

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.

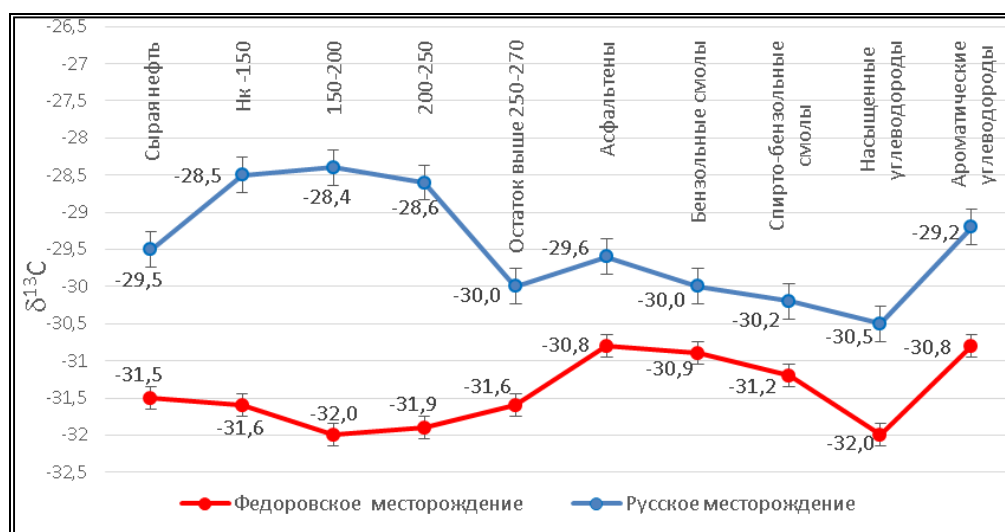


Рис. Диаграмма распределения  $^{13}\text{C}$  во фракциях нефти типовых месторождений Западной Сибири. Соотношение изотопов  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ , представленное, как обычно, в виде величины  $\delta^{13}\text{C}$  – смещения относительно международного стандарта PDB в тысячных долях – промилле (‰) [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 ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА В ПЕСЧАНИКАХ ПЛАСТА Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> 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 Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, верхнеюрского продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub>, вскрытого скважиной 207 в интервале глубин 2693,95–2708,3 м (рис. 1) на Ключевской площади (Томская область).

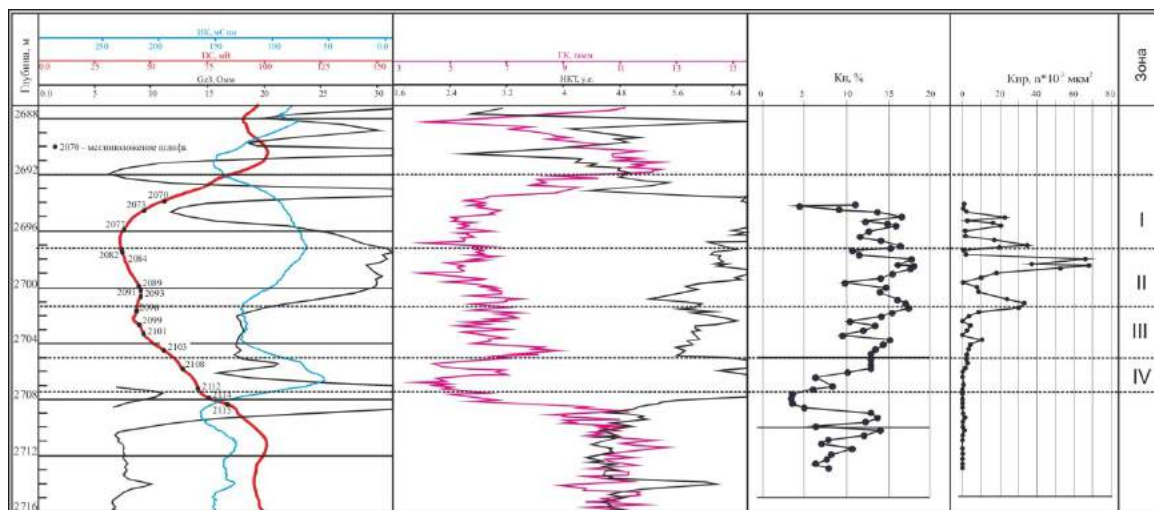


Рис. 1. Геофизическая характеристика и коллекторские свойства песчаников пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> на Ключевской площади: I – нефтенасыщенная зона; II – переходная зона ВНК; III – подконтурная зона ВНК; IV – законтурная зона ВНК

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<sup>-3</sup>мкм<sup>2</sup>.

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<sup>-3</sup>мкм<sup>2</sup>.

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.

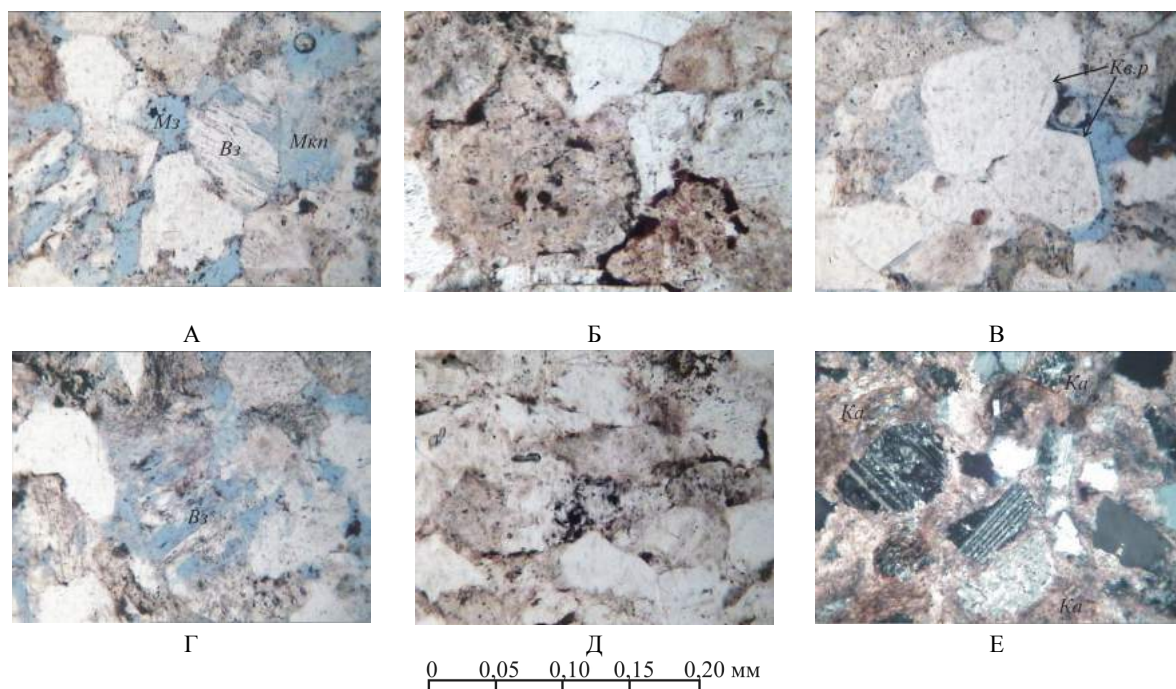
Как следствие, ухудшаются коллекторские свойства: пористость – до 12,7–15,1 %; проницаемость – до 2,09–10,24·10<sup>-3</sup>мкм<sup>2</sup>. Снижение коллекторских свойств в нижней части вызвано не только уменьшением степени растворения пород, но и снижением размерности зерен и уменьшением объема пор.

В песчаниках законтурной зоны ВНК (интервал 2707,5–2708,3 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 Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> 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 сферической 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 сферической 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 выпотах 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 сферической формы, фрагментами криноидей, раковинами брахиопод и фораминифер. Органические остатки сцементированы кальцитовым цементом. Цемент порового типа, преимущественно выполнения, по структуре тонкозернистый. Аутигенные минералы представлены