

ВНЕДРЕНИЕ ФРАКТАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ТЕОРИЯ, МЕТОДИКА И ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

© 2025 Е.Ю. Головина, П.А. Лонcich, М.В. Богатырева, Р.Д. Кузнецов

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия

Статья поступила в редакцию 17.09.2025

В статье рассматриваются современные подходы к применению фрактального анализа для характеристики неоднородности продуктивных пластов нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ). Традиционные детерминистические и стохастические методы моделирования зачастую не в полной мере учитывают многомасштабную природу геологических тел, что приводит к значительным погрешностям в прогнозе фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и, как следствие, к неоптимальным решениям при проектировании разработки. Фрактальный анализ позволяет повысить качество расчетов через количественное описание сложности и иерархическую структуру пористости, проницаемости и трещиноватости коллекторов [1]. В работе представлена методика расчета фрактальной размерности по данным керна и геофизических исследований скважин (ГИС) на примере одного из месторождений Западной Сибири. Показано, что распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) исследуемого объекта имеет ярко выраженный фрактальный характер. На конкретном примере демонстрируется, как использование фрактальных моделей позволяет уточнить геологическую модель, обосновать выбор оптимальной сетки размещения скважин и спрогнозировать динамику добычи с большей достоверностью по сравнению с традиционными методами. Результаты исследования подтверждают, что внедрение фрактального анализа в практику геологического моделирования и проектирования разработки НГКМ способствует снижению геологических рисков и повышению экономической эффективности проектов.

Ключевые слова: фрактальный анализ, фрактальная размерность, нефтегазоконденсатное месторождение, неоднородность пласта, геологическое моделирование, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), керн, ГИС, оптимизация разработки.

DOI: 10.37313/1990-5378-2025-27-6-79-87

EDN: LDUNDM

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазоконденсатные месторождения характеризуются сложным строением продуктивных пластов, обусловленным литолого-фациальными особенностями, тектоническими нарушениями и наличием трещиноватых зон. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений сталкивается с проблемой высокой неоднородности коллекторов (неравномерность строения горной породы), что влияет на эффективность добычи. Эта неоднородность проявляется на всех масштабах – от микроскопического уровня пор и трещин до макроскопического уровня литологических тел и месторождений в целом [1]. Традиционные двумерные и трехмерные геостатистические модели, основанные на предположении о случайном нормальном или логнормальном распределении параметров, часто не способны адекватно воспроизвести такую сложную иерархическую структуру.

Фрактальная геометрия, разработанная Б. Мандельбротом, предоставляет мощный математический аппарат для описания и количественной оценки сложных, масштабно-инвариантных природных объектов [8]. В нефтегазовой геологии фрактальные концепции успешно применяются для анализа распределения порового пространства, трещин, путей фильтрации, а также пространственной изменчивости коллекторских свойств [7].

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Понятие фрактала, несмотря на его широкое применение, до сих пор лишено единого строгого определения. Наиболее общее и лаконичное определение описывает фрактал как структуру, части которой в определённом смысле проявляют свойства подобия по отношению к целому [5]. Б. Мандель-

Головина Елена Юрьевна, кандидат экономических наук, доцент, доцент кафедры экономики и цифровых бизнес-технологий. E-mail: elenapsh75@gmail.com

Богатырева Марина Валерьевна, кандидат экономических наук, доцент, доцент кафедры экономики и цифровых бизнес-технологий. E-mail: bmv2005@list.ru

Лонcich Павел Абрамович, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры автоматизации и управления. E-mail: palon@list.ru

Кузнецов Роман Денисович, аспирант. E-mail: vendettagf7@gmail.com

брот [8] определил фрактал как «множество, размерность Хаусдорфа-Безиковича которого больше его топологической размерности». Таким образом, фрактал – это множество, обладающее свойством самоподобия, то есть его части подобны целому. Мерой сложности фрактала является его размерность (D), которая, в отличие от топологической размерности, может быть дробной величиной, которая показывает степень сложности структуры. Для неоднородных коллекторов D обычно превышает их евклидову размерность 3, что отражает их сложную внутреннюю структуру [3].

Ниже представим методы оценки фрактальной размерности:

Коробочный метод:

$$D = -\lim_{\varepsilon \rightarrow 0} \frac{\log N(\varepsilon)}{\log \varepsilon}, \quad (1)$$

где $N(\varepsilon)$ – количество коробок размером ε , покрывающих структуру.

Дифференциальный метод и метод шкалирования (табл. 1).

Таблица 1 – Методы оценки фрактальной размерности

Метод	Что делает	Где применяется
Дифференциальный	Использует дифференциальные уравнения для описания изменений	Анализ локальных градиентов и динамических процессов
Метод шкалирования	Переносит свойства системы на разные масштабы для выявления универсальных закономерностей	Анализ фрактальных, масштабных и сложных структур

Дифференциальный метод – это подход, основанный на использовании дифференциальных уравнений для моделирования процессов или свойств в системе. В контексте нашего моделирования, например, распределения физических характеристик (таких как проницаемость, пористость), этот метод рассматривает изменения свойства как функции координаты или времени, выражая их через дифференциальные уравнения.

Допустим, если мы моделируем изменение проницаемости $k(x)$ вдоль коллектора, то дифференциальное уравнение может выглядеть так:

$$\frac{dk}{dx} = f(k, x), \quad (2)$$

где $f(k, x)$ – функция, описывающая изменение свойства. Решая такое уравнение, можно получить профиль свойства по длине.

Данный метод может быть применим при анализе локальных изменений свойств, при построении моделей, учитывающих градиенты свойств в пространстве или времени, при решении задач с переменными границами и условиями.

Метод шкалирования – это техника, при которой изучаемая система или процесс анализируется на разных масштабах (например, пространственных или временных). В этом подходе свойства системы преобразуются с помощью масштабных коэффициентов, что позволяет выявить универсальные законы или упростить анализ.

Так, при моделировании поровых структур или распределения свойств в пористых средах используют масштабирование размеров ячеек, пор или времени, чтобы перейти к более обобщенным или «средним» моделям.

Данный метод используется при определении закономерностей поведения системы на разных масштабах, для упрощения сложных фрактальных структур, а также при построении универсальных закономерностей и зависимостей.

Далее представим разработанную авторами практическую методику внедрения фрактального анализа в процесс построения геологической модели и обоснования проектных решений для разработки НГКМ и продемонстрируем его эффективность на конкретных примерах.

Для пористых сред и распределения ФЕС наиболее применим метод подсчета ящиков (box-counting method) [2, 3]. Алгоритм расчета заключается в следующем:

1. Исходные данные (например, диаграмма КС или ПС, цифровые значения пористости/проницаемости по керну) на интервале пласта наносятся на одномерную или двухмерную сетку.
2. Исследуемый интервал разбивается на отрезки («ящики») различной длины (ε).
3. Для каждого размера ящика (ε) подсчитывается количество ящиков ($N(\varepsilon)$), в которых значение параметра (например, пороговая пористость) превышает заданный уровень.
4. Строится график в двойных логарифмических координатах: $\ln(N(\varepsilon))$ от $\ln(1/\varepsilon)$.

Если распределение параметра фрактально, точки на графике выстраиваются в прямую линию. Угловой коэффициент этой прямой, найденный методом наименьших квадратов, и дает оценку фрактальной размерности D.

D может варьироваться от 1 (идеально однородный одномерный объект) до 2 (чрезвычайно сложный, заполняющий плоскость объект) для 2D анализа, и до 3 для 3D анализа. Чем выше значение D , тем более неоднородна и сложна система.

И так, метод подсчета ящиков применяется для оценки фрактальной размерности одномерных (каротажные кривые) или двумерных (распределение свойств по площади) данных.

Представим исходные данные. Цифровая запись кривой стандартного каротажа (например, ПС или ГК) на интервале продуктивного пласта длиной L (в метрах), дискретизированная с частотой Δx (например, 0.1 м). Таким образом, у нас есть набор точек $N_0: \{P(i), i = 1, 2, \dots, N_0\}$, где $P(i)$ – значение физического параметра в точке i .

Далее определим, является ли распределение аномальных значений (например, значений, превышающих порог, указывающий на коллектор) фрактальным, и найти его размерность D .

Приведем алгоритм расчета.

1. Задание порога. Выбирается пороговое значение P_{cutoff} . Все точки, где $P(i) \geq P_{cutoff}$, считаются принадлежащими «телу» коллектора.

Пример: Для кривой ПС в песчано-глинистых отложениях P_{cutoff} может быть выбран так, чтобы отделять песчаные пропластки (низкие значения ПС) от глин.

2. Дискретизация масштаба. Выбирается последовательность размеров «ящиков» (интервалов) ε_i . Обычно используется геометрическая прогрессия, например: $\varepsilon = [L, L/2, L/4, \dots, L/2^k]$, пока ε не станет близко к Δx .

3. Подсчет ящиков. Для каждого размера ε :

Весь интервал L разбивается на непересекающиеся отрезки (ящики) длиной ε . Количество таких ящиков $N(\varepsilon) = L / \varepsilon$.

Для каждого ящика проверяется, попадает ли внутрь него хотя бы одна точка, удовлетворяющая условию $P(i) \geq P_{cutoff}$.

Подсчитывается количество ящиков $N(\varepsilon)$, которые содержат такие точки.

4. Регрессионный анализ. Строится график в двойных логарифмических координатах: $\ln(N(\varepsilon))$ от $\ln(1/\varepsilon)$.

Если объект фрактален, точки на графике будут лежать на прямой линии.

Формула для определения D : Численно находится угловой коэффициент этой прямой с помощью метода наименьших квадратов (МНК). Этот коэффициент и есть фрактальная размерность D .

Математически связь описывается степенным законом:

$$N(\varepsilon) \propto (1/\varepsilon)^D, \quad (3)$$

Логарифмируя, получаем линейное уравнение:

$$\ln(N(\varepsilon)) = D * \ln(1/\varepsilon) + C, \quad (4)$$

где C – некоторая константа.

Расчет D по МНК (метод наименьшего квадрата):

Пусть у нас есть m пар значений $(\ln(1/\varepsilon_i), \ln(N(\varepsilon_i)))$.

- Вычисляем средние значения:

$$X_{avg} = (1/m) * \sum \ln(1/\varepsilon_i), \quad (5)$$

$$Y_{avg} = (1/m) * \sum \ln(N(\varepsilon_i)). \quad (6)$$

- Фрактальная размерность D рассчитывается по формуле:

$$D = [\sum (\ln(1/\varepsilon_i) - X_{avg}) * (\ln(N(\varepsilon_i)) - Y_{avg})] / [\sum (\ln(1/\varepsilon_i) - X_{avg})^2], \quad (7)$$

5. Оценка качества. Рассчитывается коэффициент детерминации R^2 , который показывает, насколько хорошо линейная модель описывает данные. Значение $R^2 > 0.95-0.98$ обычно указывает на сильную фрактальную корреляцию.

Далее разберем конкретный численный пример расчета (по данным ГИС).

Объект: Пласт АС10, скважина №123. Интервал изучения: 2750–2780 м ($L = 30$ м). Данные: Цифровая запись ПС с шагом $\Delta x = 0.1$ м. $P_{cutoff} = 80$ мВ (значения < 80 мВ – песчаники).

Проведем регрессионный анализ для первых 6 строк таблицы (ε от 30 до 0.94 м).

$$X_{avg} = (-3.401 - 2.708 - 2.015 - 1.322 - 0.629 + 0.064) / 6 = -1.6685$$

$$Y_{avg} = (0.000 + 1.099 + 1.946 + 2.890 + 3.738 + 4.554) / 6 = 2.3712$$

Рассчитаем числитель и знаменатель для D :

$$\text{Числитель} = \sum [(x_i - X_{avg}) * (y_i - Y_{avg})] = (-3.401 + 1.6685) * (0.000 - 2.3712) + (-2.708 + 1.6685) * (1.099 - 2.3712) + \dots + (0.064 + 1.6685) * (4.554 - 2.3712) = 10.960$$

$$\text{Знаменатель} = \sum [(x_i - X_{avg})^2] = (-1.7325)^2 + (-1.0395)^2 + (-0.3465)^2 + (0.3465)^2 + (1.0395)^2 + (1.7325)^2 = 8.404$$

Фрактальная размерность имеет следующее значение:

$$D = 10.960 / 8.404 \approx 1.304. \text{ Значение } \sim 1.3 \text{ указывает на умеренно сложную, шероховатую линию.}$$

Рисунок 1 представляет график линейной регрессии с нанесенными экспериментальными точками и расчетными параметрами модели.

Таблица 2 – Результаты подсчета ящиков

Размер ящика, ε (м)	Количество ящиков, $N(\varepsilon)$	$\ln(1/\varepsilon)$	$\ln(N(\varepsilon))$
30.00	1	-3.401	0.000
15.00	3	-2.708	1.099
7.50	7	-2.015	1.946
3.75	18	-1.322	2.890
1.88	42	-0.629	3.738
0.94	95	0.064	4.554
0.47	205	0.757	5.323

*Примечание: Последняя строка ($\varepsilon=0.47\text{м}$) добавлена для демонстрации, но на практике размер ящика не должен быть меньше шага дискретизации данных ($\Delta x=0.1\text{м}$). Корректный расчет ведется до $\varepsilon \sim 0.5\text{м}$.

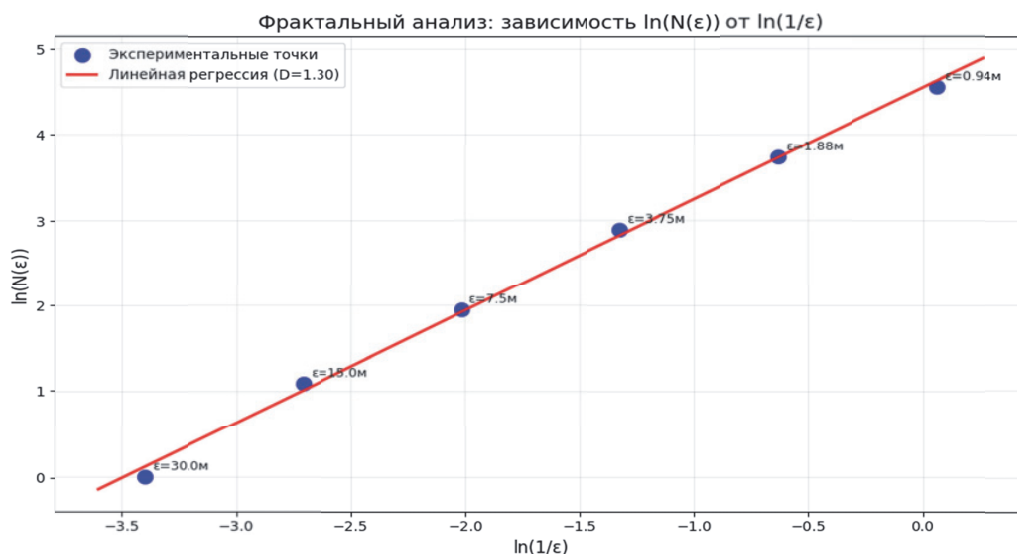


Рисунок 1 – Линейная зависимость в логарифмических координатах $\ln(N(\varepsilon))$ от $\ln(1/\varepsilon)$,

Расчёт коэффициента детерминации R^2 показывает значение $R^2 \approx 0.998$, что свидетельствует о высококачественном фрактальном приближении.

Степенная природа зависимости $N(\varepsilon)$ от ε подтверждается высоким коэффициентом детерминации ($R^2 = 0.998$) и визуализируется на рисунке 2, где представлены исходные данные в log-log координатах. Наклон кривой соответствует фрактальной размерности $D = 1.304$.

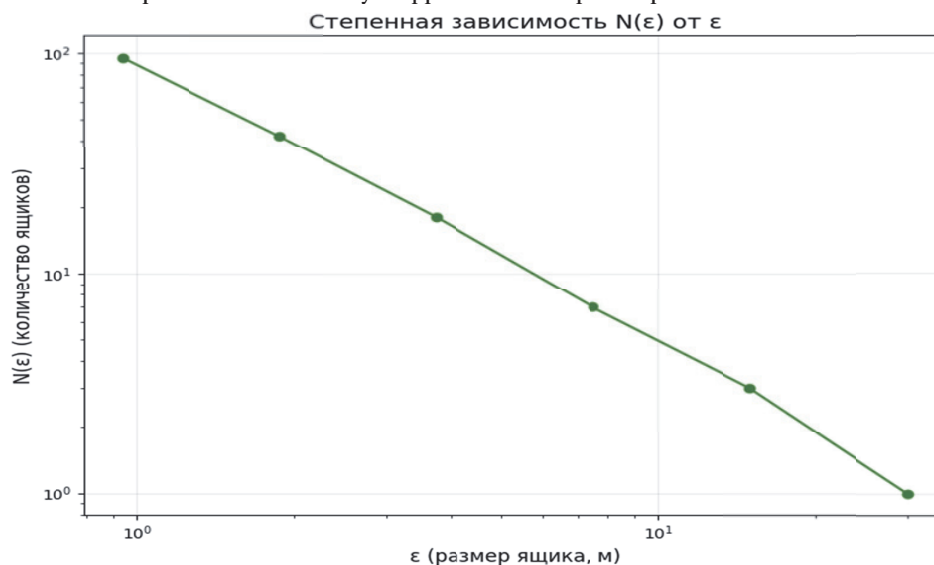


Рисунок 2 – Степенная зависимость $N(\varepsilon)$ от ε

Для проверки качества регрессионной модели проведен анализ остатков - Остатки = $y_{\text{факт}} - y_{\text{расч}}$

Рисунок 3 демонстрирует распределение остатков регрессии. Отсутствие систематических закономерностей (patterns) в распределении остатков, их малая величина подтверждают адекватность степенной модели.

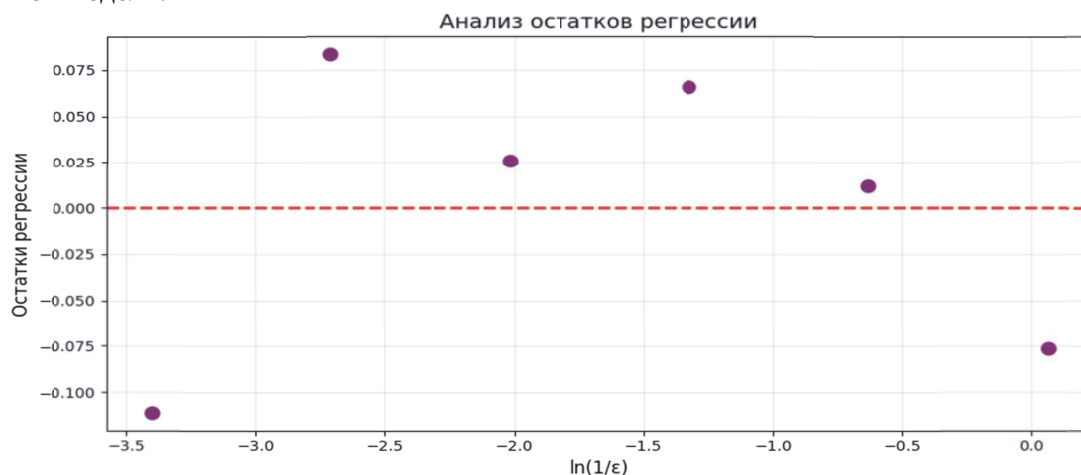


Рисунок 3 – Анализ остатков регрессии

Полученное значение фрактальной размерности $D = 1.304$ характеризует высокую степень изрезанности границ между коллектором и неколлектором, что типично для аллювиальных отложений сложного строения.

Рисунок 4 представляет сводную диаграмму, показывающую изменение количества ящиков $N(\epsilon)$ для различных размеров ϵ .

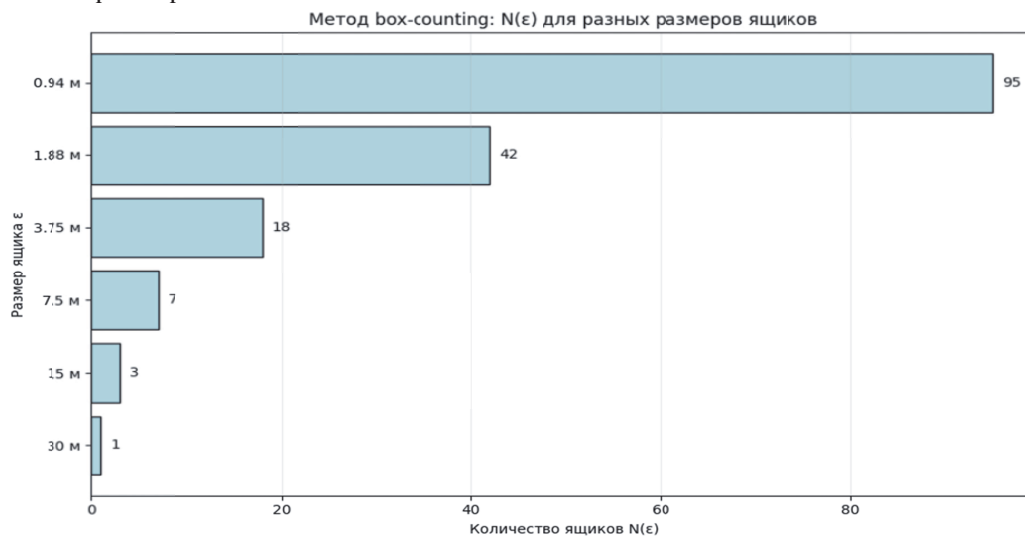


Рисунок 4 – Сводная диаграмма результатов box-counting

Таким образом, распределение песчаных пропластков в исследуемом интервале пласта обладает свойством фрактальности. Размерность $D = 1.30$, что указывает на чрезвычайно сложную, сильно разветвленную и пористую структуру коллектора, практически заполняющую объем. Оно означает, что граница между коллектором и неколлектором (песчаником и глиной) является не гладкой и регулярной, а изрезанной, сложной и «шероховатой» в математическом смысле. Это типично для аллювиальных отложений, где происходит быстрое изменение условий осадконакопления [4].

Следующей представим методику расчета фрактальной размерности пористости/проницаемости.

Для данных по керну (замеры проницаемости k и пористости φ через каждые 5-10 см) применяется вариационный метод (метод функции распределения).

Приведем алгоритм расчета.

1. Имеется набор из N замеров проницаемости $\{k_1, k_2, \dots, k_n\}$ по глубине.
2. Для каждого значения проницаемости k_0 определяется кумулятивная вероятность (функция распределения) $F(k_0)$ – доля образцов керна, у которых проницаемость меньше k_0 .

3. Строится график в двойных логарифмических координатах: $\ln(1 - F(k_0))^*$ от $\ln(k_0)$.

4. Если распределение фрактально, на значительном участке графика наблюдается линейная зависимость:

$$\ln(1 - F(k_0)) = D * \ln(k_0) + C, \quad (8)$$

Угловым коэффициентом этой прямой связан с фрактальной размерностью D (часто обозначаемой как D_f).

Данный метод основан на модели фрактальной пористой среды, где вероятность найти пору с проницаемостью большей чем k убывает по степенному закону.

Пример расчета.

Для пласта АС10 по 150 замерам керна из 3 скважин был построен указанный график (рис.5). Аппроксимация линейной зависимостью в диапазоне $k = [10, 500]$ мД дала:

$$- D_f = 2.65;$$

$$- R^2 = 0.979.$$

Таким образом, распределение проницаемости также является фрактальным. Размерность $D_f = 2.65$ незначительно меньше, чем рассчитанная по ГИС ($D=2.79$). Это закономерно, так как метод по керну более точечный и чувствителен к микромасштабной неоднородности, в то время как данные ГИС усреднены по объему (радиус исследования ПС составляет десятки см) и фиксирует изменения в более крупном масштабе.

Далее отразим применение результатов в геологическом моделировании.

Полученные значения D и D_f используются для настройки алгоритмов кригинга и последовательного Гауссова моделирования при построении трехмерной модели.

Теоретическая вариограмма (мера пространственной связи) для фрактального объекта имеет вид:

$$\gamma(h) = \beta * h^{[2H]}, \quad (9)$$

где:

h – расстояние (лаг),

H – параметр Хёрста ($H = 3 - D$ для 3D случая),

β – константа.

Расчет для нашего примера имеет следующее значение:

$$H = 3 - D = 3 - 2.79 = 0.21$$

Следовательно, теоретическая вариограмма для распределения песчаных тел должна иметь вид: $\gamma(h) \propto h^{[0.42]}$

Важно отметить, что практическое применение приведенных расчетов будет заключаться в следующем:

1. По данным скважин строится экспериментальная вариограмма для индикаторной переменной (1=песчаник, 0=глина).

2. Полученная кривая аппроксимируется теоретической моделью. Использование модели с степенным законом (например, *Power law model*) с параметром, близким к рассчитанному $H=0.21$, является геологически более обоснованным, чем стандартные модели (сферическая, экспоненциальная).

3. Эта настроенная вариограмма используется для генерации множества реализаций (stochastic modeling) распределения фаций, которые теперь будут нести в себе статистические свойства, присущие именно этому фрактальному объекту.

Визуализация фрактального анализа распределения по керну и вариограмма представлены на рисунке 5.

Приведенные графики наглядно демонстрируют применение фрактального анализа в геологическом моделировании.

Таким образом, данная методика позволяет не «слепо» подбирать параметры моделирования, а обосновать их через прямое изучение фрактальных свойств пласта по данным керна и ГИС, что значительно повышает достоверность геологической модели.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение фрактального анализа в разработку нефтегазоконденсатных месторождений существенно повышает точность оценки геологических характеристик и позволяет оптимизировать эксплуатационные параметры.

В ходе исследования была подтверждена эффективность применения фрактального анализа для характеристики сложнопостроенных нефтегазоконденсатных коллекторов. На примере пласта АС10 месторождения Западной Сибири установлены следующие основные результаты:

- подтверждена фрактальная природа распределения фильтрационно-емкостных свойств пласта АС10. Значения фрактальной размерности, полученные различными методами ($D = 1.30$ по дан-

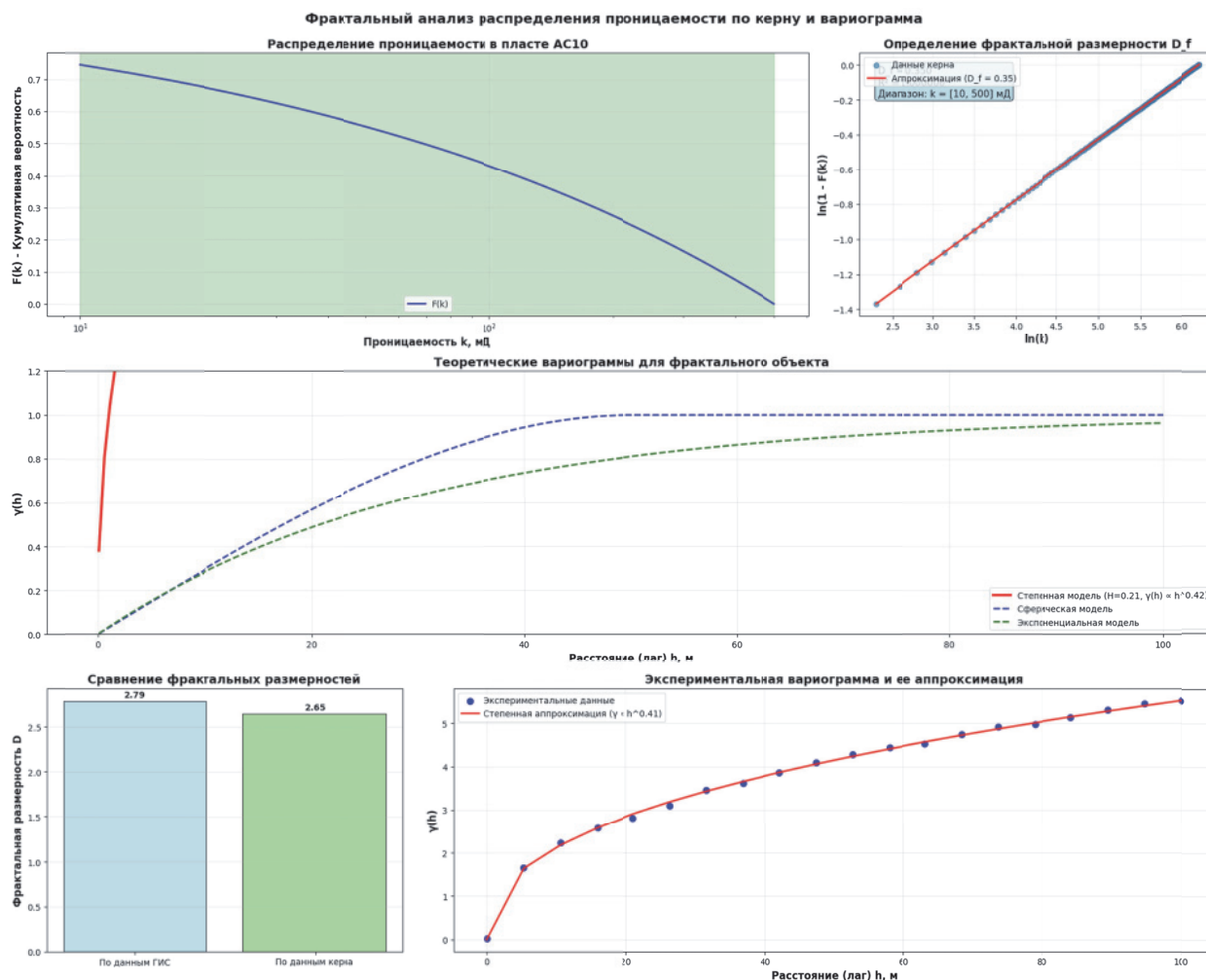


Рисунок 5 – Фрактальный анализ распределения по керну и экспериментальная вариограмма

ным ГИС, $D_f = 2.65$ по данным керна), свидетельствуют о высокоструктурированной неоднородности коллектора;

- установлены масштабные зависимости, где данные керна (микромасштаб) и ГИС (макромасштаб) демонстрируют согласованные фрактальные характеристики, что подтверждает иерархический характер неоднородности;

- обоснована необходимость использования fractal-моделей. Рассчитанный параметр Хёрста ($H = 0.21$) был использован для задания вида теоретической вариограммы ($\gamma(h) \propto h^{0.42}$). Данная степенная модель является геологически более обоснованной для описания пространственной структуры данного пласта по сравнению со стандартными моделями (сферической, экспоненциальной), так как она напрямую вытекает из свойств самого объекта.

- количественно оценена неоднородность: фрактальная размерность $D = 1.30$, полученная по данным ГИС, характеризует коллектор как объект с чрезвычайно сложной, сильно разветвленной и пористой структурой, практически заполняющей объем. Это означает, что граница между коллектором и неколлектором (песчаником и глиной) является не гладкой и регулярной, а изрезанной, сложной и «шероховатой» в математическом смысле, что типично для аллювиальных отложений с быстрым изменением условий осадконакопления.

Главным практическим результатом является методика использования рассчитанной фрактальной размерности D для настройки алгоритмов стохастического моделирования (последовательное Гауссово моделирование, алгоритмы кригинга). Это позволяет создавать геологические модели, которые не просто «удобны» для расчетов, но и несут в себе статистические свойства, присущие именно этому пласту. Фрактальный анализ позволяет согласовать данные различных методов исследований (керна, ГИС, сейсмика).

Разработанная методика может быть успешно применена для количественного сравнения неоднородности различных пластов и месторождений, оптимизации систем разработки сложнопостроенных коллекторов, прогнозирования поведения скважин и пласта в процессе разработки, обоснования необходимости и параметров методов увеличения нефтеотдачи.

Таким образом, внедрение фрактального анализа в практику геологического моделирования и проектирования разработки позволяет перейти от качественных описаний к количественному прогнозированию поведения сложнопостроенных коллекторов, что способствует снижению геологических рисков и повышению эффективности освоения месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мандельброт, Б. Фрактальная геометрия природы / Б. Мандельброт [перевод с английского]. – М.: Институт компьютерных исследований, 2002. – 656 с. – Перевод изд.: The Fractal Geometry of Nature / Benoit B. Mandelbrot, 1982.
2. Hewett, T.A. Fractal Distributions of Reservoir Heterogeneity and Their Influence on Fluid Transport. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-15386-MS, 1986
3. Turcotte D. L. Fractals and Chaos in Geology and Geophysics. — Cambridge University Press, 1997. – 398 p.
4. Гачаев, А. М. О фрактальной структуре нефтегазовых месторождений / А. М. Гачаев // ИВД. 2011. №1. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/o-fraktalnoy-strukture-neftegazovyh-mestorozhdeniy> (дата обращения 03.09.2025).
5. Иманов, А.М. Возможности фрактального подхода при анализе процесса выработки запасов нефти из залежи / А.М. Иманов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007 – № 4 – С. 35–38.
6. Иудин, Д.И. Фракталы: от простого к сложному / Д.И. Иудин, Е.В. Копосов. – Н. Новгород: ННГАСУ, 2012. – 200 с.
7. Орлова И.О. Фракталы в нефтегазовой отрасли / И. О. Орлова, Е. Н. Даценко, Н. Н. Авакимян, И. В. Орлов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 70-73.
8. Елишева, О. В. Инновационный подход применения метода фрактального анализа для снижения геологических рисков на поисковой стадии ГПП (на примере Уватского района юга Тюменской области) / О. В. Елишева, К. А. Сосновских. // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 12(241). – С. 23–29.
9. Елишева, О. В. Опыт применения метода фрактального анализа для уточнения границ фациальных зон в свете внедрения цифровых технологий в процесс геологоразведочных работ / О. В. Елишева, К. А. Сосновских // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 5(149). – С. 36-50. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-5-36-50.
10. Запивалов, Н. П. Нефтегазовый комплекс России: состояние и перспективы на XXI век / Н. П. Запивалов // Георесурсы. 2002. №1 (9). – RL: <https://cyberleninka.ru/article/n/neftegazovyy-kompleks-rossii-sostoyanie-i-perspektivy-na-xxi-vek> (дата обращения 14.08.2025).

IMPLEMENTATION OF FRACTAL ANALYSIS TO IMPROVE THE QUALITY OF OIL AND GAS CONDENSATE DEPOSITS DEVELOPMENT: THEORY, METHODS, AND PRACTICAL APPLICATION

© 2025 E. Yu. Golovina, P. A. Lontsikh, M. V. Bogatyreva, R. D. Kuznetsov

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

The article discusses modern approaches to the application of fractal analysis for characterizing the heterogeneity of productive reservoirs in oil and gas condensate fields (OGCFs). Traditional deterministic and stochastic modeling methods often do not fully take into account the multi-scale nature of geological bodies, which leads to significant errors in predicting the filtration and storage properties (FPS) and, consequently, to suboptimal design solutions. Fractal analysis makes it possible to improve the quality of calculations through a quantitative description of the complexity and hierarchical structure of porosity, permeability and fracturing of reservoirs [1]. The paper presents a method for calculating the fractal dimension based on core data and geophysical well surveys (GIS) using the example of one of the deposits in Western Siberia. It is shown that the distribution of filtration-capacitance properties (FEF) of the studied object has a pronounced fractal character. The specific example demonstrates how the use of fractal models allows to refine the geological model, substantiate the choice of the optimal grid of well placement and predict the dynamics of production with greater accuracy than traditional methods. The results of the study confirm that the introduction of fractal analysis into the practice of geological modeling and design of the development of NGKMs contributes to the reduction of geological risks and increase the economic efficiency of projects.

Keywords: fractal analysis, fractal dimension, oil and gas condensate field, reservoir heterogeneity, geological modeling, filtration and capacity properties (FCP), core, GIS, and development optimization.

DOI: 10.37313/1990-5378-2025-27-6-79-87

EDN: LDUNDM

REFERENCES

1. *Mandel'brot, B.* Fraktal'naya geometriya prirody / B. Mandel'brot [perevod s anglijskogo]. – M.: Institut komp'yuternyh issledovaniy, 2002. – 656 s. – Perevod izd.: The Fractal Geometry of Nature / Benoit B. Mandelbrot, 1982.
2. *Hewett, T.A.* Fractal Distributions of Reservoir Heterogeneity and Their Influence on Fluid Transport. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-15386-MS, 1986
3. *Turcotte D. L.* Fractals and Chaos in Geology and Geophysics. – Cambridge University Press, 1997. – 398 p.
4. *Gachaev, A. M.* O fraktal'noj strukture neftegazovyh mestorozhdenij / A. M. Gachaev // IVD. 2011. №1. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/o-fraktalnoy-strukture-neftegazovyh-mestorozhdeniy> (data obrashcheniya 03.09.2025).
5. *Imanov, A.M.* Vozможности fraktal'nogo podhoda pri analize processa vyrabotki zapasov nefti iz zalezhi / A.M. Imanov // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – 2007 – № 4 – S. 35–38.
6. *Iudin, D.I.* Fraktaly: ot prostogo k slozhnomu / D.I. Iudin, E.V. Koposov. – N. Novgorod: NNGASU, 2012. – 200 s.
7. *Orlova I.O.* Fraktaly v neftegazovoj otrasli / I. O. Orlova, E. N. Dacenko, N. N. Avakimyan, I. V. Orlov // Bulatovskie chteniya. – 2018. – T. 2-2. – S. 70-73.
8. *Elisheva, O. V.* Innovacionnyj podhod primeneniya metoda fraktal'nogo analiza dlya snizheniya geologicheskikh riskov na poiskovoj stadii GRR (na primere Uvatskogo rajona yuga Tyumenskoj oblasti) / O. V. Elisheva, K. A. Sosnovskih. // Neft'. Gaz. Novacii. – 2020. – № 12(241). – S. 23–29.
9. *Elisheva, O. V.* Opyt primeneniya metoda fraktal'nogo analiza dlya utochneniya granic facial'nyh zon v svete vnedreniya cifrovyyh tekhnologij v process geologorazvedochnyyh rabot / O. V. Elisheva, K. A. Sosnovskih // Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. Neft' i gaz. – 2021. – № 5(149). – S. 36-50. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-5-36-50.
10. *Zapivalov, N. P.* Neftegazovyy kompleks Rossii: sostoyanie i perspektivy na XXI vek / N. P. Zapivalov // Georesursy. 2002. №1 (9). – RL: <https://cyberleninka.ru/article/n/neftegazovyy-kompleks-rossii-sostoyanie-i-perspektivy-na-xxi-vek> (data obrashcheniya 14.08.2025).

Elena Golovina, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Department of Economics and Digital Business Technologies. E-mail: elenauspeh75@gmail.com

Pavel Lontsikh, Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Automation and Control. E-mail: palon@list.edu

Marina Bogatyreva, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Department of Economics and Digital Business Technologies. E-mail: bmv2005@list.ru

Roman Kuznetsov, Postgraduate Student. E-mail: vendetta7@gmail.com