

# МОРФОЛОГО-ГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ СТРУКТУР ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

В работе приведена морфолого-генетическая классификация структур пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов. В ее основу положены полученные авторами данные по изучению пустотности карбонатных отложений нижнего и среднего карбона Республики Татарстан. Показана неоднородность пустотного пространства, что связано с наличием в породах вторичных каверн выщелачивания, стилолитовых швов, трещинок растворения и трещин тектонической разгрузки.

*Ключевые слова:* вторичные изменения, каверна, карбонат, керн, коллектор, неоднородность, проницаемость, пустотное пространство, структура, трещина.

## Введение

В создании технологических схем разработки нефтяных залежей в карбонатных породах-коллекторах, а также при гидродинамическом моделировании важным является учет неоднородностей строения нефтеносных отложений, что во многом связано с неоднородностью их пустотного пространства. К настоящему времени этим вопросом занимались многие (Атлас структурных компонентов ..., 2005; Багринцева, 1982, 1999; Белонин и др., 2005; Choquette, Прау, 1970 и др.). Анализ названных и других работ показывает, что в них достаточно надежно разработана морфологическая классификация структур пустотного пространства. Поэтому идентификация и выделение в породах коллекторов различных морфологических типов пустотности не вызывает больших затруднений. Однако их природа (происхождение) часто трактуется различно. Поэтому решению этой задачи и адресована настоящая публикация.

## Фактический материал и результаты работ

Фактическим материалом работы послужил керновый материал ряда месторождений нефти, расположенных в пределах Волго-Уральской антеклизы – восточном борту Мелекесской впадины и западном склоне Южно-Татарского свода. Изученный керновый материал был отобран из отложений нижнего и среднего карбона – турнейский и башкирский ярусы, верейский горизонт московского яруса. Согласно опубликованным данным (Нефтегазоносность Республики Татарстан, 2007), названные отложения относятся к двум карбонатным регионально нефтегазоносным комплексам – турнейско-серпуховско-верейскому.

Анализ кернового материала включал: его предварительный осмотр с выявлением литологической и петрофизической неоднородности, оптико-микроскопический анализ шлифов и определение коллекторских свойств.

В изученном керновом материале были встречены как нефтенасыщенные участки, так и плотные (Рис. 1). Нередко подобные образования формируют неравномерно нефтенасыщенные зоны. В плотных участках, в которых

нефтенасыщенность по макроскопическим признакам отсутствует, пористость не определяется даже в шлифах, когда в микроскопе используются большие увеличения.

В составе пустотного пространства нефтенасыщенных карбонатных пород по морфологическим признакам можно выявить два его типа: пустотность матрицы пород и трещинную пустотность.

**Пустотность матрицы пород** (Рис. 2) наблюдается лишь в биокластово-зоогенных известняках первого типа и образована кавернами (Морозов, Козина, 2007; Морозов, Королев и др., 2008). Такая пустотность сформировалась в результате выщелачивания и перекристаллизации межформенного кальцита – микрита, цементирующего органические остатки, которые представлены в различной степени гранулированными раковинами фораминифер. Среди этого типа пустотности можно, по аналогии с песчаными коллекторами, выделить относительно крупные каверны (тогда в известняке присутствуют относительно крупные органические остатки) и относительно мелкие каверны (тогда в известняке присутствуют относительно мелкие органические остатки). В случае же, когда в известняках встречаются как относительно крупные, так и мелкие органические остатки, наблюдаются, соответственно, как относительно крупные так и относительно мелкие каверны.

В соответствии со сказанным, в рамках выполнения инновационного проектирования нефтяных месторождений, на основании оптико-микроскопического изучения шлифов, показано, что различные коллекторы могут обладать и различной структурой пустотного пространства матрицы. Так, например, в керновом материале четырех скважин обнаруживаются каверны, имеющие различный размер (Табл. 1). Установлены различия и по проницаемости пород.

Данные таблицы показывают, что структура пустотного пространства матрицы коллекторов различна по стратиграфическим подразделениям, а также может различаться по разрезу нефтяного пласта. Различия в размерах каверн и проницаемости по стратиграфическим подразделениям объясняются размерами составных частей пород-коллекторов, которыми, как указывалось, являются органические остатки. Достаточно уверенно наблюдается пря-



Рис. 1. Различные виды нефтенасыщенности керна. Тавельское месторождение. а) Равномерно нефтенасыщенный образец керна. Скв. 5035. Гл. 761,9 м. б) Неравномерно нефтенасыщенный образец керна. Преобладают плотные участки (белое). Скв. 5035. Гл. 762,9 м.

мая корреляция между размером остатков, величиной каверн и проницаемостью пород.

**Трещинная пустотность** является по природе (генетически) более сложной, более сложна она и по морфологии. Среди изученного керна можно выделить три ее морфолого-генетических типа:

- первая образована трещинками растворения;
- вторая – трещины тектонической разгрузки;
- третья – стилолитовые швы.

Трещинки растворения, развитые в породах-коллекторах, имеют протяженность до нескольких сантиметров. Ориентировка их может быть как горизонтальная, так и вертикальная (Рис. 3). Первая преобладает. Распределение по керну весьма неравномерно. Трещинки растворения, развитые в породах зон ВНК, в отличие от вышеописанных развиты более равномерно и также имеют преимущественно горизонтальную пространственную ориентировку. Их протяженность нередко превышает диаметр керна. Как вертикальные так и горизонтальные трещинки образованы вследствие растворения межформенного кальцита, цементирующего органические остатки, и морфологически представляют щелевидные полости.

Однако следует сказать, что к настоящему времени авторы не располагают достаточно большим фактическим материалом, по которому можно было бы сделать строгие выводы о закономерностях пространственного распределения этого типа трещиноватости в породах нефтяных залежей и зон ВНК. Хотя следует признать, что с учетом различных способов и механизмов формирования нефте- и битумонасыщенных коллекторов нефтяных залежей и пород зон ВНК (Кольчугин, Морозов, 2011) отличия должны наблюдаться. Они могут проявляться в пространственном расположении трещинок растворения в разрезах, их ориентировке и плотности. Пока установленным является лишь то, что плотность трещинок в породах зон ВНК больше, чем в породах-коллекторах нефтяных залежей.

За модель пространственного распределения трещинок может быть принята геометрическая фигура – эллипс. Оси эллипса указывают на относительную долю трещинок вертикальной (перпендикулярно напластованию) и горизонтальной (параллельно напластованию) направленности. Кроме того, может быть оценена общая протяженность трещинок в керне. Принимается, что если трещинки



Рис. 2. Различные виды кавернозности. Тавельское месторождение. а) Относительно мелкая кавернозность. Скв. 5052, обр. 4. б) Относительно крупная кавернозность. Скв. 5035, обр. 6. в) Относительно мелкая и крупная кавернозность. Скв. 5035. Обр. 4.

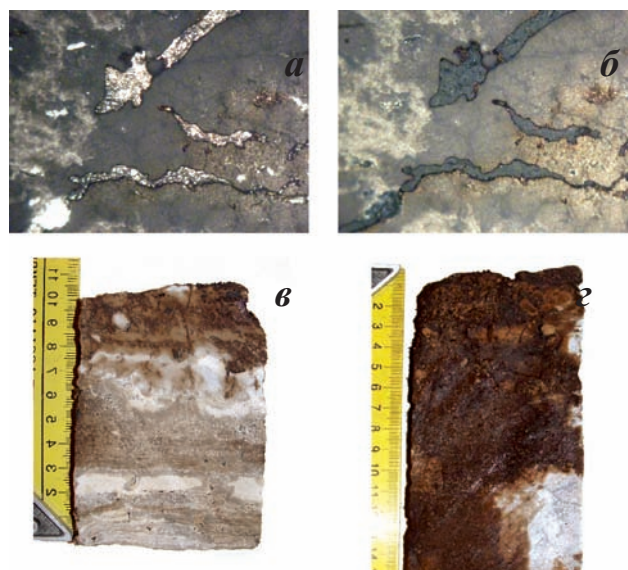


Рис. 3. Трещинки растворения. Тавельское месторождение. а) Трещинки растворения, видимые под микроскопом в шифе. Обр. 2. Скв. 5035. Один николь. б) николи скрещены. в) Вертикальная трещинка растворения на границе плотных и нефтенасыщенных известняков. Нефтяная залежь. Скв. 5051. г) Сетка вертикальных и горизонтальных трещинок растворения. Зона ВНК. Скв. 5053. Гл. 1065,2 м.

пронизывают весь керн по какому-либо направлению, то их протяженность принимается за 100%.

Здесь следует указать, что определение этого типа трещиноватости – трещинок растворения – при макроскопическом изучении керна довольно сложно, т.к. трещинки заполнены нефтью. На фоне нефтенасыщенной породы, их диагностика трудоемка и требует весьма тщательного осмотра керна. Поэтому при обычном общепринятом анализе керна такой тип трещиноватости может не определяться. Также к настоящему времени авторы не располагают большим объемом фактического материала, согласно которому, можно было бы уверенно говорить о верности предлагаемой модели ее описания. Поэтому в дальнейших исследова-

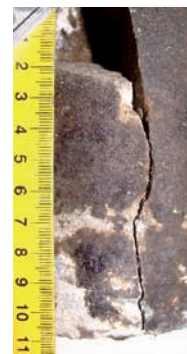


Рис. 4. Трещины тектонической разгрузки. Скв. 5035, гл. 961,3 м.



Преобладающие размеры каверн	Верейский горизонт. Скв. 5035	Башкирский ярус. Скв. 5051	Кизеловский горизонт. Скв. 5052	Протвинский горизонт. Скв. 5053
	Верхняя часть пласта: 0,1-0,2 мм – 90%, 0,5-0,7 мм – 10%. Нижняя: 0,15-0,3 мм – 70%, 0,3-0,5 мм – 25%, 0,5-0,7 мм – 5%.	Верхняя часть пласта: 0,1-0,2 мм – 40%, 0,2-0,3 мм – 50%, 0,3-0,5 мм – 10%. Средняя: 0,1-0,2 мм – 40%, 0,2-0,3 мм – 50%, 0,3-0,5 мм – 10%. Нижняя: 0,1-0,2 мм – 40%, 0,2-0,3 мм – 50%, 0,3-0,5 мм – 10%.	По всему пласту: 0,05-0,15 мм – 100%, крупных каверн нет.	По всему пласту: 0,1-0,3 мм – 60%, 0,3-0,5 мм – 35%, >0,5 мм – 5%.
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,061	0,057	0,030	0,118

Табл. 1. Структура матрицы пород-коллекторов. Примечание. В таблице показаны преобладающие размеры каверн и их относительная доля, нормированная на пустотность матрицы коллектора.

Вид пустотного пространства	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>
Матрица пород	13,98 (22) 6,57-20,73	0,071 (22) 0,03-0,271
Матрица пород + трещинки растворения	14,63 (12) 10,10-18,96	0,437 (12) 0,136-1,020
Матрица пород + трещины тектонической разгрузки	10,76 (8) 4,10-19,78	4,957 (8) 1,161-9,760

Табл. 2. Средние значения коллекторских свойств. Примечание: в верхней строке данных – среднее (количество определений), в нижней – минимальное и максимальное значения.

дованиях, которые позволят набрать необходимый фактический материал, предлагаемая модель может быть подвергнута корректировке. Такое, на наш взгляд, лучше делать с участием специалистов-гидродинамиков.

Трещины тектонической разгрузки. Их направленность, определяемая при анализе керна, субвертикальная и субгоризонтальная (Рис. 4). Трещины другой направленности обнаружены не были. Протяженность до нескольких десятков сантиметров, а иногда и более 1 м. Преимущественно открытые, реже заполнены сульфатами – гипсом и ангидритом. За модель их распространенности также может быть принят «эллипс» с теми же оговорками, которые были высказаны выше для трещинок растворения.

Природа (происхождение) такой трещиноватости не может быть названа «чисто» тектонической. На это указывает следующее: трещиноватость не приурочена к местам разрезов, в которых наблюдаются максимальные углы наклона залегания пластов; не наблюдается смещения пластов в области распространения трещин; на стенках трещин не наблюдаются зеркала скольжения; трещины не имеют большой протяженности по вертикали; на стенках трещин не наблюдаются нарастания вторичных минералов, сопровождающих этапы формирования или разрушения нефтяных залежей. Другими словами, трещины не несут признаков, по которым их можно было бы назвать типично тектоническими. Согласно данным С.Н. Чернышева (1983), такие трещины следует называть трещинами тектонической разгрузки.

Относительное время образования таких трещин следует отнести ко времени следующим за нефтенакоплением. На это указывают примазки битума на стенках трещин. Тогда как в окружающих породах обнаруживается не битум, а нефть.

стилолитовые швы развиты довольно редко, но встречаются во всех изученных отложениях. В керновом материале распределены неравномерно. Ориентировка – субгоризонтальная. Этот тип трещиноватости развит преимущественно в плотных породах. Стилолитовые швы обычно заполнены глинистым и карбонатным материалом, иногда в них отмечается присутствие галита (Морозов, Королев и др., 2008). Поэтому в фильтрации флюида практически не участвуют.

Весьма интересные и заслуживающие внимания данные были получены при определении пористости и проницаемости выявленных типов пустотного пространства (Табл. 2). Данные прямого определения строго показывают, что коллекторские свойства пород определяются структурой их пустотного пространства. Прежде всего, это касается проницаемости. Так, в изученных скважинах проницаемость матрицы пород, определяемая кавернами выщелачивания составляет в лучшем случае  $n \cdot 0,01$  мкм<sup>2</sup> (десятки мД). Проницаемость трещинок растворения составляет  $n \cdot 0,1$  мкм<sup>2</sup> (сотни мД), а трещин тектонической разгрузки  $n$  мкм<sup>2</sup> (тысячи мД). Различия в проницаемости – порядок величин.

## Заключение

Выше были показаны различные морфолого-генетические типы пустотного пространства нефтяных залежей в карбонатных породах-коллекторах. Среди них наиболее важными следует считать каверны выщелачивания, трещинки растворения и трещины тектонической разгрузки. Их идентификация, пространственное положение и оценка доли каждого из выявленных типов в проницаемости пород определяется важностью их учета при разработке технологических схем эксплуатации месторождений нефти и создания гидродинамических моделей нефтяных залежей. Учет неоднородности структуры пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов позволит сделать разработку нефтяных залежей более оптимальной.

## Литература

- Атлас структурных компонентов карбонатных пород. Фортунова Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. М.: ВНИГНИ. 2005. 440.
- Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра. 1982. 256.
- Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ. 1999. 282.
- Белонин М.Д., Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П., Шиманский В.В. Карбонатные породы-коллекторы фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России и сопредельных территорий. СПб: Недра. 2005. Кн. 1. 260. Кн. 2. 156.
- Кольчугин А.Н., Морозов В.П. Литология нефтеносных карбонатных отложений. Турнейский и башкирский ярусы юго-востока Татарстана. Saarbrucker: LAP LAMBERT Academic Publishing. 2011. 116.

## НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КОМПЛЕКСНОГО ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРА, СОДЕРЖАЩИЕ ВЯЗКУЮ НЕФТЬ

В статье приводятся результаты исследований по разработке катализатора новых технологий для повышения нефтеотдачи. Разработана новая технология воздействия на залежи высоковязких нефтей и природных битумов продуктами жидкофазного окисления легких углеводородов. Предложена конструкция забойного устройства для его осуществления.

*Ключевые слова:* нефтеотдача, карбонатный, глинистый, коллектор, лёгкие углеводороды, оксидат, карбоновые кислоты, природный битум.

Проблема освоения высоковязких нефтей и природных битумов (ВВН и ПБ) в карбонатных коллекторах актуальна как для Татарстана, так и для других регионов РФ и стран СНГ.

При разработке карбонатного пласта существует большое количество проблем:

- повышенная вязкость нефти;
- низкая проницаемость матрицы (блоков);

Окончание статьи В.П. Морозова, И.Н. Плотниковой, Р.Х. Закирова, А.Н. Кольчугина, А.В. Кальчевой, Э.А. Королева, А.А. Ескина «Морфолого-генетическая классификация...»

Морозов В.П., Козина Е.А. Карбонатные породы турнейского яруса среднего карбона. Казань: ПФ Гарт. 2007. 201.

Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона. Казань: ПФ Гарт. 2008. 181.

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Под ред. Р.Х.Муслимова. Казань: Изд-во «Фэн». 2007. Т. I. 316. Т. II. 524.

Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б. и др. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. 2006. 328.

Чернышев С.Н. Трещины горных пород. М.: Наука. 1983. 240.

V.P. Morozov, I.N. Plotnikova, R.Kh. Zakirov, A.N. Kolchugin, A.V. Kalcheva, E.A. Korolev, A.A. Eskin. **Morphological-genetic classification of carbonate reservoir voids structure.**

The paper shows morphological-genetic classification of carbonate reservoir voids structure. It is based on data obtained by the authors on the Lower and the Middle Carboniferous deposits voids study in the territory of the Republic of Tatarstan. Heterogeneity of the voids is shown, which is related to presence of the secondary dissolved cavities, stilolites, dilution splits, and tectonic relieving splits in the rocks.

*Keywords:* secondary changes, cavity, carbonate, core, reservoir, heterogeneity, permeability, voids structure, structure, split.

*Рустам Харисович Закиров*

Генеральный директор ЗАО "Геотехнефтегаз". Научные интересы: гидродинамика месторождений нефти.

420111, Россия, Казань, ул. Т.Гизата, 3, подъезд 2, к 305.  
Тел.: (843)290-10-28.

*Владимир Петрович Морозов*

Заведующий кафедрой минералогии и литологии. Д.геол.-мин.н., доцент. Научные интересы: литология нефтегазоносных осадочных бассейнов.

*Ирина Николаевна Плотникова*

Зав. кафедрой геологии нефти и газа. Д.геол.-мин.н., доцент. Научные интересы: теория происхождения нефти, нефтеносность Татарстана.

*Антон Николаевич Кольчугин*

Ассистент кафедры минералогии и литологии. К.геол.-мин.н. Научные интересы: литология нефтегазоносных осадочных бассейнов.

*Алла Владимировна Кальчева*

Зав. лабораторией кафедры геологии нефти и газа.

*Эдуард Анатольевич Королев*

Доцент кафедры общей геологии и гидрогеологии. К.геол.-мин.н., доцент. Научные интересы: литология нефтегазоносных осадочных бассейнов.

*Алексей Александрович Ескин*

Аспирант кафедры минералогии и литологии. Научные интересы: литология и минералогия нефтегазоносных карбонатных толщ.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, д.18. Тел.: (843)233-79-96, (843)292-96-92, (843) 233-73-83.