

ОЧАГОВО-КЛАСТЕРНЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПОРОД

Н.А. Скибицкая, Д.В. Сурначев, М.Н. Большаков
ИПНГ РАН, e-mail: skibitchka@mail.ru

Известно, что карбонатные породы-коллекторы крайне неоднородны по характеристикам вещественного состава и отличаются резкой изменчивостью физических и коллекторских свойств. Это соответствует представлениям об очаговом характере формирования пустотного пространства карбонатных отложений [1, 2].

В последний период в связи с развитием вычислительной техники и общедоступностью промышленных пакетов цифровое геологическое моделирование стало естественным и обязательным элементом проектов разработки месторождений нефти и газа. Однако применяемые по разработанным методикам стандартные алгоритмы моделирования свойств горных пород в межскважинном пространстве – детерминистский и стохастический – уже не всегда отвечают полученным новым знаниям о породе. Стандартные методы моделирования пористости как одного из ключевых параметров горных пород в современных геологических пакетах не позволяют получить картину распределения коллекторов, соответствующую очаговому представлению о формировании порового пространства. Поэтому авторами развивается оригинальный очаговый подход моделирования, предварительные результаты которого в двумерном варианте показали свою жизнеспособность [3]. Концептуально это близко к подходу так называемого «фациального моделирования», только лишь с «вложенными» друг в друга в определенном порядке «псевдо-фациями». Существенным отличием является то, что порода «псевдо-фаций» не характеризуется условиями осадконакопления, а формируется в геологическом времени.

В соответствии с очаговым представлением формирования емкостного (порового) пространства в карбонатных коллекторах, порода на протяжении геологического времени проходит стадии преобразования от однородной плотной, практически непроницаемой среды к весьма неоднородной пористой структуре.

Процессы катагенетического преобразования в нефтегазоматеринской карбонатной матрице происходят не одновременно, с одинаковой скоростью, на уровне определенных глубин и термобарических условий, а очагово. В ходе катагенетических преобразований в изначально плотном непроницаемом осадочном слое точечно появляются очаги с

пустотным пространством – центры будущих кластеров. Такие очаги в нефтегазонасыщенном продуктивном разрезе, по мере их развития, характеризуются закономерным увеличением от периферии к центру пористости, проницаемости; сначала увеличением, а затем уменьшением насыщенности битуминозными компонентами с соответствующим увеличением насыщенности жидкой углеводородной фазой – нефтью. Также циклически изменяется от фильной до фобной характеристика смачиваемости пород водой и углеводородами и преимущественная смачиваемость одним из этих флюидов, которая приводит к меньшей связанности в породе воды и углеводородов, к инверсии местоположения воды и нефти в объеме фильтрующей (динамической) пористости вплоть до формирования промежуточного «ВНК» в одной из зон развитых очагов. Соответственно изменяется и фазовая проницаемость пород по этим флюидам. Со временем порода в каждой из зон очагов последовательно проходит сначала низкопоровую слабопроницаемую стадию, затем поровую (преимущественно субкапиллярнопоровую) слабопроницаемую и, наконец, высокопоровую высокопроницаемую стадию.

На рис. 1 схематично показано развитие порового пространства в геологическом времени, а также соответствующая этой схеме реальная зависимость коэффициента относительной расчлененности от коэффициента песчаности, полученная по скважинным данным Оренбургского, Карачаганакского и других месторождений, сложенных карбонатными нефтегазоматеринскими толщами.

Исходя из данных предпосылок авторы проанализировали большой объем результатов исследований методами ГИС по ОНГКМ. Путем использования критериев выделения очагов по разрезу скважин (каждый интерпретированный пропласток в разрезе скважины является или центром очага, или периферийной частью большего очага, каждый последующий присоединенный к кластеру пропласток должен иметь меньшее значение пористости) и в трехмерном пространстве (пропласток одной скважины может стать частью кластера с центром, принадлежащим другой скважине (или межскважинному пространству), если соблюдаются условия убывания пористости по данному вектору и пропласток попадает в рамки кластера по глубине с учетом стратиграфии) была выделена группа очагов. В результате данного анализа были получены граничные значения размеров очагов по вертикали и по горизонтали в зависимости от значения пористости в ядре очага (рис. 2а, б), а также характерная динамика относительной расчлененности.

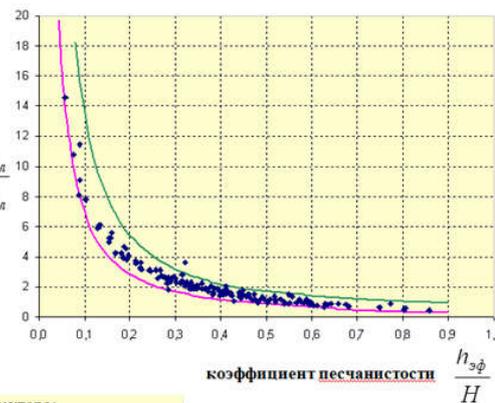
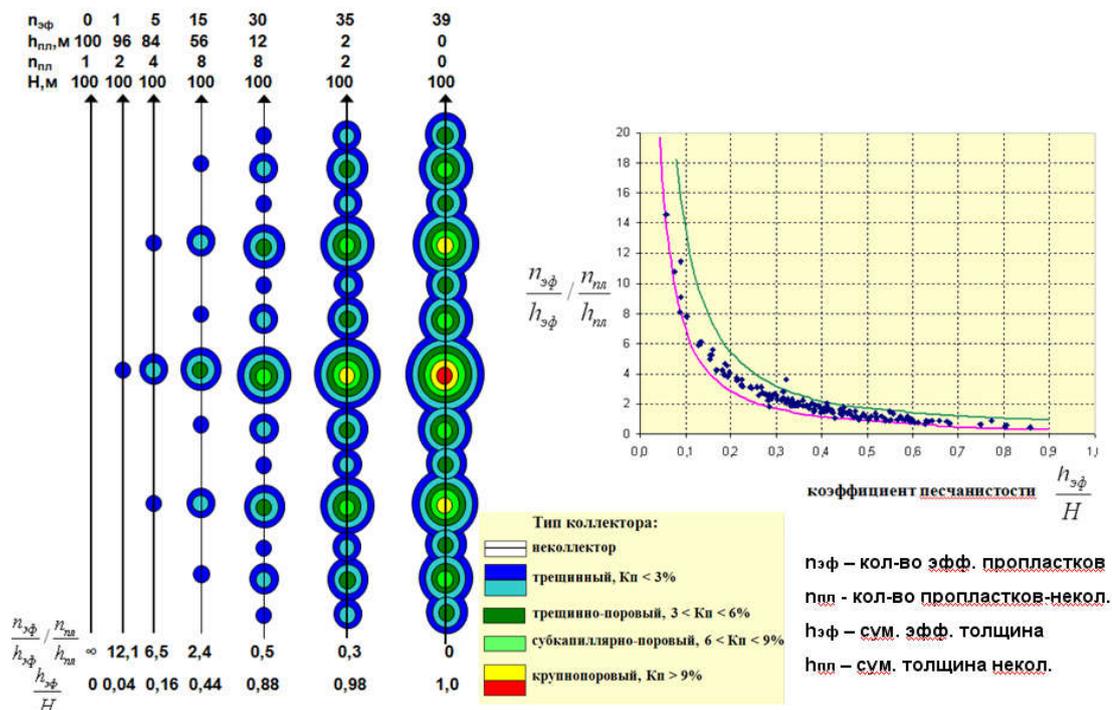


Рис. 1. Последовательность очаговых процессов преобразования структуры порового пространства и развития пористости в карбонатных отложениях (слева) и зависимость коэффициента

относительной расчлененности $\left(\frac{n_{эф}}{h_{эф}} / \frac{n_{пл}}{h_{пл}}\right)$ от коэффициента песчанности (справа)

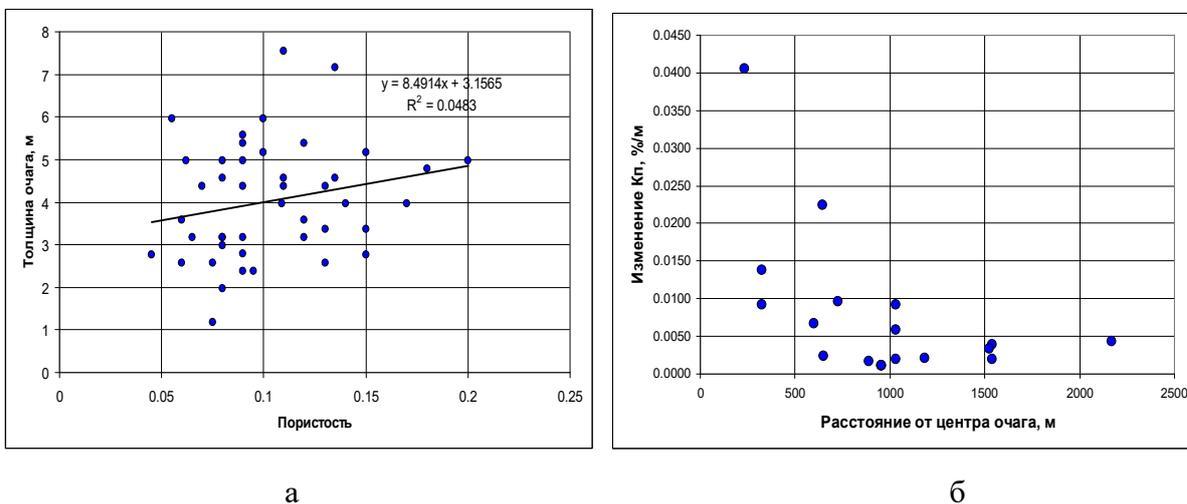


Рис. 2. Полученные пространственные характеристики кластеров: а – связь толщины очага с пористостью; б – изменение пористости в зависимости от расстояния от центра очага

Однако при таком подходе выделения очагов высока неоднозначность как определения центров очагов в межскважинном пространстве, так и принадлежности пропластка тому или иному кластеру. Поэтому далее для получения множественных

реализаций с целью интегрального анализа неопределенности, для модификации процедур 3D-моделирования было использовано понятие фрактальности. В приложении к горной породе оно означает, что характер распределения пористости в пласте на макроуровне подобен статистическим характеристикам распределения пор в изучаемых шлифах образцов породы – на микроуровне [4]. Параметр размерности фрактальных структур D подходит для отражения очагового подхода, поскольку плотность фрактальных объектов убывает с ростом радиуса и зависит от этой размерности. По данным микроскопических исследований структуры порового пространства мы смогли вычислить это значение для двумерного пространства (рис. 3), которое составило ~ 1.4 , и по принципу самоподобия перенести его в трехмерное пространство, используя формулу $D_3=2+D_2/2$ [5] либо $D_3=3*D_2/2$. Ясно, что по своему характеру параметр D является случайной величиной и лежит в некотором диапазоне неопределенности (например, равномерно распределен на интервале [2.1–2.7]).

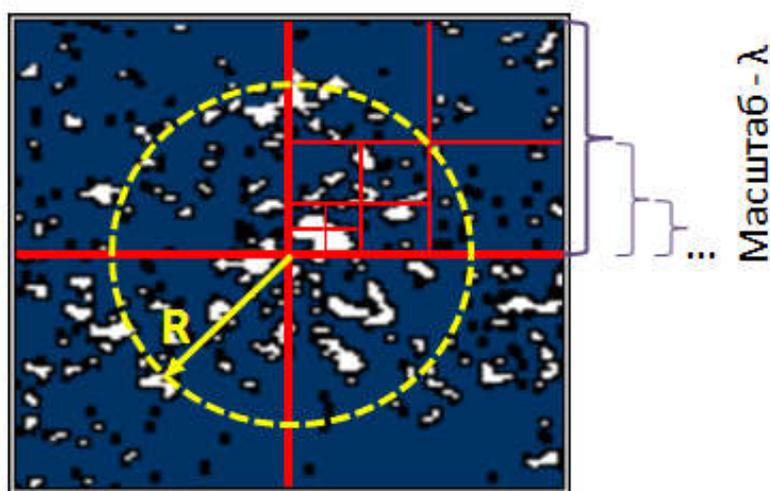


Рис. 3. Пример определения фрактальной размерности D по характеру распределения пор в образце карбонатной породы, $N(\lambda)$ – число «непустых» ячеек сетки с ячейкой масштаба λ

Далее был разработан алгоритм очагового моделирования с помощью пакета IRAP RMS с использованием всех полученных параметров. Основным моментом алгоритма является построение тренда «контрастной» пористости (кластеризации/очаговости). Для этого по данным коэффициента пористости создаётся новый параметр, в котором остаются экстремальные значения, а в остальных ячейках сетки в коллекторе коэффициенту пористости (K_p) придается неопределенное значение. В пространстве коллектора строится трендовый куб контрастной пористости (по отфильтрованным

значениям пористости скважинных данных в крайних литотипах, остальные значения задаются неопределенными). На этом этапе применяются параметры вариограмм (ранг, анизотропия), полученные в результате анализа на очаговость, описанного ранее. Так, скажем, для вычисленной тем или иным способом фрактальной размерности в трехмерном пространстве $2.7 (= 3.0 - 0.3)$ средняя пористость от максимального значения 0.20 , принятого равным в ячейке геологической сетки со скважиной размером 25×25 м, меняется по закону $K_p(R) = \text{const}/R^{0.3}$ до граничного для коллекторов 0.015 на радиусе $R_{\text{max}} =$ рангу вариограммы.

С использованием полученного трехмерного очагового тренда как «сейсмических данных» (опция IRAP RMS) строится 3D-параметр пористости, уже по всей совокупности скважинных данных. Использовался модуль неопределенности, с заданием различных рангов вариограмм. На рис. 4 приведены примеры карт среднего значения пористости, полученных при моделировании с использованием очагового тренда и различных параметров вариограмм для артинских нижнепермских отложений ОНГКМ.

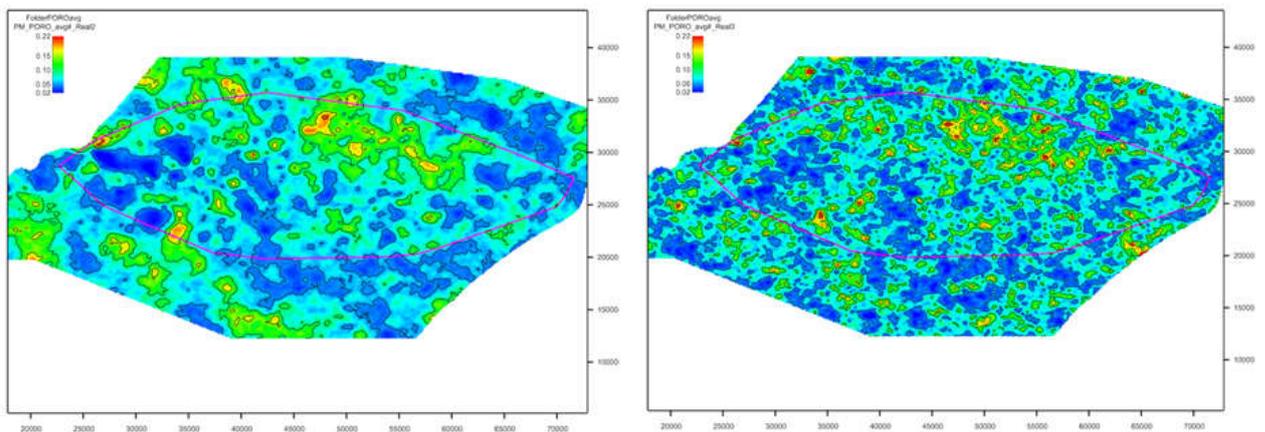


Рис. 4. Примеры карт среднего значения K_p , полученных при моделировании с использованием контрастного/очагового тренда и различных граничных значений для артинских нижнепермских отложений ОНГКМ

При выборе итоговой реализации руководствуемся правилом: если среднее по всем реализациям лежит в нижней половине интервала K_p , выбираем минимальное значение из всех реализаций карт, если нет – то максимальное значение. В зонах неопределенности распределение коллектора и неколлектора может контролироваться описанной выше связью степени относительной расчлененности разреза с долей эффективной толщины в общей толщине.

При использовании данного метода в процессе построения трендового параметра можно использовать любые типы данных, свидетельствующие об улучшении или ухудшении коллекторских свойств, данные о трещиноватости (развития направлений трещин), результаты анализа сейсмических атрибутов и др. – все, что может свидетельствовать о направлении распространения моделируемых параметров.

Очагово-кластерный математический подход к моделированию карбонатов, учитывающий взаимосвязанные закономерности катагенетического преобразования органического вещества в составе карбонатной матрицы нефтегазоматеринских пород и самой нефтегазоматеринской карбонатной матрицы, позволяет дифференцированно проводить оценку и классификацию запасов углеводородов нефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений, а также выбирать направленные технологии их добычи в центральных и периферийных зонах очагов, находящихся на различных стадиях катагенетических превращений органического вещества и включающей их породообразующей матрицы.

В основе подхода лежит представление о месторождении не просто как о ловушке для мигрирующих флюидов со сформированным емкостным объемом и экранирующей крышкой, а как о самоорганизующейся нефтегазоматеринской системе, находящейся на различных стадиях нефтегазогенерации.

Разработка методики моделирования очагового распределения фильтрационно-емкостных, структурно-емкостных, физико-химических, геохимических и флюидных параметров свойств пород и пластовых флюидов в теле нефтегазоматеринской залежи, алгоритма и его реализации позволит более эффективно:

- проводить дифференцированную оценку запасов углеводородов в разнопорядковых очаговых зонах месторождения и классифицировать данные запасы в соответствии с принятой системой налогообложения по сложности их извлечения;
- подходить дифференцированно к выбору технологий добычи углеводородов в центральной и периферийных зонах очагов;
- более эффективно проектировать сетку разбуривания площадей месторождений эксплуатационными скважинами.

Статья написана в рамках выполнения Программы фундаментальных исследований ОНЗ РАН IV.8.1 на 2017 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Соколов В.Н., Кузьмин В.А. и др. Эволюционные процессы самоорганизации и фазовых преобразований породообразующего минерально-органического вещества залежей углеводородов // Газовая пром-сть. 1997. № 7. С. 24–29.
2. Skibitskaya N., Bolshakov M., Burkhanova I., Kuzmin V., Surnachev D. Tight oil in oil-and-gas source carbonate deposits gas saturation zones of gas-condensate and oil-gas condensate fields // Материалы Российской нефтегазовой технической конференции, 24–26 октября 2016, ЦМТ, Москва. SPE-182076-RU.
3. Большаков М.Н. Разработка методики выявления и оценки продуктивных зон на месторождениях нефти и газа, сложенных карбонатными коллекторами (на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2007. 27 с.
4. Зативалов Н.П., Смирнов Г.И. Фракталы в нефтегазовой геологии и геофизике // Бурение и нефть. 2003. № 6. С. 13–15.
5. Мандельброт Б. Фрактальная геометрия природы. Ижевск: Ин-т компьют. исслед., 2002. 666 с.