

УДК 622.276.1

**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

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Для повышения результативности поисково-разведочного бурения на разных лицензионных участках категории «greenfield», принадлежащих компании ПАО «НК «Роснефть», в ООО «Тюменский нефтяной научный центр» в последние годы активно разрабатываются разные инновационные технологии, позволяющие повысить вероятность открытия залежей углеводородов (УВ). Одним из таких подходов является использование разных методик на основе фрактальности геологических объектов. В статье изложены результаты применения метода фрактального анализа для решения одной из прикладных задач нефтяной геологии, а именно коррекции границ фациальных зон (ФЗ) на фациальных картах, которые являются основой для построения карт рисков по «коллектору». Показано, что границы ФЗ на фациальных картах, построенных преимущественно на данных сейсморазведки и ограниченном объеме материалов поискового бурения, имеют вариативность. Выявленная зависимость между распределением суммарных толщин коллекторов в разных ФЗ и фрактальной размерностью ловушек позволила скорректировать фациальные карты и карты рисков по «коллектору».

Ключевые слова: фрактальная размерность; геологические риски; фациальное моделирование; цифровизация объектов нефтяной геологии

**Experience in applying the method of fractal analysis to clarify
the boundaries of facies zones when introducing digital technologies
in the exploration process**

Olga V. Elisheva*, Kirill A. Sosnovskikh

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Abstract. In order to improve the efficiency of exploration drilling at various greenfield license areas owned by Rosneft Oil Company, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC has been actively developing and implementing various innovative technologies in recent years that allow increasing the probability of discovering new hydrocarbon deposits. One of such approaches is the use of different methods based on the principles of fractality of geological objects. The article presents the results of using the fractal analysis method to solve one of the applied problems of oil and gas geology, namely, the correction of the boundaries of facies zones on facies maps, which are the basis for constructing risk maps for the "reservoir". It is shown that the boundaries of the facies zones on facies maps, built mainly on seismic data and a limited amount of materials from exploration drilling, have a large variability. The found statistical relationship between the distribution

of the total reservoir thicknesses in different facies zones and the fractal dimension of the traps made it possible to correct facies and risk maps.

Key words: fractal dimension; geological risks; facies modeling; digitalization of petroleum geology objects

Введение

С целью повышения результативности поисково-разведочного бурения на разных территориях лицензионных участков «greenfield» компании ПАО «НК «Роснефть» в пределах Западно-Сибирского бассейна в ООО «ТННЦ» в последние годы для реализации программы внедрения цифровых технологий в процесс геологоразведочных работ (ГРП) активно проводится разработка инновационных подходов, к которым относят методы цифровизации и оптимизации геолого-технологических процессов [1–3]. Одним из таких подходов в нефтегазовой геологии является применение технологий на основе общей теории фракталов [4–8].

Известно, что для любой нефтегазовой компании поисковая стадия ГРП всегда связана с высокими инвестиционными рисками, которые все стараются сократить путем учета системы оценки геолого-экономических рисков [9].

Основу оценки геологических рисков, как правило, составляет ряд карт по разным поисковым параметрам (риски по структурам, риски по коллектору, риски по насыщению, риски по покрышкам), где территория разделена на участки с высоким, средним и низким риском [10].

Согласно результатам поисково-разведочного бурения и графикам торнадо (рис. 1), на территориях Уватского района юга Тюменской области риск по «коллектору» является одним из ключевых, так как основной объем нефтяных залежей приурочен к юрским пластам тюменской свиты переходно-континентального генезиса [11].

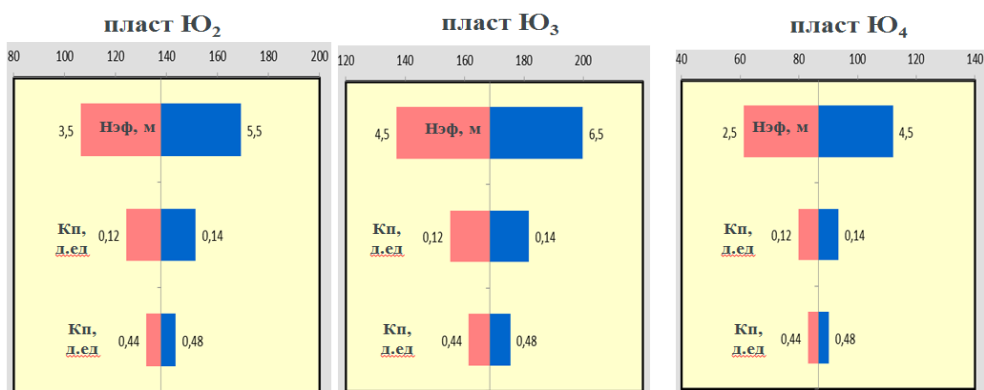


Рис. 1. Расчет графиков торнадо для пластов Ю₂–Ю₄ тюменской свиты

Так как в основе карт рисков по «коллектору» лежат фациальные карты продуктивных пластов Ю₂–Ю₄, построенные по данным сейсморазведки и на ограниченном объеме материалов бурения, границы фациальных зон (ФЗ) на таких картах обладают вариативностью, что дает неопределенность в пра-

вильности оценки рисков по «коллектору» на ловушки, выделенные в пограничных зонах рисков. Особенно это относится к объектам, попадающим в типы развития разрезов между группой «русловых» фаций и группой фаций «внешней песчаной поймы», которые, как будет показано ниже, различаются суммарной мощностью коллекторов по разрезу [12].

Чтобы верифицировать карты рисков по «коллектору» по пластам Ю₂–Ю₄ для корректного их использования в работе, в статье приводится пример использования фрактального анализа для решения задачи по уточнению границ ФЗ на фациальных картах продуктивных пластов тюменской свиты.

Особенности построения региональных фациальных карт на основе различных данных (сейсмика, бурение)

Построение фациальных или палеогеографических карт для поисковых задач нефтегазовой геологии всегда имело большое значение [13]. Так как такие карты являются основой для прогноза коллекторов по площади, хотя и на качественном уровне, а в рамках нефтяных компаний еще и лежат в основе карт геологических рисков по «коллектору» [14].

В зависимости от практических задач, решаемых в нефтегазовой геологии (регионального, субрегионального, зонального, локального уровней), построение карт фациального моделирования имеет специфику.

На сегодняшний день все огромное число методологических подходов, использующихся для построения фациальных карт регионального масштаба, по сути, можно разделить на два типа. Первый используется в основном у специалистов институтов РАН на базе «фундаментальной» науки. Второй более развит у производственных специалистов так называемой «отраслевой» науки.

Оба подхода являются равнозначными, хотя имеют между собой отличия, которые в общих чертах заключаются в разных объемах исходной информации, ее типе, разной масштабности карт и т. д. (табл. 1).

Таблица 1

Отличия в построении фациальных карт разного масштабов

	<i>1 подход</i> («фундаментальная» наука)	<i>2 подход</i> («отраслевая» наука)
Масштаб	Региональный	Субрегиональный
Площадь построений	2 000–2 500 тыс. км ²	30–50 тыс. км ²
Структурная основа	МОГТ 2D (100 %)	МОГТ 2D + МОГТ 3D (50/50 %)
Карты общих толщин	МОГТ 2D (100 %)	МОГТ 2D + МОГТ 3D (50/50 %)
Карты Нэфф. толщин	Зависимости по скважинам «Нэфф. от Нобщ.» (100 %)	Зависимости на основе сейсмических данных (100 %)
Объем бурения/сейсмики	80 % бурения, 20 % сейсмики	20 % бурения, 80 % сейсмики
Возрастной интервал	Ярус, Σярусов, эпоха и т. д.	Пласт, Σ2–3 пластов (гидродинамически единых)
Восстановление фаций	По керну (80–90%), по ГИС (10–20%)	По керну (10–20 %), по ГИС (до 80 %)
Дополнительные показатели	Карты минерально-петрографических показателей, карты источников сноса и т. д., построенные по данным скважин	Карты атрибутов волнового сейсмического поля, включая карты атрибутов, сейсмофаций, спектральную декомпозицию и т. д.

Например, у специалистов «академической» науки зачастую бывает больше данных по скважинам (за исключением материалов по лицензионным участкам компаний), поэтому их построения в основном выполняются на базе большого объема детальных биостратиграфических, минеральных, седиментологических, петрографических, геохимических и других исследований [12, 13]. При этом данные сейсморазведочных работ, в виде сети профилей 2D, используют в ограниченном объеме и в основном для структурного каркаса кровли и подошвы резервуаров или карт толщин.

Особенностью фациальных построений специалистов «отраслевой» науки является то, что они, наоборот, опираются на данные сейсмических работ, а материалы глубокого бурения вынуждены использовать в более ограниченном объеме. Потому что, с одной стороны, у них часто отсутствуют данные (керн, геофизические исследования скважин — ГИС) по скважинам всего изучаемого бассейна, и использовать статистические зависимости на основе материалов керна не представляется возможным. С другой стороны, они часто работают на территориях, где ведется преимущественно поисково-разведочное бурение, из-за чего объем кернового материала довольно ограничен.

Как отмечалось выше, карты подходов отличаются масштабностью и объемом возрастного интервала, на который выполняются построения.

При первом подходе карты относят часто к категории региональных, которые захватывают территорию всего бассейна [12], хотя в последние десятилетия выполняются построения и более крупного масштаба на отдельные территории площадью более 300–500 тыс. км² [13]. Такие карты часто именуют «палеогеографическими», так как на них приводят информацию об обстановках на относительно крупный возрастной интервал (век, эпоха, отдел и т. д.). Другими словами, такие палеогеографические карты строятся на интервалы (батский, волжский, берриасский века и т. д.), характеризующие генетическую (формационную) природу региональных резервуаров [12].

В отличие от палеогеографических (фациальных) карт бассейнового уровня, фациальные карты «отраслевых» специалистов часто относятся к построениям субрегионального масштаба и выполняются на территории не более 30–50 тыс. км², при этом на более узкие стратиграфические интервалы (в объеме одного или двух пластов одной свиты, если они гидродинамически связаны и представляют единый резервуар) [10].

Несмотря на разницу в масштабах и различную исходную информацию в двух этих подходах, и в первом и во втором случаях, в качестве основы для построений используется карта общих толщин, на которую «накладывается» вся остальная информация, имеющая отличия.

На региональных картах бассейнового уровня карта общих толщин изучаемого интервала совмещается с картой эффективных толщин, которая построена на основе зависимости по скважинам («Нэфф. от Нобщ.»). Затем накладываются фации по керну и ГИС, в заключение различные карты минерально-петрографических показателей (зрелости, источников сноса, карбонатности, углистости и т. д.), также построенные по скважинам.

На картах субрегионального характера карта общих толщин тоже сопоставляется с картой эффективных толщин, но уже построенной по зависимости на основе сейсмических данных (атрибуты и ГИС). Далее порядок

наложения информации похож, хотя восстановление фациальных обстановок по скважинам большей частью происходит не по керну, а через нейросетевые алгоритмы по ГИС. Перед тем как доминирующие фации вынесены на карту эффективных толщин, они анализируются с данными атрибутного анализа сейсмических данных.

Несмотря на разные подходы построения фациальных карт, в обоих случаях ФЗ доминирующих обстановок выделяются с долей условности, поскольку не существует универсального параметра, позволяющего однозначно провести их границы, поэтому они имеют стохастический характер.

Фрактальный анализ в нефтегазовой геологии

В настоящее время методы фрактального анализа активно внедряются в разные области нефтяной геологии, где они помогают решать задачи при создании современных разломных, петрофизических, структурных моделей и моделей гидродинамического моделирования [7, 8] (рис. 2).

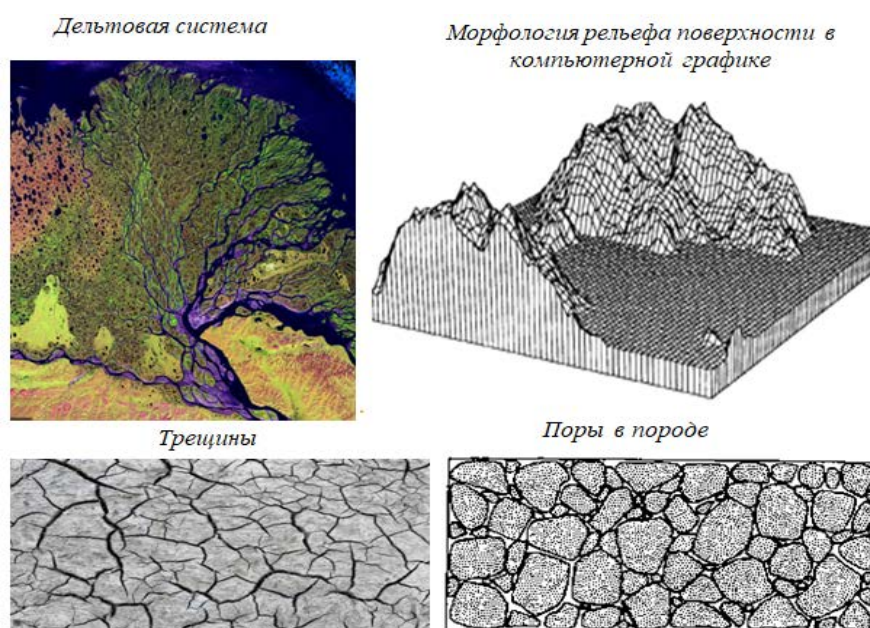


Рис. 2. Примеры фрактальности в природных объектах

Б. Мандельброт [15] определил фрактал как «множество, размерность Хаусдорфа-Безиковича которого больше его топологической размерности».

Одним из основных свойств фракталов является представляющая собой набор независимых параметров, необходимых для свойств описания объекта, так называемых степеней свободы системы, *размерность* объекта [16, 17].

Так, при описании геометрических тел разных объектов под топологической размерностью понимают число измерений: для линии — 1, для поверхности — 2, для трехмерного объекта — 3 и т. д.

Элементарным математическим способом расчета размерности множества в метрическом пространстве является размерность Хаусдорфа-Безиковича, когда область множества X перекрывается числом шаров N радиуса r (рис. 3).

Особенностью тел в виде фракталов является то, что с уменьшением радиуса r число шаров $N(r)$, необходимых для перекрытия объекта, увеличивается как $1/r^d$, где d — размерность Хаусдорфа-Безиковича [18].

Чтобы количественную оценку фрактальной размерности можно было применить на практике, используется размерность Минковского [14], которая представляет собой один из способов вычисления в рамках ограниченного множества в метрическом пространстве и определяется по формуле

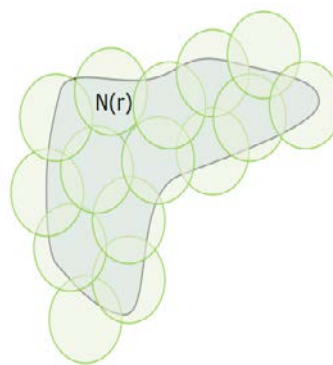


Рис. 3. Пример вычисления размерности Хаусдорфа-Безиковича множества X [18]

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

где $N(\epsilon)$ — минимальное число множеств диаметра ϵ , которыми можно покрыть исходное множество.

Одним из способов расчета размерности Минковского (Df_mink) является метод «box-counting», когда множество X покрывается равномерной сеткой с шагом ϵ , и производится подсчет количества перекрытий $N(\epsilon)$ множества X . С уменьшением шага сетки ϵ увеличивается число перекрытий множества $N(\epsilon)$. Преобразуем формулу (2) в уравнение прямой (рис. 4).

$$D \cdot \log(1/\epsilon) = \log N(\epsilon). \quad (2)$$

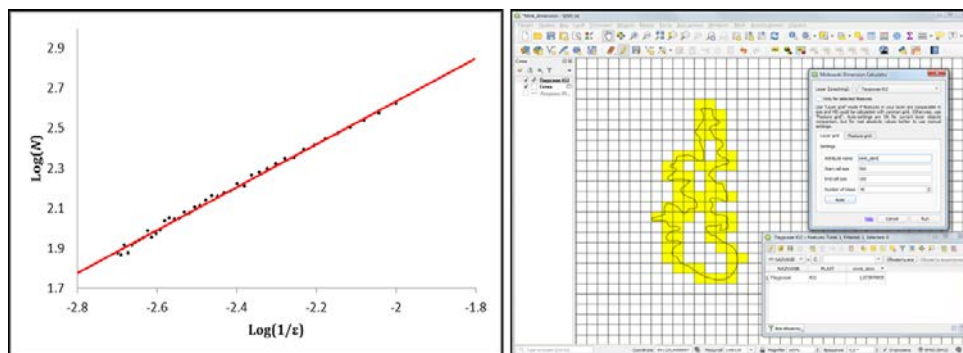


Рис. 4. Расчет размерности Минковского в системе QGIS 3.8

В результате расчета числа перекрытий при уменьшении шага сетки эти значения выносятся на графики в логарифмических координатах, где угловой коэффициент линии регрессии в итоге соответствует фрактальной размерности Минковского. В теории обе размерности — Хаусдорфа-Безинковича и Минковского — обычно совпадают [14, 17].

Из двух размерностей, в случае обсчета компактных множеств, для быстрого решения прикладных задач размерность Минковского более применима.

В данном случае для вычисления размерности использована геоинформационная система QGIS 3.8 совместно со встроенным плагином Minkowski dimension calculator, где была возможность установить параметры, оптимальные для вычислений в короткие сроки.

Применение фрактального анализа для решения прикладных задач в нефтегазовой геологии

Несмотря на то, что изучение геологических объектов как фрактальных объектов широко используется последнее время в нефтегазовой геологии, применение фрактальной размерности для решения узких прикладных задач, таких как фациальное картопостроение, используется впервые.

Для того чтобы понять, каким образом фрактальные характеристики локальных структур могут использоваться для корректировки развития ФЗ, ниже кратко приведены теоретические выкладки по применению фрактальной размерности для корректировки прогноза эффективных толщин в проектных поисковых скважинах, подробно рассмотренные в работе [14].

Согласно общей теории фракталов [16–19], фрактальная размерность Минковского была разработана в основном для графических векторных объектов с линейным типом геометрии. В нефтегазовой геологии к таким объектам относятся контуры ловушек, залежей, аномалии динамических параметров сейсмического поля МОГТ 3D, имеющие замкнутые очертания.

В работе [14] указано, что в качестве исходных данных для вычисления фрактальной размерности Минковского использованы контуры ловушек пластов Ю₂–Ю₄ тюменской свиты по всем категориям (C₁, C₂, D₀) Уватского района. Всего обработано 330 ловушек, контура которых локализованы по структурным построениям сейсмических работ 3D. В таблице 2 приведен пример расчета такой размерности для ловушки пласта Ю₂ Новой площади.

Таблица 2

Измерения числа перекрытий $N(\epsilon)$ с уменьшением шага сетки ϵ

Перекрытия $N(\epsilon)$	75	73	82	75	82	85	87	89	97	90	94	98	109	112	110	111
$\text{Log}(N)$	1.875	1.86	1.91	1.88	1.91	1.93	1.94	1.95	1.99	1.95	1.97	1.99	2.04	2.05	2.04	2.05
Шаг сетки ϵ	500	490	480	470	460	450	440	430	420	410	400	390	380	370	360	350
$\text{Log}(1/\epsilon)$	-2.7	-2.69	-2.68	-2.67	-2.66	-2.65	-2.64	-2.63	-2.62	-2.61	-2.6	-2.59	-2.58	-2.57	-2.56	-2.54
Перекрытия $N(\epsilon)$	145	144	150	153	166	163	184	190	198	209	222	225	246	259	279	299
$\text{Log}(N)$	2.161	2.16	2.18	2.18	2.22	2.21	2.26	2.28	2.3	2.32	2.35	2.35	2.39	2.41	2.45	2.48
Шаг сетки ϵ	290	280	270	260	250	240	230	220	210	200	190	180	170	160	150	140
$\text{Log}(1/\epsilon)$	-2.46	-2.45	-2.43	-2.41	-2.4	-2.38	-2.36	-2.34	-2.32	-2.3	-2.28	-2.26	-2.23	-2.2	-2.18	-2.15

После этапа расчета фрактальных размерностей Минковского для выявления корреляционных связей параметра Df_mink и эффективной толщины потенциальных резервуаров использовались значения суммарных толщин коллекторов по ГИС и данные в точках скважин с карт эффективных толщин. На основании анализа объема статистической выборки (для каждого пласта по 110–120 объектов) коэффициенты корреляции (R) для пластов составили: Ю₃ — 0,67, Ю₄ — 0,62, для пласта Ю₂ — 0,54 (рис. 5).

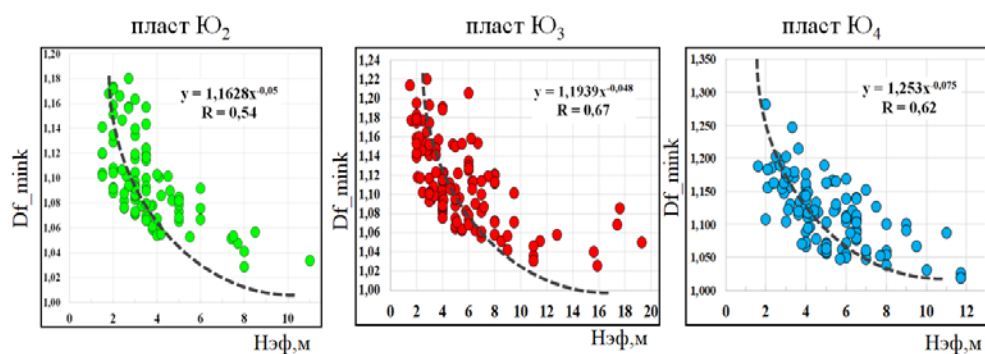


Рис. 5. Связь между фрактальной размерностью Минковского и эффективными толщинами пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ [14]

Геологически выявленная связь фрактальной размерности контуров ловушек и мощности коллекторов в их пределах обосновывалась через графики зависимостей, где диапазон суммарных эффективных толщин в разных фациальных зонах увязывался с интервальной оценкой погрешности карт эффективных толщин, построенных по сейсмическим данным [11].

Так, в отложениях континентального генезиса эффективные мощности 10–20 м соответствуют типам разрезов, где среди коллекторов доминирует группа «русловых фаций». Геологические разрезы зоны развития «внешней песчаной поймы» характеризуются коллекторами не более 1–5 м. Зоне переходной между разрезами «русловой долины» и «внешней поймы» соответствуют эффективные мощности 5–10 м [11] (рис. 6).

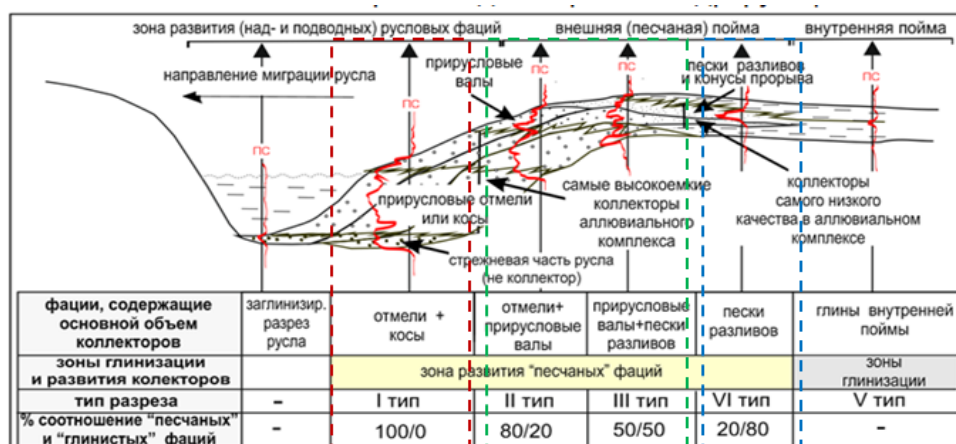


Рис. 6. Концептуальное строение поперечного профиля аллювиально-пойменного комплекса речных долин и распределение суммарных эффективных толщин по фациальным зонам [11]

Используя описанное распределение суммарных толщин коллекторов по ФЗ, авторы выполнили анализ графиков корреляционных зависимостей, который показал, что фрактальная размерность контуров ловушек по каждому пласту тюменской свиты — Ю₂, Ю₃, Ю₄ в разных фациальных зонах отличается [14].

Коррекция границ ФЗ пластов тюменской свиты с помощью фрактальной размерности ловушек на практике

Как отмечалось ранее, фациальные региональные карты, построенные в объеме одного-двух продуктивных пластов на территорию 300–500 тыс. км², представляют собой, по сути, карты литофациального районирования, где каждая ФЗ характеризуется определенным типом разреза, состоящим из набора доминирующих в ней фаций-коллекторов и фаций-неколлекторов.

Например, на фациальных картах группы континентальных отложений выделяются следующие основные ФЗ — зона «глинизации», зона с группой фаций «внешней песчаной поймы», зона группы фаций «речных долин» и зона, занимающая положение между разрезами чисто «русловых фаций» и разрезами фаций «песчаной поймы» [11].

При сопоставлении ФЗ с зонами карт рисков: 1-я зона соотносится с «высокими» рисками, вероятность вскрытия в ней коллекторов не более 30 %; 2-я зона связана со «средними» рисками — вероятность вскрытия коллекторов 40÷70 % и 3-я зона — это зона, которая характеризуется самыми «низкими» рисками, так как вероятность вскрытия коллекторов более 70 %.

С геологической точки зрения категория риска каждой упомянутой выше зоны обусловлена интервалом вариаций вскрываемых эффективных толщин относительно картопостроения. Так, в ловушках 1-й зоны разброс эффективных толщин по ловушкам сопоставим с ошибкой картопостроения $\sigma \approx \pm 4$ м, поэтому риски высокие. В ловушках 3-й зоны эффективные толщины прогнозируются более 10 м, поэтому риск не вскрыть коллектор очень мал.

В ловушках 2-й зоны суммарные толщины коллекторов изменяются от 5 до 8 м, при этом в «идеальном» варианте они являются сочетанием двух групп фаций — «русел» и «песчаной поймы». Однако на практике встречается ситуация, когда в пластах Ю₂–Ю₄ при общей мощности 30–40 м выделяется небольшой по толщине коллектор 5–7 м, который идентифицирован как небольшое русловое тело, при этом в разрезе фации «песчаной поймы» могут не выделяться. В результате, не принимая во внимание малую мощность коллекторов в таком типе разрезов и опираясь только на их фациальную природу, такие разрезы часто ошибочно относятся к ФЗ «русловых долин», которые характеризуются как зоны с «низким» риском, однако подтвердить такую эффективную мощность коллекторов бурением довольно проблематично.

Похотная ситуация наблюдается, когда ловушка идентифицирована как объект со «средним» риском. На фациальной карте ловушка попадает в ФЗ развития «переходных» типов разреза, а по факту она попадает в разрезы, в которых коллектор представлен прослоями мощностью не более 4 м, при этом он состоит из фаций «песчаной поймы» и мелких «русел». Поэтому риск такой ловушки учитывается как вероятность вскрытия коллекторов > 50 %. На самом деле существует вероятность, что поисково-разведочное бурение, скорее всего, не подтвердит наличие таких прогнозных коллекторов и ловушка по факту окажется выделенной в зоне «глинизации» пласта.

Также на практике встречается обратная ситуация, когда разрезы пластов Ю₂–Ю₄ с эффективной емкостью более 8 м, представленные доминирующей группой фаций «песчаной поймы» и имеющие в разрезе небольшие, но высокоемкие прослои фации «русел», обрисовываются по категории «среднего» риска, хотя вероятность вскрытия коллекторов довольно высокая.

Исходя из вышеописанного, учитывая, что коэффициент риска «по коллектору» входит в формулу расчета общего риска по ловушке [9, 19], становится понятно, почему корректное отнесение ее к той или иной зоне риска, при оценке геологической успешности, является важным, так как это влияет непосредственно на расчет экономической оценки.

Поскольку в основе каждой зоны рисков лежит ФЗ, рассмотрим, каким образом фрактальная размерность позволяет корректировать их границы.

На сегодняшний день для территории Уватского района Тюменской области имеются современные региональные фациальные карты для всех продуктивных пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ тюменской свиты, актуализированные в 2020 году на основе новых данных поискового бурения и материалов сейсмических работ МОГТ 3D.

На рисунке 7 приведен пример фрагмента фациальной карты по пласту Ю₄ в районе группы Юганских площадей, где показана верификация границ ФЗ в пределах поднятия Юганского-12.

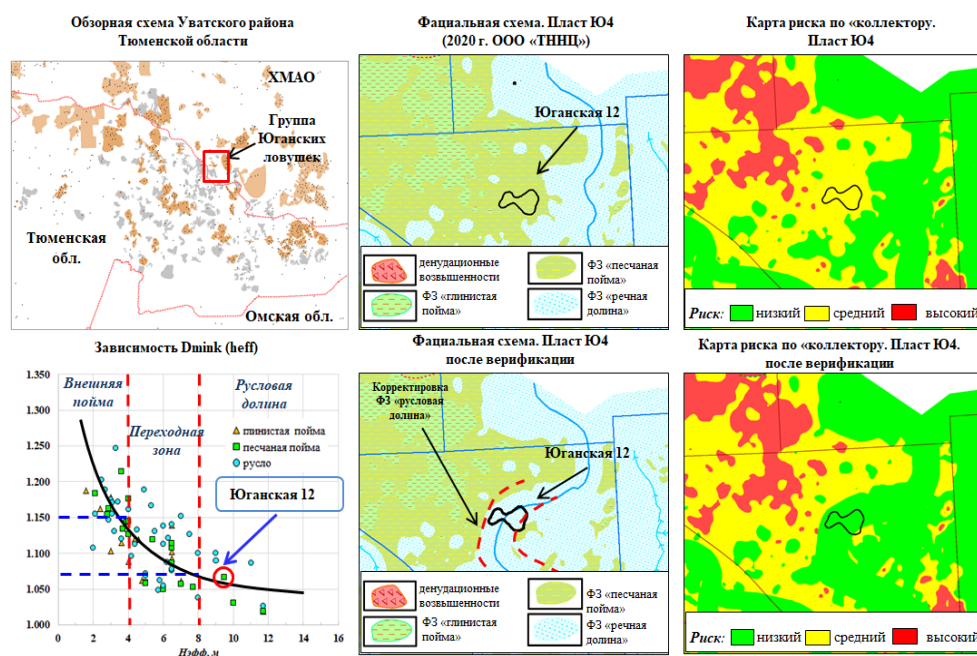


Рис. 7. Пример верификации границы фациальных зон в интервале пласта Ю₄ в районе Юганской-12 структуры

Согласно фациальной карте 2020 года, ловушка Юганская-12 в интервале пласта Ю₄ находится в зоне развития разрезов переходной зоны, для которой диапазон разброса эффективных толщин статистически варьирует от 5 до 7 м, (максимально достигая 8 м). Потенциальный резервуар ловушки генетически может быть представлен фациями «песчаной поймы» (пески разливов, конуса прорыва) и маломощными фациями «речных долин» (небольшие боковые русла, отмели) [11]. Геологический риск по «коллектору» оценивался как «средний», то есть предполагалось, что вероятность вскрыть коллектор составит не более 50–60 %.

В соответствии со значениями D_{mink} , приведенными на графике на рисунке 8, ловушка попадает в зону разрезов фаций группы «речных русел», которые по пласту Ю₄ характеризуются развитием эффективных толщин 8–12 м. Учитывая прогнозную эффективную толщину 9,8 м, любая поисковая скважина, которая будет заложена в границы этой ловушки с большой долей вероятности должна вскрыть коллектор, причем с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Другими словами, риск по «коллектору» для этой ловушки должен быть «низким».

Таким образом, на основании расчета фрактальной размерности и прогнозных эффективных толщин нами пересмотрен материал по фациальному моделированию и граница фациальной зоны «русловой долины» смещена в западном направлении.

Рассмотрим противоположный случай на примере пласта Ю₃ ловушки в пределах Западно-Тамаргинского поднятия, которая по фациальной карте большей частью находится в зоне, которая сопоставляется с доминированием фаций «речных долин», из-за чего геологический риск по «коллектору» по ней оценивался как «низкий». Предполагалось вскрыть до 12 м эффективных толщин и попасть в разрез из отложений группы русловых фаций (см. рис. 8).

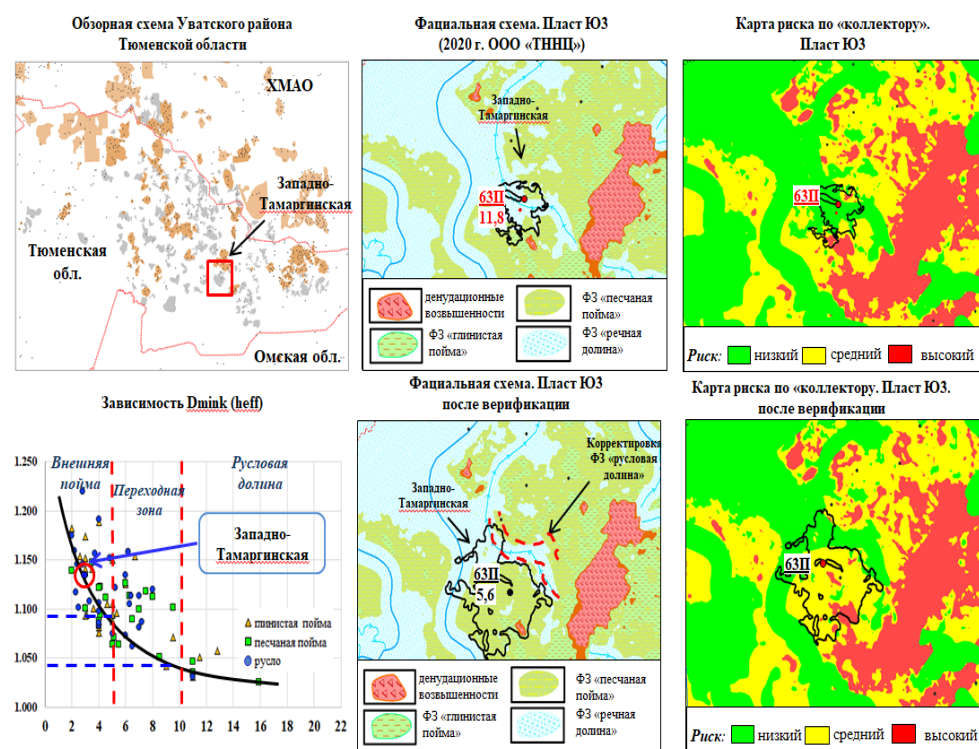


Рис. 8. Пример верификации границы фациальных зон в интервале пласта Ю₃ в районе Западно-Тамаргинской структуры

На графике корреляционной зависимости фрактальной размерности и эффективных толщин разных ФЗ можно видеть, что ловушка по значению

Dmink на самом деле попадает в зону разрезов «внешней песчаной поймы», где максимальная мощность коллекторов редко превышает 4–5 м [11, 14].

В 2020 году ловушка была изучена поисковым бурением (скв. 63П). По результатам ее бурения выяснилось, что в интервале пласта Ю₃ скважина попала в разрез, где выявлено только 5,6 м эффективных толщин (в два раза ниже прогнозных) с довольно низкими ФЕС, что вполне соответствует коллекторам ФЗ «песчаной поймы» согласно фрактальной размерности.

Пример верификации карты рисков по «коллектору» одного из пластов тюменской свиты на территории Уватского района

В условиях современной экономики целесообразность постановки нового объекта (локальной структуры) под поисковое бурение зависит не только от оптимальных геологических параметров (размеры ловушки, ее амплитуда, учтенный риск по насыщению, по коллектору и т. д.), но и от положительной экономической оценки, свидетельствующей о рентабельном освоении этого объекта.

В свою очередь, экономическая оценка зависит от разных факторов [20, 21], но объем ресурсного потенциала ловушки остается ключевым [9]. Поскольку для ловушек среднеюрских отложений (тюменская свита) объем ресурсов чувствителен к показателю «эффективной емкости резервуара», то корректность карт рисков по «коллектору» требует особого внимания.

На рисунке 9 приведен пример верификации карты рисков по пласту Ю₄ тюменской свиты на одном из участков Уватского района Тюменской области, где можно видеть, что уточнение границ зон «средних» и «высоких» рисков в районе группы Юганских и Пихтовых поднятий привело к смене статуса ловушек с «высокорискованных» на «низкорискованные».

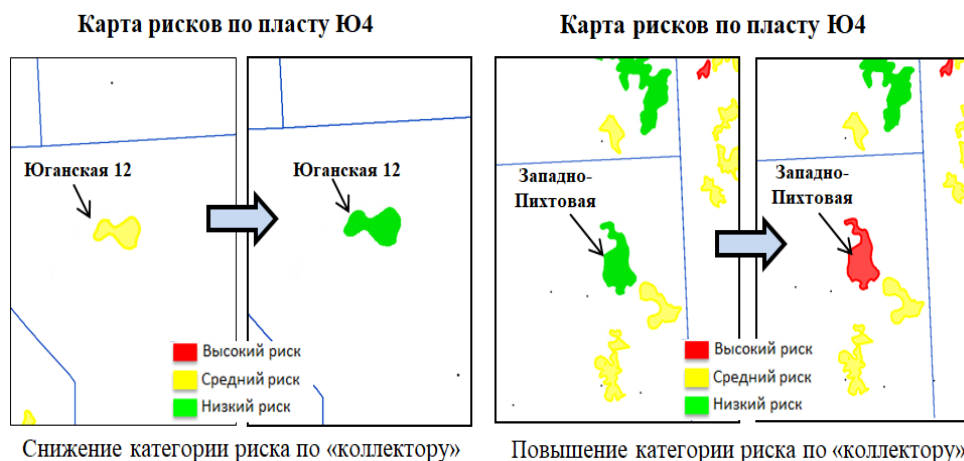


Рис. 9. Пример смены статуса категории рисков в ловушках пласта Ю₄

Таким образом, используя технологию верификации зон рисков по «коллектору» на основе фрактальной размерности, уточнен статус 330 ловушек по трем пластам — Ю₂–Ю₄, часть из которых переведена в категорию «высокоперспективных», часть, наоборот, понизила свой статус.

Выводы

Приведенные в статье теоретические выкладки и результаты работы показывают возможности использования критериев фрактального анализа для решения прикладных задач нефтегазовой геологии.

Основанием для применения, например, фрактальной размерности Минковского, как объективного критерия, на базе которого возможна корректировка границ ФЗ и, соответственно, границ зон рисков, служит однотипность исходных данных, а именно динамический атрибут волнового сейсмического поля МОГТ 3D — амплитуда, которые используются и для построения структурных карт, и для прогноза эффективных толщин.

По всей видимости, выявленная связь относится к связям нелинейного типа, которые широко используются в интерпретации связей динамических параметров волнового поля сейсмических данных (мультиатрибутный, сеймо-фациальный анализ) и характеристик геологических объектов.

Апробация методики на ловушках отдельных пластов тюменской свиты Уватского района показала, что результативность применения этого метода зависит от объема статистической выборки, используемой для расчета размерности и от выборки по распределению эффективных толщин для каждой фациальной зоны континентальных, переходных или других типов разрезов.

Внедрение описанной методики на практике на основе фрактального анализа как инструмента верификации фациальных карт и карт рисков, несомненно, позволит существенно снизить часть геологических рисков, что положительно отразится на успешности поисково-разведочного бурения.

Библиографический список

1. Тчаро, Х. Цифровизация нефтяной промышленности : базовые подходы и обоснование «интеллектуальных» технологий / Х. Тчаро, А. Е. Воробьев, К. А. Воробьев. — Текст : электронный // Вестник Евразийской науки. — 2018. — Т. 10, № 2. — URL: <https://esj.today/PDF/88NZVN218.pdf> (дата обращения: 12.10.2021). — Дата публикации: 13.06.2018.
2. Тихопой, Ю. М. Цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли / Ю. М. Тихопой, Д. А. Степаненко. — DOI 10.17747/2311-7184-2021-2-58-61. — Текст : непосредственный // Стратегии бизнеса. — 2021. — Т. 9, № 2. — С. 58–61.
3. Черняев, Д. С. Роль цифровых технологий в разведке, добыче и транспортировке нефтегазовых продуктов / Д. С. Черняев, Д. Е. Намиот. — Текст : непосредственный // International Journal of Open Information Technologies. — 2019. — Т. 7, № 11. — С. 79–85.
4. New Realities in Oil and Gas : Data Management and Analytics. White paper Cisco public-2017. — URL: https://www.cisco.com/c/dam/en_us/solutions/industries/energy/docs/OilGasDigitalTransformationWhitePaper.pdf (data of application: 12.10.2021). — Text : electronic.
5. BRU21. Better Resource Utilization in the 21st century // NTNU Strategy for Oil and Gas. — URL: http://www.ipt.ntnu.no/BRU21_Report.pdf (data of application: 12.10.2021). — Text : electronic.
6. Oil & Gas Digital Twins for Prognostics & Health Management. — URL: <https://www.ansys.com/blog/oil-and-gas-digital-twins-improve-prognostics-health-management> (data of application: 12.10.2021). — Text : electronic.
7. Запивалов, Н. П. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике / Н. П. Запивалов, Г. И. Смирнов, В. И. Харитонов. — Новосибирск : ГЕО, 2009. — 131 с. — Текст : непосредственный.
8. Фракталы в нефтегазовой отрасли / И. О. Орлова, Е. Н. Даденко, Н. Н. Авакимян, И. В. Орлов. — Текст : непосредственный // Булатовские чтения. — 2018. — Т. 2–2. — С. 70–73.

9. Поляков, А. А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш. М. Мурзин. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 4. – URL: http://www.ngtr.ru/rub/3/60_2012.pdf. – Дата публикации: 19.11.12.
10. Адаптация методологии поиска новых залежей углеводородов в юрском и неоконском интервалах разреза на территории лицензионных участков Уватского проекта по результатам геолого-разведочных работ 2015–2019 гг. / О. В. Елишева, Е. Л. Лазарь, Е. А. Лыжин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-11-32-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 32–37.
11. Елишева, О. В. Создание литофациальных 2D-моделей продуктивных пластов как основы прогноза коллекторов по данным сейсморазведки МОГТ / О. В. Елишева. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-20-30. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 20–30.
12. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.
13. Палеогеография центральных и южных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в батское время / А. Э. Конторович, В. А. Казаненков, Л. Г. Вакуленко [и др.]. – Текст : непосредственный // Юрская система России : проблемы стратиграфии и палеогеографии. Материалы первого Всероссийского совещания, Москва, 21–22 ноября 2005 г. / Под редакцией В. А. Захарова, М. А. Рогова, О. С. Дзюбы. – Москва : ГИН РАН, 2005. – С. 141–143.
14. Мандельброт, Б. Фрактальная геометрия природы / Б. Мандельброт ; перевод с английского. – Москва : Институт компьютерных исследований, 2002. – 656 с. – Перевод изд.: *The Fractal Geometry of Nature* / Benoit B. Mandelbrot, 1982. – Текст : непосредственный.
15. Dwyer, B. Technical correspondence : comment on computer rendering of fractal stochastic models / B. Dwyer. – DOI 10.1145/358589.383446. – Direct text // *Communications of the ACM*. – 1982. – Vol. 25, Issue 8. – P. 581–583.
16. Кроновер, Р. М. Фракталы и хаос в динамических системах. Основы теории / Р. М. Кроновер ; перевод с английского. – Москва : Постмаркет, 2000. – 352 с. – Перевод изд.: *Introduction to Fractals and Chaos* / Richard M. Crownover, 1995. – Текст : непосредственный.
17. Barnsley, M. *Fractals Everywhere* / M. Barnsley. – Boston : Academic Press, 1988. – 548 p. – Direct text.
18. Елишева, О. В. Инновационный подход применения метода фрактального анализа для снижения геологических рисков на поисковой стадии ГРП (на примере Уватского района юга Тюменской области) / О. В. Елишева, К. А. Сосновских. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 12 (241). – С. 23–29.
19. Марченко, Е. А. Планирование рисков при проведении геологоразведочных работ / Е. А. Марченко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 14–17.
20. Смирнов, И. А. Методический аппарат оценки инвестиционной привлекательности проектов / И. А. Смирнов. – Текст : непосредственный // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 1. – С. 82–85.
21. Азарова, А. И. Проблемы оценки инвестиционной привлекательности проектов нефтегазовой компании / А. И. Азарова. – Текст : непосредственный // Проблемы учета и финансов. – 2011. – № 3. – С. 19–25.

References

1. Tchare, H., Vorobev, A. E., & Vorobyev, K. A. (2018). Digitalization of the oil industry: basic approaches and rationale for "intelligent" technologies. *The Eurasian Scientific Journal*, 2(10). (In Russian). Available at: <https://esj.today/PDF/88NZVN218.pdf>
2. Tikhopoy, Yu. M., & Stepanenko, D. A. (2021). The oil and gas industry digital transformation. *Business Strategies*, 9(2), pp. 58–61. (In Russian). DOI: 10.17747/2311-7184-2021-2-58-61
3. Cherniaev, D. S., & Namiot, D. E. (2019). The role of digital technologies in the exploration, production, and transportation of oil and gas products. *International Journal of Open Information Technologies*, 7(11), pp. 79–85. (In Russian).
4. New Realities in Oil and Gas: Data Management and Analytics. White paper Cisco public-2017. (In English). Available at: https://www.cisco.com/c/dam/en_us/solutions/industries/energy/docs/OilGasDigitalTransformationWhitePaper.pdf

5. BRU21. Better Resource Utilization in the 21st century. (In English). Available at: http://www.ipt.ntnu.no/BRU21_Report.pdf
6. Oil & Gas Digital Twins for Prognostics & Health Management. (In English). Available at: <https://www.ansys.com/blog/oil-and-gas-digital-twins-improve-prognostics-health-management>
7. Zapivalov, N. P., Smirnov, G. I., & Kharitonov, V. I. (2009). Fraktaly i nanostruktury v neftegazovoy geologii i geofizike. Novosibirsk, GEO Publ., 131 p. (In Russian).
8. Orlova, I. O., Datsenko, E. N., Avakimyan, N. N., & Orlov, I. V. (2018). Fractals in oil and gas branch. Bulatovskie chteniya - Readings name of A. I. Bulatov, 2-2, pp. 70-73. (In Russian).
9. Polyakov, A. A. & Murzin, Sh. M. (2012). International experience in geological risk analysis. Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies, 7(4). (In Russian). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf
10. Elisheva, O. V., Lazar, E. L., Lyzhin, E. A., Safonov, V. G., Zhidkov, A. V., & Zhestkov, D. N. (2020). The methodology of adaptation for searching new hydrocarbon reservoir in the Jurassic and Neokomian sediments of the Uvat project areas by the results of the exploration 2015-2019. Oil Industry, (11), pp. 32-37. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-32-37
11. Elisheva, O. V. (2019). Building of 2D Lithofacies Models of Productive Reservoirs as the Basis for Collectors' Prediction by 3D CDP Seismic Survey Data. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (8), pp. 20-30. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-20-30
12. Kontorovich, A. E., Kontorovich, V. A., Ryzhkova, S. V., Shurygin, B. N., Vakulenko, L. G., Gaideburova, E. A., ... Yan, P. A. (2013). Jurassic Paleogeography of the West Siberian Sedimentary Basin. Russian Geology and Geophysics, 54(8), pp. 747-779. (In English).
13. Kontorovich, A. E., Kazanenko, V. A., Vakulenko, L. G., Topeshko, V. A., Saenko, L. S., Nikolenko, O. D., & Mitkarev, V. A. (2005). Paleogeografiya central'nyh i yuzhnyh rajonov Zapadno-Sibirskogo osadochnogo bassejna v batskoe vremya. Yurskaya sistema Rossii: problemy stratigrafii i paleogeografii. Materialy pervogo Vserossiyskogo soveshchaniya, Moscow, November, 21-22, 2005. Moscow, GIN RAN Publ., pp. 141-143. (In Russian).
14. Mandelbrot, B. (1982). The Fractal Geometry of Nature. W. H. Freeman and Co., 468 p. (In English).
15. Dwyer, B. (1982). Technical correspondence: comment on computer rendering of fractal stochastic models. Communications of the ACM, 25(8), pp. 581-583. (In English). DOI: 10.1145/358589.383446
16. Crownover, R. (1995). Introduction to Fractals and Chaos. Jones and Bartlett Publishers Inc., 304 p. (In English).
17. Barnsley, M. (1988). Fractals everywhere. Academic Press Professional, Inc., USA, 548 p. (In English).
18. Elisheva, O. V., & Sosnovskikh, K. A. (2020). Innovative Approach to Applying Fractal Analysis to Reduce Geological Risks at the Start Explorations (for Example the Uvat District of the Tyumen Region). Neft, Gaz, Novatsii, 12(241), pp. 23-29. (In Russian).
19. Marchenko, E. A. (2010). Risk assessment for exploration. Oil industry, (2), pp. 14-17. (In Russian).
20. Smirnov, I. A. (2007). Metodicheskiy apparat otsenki investitsionnoy privlekatel'nosti proektov. Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa, (1), pp. 82-85. (In Russian).
21. Azarova, A. I. (2011). Issues of a projects investment appeal estimation of the oil and gas company. Problemy uchehta i finansov, (3), pp. 19-25. (In Russian).

Сведения об авторах

Елишева Ольга Владимировна, к. г.-м. н., эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Сосновских Кирилл Андреевич, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Olga V. Elisheva, Candidate of Geology and Mineralogy, Expert in Geology, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Kirill A. Sosnovskikh, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen