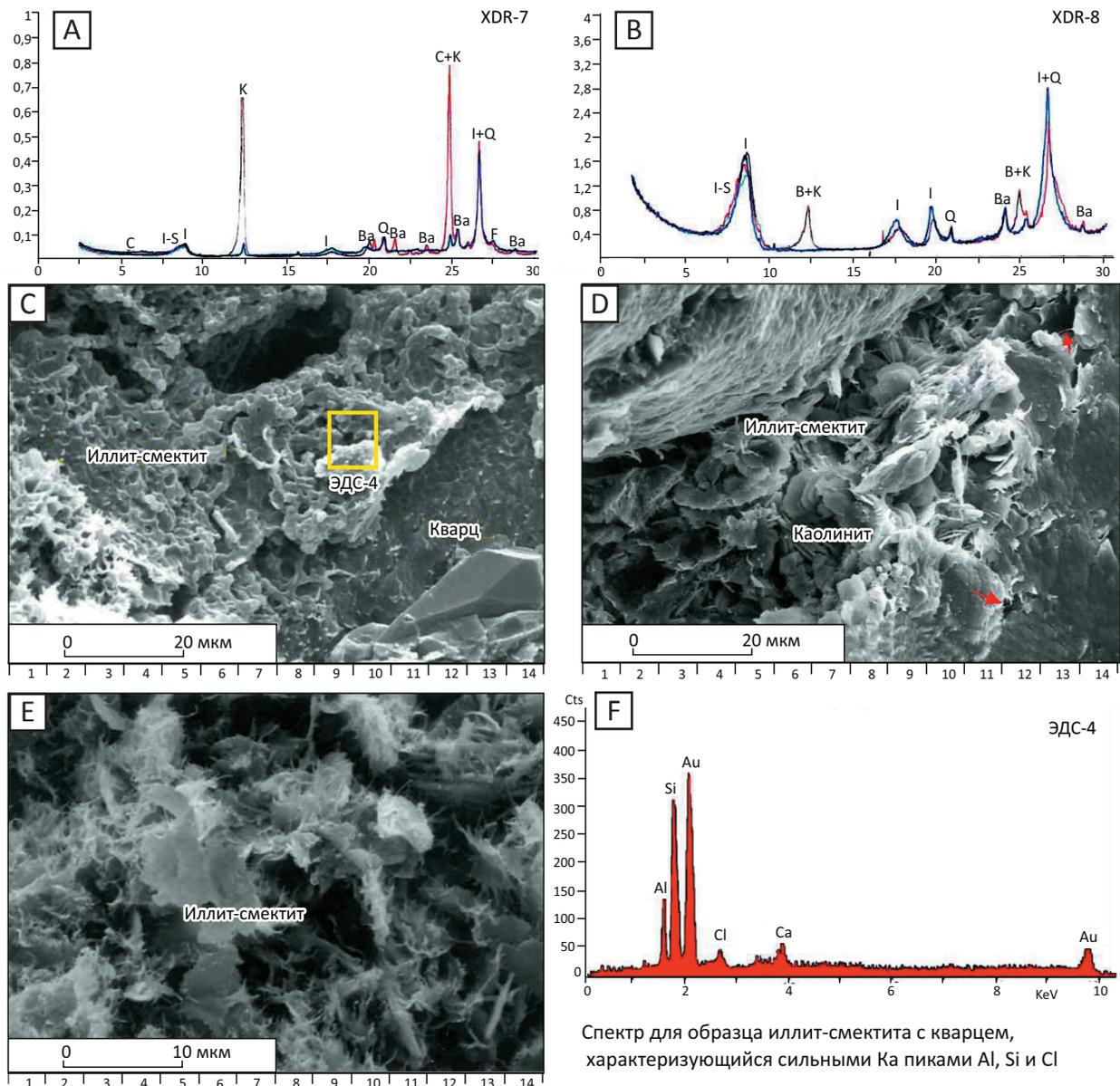
Каолинит является основной фазой среди глинистых минералов. Морфологически он имеет вид как гексагональных, так и псевдогексагональных пластинок или веерообразных сростков, состоящих из кристаллов размером от 10 до 15 мкм. Последние могут достигать размера 20–60 мкм и частично или полностью заполнять поровое пространство.

Хлориты представляют собой пленки на обломочных зернах либо выстилают поры. Чаще встречаются в виде зернистых наростов на обломочных зернах. Они состоят из хорошо кристаллизованных отдельных пластин размером от 2 до 10 мкм, образующих беспорядочно ориентированные агрегаты.

## OIL AND GAS RESERVOIRS

**Рис. 7.** Результаты рентгенографического анализа XRD (глинистая фракция < 2 мкм) (A, B, F) и электронно-микроскопические фотографии аутигенного иллит-сметита (C, D, E)

**Fig. 7.** The results of radiography analysis (XRD) clay fraction < 2 μm (A, B, F) and electron microscopic images of authigenic illite-smectite (C, D, E)



Иллит образует хорошо кристаллизованные пластинчатые зерна размером 10 мкм, а также нередко формирует коротковолокнистые агрегаты, частично заполняя межзерновые поры. Формируется по зернам обломочных минералов.

Смешанослойный минерал иллит-сметит обнаруживается как пленочный цемент на обломочных зернах или заполняет поровое пространство. Состоит из хорошо развитых кристаллов, характеризующихся плоскими и тонкими краями размерами от 2 до 10 мкм.

## Литература

1. Litak R.K., Barazangi M., Beauchamp W., Seber D., Sawaf T., Al-Youssef W. Mesozoic-Cenozoic evolution of the intraplate Euphrates fault system, Syria: Implications for regional tectonics // Journal of the Geological Society. — 1997. — № 3. — С. 653–666.
2. De Ruiter R.S.C., Lovelock P., Nabulsi N. The Euphrates graben of eastern Syria: A new petroleum province in the northern Middle East // Geo. — 1995. — Т. 1. — № 1. — P. 357–368.

3. Barazangi M., Seber D., Chaimov J., Best J., Litak R., Al-Saad D., Sawaf T. Tectonic evolution of the northern Arabian plate in Western Syria / Под ред. E. Boschi, E. Mantovani, A. Morelli // Recent evolution and seismicity of the Mediterranean region. – Springer, 1993. – № 15. – С. 117–140.
4. Sawaf T., Zaza T., Syrriyah O. The distribution and lithostratigraphic base for the sedimentary formations in the Syria Arab Republic, Special published report // Syria Petroleum Company Report. – Damascus, 1993. – № 13. – С. 173–190.
5. Sharland P.R., Archer R., Casey D.M., Davies S.H., Hall S.H., Heward A.P., Horbury A.D., Simmons M.D. Arabian plate sequence stratigraphy // GeoArabia Special publication. – 2001. – № 2. – С. 371–377.
6. Koopmans M.P., Van B. Regional Paleozoic correlation, central and east of Syria // Al Furat Petroleum Company AFPC. – 1992. – № 30. – С. 1089–1104.
7. The geological map of Syria / V.P. Ponikarov, V.G. Kazmin, I.A. Mikhailov, A.V. Razvaliyev, V.A. Krashennnikov, V.V. Kozlov, E.D. Souli-Kondratyev, V.A. Faradzhev // Syrian Arab Republic. Ministry of Industry, Map and Explanatory Notes. – 1 : 1 000 000. – 1966. – 111 с.
8. Шмырина В.А., Морозов В.П. Влияние вторичных изменений пород-коллекторов на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов БС 111 и ЮС 11 Кустового месторождения // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. – 2013. – № 1. – С. 95–100.
9. Ferrell R.E., Hart G.F., Murthy B. X-ray mineralogical discrimination of depositional environments of the Krishna Delta // Journal of Sedimentary Research. – 1998. – № 68. – С. 148–154.
10. Gier S., Worden R.H., Johns W.D., Kurzweil H. Diagenesis and reservoir quality of Miocene sandstones in the Vienna Basin, Austria // Marine Petroleum Geology. – 2008. – № 25. – С. 675–690.
11. Ali S.A., Clark J.W., Moore R.W., Dribus R.J. Diagenesis and reservoir quality // Oilfield Review Summers. – 2010. – № 2. – С. 14–24.
12. Schmid S., Worden R.H., Fisher Q.J. Diagenesis and reservoir quality of the Sherwood Sandstone (Triassic), Corrib Field, Slyne Basin, west of Ireland // Marine Petroleum Geology. – 2004. – № 21. – С. 299–315.
13. Zhang J.L., Qin L.J., Zhang Z.J. Depositional facies, diagenesis and their impact on the reservoir quality of Silurian sandstones from Tazhong area in central Tarim Basin, western China // Journal Asian Earth Science. – 2008. – № 33. – С. 42–60.
14. Hakimi M.H., Shalaby M.R., Abdullah W.H. Diagenetic characteristics and reservoir quality of the Lower Cretaceous Biyadh sandstones at Kharir oilfield in the western central Masila Basin, Yemen // Journal Asian Earth Science. – 2012. – № 51. – С. 109–120.
15. Brigatti M.F., Galan E., Theng B.K.G. Structure and mineralogy of clay minerals. – Elsevier, 2006. – № 2. – P. 29–35.
16. Philip J.A., James L.B., Daniel R.P. Fluvial-Tidal Sedimentology // Developments in Sedimentology. – 2015. – № 68. – С. 620–634.
17. Worden R.H., Morad S. Clay minerals in sandstones: A review of the detrital and diagenetic sources and evolution during burial // International Association of Sedimentologists, Special Publication. – 2003. – № 34. – С. 3–41.

#### References

1. Litak R.K., Barazangi M., Beauchamp W., Seber D., Sawaf T., Al-Youssef W. Mesozoic-Cenozoic evolution of the intraplate Euphrates fault system, Syria: Implications for regional tectonics. *Journal of the Geological Society*. 1997;(3):653–666.
2. De Ruiter R.S.C., Lovelock P., Nabulsi N. The Euphrates graben of eastern Syria: A new petroleum province in the northern Middle East. *Geo*. 1995;1(1):357–368.
3. Barazangi M., Seber D., Chaimov J., Best J., Litak R., Al-Saad D., Sawaf T. Tectonic evolution of the northern Arabian plate in Western Syria. In: E. Boschi, E. Mantovani, A. Morelli, eds. Recent evolution and seismicity of the Mediterranean region. Springer, 1993. N. 15. pp. 117–140.
4. Sawaf T., Zaza T., Syrriyah O. The distribution and lithostratigraphic base for the sedimentary formations in the Syria Arab Republic, Special published report. Syria Petroleum Company Report. N. 13. Damascus, 1993. pp. 173–190.
5. Sharland P.R., Archer R., Casey D.M., Davies S.H., Hall S.H., Heward A.P., Horbury A.D., Simmons M.D. Arabian plate sequence stratigraphy. *GeoArabia Special publication*. 2001;(2):371–377.
6. Koopmans M.P., Van B. Regional Paleozoic correlation, central and east of Syria. *Al Furat Petroleum Company AFPC*. 1992;(30):1089–1104.
7. Ponikarov V.P., Kazmin V.G., Mikhailov I.A., Razvaliyev A.V., Krashennnikov V.A., Kozlov V.V., Souli-Kondratyev E.D., Faradzhev V.A. The geological map of Syria. Scale 1 : 1 000 000. Syrian Arab Republic. Ministry of Industry, Map and Explanatory Notes. 1966. 111 p.
8. Shmyrina V.A., Morozov V.P. Effects of Secondary Alterations of Reservoir Rocks on the Porosity and Permeability of Productive Formations Bs111 and Us11 at the Cluster Deposit. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*. 2013;155(1):95–100.
9. Ferrell R.E., Hart G.F., Murthy B. X-ray mineralogical discrimination of depositional environments of the Krishna Delta. *Journal of Sedimentary Research*. 1998;(68):148–154.
10. Gier S., Worden R.H., Johns W.D., Kurzweil H. Diagenesis and reservoir quality of Miocene sandstones in the Vienna Basin, Austria. *Marine Petroleum Geology*. 2008;(25):675–690.
11. Ali S.A., Clark J.W., Moore R.W., Dribus R.J. Diagenesis and reservoir quality. *Oilfield Review Summers*. 2010;(2):14–24.
12. Schmid S., Worden R.H., Fisher Q.J. Diagenesis and reservoir quality of the Sherwood Sandstone (Triassic), Corrib Field, Slyne Basin, west of Ireland. *Marine Petroleum Geology*. 2004;(21):299–315.
13. Zhang J.L., Qin L.J., Zhang Z.J. Depositional facies, diagenesis and their impact on the reservoir quality of Silurian sandstones from Tazhong area in central Tarim Basin, western China. *Journal Asian Earth Science*. 2008;(33):42–60.
14. Hakimi M.H., Shalaby M.R., Abdullah W.H. Diagenetic characteristics and reservoir quality of the Lower Cretaceous Biyadh sandstones at Kharir oilfield in the western central Masila Basin, Yemen. *Journal Asian Earth Science*. 2012;(51):109–120.
15. Brigatti M.F., Galan E., Theng B.K.G. Structure and mineralogy of clay minerals. In: F. Bergaya, B.K.G. Theng, G. Lagaly, eds. Handbook of Clay Science. Vol. 1. Elsevier, 2006. pp. 29–35.
16. Philip J.A., James L.B., Daniel R.P. Fluvial-Tidal Sedimentology. *Developments in Sedimentology*. 2015;(68):620–634.
17. Worden R.H., Morad S. Clay minerals in sandstones: A review of the detrital and diagenetic sources and evolution during burial. *International Association of Sedimentologists, Special Publication*. 2003;(34):3–41.