

ФРАКТАЛЬНОСТЬ СОЛЯНОКУПОЛЬНЫХ СТРУКТУР СУЭЦКОГО ЗАЛИВА

© 1994 г. Академик *И.С. Грамберг, И.Н. Горяинов, А.С. Смекалов, М.Х. Меламуд, Г.И. Горяинова*
ВНИИОкеангеология, Санкт-Петербург

Поступило 10.10.93 г.

Солянокупольные структуры играют ведущую роль в размещении нефтяных залежей мира. Одной из характеристик геологического пространства нефтяных залежей является фрактальность, свойства которой привлекают все большее внимание нефтяных фирм в связи с вопросами разведки и разработки нефтяных месторождений [*Федер, 1991*].

Одним из объектов приложения теории фракталов в нефтяной геологии являются разломы - иерархии трещин и ограничиваемые ими блоки пород - неоднородности земной коры. Эволюция разломов имеет большое значение для катагенеза. Исследования показали, что тектонодинамический фактор по иницированию образования углеводородов сопоставим с тепловой энергией [*Резников и Сланисян, 1991*]. Поверхность раскола хрупких тел имеет статистические фрактальные свойства [*Mandelbort et al., 1984; Фидлин, 1992*]. Пластичные деформации также характеризуются фрактальной размерностью [*Панин, 1992*]. Таким образом, энергетическая сторона эволюции разломов, ответственная за «динамокатагенетическую возбужденность недр» [*Резников и Сланисян, 1991*], находит отражение во фрактальной размерности.

Поверхность разлома трещины - это поверхность блока. Следовательно, фрактальность характеризует как поверхности разломов, так и ограничения блоков горных пород. Отсюда можно сделать вывод о важности знания статистической фрактальной размерности ограниченных блоков для целей поисковой нефтяной геологии. Это обусловлено тем, что появляется косвенная возможность изучения характеристик разломов - ограничений блоков как факторов динамокатагенеза органического вещества.

В связи с этим представлял интерес анализ вариаций фрактальных характеристик блоков, слагающих солянокупольные структуры и сложенных относительно пластичными и относительно хрупкими породами. До этого такие исследования никем не проводились.

Для анализа выбраны структуры Суэцкого залива - одного из классических примеров регионального развития солянокупольной текто-

ники. Выделение и изучение блоков пород осуществлялось методом топографической томографии.

Разработанный авторами метод топографической томографии предназначен для выявления объемной картины напряженно-деформированного состояния горнопородных масс геологического разреза. В основе метода лежит представление о рельефе Земли как индикаторе геодинамических и физико-химических процессов, протекающих в земной коре. Информация о глубине, масштабах и характере глубинных процессов кодируется в различных характеристиках земной поверхности. Сущность метода заключается в получении необходимых характеристик рельефа, дешифрировании содержащейся в них информации, трехмерном изображении глубинных неоднородностей напряженно-деформированного состояния недр в виде серии горизонтальных срезов и вертикальных разрезов, смысловой интерпретации полученных результатов. Для реализации метода требуется минимум априорной информации - наличие топографической (батиметрической) карты. Ранее метод топографической томографии был успешно применен для анализа глубинного строения сегмента Средне-Атлантического хребта в районе 26° с.ш. [*Горяинов и др., 1993*].

На базе батиметрической карты [*Navy..., 1971*] для Суэцкого залива получена серия горизонтальных томографических срезов в диапазоне глубин (по разрезу) от 900 до 3 600 м. Анализировалось строение двух объектов - нефтяного поля Морган и предположительно перспективной площади, расположенной к северу от него, выделенной в процессе работы.

Крупнейшее в Египте месторождение Морган (биллион баррелей в год) расположено в Южной части Суэцкого залива. Коллекторами нефти служат миоценовые песчаники формаций Белаим и Карим, причем 95% нефти заключено в формации Карим [*Brown, 1980*]. Флюидоупором являются верхне- и среднемиоценовые эвапориты формаций Зейт и Южный Гариб. Месторождение Морган представляет собой структурную ловушку, фиксируемую по кровле

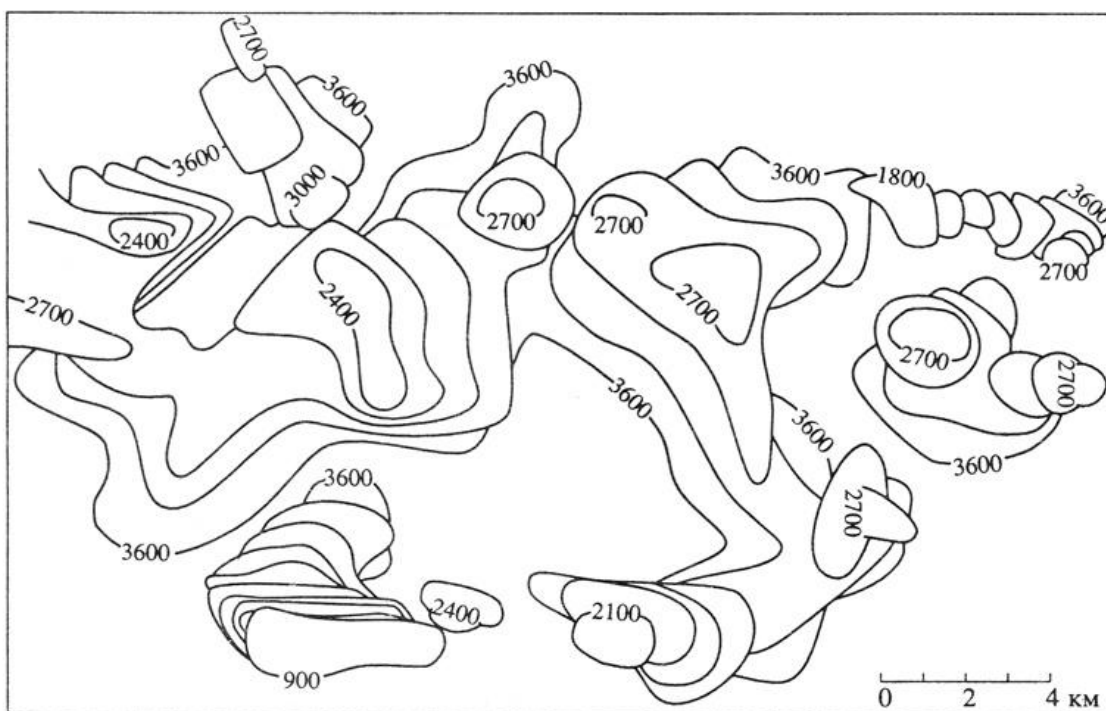


Рис. 1. Строение жестких структур новой перспективной площади.

и основанию миоценовых эвапоритов. Длина структуры 7 км, ширина 3 км, максимальная высота купола 210 м. В тектоническом отношении структура является горстом.

Новая перспективная площадь представлена серией структур, сходных по особенностям строения с месторождением Морган и до проведения настоящих исследований не известных. Выделяются два предположительно нефтеносных участка. По аналогии с расположенным на востоке нефтяным полем Ras Budran [Chowdhary et al., 1987] можно предположить, что структура полей выделенных участков в основных чертах сформирована в период раннемиоценовой тектонической активизации.

На исследованных объектах выделены и пространственно охарактеризованы области геологического разреза с различным напряженно-деформированным состоянием горнопорodных масс:

- области, откликающиеся на напряжения с образованием заметных остаточных деформаций (области «пластичного» состояния горнопорodных масс);
- области, не испытавшие заметных остаточных деформаций (области «упругого» состояния горнопорodных масс);
- области с промежуточным уровнем остаточных деформаций (области «упругопластичного» состояния горнопорodных масс).

Пластичные области (структуры) представляют собой цельные тела, элементы которых,

меняя простирание, падение и мощность, соединяются между собой на разных глубинных уровнях, образуя как бы «оболочки», одновременно «окутывающие» и разделяющие располагающиеся ниже элементы жестких («упругих») структур. Общим свойством пластичных структур является их более высокое, по сравнению с жесткими структурами, гипсометрическое положение и связность слагающих их элементов.

Жесткие структуры, в противоположность пластичным, распадаются на отдельные области, различающиеся по сложности строения и представляющие собой, как правило, агрегат из более мелких тел, имеющих разную глубину своих апикальных частей (рис. 1).

Для блоков жестких и пластичных пород анализируемых объектов была рассчитана фрактальная размерность (D_f) на разных по глубине уровнях. Фрактальная размерность объемных неоднородностей равна фрактальной размерности их контуров в горизонтальном срезе, увеличенной на единицу.

Расчет фрактальной размерности в горизонтальном срезе осуществлялся способом, предложенным в [Lovejoy et al., 1986]. Суть способа состоит в расчете регрессионных соотношений между периметрами и площадями серии замкнутых объектов, принадлежащих генетически единому множеству (например, облака, серии срезов жестких или пластичных структур на одном уровне и т.п.). Для формирования необ-

ходимых выборок отбирались контуры неоднородностей из пакета, составленного несколькими соседними срезами, а полученные зависимости относились к глубине, средневзвешенной на количество контуров в использованных срезах.

Таблица 1. Фрактальные размерности (D_f) контуров пластичных и жестких блоков на разных глубинах

Месторождение Морган		Новая площадь	
глубина от уровня моря, м	D_f	глубина от уровня моря, м	D_f
Жесткие блоки			
1880	1.20	1920	1.10
2030	1.17	2000	1.15
2140	1.15	2190	1.06
2210	1.10	2460	1.00
2380	1.13	2560	1.06
2580	1.15	2690	1.23
2710	1.17	2850	1.26
2810	1.16	2990	1.22
2920	1.19	3130	1.29
3100	1.24	3280	1.42
3260	1.24	3510	1.46
3410	1.24	3660	1.48
3550	1.31		
Пластичные блоки			
1720	1.27	1020	1.31
2060	1.19	1180	1.39
2300	1.21	1320	1.40
2410	1.21	1500	1.35
2540	1.10	1650	1.18
2700	1.26	1800	1.17
2820	1.32	1900	1.26
2900	1.32	1980	1.25
3000	1.30	2240	1.26
3110	1.23	2450	1.27
3410	1.06	2550	1.27
		2660	1.28
		2780	1.26
		2830	1.25
		3000	1.21
		3130	1.29
		3300	1.15
		3430	1.30
		3520	1.33
		3600	1.35
		3660	1.36

Полученные значения D_f приведены в табл. 1. Частотные спектры распределения D_f по глубине показаны на рис. 2. Анализ спектрограмм показывает что: 1) кривые спектров всех четырех групп схожи между собой; 2) полосы частот для пластичных структур несколько шире по сравнению с жесткими структурами; это относится как к месторождению Морган, так и

к новым структурам; 3) плавный спад кривых, начиная с нулевой гармоника, говорит о том, что распределение D_f как для жестких, так и для пластичных структур представляет собой сложение периодических кривых с длинами волн, составляющими непрерывный ряд и изменяющимися от первых сотен метров до полутора километров и более.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы. Как известно, в настоящее время доказано, что между разломами глубокого заложения, развитыми в подсолевых отложениях, и соляными структурами существует жесткая пространственная, генетическая и временная связь; там, где разломы в подсолевых отложениях отсутствуют, нет и солевых поднятий [Конищев, 1992]. Развитие разломов идет параллельно с накоплением солевой толщи и формированием солянокупольных структур. Продвигаясь при своем развитии снизу вверх, разломы ветвятся, обуславливая блоковую, фрактальную структуру земной коры. Эволюция разломов сопровождается течением пластичных пород, хрупкие породы при этом дробятся. Фрактальная размерность образующихся при дроблении блоков уменьшается [Фидлин, 1992]. Пластичные породы текут тоже лишь до определенного предела, за которым теряют сплошность и также «дробятся». При пластичных деформациях D_f растет, а после достижения предела текучести - падает [Панин, 1992].

Формирование солянокупольных структур представляет собой суперпозицию протекающих одновременно на разных глубинных уровнях процессов эволюции пластичных и хрупких блоков, находящихся на разных стадиях развития. Такое представление о развитии деформации при формировании солянокупольных структур хорошо согласуется с новейшими исследованиями по мезомеханике среды со структурой.

Согласно этим исследованиям, эволюция иерархии структурных уровней деформации твердых тел должна приводить к появлению новой волны деформаций с включением в деформацию каждого нового структурного уровня. При этом фрактальная размерность может служить хорошей количественной характеристикой эволюции структурных уровней деформации твердых тел [Панин, 1992].

Представляется, что главной задачей дальнейших исследований будет являться нахождение взаимоотношений между фрактальными свойствами геологического разреза и его нефтегазоносностью – «катагенетической зрелостью системы» [Резников и Сланисян, 1991].

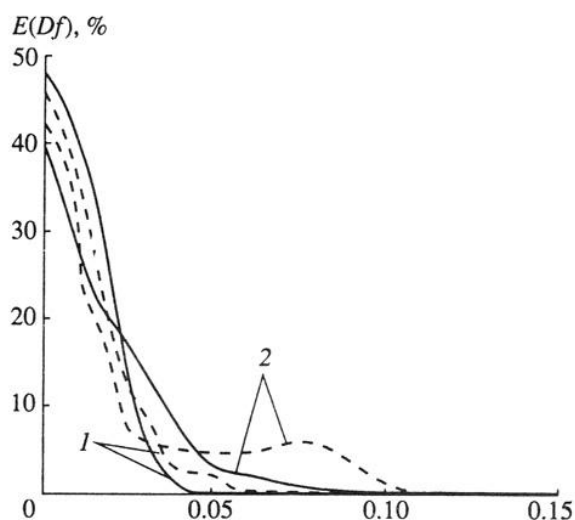


Рис. 2. Нормированный амплитудный спектр распределения мощности фрактальной размерности жестких и пластичных (штриховые линии) блоков по разрезу. Длина каждого ряда 1560 м, дискретность отсчетов 20 м. 1 – месторождение Морган; 2 – новая площадь.

В связи с этим следует обратить внимание на разработки, в которых обосновывается возможность оценки фрактальной размерности

неоднородностей земной коры по частотным зависимостям коэффициентов рассеяния сейсмических волн [Файзуллин и Шапиро, 1989; Шапиро и Файзуллин, 1992]. Поскольку при изучении территорий, перспективных на нефть и газ, традиционны различные методы сейсморазведки, указанные разработки, с учетом полученных в настоящей статье результатов, имеют практическое значение. Представляется, что использование томографической, а при детализации исследований сейсмической информации может не только дать структурно-фациальную характеристику разреза, но также и прогнозировать его нефтегазоносность непосредственно по сейсмоматериалам. Такой выход из сейсмической информации будет означать уже качественно новый период в развитии нефтепоисковой теории в целом и, как следствие, в решении прикладных задач.

Авторы благодарят К.И. Горяинова за помощь при обработке фактического материала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федер Е. Фракталы. М.: Мир, 1991. 260 с.
2. Резников А.И., Сланисян Э.С. // Сов. геология. 1991. № 1. С. 11-16.
3. Mandelbrot B.B., Passoja D.E., Paullay A.L. [Fractal character of fracture surfaces of metals](#) // Nature. 1984. V. 308. № 4. P. 721-722.
4. Фидлин А.Я. Об учете фрактальных свойств поверхностей раскола при анализе хрупкого разрушения горных пород // ДАН. 1992. Т. 326. № 2. С. 251-254.
5. Панин В.Е. // Изв. вузов. Физика. 1992. №4. С. 5-15.
6. Горяинов И.Н., Смекалов А.С., Прожогин А.Г. и др. // ДАН. 1993. Т. 328. № 5. С. 592-595.
7. Navy Chart Red Sea, Gulf of Suez. Taunton, under the Superintendence of Rear Admiral G.P.D. Hall, D.S.C. Hydrographer of the Navy. 1971. Scale 1 : 150000 of Lat. 28° 30'.
8. Brown R.N. History of Exploration and Discovery of Morgan, Ramadan and July Oil Fields, Gulf of Suez, Egypt. Facts and Principles of World Petroleum Geologists. Calgary, Alberta, Canada, 1980. P. 733 - 764.
9. Chowdhary L.R., Taha S. [Geology and habitat of oil in Ras Budran field, Gulf of Suez, Egypt](#) // AAPG Bull. Contents. 1987. V. 71. № 10. P. 1274 - 1293.
10. Lovejoy S., Schertier D., Landoy P. [Fractal characterization of inhomogeneous geophysical measuring networks](#) // Nature. 1986. V. 319. P. 43-44.
11. Концев В.С. // ДАН. 1992. Т. 325. №5. С. 999-1003.
12. Файзуллин И.С., Шапиро С.А. Рассеянные сейсмические волны и фрактальный характер неоднородности литосферы // Физика Земли. 1989. № 10. С. 43 - 50.
13. Шапиро С.А., Файзуллин И.С. Рассеяние упругих волн на фрактальной неопоявлениях Курило-Камчатской зоны // Физика Земли. 1992. № 1. С. 71-85.

Ссылка на статью:



Грамберг И.С., Горяинов И.Н., Смекалов А.С., Меламуд М.Х., Горяинова Г.И. **Фрактальность солянокупольных структур Суэцкого залива** // Доклады Академии наук. 1994. Том 336. №1. С. 80-83.