

и оценочное значение. В рамках работы исследовались нефти Русского и Фёдоровского месторождений Западной Сибири на предмет их возможного генетического родства.

В части изотопно-геохимической характеристики месторождений нефти выполнено:

1) препаративное разделение нефти с целью выделения следующих фракций: низкокипящие – 150°C, средние фракции – 150-200°C, высококипящие фракции – 200-250°C, остаток – выше 250°C, асфальтены, бензолные смолы, спирто-бензолные смолы, насыщенные углеводороды, ароматические углеводороды;

2) изотопный анализ углерода сырой (исходной) нефти Западной Сибири;

3) анализ отдельных фракций нефти из препаратов, приготовленных ранее в лабораториях ВНИГРИ и КамНИИКИГС;

4) интерпретация полученных результатов.

Исследованные нефти месторождений, как оказалось, различны по своим геохимическим характеристикам. Корреляция нефть-нефть изотопно-фракционных кривых нефтей Западной Сибири наглядно демонстрирует различный изотопный состав (рис.). Это свидетельство отсутствия генетического родства исследуемых нефтей.



Рис. Диаграмма распределения ^{13}C во фракциях нефти типовых месторождений Западной Сибири. Соотношение изотопов $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$, представленное, как обычно, в виде величины $\delta^{13}\text{C}$ – смещения относительно международного стандарта PDB в тысячных долях – промилле (‰) [2]

Полученный уникальный набор изотопных характеристик нефтей месторождений может быть использован во многих аспектах, имеющих практическую направленность:

- выяснение условий формирования собственно самого месторождения;
- как региональный изотопно-геохимический репер;

- выбор информационно оптимального набора изотопных характеристик для решения задач нефтегазовой геологии и геоэкологии в пределах региона.

С помощью полученных данных возможен прогресс и в решении фундаментальных проблем, таких как происхождение нефти, миграция подземных флюидов и формирование их скоплений в пространственно-временных координатах.

Литература

1. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1973. – 379 с.
2. Faure G. Principles of isotope geology. – New York, 2005. – 898 с.
3. Stahl W.J. Source rock-crude oil correlation by isotopic type-curves // Geochimica et Cosmochimica. – Acta, 1978. – 1573 – 1577 с.

ОСОБЕННОСТИ ПОВОРОГО ПРОСТРАНСТВА В ПЕСЧАНИКАХ ПЛАСТА Ю₁³⁻⁴ КЛЮЧЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ

Т.А. Павловец, Н.М. Недоливко

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Водонефтяные контакты (ВНК) являются зоной интенсивного изменения нефти, поровых вод и вмещающих залежь пород [1, 4, 5], при этом ловушки в результате массообмена между этими тремя элементами природной системы приобретают зональное строение [1, 2, 3, 5].

Цель работы – изучение характера изменения пустотно-порового пространства терригенных коллекторов в контуре нефтеносности, в переходной и законтурной зонах ВНК в пласте Ю₁³⁻⁴, верхнеюрского продуктивного горизонта Ю₁, вскрытого скважиной 207 в интервале глубин 2693,95–2708,3 м (рис. 1) на Ключевской площади (Томская область).

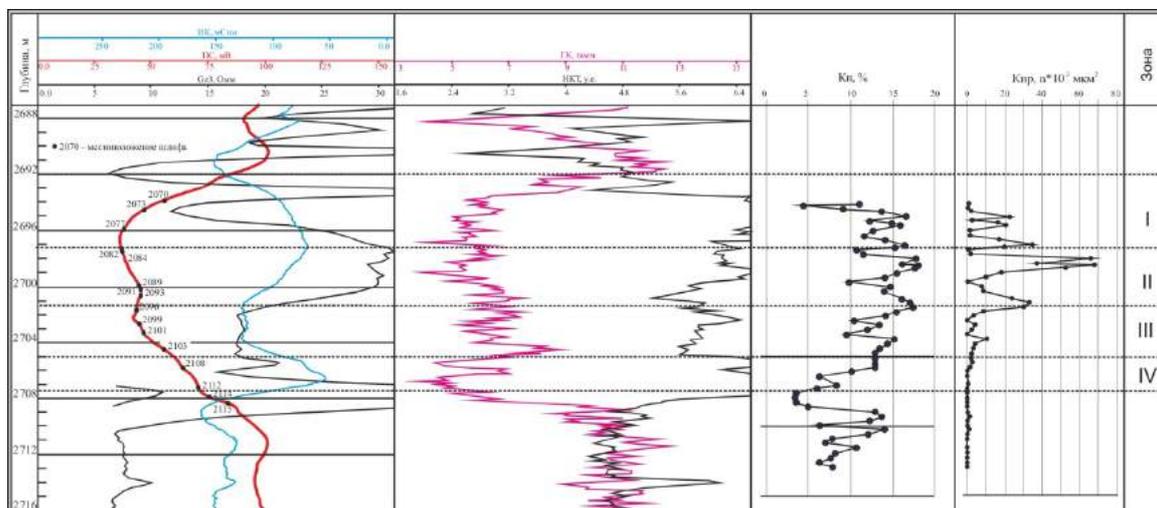


Рис. 1. Геофизическая характеристика и коллекторские свойства песчаников пласта Ю₁³⁻⁴ на Ключевской площади: I – нефтенасыщенная зона; II – переходная зона ВНК; III – подконтурная зона ВНК; IV – законтурная зона ВНК

Установлено, что в нефтенасыщенной части коллектора (интервал 2693,95–2697,0 м) песчаники характеризуются относительной свежестью и слабым растворением обломочных компонентов, цемент развит неравномерно, относится к поровому типу и представлен в основном неравномерно раскристаллизованным каолинитом, реже гидрослюдой и хлоритом. Емкостное пространство песчаников (рис. 2) представлено в основном остаточными межзерновыми (М/з) порами различной конфигурации и размеров, реже – слабо развитыми внутризерновыми (В/з) порами, приуроченными к обломкам эффузивных пород и полевых шпатов, микропорами в каолинитовом (Мкп) цементе и на поверхности слабо растворенных зерен.

Размеры и морфология пор определяются как седиментогенными (гранулометрическим составом, степенью сортировки, формой зерен, особенностью их упаковки и др.), так и диа- и катагенными (аутигенная цементация, уплотнение) и менее наложенно-эпигенными (растворение зерен растворами, мигрирующими совместно с нефтью) факторами. Фильтрационно-емкостные свойства песчаников варьируют в пределах: пористость – 15,8–16,5%; проницаемость – 20,68–34,66·10⁻³мкм².

В песчаниках из переходной зоны ВНК (интервал 2697,0–2705,0 м), сформированной на контакте воды и окисляющейся нефти, обломки интенсивно растворены по периферии и внутри, имеют микрооздреватую поверхность и ячеистое строение, от отдельных зерен зачастую остаются только реликты. Растворение проявляется неравномерно, наиболее растворены зерна полевых шпатов, менее – кварца, зерна которого могут быть одновременно растворены в одних участках и регенерированы в других. В цементе преобладает хорошо и равномерно раскристаллизованный каолинит.

В породах, наряду с межзерновыми порами, широко развиты внутризерновые и поверхностные поры растворения обломков, а также межкристаллитные поры в каолинитовом цементе, вследствие чего поровое пространство здесь отличается высокой степенью сообщаемости. Повсеместно поры заполнены бурым окисленным нефтяным веществом, иногда содержащим сыпь пирита. Коллекторские свойства песчаников, по сравнению с нефтенасыщенными песчаниками, улучшаются: пористость увеличивается до 15,4–17,6 %; проницаемость – до 33,08–52,68·10⁻³мкм².

Песчаники подконтурной зоны ВНК (интервал 2705–2707,5 м) по характеру изменений мало чем отличаются от песчаников переходной зоны, главное их отличие состоит в отсутствии окисленного вещества. Поровое пространство в них также хорошо развито, представлено теми же типами пор с хорошей степенью сообщаемости. Вместе с тем, по мере удаления от зоны ВНК вниз по разрезу уменьшается содержание каолинитового и возрастает роль гидрослюдистого цемента и сидерита, иногда кальцита; степень растворения пород снижается; преобладающим типом пор вновь становятся межзерновые.

Как следствие, ухудшаются коллекторские свойства: пористость – до 12,7–15,1 %; проницаемость – до 2,09–10,24·10⁻³мкм². Снижение коллекторских свойств в нижней части вызвано не только уменьшением степени растворения пород, но и снижением размерности зерен и уменьшением объема пор.

В песчаниках законтурной зоны ВНК (интервал 2707,5–2707,5 м) обломки растворены слабо, чаще регенерированы; цемент порового и базального типов имеет преимущественно кальцитовый состав с примесью вторичного кварца, сидерита и хлорита. Поровое пространство развито слабо и представлено плохо сообщающимися или изолированными остаточными седиментогенными порами. В случаях образования

вторичных кальцитовых цементов поры полностью залечиваются. Емкостно-фильтрационные свойства песчаников резко снижаются: пористость падает до 3,4 %, проницаемость – до $2,27 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

В подошвенной части пласта – интервал 2707,5–2708,3 м, распространены породы, не затронутые влиянием нефти, поступившей в верхнюю часть коллектора.

Песчаники здесь отличаются относительно слабым растворением обломков, повышенным содержанием и поликомпонентным цементом, состоящим из смеси первичного неразделенного глинистого вещества, хлорита, гидрослюда и сидерита. Резко преобладают поры межзернового типа, которые распределены неравномерно и часто заполнены минералами. Емкостно-фильтрационные свойства пород низкие: пористость 12,8–13,6 %; проницаемость – $0,46\text{--}1,42 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

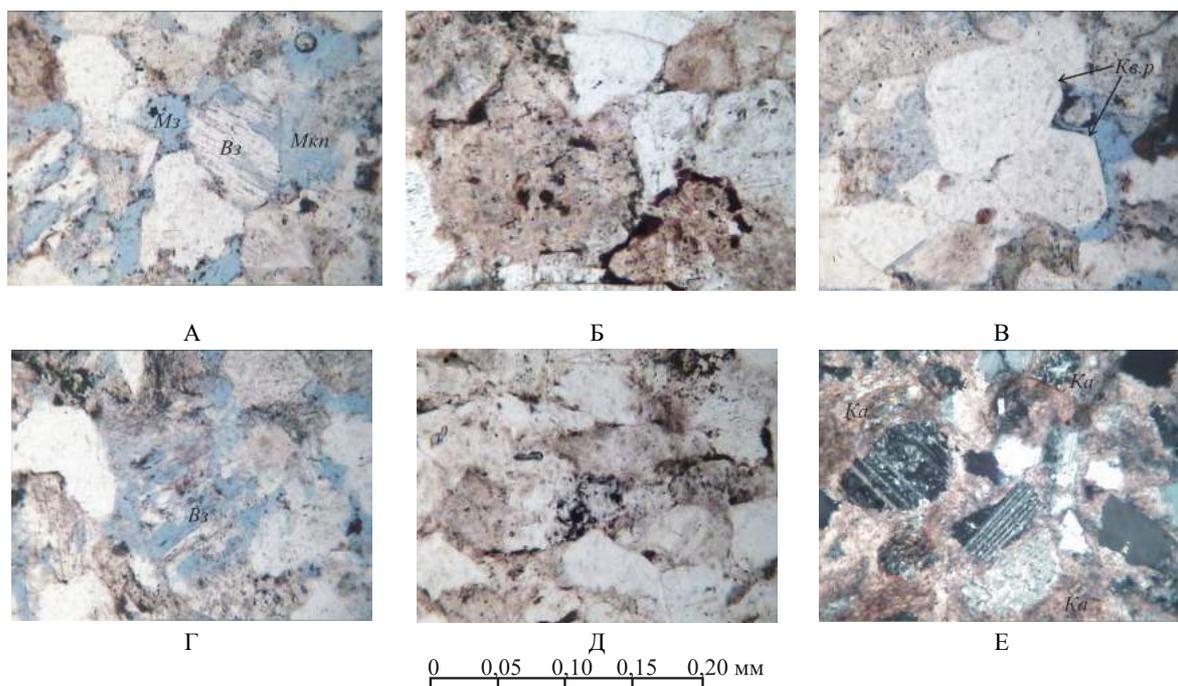


Рис. 2. Особенности порового пространства песчаных пород-коллекторов пласта Ю₁³⁻⁴ на Ключевской площади:

А – межзерновые, внутризерновые поры и микропоры в каолиновом цементе нефтенасыщенных песчаников – Шлиф № 2070. 1 николь. Глубина 2693,95 м. Кп = 16,5 %; Кпр = $22,31 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; Б – окисленная нефть в порах песчаников переходной зоны ВНК – Шлиф № 2082. 1 николь. Глубина 2697,28 м. Кп = 16,2 %; Кпр = $37,28 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; В – растворение и регенерация зёрен кварца (Кв. р) в песчаниках подконтурной зоны – Шлиф № 2093. 1 николь. Глубина 2700,72 м. Кп = 15,4 %; Кпр = $8,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; Г – реликты зерен в песчаниках подконтурной зоны – Шлиф № 2099. 1 николь. Гл. 2702,68 м. Кп = 15,1 %; Кпр = $10,24 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; Д, Е – залечивание пор в песчаниках законтурной зоны кальцитовым цементом (Ка): Д – Шлиф № 2103. 1 николь. Глубина 2704,04 м. Кп = 12,7 %; Кпр = $2,09 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; Е – Шлиф № 2112. 2 николя. Глубина 2707,18 м. Кп = 3,4 %; Кпр = $0,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Таким образом, изученный разрез отражает сложную историю возникновения порового пространства в терригенных коллекторах, а полученные материалы свидетельствуют об участии и особой роли нефти в процессе его формирования.

Нефть и мигрирующие с ней кислые воды, поступая в коллектор, растворяли скелетную и цементную части песчаников и (по мере поступления новых порций) оттесняли обогащенные растворенными компонентами растворы в нижние части коллектора.

Окисляясь на ВНК, нефть генерировала битумы (оседающие на стенках пор) и органические кислоты. Последние, смешиваясь с поровыми водами, осуществляли растворение компонентов песчаных пород. По мере удаления от водонефтяного контакта они разгружались в подошве пласта, образуя вторичные карбонатные цементы.

Литература

1. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических изменений. – М.: Недра, 1992. – 126 с.
2. Недоливко Н.М. Минеральные индикаторы стадийного и наложенного эпигенеза в песчаниках юго-востока Нюрольской впадины // Нефтегазовому образованию в Сибири – 50 лет: Труды междунар. конф. – Томск, 2002. – С. 84 – 90.
3. Недоливко Н.М. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов // Известия ТПУ, 2010. – №1–Т. 316. – С. 99 – 107.

4. Перозии Г.Н. Эпигенез терригенных осадочных пород Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1971. – 160 с.
5. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗВЕСТНЯКОВ ЧЕРЕПЕТСКОГО ГОРИЗОНТА ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Д.И. Петрова

Научные руководители доцент Э.А. Королёв, ассистент А.А. Ескин
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Карбонатные отложения турнейского яруса на территории Республики Татарстан являются регионально нефтеносными. По запасам нефти они занимают второе место после девонских песчаников. Залежи нефти локализованы в известняках кизеловского, черепетского и нерасчлененного упино-малевского горизонтов [1, 4]. Из всех вышеназванных структурных подразделений наиболее проблемными с точки зрения нефтеизвлечения являются карбонатные породы черепетского горизонта. Это обусловлено, с одной стороны, их относительно невысокой пористостью, с другой – наличием в них высоковязких нефтей [2, 3]. Подобные особенности черепетского горизонта заставляют более ответственно подходить к изучению геологического строения локализованных в них нефтяных залежей.

В рамках решения этой проблемы были проведены детальные литолого-петрофизические исследования известняков черепетского горизонта нефтеносных разрезов восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода. Исследования включали в себя макроскопическое описание керна скважин, отбор наиболее представительных образцов различных литологических типов карбонатных пород, их оптико-микроскопическое, рентгенографическое и термическое изучение.

Согласно результатам макроскопического описания kernового материала, в разрезах черепетского горизонта переслаиваются слои трех литогенетических типов карбонатных пород: известняки биокластовые зоогенные, известняки биокластовые фито-зоогенные и известняки биокластовые фитогенные. Сверху вниз по разрезам закономерно уменьшается содержание биокластовых зоогенных известняков при уменьшении мощности их слоев и увеличивается доля известняков биокластовых фитогенных. В соответствии с этим меняется и характер нефтенасыщенности пород.

Если в кровле черепетского горизонта нефтенасыщенность карбонатных слоев в основном равномерная, то по мере приближения к средней части стратиграфического подразделения нефтенасыщенность меняется сначала на неравномерно-полосчатую, затем на неравномерно-пятнистую; ближе к подошве горизонта нефтенасыщенность отсутствует.

Известняки биокластово-зоогенные характеризуются равномерной нефтенасыщенностью, однородной темно-коричневой окраской, равномерной кавернозностью. Под микроскопом структура пород комковатая, текстура – массивная, участками пятнистая. Известняки на 85-90% сложены органическими остатками, на 10-15% – цементирующим их материалом. Органические остатки средним размером 0,1-0,25 представлены в основном комковатыми микрозернистыми агрегатами сфероидальной формы, в меньшей степени водорослевым детритом и гранулированными раковинами фораминифер. Органические остатки сцементированы кальцитовым цементом. Цемент порового типа, по структуре тонко-мелкозернистый. Аутигенные минералы представлены единичными агрегатами пирита размером до 0,1 мм, метасоматически замещающими кальцит цемента. Известняки содержат 10-15% пор. Поры межформенные сообщающиеся размером 0,05-0,25 мм выполнены углеводородами.

Известняки биокластовые фито-зоогенные характеризуются неравномерно-полосчатой нефтенасыщенностью, темно-коричневой окраской с многочисленными светло-серыми прослойками плотных пород. Под микроскопом структура пород комковато-детритовая, текстура – пятнисто-полосчатая за счет неравномерной пористости и нефтенасыщенности. Известняки на 85-90% сложены органическими остатками, на 10-15% – цементирующим их материалом. Органические остатки средним размером 0,1-0,25 мм представлены в основном комковатыми микрозернистыми агрегатами сфероидальной формы и сильно перекристаллизованным водорослевым детритом, в меньшей степени – фрагментами кораллов, криноидей, раковинами брахиопод и фораминифер. Органические остатки сцементированы кальцитовым цементом. Цемент порового типа, в плотных участках является цементом выполнения, по структуре тонко-мелкозернистый. Аутигенные минералы представлены единичными агрегатами пирита размером до 0,1 мм. Известняки содержат 8-12% пор. Поры межформенные сообщающиеся размером 0,01-0,1 мм неравномерно распределены в объеме биокластовых фито-зоогенных известняков.

Известняки биокластовые фитогенные характеризуются плотным сложением, преобладанием светло-серой окраски с редкими темно-коричневыми выпотами нефти, наличием многочисленных черных нитевидных углито-глинистых слоев. Под микроскопом структура пород водорослево-детритовая, текстура – пятнистая за счет неравномерной перекристаллизации структурных элементов. Известняки на 90% сложены органическими остатками, на 10% – цементирующим их материалом. Органические остатки средним размером 0,1-0,25 мм представлены в основном сильно перекристаллизованным водорослевым детритом, в меньшей степени комковатыми микрозернистыми агрегатами сфероидальной формы, фрагментами криноидей, раковинами брахиопод и фораминифер. Органические остатки сцементированы кальцитовым цементом. Цемент порового типа, преимущественно выполнения, по структуре тонкозернистый. Аутигенные минералы представлены