УДК 552.086

DOI: 10.24930/1681-9004-2020-20-4-592-600

Петрографическое изучение миграции нефти на примере Имилорского месторождения (Когалымский регион, Западная Сибирь)

Г. Х. Шайхутдинова

Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть" в г. Тюмени, 628481, г. Когалым, e-mail: ShayhutdinovaGH@tmn.lukoil.com

Поступила в редакцию 27.09.2019 г., принята к печати 28.01.2020 г.

Объект исследований. Исходя из рабочей гипотезы о флюидоразрыве как о главном механизме миграции нефти, исследовался механизм первичной миграции нефти в пограничных отложениях поздней юры (баженовская свита)—раннего мела (ачимовская пачка) на примере скв. 431Р Имилорского месторождения. Материалы и методы. С помощью оптико-петрографического анализа, дополненного геохимическими методами, были изучены системы взаимосвязанных микротрещин в составе титон-нижнеберриасских и нижневаланжинских отложений. Результаты. Установлено, что образование исследуемых трещин произошло в три этапа: 1) формирование первичных седиментационно-литогенетических трещин в результате дегидратации глин в стадию диагенеза и трещин гидроразрыва при внедрении ачимовских терригенных пород; 2) частичное залечивание трещин вторичными минералами при катагенезе; 3) восстановление проходимости трещин при генерации больших объемов свободных углеводородов протонефти. Показано, что миграция генерированных углеводородов происходила как в пределах самой баженовской свиты, так и по системе взаимосвязанных трещин в зоне контакта баженовской свиты с ачимовской толщей. Заключение. Детальное изучение механизма миграции нефти расширяет представления о коллекторских свойствах нефтематеринской толщи, что в дальнейшем позволит осуществлять прогноз коллекторских свойств баженовской свиты, в том числе в зонах аномальных разрезов (на примере Когалымского региона).

Ключевые слова: баженовская свита, флюидоразрыв, первичная миграция, микротрещины, коллекторы углеводородов, органическое вещество, Западная Сибирь

Petrographic study of oil migration on the example of Imilorskoye field (Kogalymsky petroleum region, Western Siberia)

Gul'nara H. Shaikhutdinova

Branch of OOO "LUKOIL-Engineering" "Kogalym NIPIneft" in Tyumen, Kogalym 628481, Tyumen, Russia, e-mail: shayhutdinovaGH@tmn.lukoil.com

Received 27.09.2019, accepted 28.01.2020

Subject. This paper presents the results of studies of the mechanism of primary oil migration in the boundary sediments of the late Jurassic (Bazhenov formation)—early Cretaceous (Achimov pack) on the example of the well 431P of the Imilor field. Materias and methods. Based on the working hypothesis of fluid fracturing as the main mechanism of primary oil migration, using optical-petrographic analysis, supplemented by geochemical research methods, systems of interconnected microcracks in the Tithonian-lower Berriasian and early Valanginian deposits were studied. Results. It is established that the investigated cracks occurred in three stages: 1) formation of primary sedimentary-lithogenetic fissures as a result of dehydration of clays in the stage of diagenesis and hydraulic fractures in the implementation of the Achimov of terrigenous rocks; 2) partial healing of cracks with secondary minerals in the catagenesis; 3) restoration of patency of the cracks in the generation of large amounts of free hydrocarbons of protopetroleum. It is shown that the migration of hydrocarbons generated by the formation occurred both within the Bazhenov formation itself and through a system of interconnected cracks in the contact zone of the Bazhenov formation with the Achimov formation. Conclusion. A detailed study of the mechanism of oil migration allows us to expand our understanding of the reservoir properties of the oil column, which in the future will allow us to forecast the reservoir properties of the Bazhenov formation including in the zones of anomalous sections (for example, in the Kogalym region).

Для цитирования: Шайхутдинова Г.Х. (2020) Петрографическое изучение миграции нефти на примере Имилорского месторождения (Когалымский регион, Западная Сибирь). Литосфера, **20**(4), 592-600. DOI: 10.24930/1681-9004-2020-20-4-592-600

For citation: Shaikhutdinova G.H. (2020) Petrographic study of oil migration on the example of Imilorskoye field (Kogalymsky petroleum region, Western Siberia). *Litosfera*, **20**(4), 592-600. DOI: 10.24930/1681-9004-2020-20-4-592-600

Keywords: Bazhenov formation, fluid rupture, primary migration, microcracks, hydrocarbon reservoirs, organic matter, Western Siberia

Acknowledgements

The author thanks S.V. Lagutina and V.F. Grishkevich for their help in choosing the object of research and useful tips when designing the text of the article

ВВЕДЕНИЕ

Вопрос реализации нефтегенерационного потенциала баженовской свиты на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на сегодняшний день остается весьма актуальным. Теоретические модели миграции и аккумуляции нефти в значительной мере чисто умозрительны из-за масштабов явления, исключающих непосредственное наблюдение всей его цепочки от очага генерации до конечного вместилища нефти-коллектора (Харахинов и др., 2015). Так, для упомянутого выше бассейна обычные пути миграции нефти из материнских отложений баженовской свиты в вышеи нижележащие меловые и юрские песчаные пласты пролегают через многометровые глинистые толщи. Но в зонах аномальных разрезов на контакте с оползневой массой ачимовских пород брекчированные битуминозные отложения баженовской свиты непосредственно контактируют с песчаноалевритовыми породами. Очаг генерации и аккумулирующий коллектор могут оказаться в одном образце. Это открывает новые возможности для тонкого анализа следов миграции нефти внутри нефтематеринской породы на границе ее с коллектором и далее по коллектору.

На Имилорской площади подводные оползни на седиментационном склоне, породившие зону аномальных разрезов баженовской свиты (АРБ), происходили в валанжине во время накопления шельфовых пластов EC_{11-12} (Нежданов, 2017). По микропалеонтологическим и палинологическим данным, песчано-алевритовые массы тел внедрения имеют валанжинский возраст, а деформированные и переработанные битуминозные отложения имеют возраст от ранневолжского до ранневаланжинского (подачимовская пачка).

По данным (Конторович и др., 2013), литификация баженовской свиты как флюидоупора произошла в конце валанжина—начале готерива, после накопления неокомской толщи, а вступление свиты в Главную фазу нефтенакопления (ГФН) и процесс интенсивной генерации нефти произошли позднее (в кампане). Таким образом, на время внедрения неокомских клиноформ кровля баженовской свиты была слабо литифицированной.

В изученном ненарушенном разрезе баженовской свиты выделяется 6 пачек, или 13 слоев. На рис. 1 в разрезе эталонной скважины Имилорская-

401Р показано их положение по стандартному комплексу ГИС (Гришкевич, Гатина, 2019). Как видно на рисунке, в разрезе скв. 431Р уверенно идентифицируются пачки и слои, выделенные в опорной скв. 401Р. Взброшенная пластина разреза скв. 431Р включает в себя слои от 26 внизу до пачки 6 вверху. В зоне внедрения разрушенными оказались слои 1 и 2а.

Судя по фотографиям керна, основным механизмом разрушения слаболитифицированных баженитов (темные фрагменты) оползневой песчано-алевритовой массой (светлый матрикс) в ранневаланжинское время предположительно явился их гидроразрыв. Под процессом гидроразрыва баженитов следует понимать нарушение их целостности при внедрении песчано-алевритовых (ачимовских) плывунов во время подводных оползней.

Фрагменты баженитов имеют остроугольную форму, пластические деформации незначительны. В послеваланжинское время оползневая пульпа подверглась интенсивной карбонатизации: в ультрафиолетовом освещении карбонатный цемент придает алевролитам желтоватый оттенок. Обильный карбонатный цемент резко понизил проницаемость алевролитов, поэтому инъекции первичной миграции нефти (голубоватое и бледно-сиреневое свечение в УФ) визуально фиксируются как затухающие трещины, направленные из обломков баженитов в терригенный матрикс.

ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом петрографического изучения послужили макро- и микротрещины внутри баженитов, характер их сопряжения с трещинами, проникающими в терригенный матрикс, процессы вторичного минералообразования внутри этой системы трещин и первичной миграции по ней протонефти. Оценка сохранности генерационного потенциала нефти внутри битуминозных пород проводилась геохимическими методами исследований — методами пиролиза (Rock Eval) и газовой хроматографии — путем сравнения с аналогичными параметрами в керне эталонных скважин 401Р и 412Р.

Работы были проведены в Центре исследования керна и пластовых флюидов филиала ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть" в г. Тюмени.

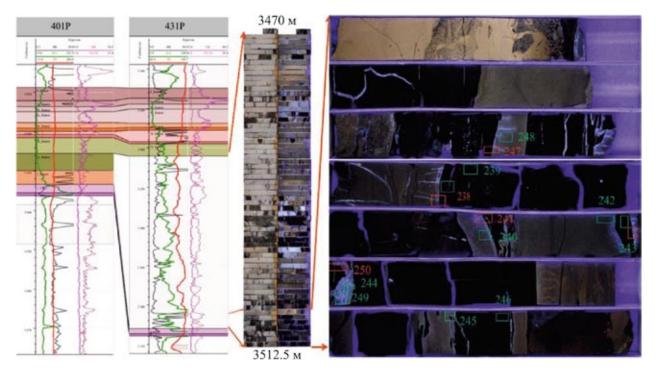


Рис. 1. Точки отбора образцов в скв. 431Р Имилорского месторождения и их привязка к эталонному разрезу (фотографии керна при дневном и УФ-освещении).

Fig. 1. Sampling points in well 431P of the Imilorskoye field and their linking to the reference section (core photographs in daylight and UV light).

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В целях оценки сохранности генерационного потенциала нефти внутри битуминозных пород методом пиролиза (Rock Eval) были обработаны 18 образцов (данные "МиМГО") и 4 образца ("ТомскНИПИнефть") по скважинам 401P, 412P, 431P Имилорского месторождения.

По полученным данным (рис. 2a) была дополнена точечная диаграмма распределения исследуемых образцов, характеризующихся хорошим генерационным потенциалом ($C_{\rm opr}$ изменяется от 0.9 до 9.69%). В изученной скв. 431Р содержание $C_{\rm opr}$ варьирует от 1.09 до 4.56%. Пониженное значение $C_{\rm opr}$ (0.9%) наблюдается в единичном образце, приуроченном к карбонатному прослою.

Опираясь на ранее проведенные работы, мы вынесли исследуемые образцы 239 и 246 из керна скв. 431Р Имилорского месторождения на диаграммы распределения пиролитических данных $HI-T_{max}$ (рис. 2б). Расположение образцов соответствует общерегиональному распределению пиролитических данных на территории Ханты-Мансийского автономного округа (Олейник, 2019).

Результаты, полученные методом пиролиза, свидетельствуют о хорошем генерационном потенциале исследуемых образцов и хороших нефтегенерационных свойствах содержащегося в них органического вещества (ОВ). Это позволяет сделать вывод о том, что нефтегенерационный потенциал битуминозных пород баженовской свиты, вскрытых скважиной 431Р, не ниже, чем в эталонных скважинах 401Р и 412Р. При макроскопическом изучении внутриоползневой брекчии из керна скв. 431Р Имилорского месторождения были выделены зоны максимальной трещиноватости (подчеркнутые свечением углеводородов (УВ) при ультрафиолете) на непосредственных контактах битуминозных пород баженовской свиты с песчано-алевритовыми породами.

Из керна оползневой брекчии были отобраны 10 образцов из зон максимальной трещиноватости (на границе двух литологических типов пород) для петрографических и геохимических исследований. Локализация отбора образцов была нацелена на возможность выявления петрографических следов миграции нефти как внутри самой нефтематеринской породы, так и далее в системе нефтематеринская порода-порода-коллектор. При этом обнаружено, что единичные образцы пород баженовской свиты включают в себя признаки очага генерации микронефти и аккумулирующие свойства породыколлектора.

Собственно оползневое тело внедрения в баженовскую свиту мощностью 40 м (по данным ГИС) фактически представлено керном из интер-

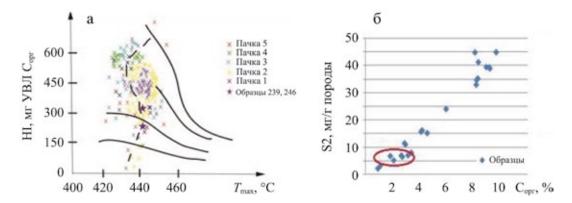


Рис. 2. Характеристика генерационного потенциала пород баженовской свиты (а) и типа органического вещества (б) на примере скважин 401P, 412P и 431P Имилорского месторождения.

Fig. 2. Characteristics of the generation potential of the rocks of the Bazhenov formation (a) and type of organic matter (6) on the example of wells 401P, 412P and 431P of the Imilorskoye field.

вала глубины 3465.0-3502.0 м (мощностью 37 м). Керновый материал характеризуется чередованием оползневых алевролитов серых, мелко- и крупнозернистых, песчанистых, известковистых, слабо глинистых (с оливковым свечением в ультрафиолетовом свете) с глинисто-кремнистыми битуминозными породами. Характерны текстуры пластичного течения оплывания, редко - внедрения. В верхней половине кернового материала наблюдаются невыдержанные прослои алевролитов буро-серых, мелко- и крупнозернистых, песчаных, с редкими включениями морской фауны (с признаками нефтенасыщения). В средней и нижней части керна встречаются частые интракласты буровато-черных битуминозных аргиллитов с закрытыми трещинами с признаками нефтенасыщения, ориентированные преимущественно диагонально, субвертикально, участками выполненные кремнистым, глинистым и известковистым материалом.

В образцах из пограничных отложений "баженовская свита-ачимовская толща" выделены следующие основные литотипы пород: силициты (I литотип), алевролиты (II литотип), известняки (III литотип), вторичные известняки по радиоляритам (IV литотип).

Ниже приведено подробное петрографическое описание изучаемых образцов.

А. Образец 238 (глубина – 3504.28 м) характеризуется серией горизонтально и вертикально ориентированных микротрещин с признаками нефтенасыщения.

Данный образец отобран на границе двух литологических типов пород — силицита глинистого, битуминозного (І литотип, рис. 36) и алевролита крупно- и мелкозернистого, слабоглинистого, известковистого с признаками нефтенасыщения (ІІ литотип, рис. 3а).

В поле изучаемого шлифа зафиксированы две системы трещин: 1) обычная для баженитов (I литотип) субпараллельная слоистости, трещины выполнены глинистым и кремнистым материалом, участками открытые; 2) секущие трещины вкрест напластованию, начинающиеся от проводящих субпараллельных трещин и проникающие в известковистые алевролиты (II литотип). Внутри трещин (и только в них) фиксируются следы нефтенасыщенности, постепенно трещины залечиваются карбонатным материалом (во II литотипе, рис. 3в). Нефтенасыщение подтверждается данными геохимических исследований.

Б. Образец 241 (гл. 3505.02 м) представлен в шлифе чередованием следующих литологических типов пород: известняком комковато-сгустковатым с признаками нефтенасыщения (III литотип, рис. 4а), вторичным известняком по радиоляриту неслоистым, участками глинисто-кремнистым, с реликтами ($\approx 10-15~\%$) раковин радиолярий (IV литотип) и алевролитом (II литотип) крупно- и мелкозернистым, слабо песчанистым, известковистым, хорошо сортированным с признаками нефтенасыщения (рис. 46, в).

В поле шлифа зафиксирована система вертикально ориентированных микротрещин и редкие трещины, расположенные вкрест простирания породы. Выполнены рассматриваемые трещины кристаллически зернистым доломитом. Наблюдаются прослои глинистого вещества (с преобладанием гидрослюды и каолинита), участками сидеритизированные и пропитанные ОВ в виде волосовидных прослоев (нефтенасыщение подтверждается данными геохимических исследований).

В. Образец 243 (гл. 3505.37 м), как и рассмотренные выше образцы, отобран на границе двух пород: алевролита мелко- и крупнозернистого, песчаного, известковистого (II литотип, с признаками

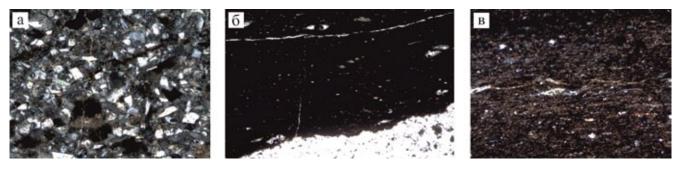


Рис. 3. Фотографии шлифов обр. 238.

а – алевролит крупно- и мелкозернистый (с признаками нефтенасыщения); б, в – серия разноориентированных микротрещин в литотипе силицит глинистый, битуминозный.

Fig. 3. Photos of thin sections sample 238.

a – coarse and fine-grained siltstone (with signs of oil saturation); δ , B – a series of differently oriented microcracks in the lithotype clayey, bituminous silicite.

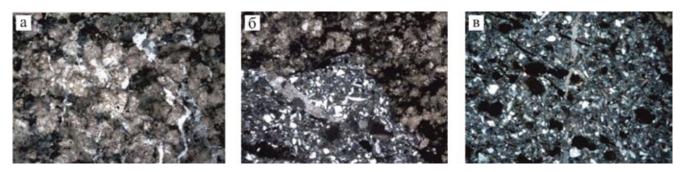


Рис. 4. Фотографии шлифов обр. 241.

а – известняк комковато-сгустковатый (с признаками нефтенасыщения); б, в – алевролит крупно- и мелкозернистый, песчанистый (с признаками нефтенасыщения).

Fig. 4. Photos of thin sections sample 241.

a – lumpy-clotted limestone (with signs of oil saturation); δ , B – coarse and fine-grained siltstone, sandy (with signs of oil saturation).

нефтенасыщения) и силицита глинистого, битуминозного (І литотип).

Отличительной особенностью рассматриваемого образца является то, что в I литотипе вертикально и горизонтально ориентированные микротрещины образуют единую взаимосвязанную систему трещин (рис. 5а, б, д, е). Извилистые, редко прерывистые микротрещины в основном неравномерно заполнены глинистым, кремнистым веществом, реже встречаются открытые, с признаками красно-бурого органического вещества (микронефти). Для подтверждения признаков нефтенасыщения был проведен люминесцентно-капельный анализ, который подтвердил наличие ОВ в отобранном образце. При оптико-петрографическом исследовании подтверждением стало светло-желтое свечение в отраженном свете поляризационного микроскопа (см. рис. 5в, г).

В граничащем II литотипе (алевролите) присутствует единичная микротрещина, неравномерно за-

полненная кремнисто-глинистым веществом, берущая начало на стыке двух пород и проникающая в известковистые алевролиты.

Г. Образец 247 (гл. 3503.72 м) представлен двумя литологическими типами пород: крупно- и мелкозернистым, песчанистым, глинистым, известковистым (с признаками нефтенасыщения) алевролитом (П литотип) и слабоглинистым, с единичными остатками раковин радиолярий, битуминозным силицитом (І литотип).

В данном образце активно развита сеть разноориентированных микротрещин. В І литотипе микротрещины ориентированы субгоризонтально, участками открытые и с признаками нефтепроявлений (рис. 6а, в). В граничащей породе (ІІ литотип) отмечается единичная вертикально направленная трещина, полностью выполненная битуминозным веществом темно-бурого цвета, участками открытая (см. рис. 6б). На границе двух литотипов про-

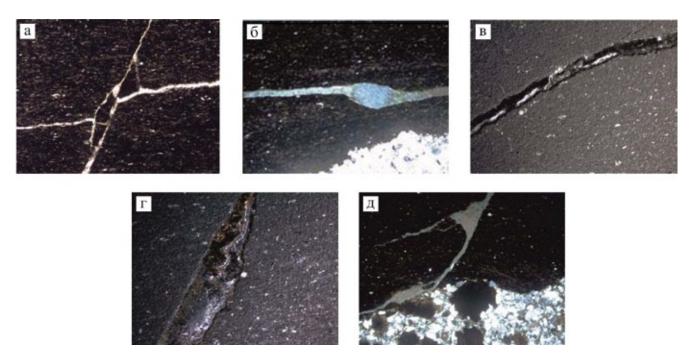


Рис. 5. Фотографии шлифов обр. 243.

а, д – силицит глинистый, алевритистый, битуминозный; 6 – микротрещина с признаками нефтенасыщения в силиците глинистом; 8, 6 – микротрещина в шлифе (в отраженном свете).

Fig. 5. Photos of thin sections sample 243.

a, μ – clayey silicite, silty, bituminous; θ – microcrack with signs of oil saturation in siliceous clay; θ , μ – microcrack in the thin section (in reflected light).

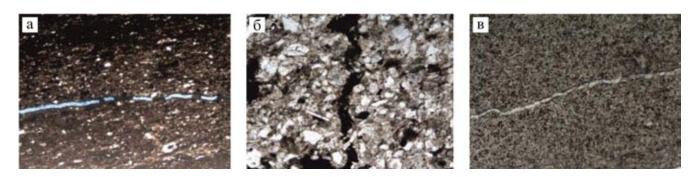


Рис. 6. Фотографии шлифов обр. 247.

a — силицит слабо-глинистый, алевритистый, битуминозный; б — алевролит крупно- и мелкозернистый, песчанистый (с признаками нефтенасыщения); в — микротрещина в шлифе (в отраженном свете) в литотипе силицит слабо-глинистый, битуминозный.

Fig. 6. Photos of thin sections sample 247.

a – slightly clayey, silty, bituminous silicite; 6 – coarse and fine-grained siltstone, sandy (with signs of oil saturation); B – microcrack in thin section (in reflected light) in the lithotype, slightly clayey, bituminous silicite.

ходит сеть открытых микротрещин, развитая вдоль напластования пород.

Нефтенасыщение также подтверждается данными геохимических исследований.

Д. Образец 250 (гл. 3505.45 м) представлен мелко- и крупнозернистым, песчанистым, известкови-

стым алевролитом с признаками нефтенасыщения (II литотип) и слабо глинистым битуминозным силицитом (I литотип), (рис. 7a, e).

Особенностью данного образца является вертикально ориентированная микротрещина, "проходящая" между породами "силицит-алевро-

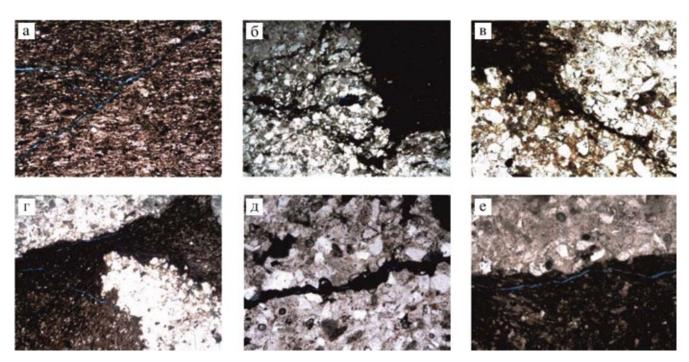


Рис. 7. Фотографии шлифов обр. 250.

а – сеть разветвленных микротрещин в породе; силицит слабоглинистый, битуминозный; б–д – переходящие микротрещины между двумя породами силицит–алевролит; е – микротрещина на границе двух пород.

Fig. 7. Photos of thin sections sample 250.

a – a network of branched microcracks in the rock; slightly clayey silicite, bituminous; $6-\pi$ – passing microcracks between two silicite-siltstone rocks; e – microcrack on the border of two rocks.

лит-силицит", по всей площади шлифа. Данная трещина (в литотипе I) открытая, участками с признаками нефтенасыщения, а при переходе в алевролит (литотип II) постепенно заполняется битумным веществом красно-бурого цвета (смолисто-асфальтеновые компоненты?) (см. рис. 76–д).

Для всех изученных образцов пород характерны следующие вторичные изменения: слабая кристаллизация опалового вещества, образование окислов железа, пиритизация и карбонатизация. Пирит ($\approx 3-5\%$) встречается в виде микроскопической, редко мелкой рассеянной вкрапленности, единично — в виде прослоев. Карбонатный материал представлен микро- и мелкозернистым кальцитом, редко — кристаллически зернистыми агрегатами доломита, корродирующими обломочные зерна. Преобразование изучаемых пород соответствует стадии раннего-среднего катагенеза, градациям от MK_1 до MK_2 – MK_3 (Белецкий, 2007).

По существующим представлениям (Гурари и др., 1988; и др.), главной причиной миграции основной массы УВ из литифицированных отложений баженовской свиты в подачимовскую толщу и нижние песчаные ачимовские пласты на территории исследований в начале позднемелового времени (K_2 cm) послужил естественный флюидо-

разрыв нефтематеринских пород при вхождении в главную фазу нефтегенерации, накоплении в них больших объемов жидких УВ, сопутствующих газов (NH₃, CH₄, CO₂, H₂S и др.) и возникновении аномально высокого пластового давления. Поскольку на момент внедрения в баженовскую свиту ачимовских песчано-алевритовых пород в зоне аномальных разрезов бажениты были не полностью литифицированы, можно предположить, что последующая первичная миграция привела к формированию проникающих трещин гидроразрыва из нефтематеринских баженитов во вмещающие терригенные породы.

В изучаемых образцах с помощью оптикопетрографического метода отчетливо прослеживается механизм образования микротрещин путем флюидоразрыва (Симоненко, 1988), в них путь миграции микронефти составил всего несколько сантиметров из-за непосредственного контакта нефтематеринских разностей и коллекторов.

Эффект флюидоразрыва активизировался при достижении термобарических условий дегидратации глин (температура 50°С и выше), т. е. когда вмещающие их алевриты уже успели пройти стадию первичной литификации, поэтому и образовалась единая система трещин, пронизывающая обе генетические разности пород.

Процесс сопровождался рассланцовыванием самой материнской толщи. Визуально это подчеркивается появлением горизонтально ориентированной системы микротрещин. А на границе двух литологических типов пород образуется система флюидопроводящих трещин. По этой системе разноориентированных микротрещин происходит первичная миграция сложных растворов, содержащих в себе ранее растворенную микронефть, СО, СО2, СН4, другие газы и минеральные компоненты (Баженова и др., 2012). В дальнейшем при понижении давления в системе происходит выпадение в осадок вторично образованных минералов (Предтеченская и др., 2006). В нашем случае (на примере образцов 241 и 238) это кремнистые, карбонатные и глинистые минералы, заполняющие микротрещины. Изучаемые образцы являются примером "очага генерации УВ" на микроскопическом уровне, где прослеживаются петрографические следы первичной миграции нефти внутри нефтематеринской породы и на границе ее с породой-коллектором.

Изучение образцов 243, 247 и 250 позволило установить осаждение из сложных растворов в трещины не только минеральных компонентов, но и микронефти. В рассматриваемых образцах проявляются как генерирующие свойства нефтематеринской породы, так и аккумулирующие свойства породы-коллектора, что представляет значительный интерес для изучения следов миграции нефти оптико-петрографическим методом.

Ярким примером служит обр. 250, отчетливо показывающий процесс миграции УВ на микроуровне. Из сложного раствора, содержащего ОВ, при выходе из глинистого силицита происходит выпадение в трещине тяжелых компонентов ОВ краснобурого цвета, заполняющих все ее пространство до следующего пограничного литотипа. При этом сама микротрещина в силиците открытая, участками с признаками нефтенасыщения (легкая фракция нефти?).

Полученные результаты служат подтверждением того, что первичная миграция УВ происходила по трещинам, образованным путем эффекта природного гидроразрыва. Предположительно именно по данным трещинам идет "насыщение" породколлекторов нефтью из материнской толщи. При этом нужно учитывать, что сама баженовская свита является не только материнской породой, но и выполняет роль промежуточного коллектора УВ (Предтеченская, Злобина, 2018).

ВЫВОДЫ

В результате проведенных исследований на микроскопическом уровне подтверждена гипотеза о естественном, природном флюидо- (гидро-) разрыве пород баженовской свиты в зонах аномальных

разрезов как главном механизме первичной миграции нефти.

Было установлено, что формирование трещин происходило в три этапа: 1) образование первичных трещин гидроразрыва в результате внедрения водно-алевритовой смеси (ачимовских отложений) и дегидратации глин; 2) частичное залечивание трещин вторичными минералами; 3) восстановление проходимости трещин при генерации свободных УВ протонефти.

Оценка генерационного потенциала дезинтегрированных битуминозных пород баженовской свиты, вскрытых скв. 431Р на контакте с ачимовской толщей, в сравнении с эталонными скважинами 401Р и 412Р Имилорского месторождения, проведенная методами пиролиза и газовой хроматографии, подтвердила сохранность генерационного потенциала пород свиты в "аномальной" зоне.

Детальное литолого-геохимическое изучение механизма миграции нефти на примере Имилорского месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции позволяет расширить представления о коллекторских, нефтематеринских свойствах баженовской свиты, процессах миграции УВ в зонах аномальных разрезов и в дальнейшем прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства этой свиты на региональном уровне.

Благодарности

Автор благодарит С.В. Лагутину и В.Ф. Гришкевича за помощь в выборе объекта исследования и полезные советы при оформлении текста статьи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2012) Геология и геохимия нефти и газа. Учебник. М.: МГУ, 432 с.

Белецкий С.Н. (2007) Механизмы и факторы первичной миграции нефти. Моделирование и факторы первичномиграционных процессов. *Нефтегазовая геология*. *Теория и практика*, (2). http://www.ngtp.ru/rub/1/028.pdf.

Гришкевич В.Ф., Гатина Н.Н. (2019) Опыт петрографического анализа механизма формирования аномального разреза баженовской свиты на Имилорской площади Западной Сибири. *Литосфера*, **19**(2), 209-227.

Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н., Москвин В.И. и др. (1988) Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. М.: Недра, 197 с.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. (2013) Историко-геологическое моделирование процессов нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование). Геология и геофизика, 54(8), 1179-1226.

- Нежданов А.А. (2017) Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения. *Нефты и газ*, (6), 34-42.
- Олейник Е.В. (2019) Анализ закономерностей строения баженовской свиты в связи с нефтегазоносностью клиноформиной части неокомских отложений на территории ХМАО. Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 153 с.
- Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г., Сапьяник В.В., Перозио Г.Н., Малюшко Л.Д. (2006) О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты. *Литосфера*, (4), 131-148.
- Предтеченская Е.А., Злобина О.Н. (2018) Баженовская свита как "промежуточный" коллектор углеводородов в зонах тектонических нарушений. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, (11), 20-33.
- Симоненко В.Ф. (1988) Первичная миграция углеводородов в водорастворенном состоянии и их начальная аккумуляция. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Обзорная информация ВИЭМС МГ СССР. М.: ОНТИ ВИЭМС. Вып. I, 56-60.
- Харахинов В.В., Шленкин С.И., Берин М.В., Вашкевич А.А., Олюнин А.В., Шевчук Т.Н. (2015) Новые подходы к освоению нефтегазового потенциала баженовского горизонта Западной Сибири. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, (1), 37-51.

REFERENCES

- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2012) *Geologiya i geokhimiya nefti i gaza. Uchebnik* [Geology and Geochemistry of oil and gas. Textbook]. Moscow, Moscow state University, Publ., 432 p. (In Russian)
- Beletskii S.N. (2007) Mechanisms and factors of primary oil migration. Modeling and factors of primary migration processes. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, (2). http://www.ngtp.ru/rub/1/028.pdf. (In Russian)
- Grishkevich V.F., Gatina N.N. (2019) Experience of petrographic analysis of the mechanism of formation of an anomalous section of the Bazhenov formation on Imilorskaya square in Western Siberia. *Litosfera*, **19**(2), 209-227. (In Russian)

- Gurari F.G., Vaits E.Ya., Melenevskii V.N., Moskvin V.I. i dr. (1988). *Usloviya formirovaniya i metodika poiskov zalezhei nefti v argillitakh bazhenovskoi svity* [Conditions for the formation and method of searching for oil deposits in the mudstones of the Bazhenovo formation]. Moscow, Nedra Publ., 197 p. (In Russian)
- Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Berin M.V., Vashkevich A.A., Olyunin A.V., Shevchuk T.N. (2015) New approaches to the development of the oil and gas potential of the Bazhenov horizon of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, (1), 37-51. (In Russian)
- Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Yershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva Ye.A., Melenevskii V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. (2013) Historical and geological modeling of naftidogenesis processes in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Geol. Geofiz.*, **54**(8), 1179-1226. (In Russian)
- Nezhdanov A.A. (2017) Anomalous sections of the Bazhenovo formation: a view through the half-century after the discovery. *Neft' i gaz*, (6), 34-42. (In Russian)
- Oleinik E.V. (2019) Analiz zakonomernostei stroeniya bazhenovskoi svity v svyazi s neftegazonosnost'yu klinoforminoi chasti neokomskikh otlozhenii na territorii KhMAO. Diss. ... kand. geol.-min. nauk [Analysis of the regularities of the structure of the Bazhenovo formation in connection with the oil and gas content of the clinoform part of the Neocomian deposits on the territory of the KhMAO. Cand. geol. and min. sci diss.]. Tyumen, Tyumen industrial University, 153 p. (In Russian)
- Predtechenskaya E.A., Krol' L.A., Gurari F.G., Sap'yanik V.V., Perozio G.N., Malyushko L.D. (2006) On the Genesis of carbonates in the Bazhenov formation of the Central and South-Eastern regions of the West Siberian plate. *Litosfera*, (4), 131-148. (In Russian)
- Predtechenskaya E.A., Zlobina O.N. (2018) Bazhenovskaya formation as an "intermediate" reservoir of hydrocarbons in zones of tectonic disturbances. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, (11), 20-33. (In Russian)
- Simonenko V.F. Primary migration of hydrocarbons in the water-dissolved state and their initial accumulation. *Geologiya, metody poiskov i razvedki mestorozhdenii nefti i gaza. Obzornaya informatsiya VIEMS MG SSSR* [Geology, methods of search and exploration of oil and gas fields. Overview of the VIEMS MG SSSR]. Moscow, ONTI VIEMS. Vyp. I, 56-60. (In Russian)