

УДК 550.8

**А.А. Чернецкий**, ДНТРИИ, ОАО «НК «Роснефть», e-mail: achernetsky@yandex.ru;

**П.А. Тарасов**, главный специалист ДТШП, ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»

## АЛГОРИТМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ИСТОРИИ ПОГРУЖЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ПРИ РАССМОТРЕНИИ ПОРИСТОСТИ КАК ФУНКЦИИ ЭФФЕКТИВНОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СКЕЛЕТЕ ПОРОД

*В данной статье рассматривается алгоритм численного восстановления истории погружения пород на основе геолого-геофизических данных о строении и истории развития бассейна. Приводится результат применения разработанного метода на осадочном бассейне Сирт в Ливии.*

Для теоретических оценок нефтегазоносности материнских пород изучаемого региона используются компьютерные системы моделирования осадочных бассейнов. Их суть заключается в использовании геолого-геофизической базы данных о строении и развитии бассейна для численного восстановления изменения температуры, степени катагенеза органического вещества (ОВ) и реализации потенциала генерации углеводородов (УВ) в материнских свитах. Понимание процессов, сопутствующих образованию осадочного бассейна за все время его существования, позволяет с некоторой точностью восстанавливать термическую и тектоническую историю осадочного чехла и подстилающей литосферы. На основе этой истории становится возможным расчет объемов генерации УВ и оценка путей их миграции и аккумуляции. В настоящее время известен ряд пакетов моделирования бассейнов, разработанных ведущими исследовательскими центрами мира: Basin Mod (Platte River Associates, Inc., USA), Temis Suite (Beicip Franlab, France), PetroMod (Schlumberger) [1, 2]. Эти программы различаются по способу ввода, обработки и объему используемой информации. Однако часто за всей

мощью графического интерфейса этих пакетов остаются в тени алгоритмы и физические принципы, лежащие в основе расчетов. Данная статья посвящена рассмотрению алгоритма восстановления истории погружения бассейна в применении к нефтегазоносному бассейну Сирт в Ливии. Особенность алгоритма заключается в рассмотрении пористости как функции эффективного напряжения в скелете пород (одномерный случай). Эта особенность является уточнением алгоритма, заложенного в программе ГАЛО [3], где пористость зависит только от глубины погружения пород. В большинстве осадочных бассейнов, сложенных в основном песчано-алевролитовыми комплексами, результаты применения обоих алгоритмов будут схожими. Но в бассейнах, где присутствует существенная плотностная дифференциация слоев (скажем, с мощными соляными или угольными пропластками), различие в результатах будет вполне ощутимым. Численное восстановление истории погружения бассейна является одной из основных задач, решаемых системами моделирования осадочных бассейнов [4]. Одномерное моделирование (стандартный backstripping-анализ) погру-

жения осадочного бассейна включает в себя стратиграфическую и геохронологическую привязку отложений, анализ перерывов и несогласий, анализ уплотнения осадков (определение первичной мощности слоя и прогнозирование изменения пористости в процессе погружения). Вычисление распределения пористости в каждом слое нужно для вычисления коэффициентов теплопроводности и теплоемкости, что необходимо для решения уравнения теплопереноса. На рисунке 1 изображен пример истории погружения грабена Nut нефтегазоносного бассейна Сирт в Ливии. График представляет собой эволюцию стратиграфического разреза с начала образования осадочного бассейна (100 млн лет назад) по настоящее время.

Данные, на основе которых построен этот график [5], отображены в таблице 1. Они представляют собой описания основных геологических событий, происходящих в рассматриваемом районе за всю историю развития бассейна. В таблице даны датировки этих событий, литологический состав пород каждого слоя и отметки подошвы и кровли слоев в современном разрезе. Все эти данные даются геологам после геофи-

зических исследований разведочных скважин, исследования керна, изучения сейсмических разрезов, геологических обнажений и т.д.

**ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ОГРАНИЧЕНИЯ АЛГОРИТМА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ИСТОРИИ ПОГРУЖЕНИЯ БАССЕЙНОВ**

1) Среднее изменение объема скелета породы при увеличении порового давления от 1 атм до 1000 атм обычно не превышает 2% [6], поэтому изменением объема твердой матрицы пород под воздействием вышележащей нагрузки пренебрегается по сравнению с уменьшением объема их порового пространства. Тем самым, для каждого погружающегося элементарного слоя осадков объем скелета пород остается постоянным, и справедливо соотношение

$$\Delta Z_1(1-\varphi(Z_1))=\Delta Z_2(1-\varphi(Z_2)) \quad (1),$$

где  $\Delta Z_1$  – толщина элементарного слоя осадков на глубине  $Z_1$ ,  $\varphi(Z_1)$  – пористость осадков на этой глубине, а  $Z_2$  и  $\varphi(Z_2)$  – аналогичные параметры для того же слоя на глубине  $Z_2$ .

2) Используется модель механического уплотнения, т.е. пористость представляется как функция эффективного напряжения пород:  $\varphi = \varphi(\sigma)$ . Эффективное напряжение  $\sigma$  есть разница между литостатическим и поровым давлением. Зависимость  $\varphi(\sigma)$  можно получить на основании экспериментально уста-

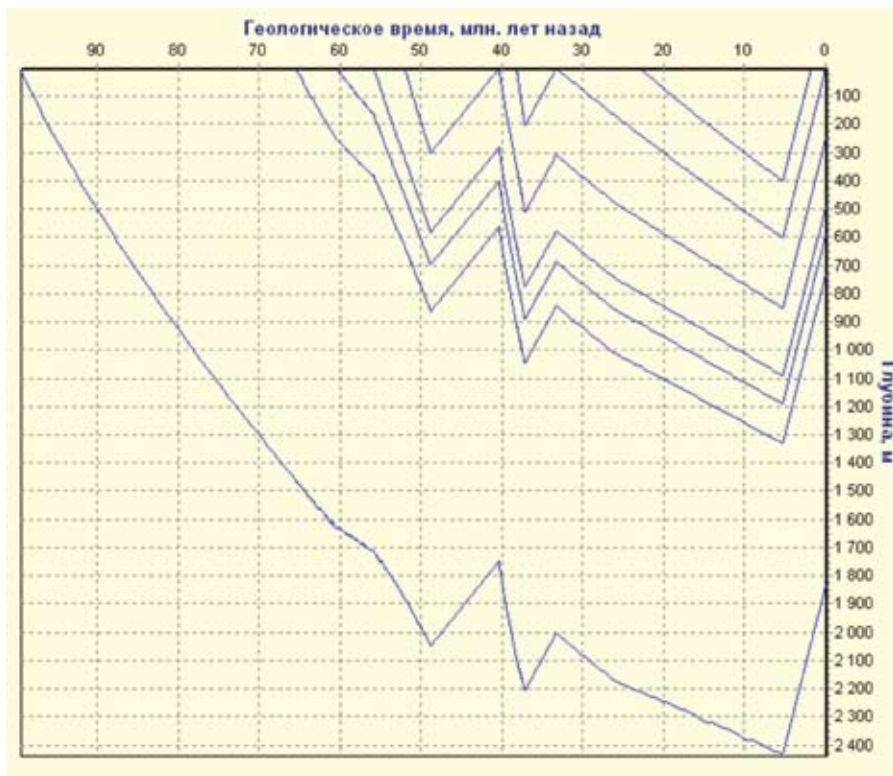


Рис. 1. Пример численной реконструкции истории погружения грабена Hut нефтегазоносного бассейна Сирт в Ливии

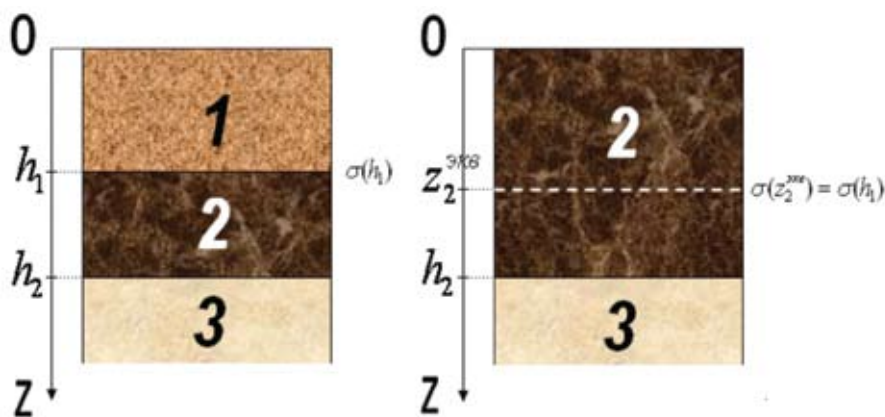
новленных соотношений, описывающих экспоненциальное уменьшение пористости основных литологических единиц с глубиной. Остановимся на этом подробнее. Пусть мы имеем слой 1 мощностью  $h_1$  с однородным литологическим составом и кровлей, лежащей на дневной поверхности (рис. 2). Тогда согласно [7] в пределах этого слоя можно использовать зависимость пористости от глубины:

$$\varphi=\varphi(\sigma(z))=\varphi(z)=\varphi_1(0)\exp(-z/B_1), \quad (2),$$

где  $\varphi_1(0)$  – пористость осадков заданной литологии в поверхностных условиях,  $B_1$  – масштаб изменения пористости с глубиной. Эти коэффициенты оцениваются либо по данным анализа измерений петрофизических свойств из кернов конкретных скважин, либо на основании среднемировых данных для основных литологических единиц. Стоит

Таблица 1. Основные этапы эволюции нефтегазоносного бассейна Сирт в Ливии, грабен Hut. Гл – глины, вл – вулканиты, ал – алевролиты, пс – песчаники, из – известняки, дл – доломиты, сл – соль, ан – ангидриты, мр – мергели

№	Этапы эволюции	Время (млн лет)	Совр. глубина (м)	Литология, % гл:вл:ал:пс:из:дл:сл:ан:мр	Эрод. мощность (м)	Амплитуда эрозии (м)
1	Эрозия	0–1,8	-	-		200
2	Эрозия	1,8– 5,3	-	-		400
3	Осадконакопление	5,3–23	0 - 0 (эрод.)	20:00:00:55:25:00:00:00:00	400	
4	Осадконакопление	23–33,3	0 - 0 (эрод.)	20:00:00:55:25:00:00:00:00	200	
5	Эрозия	33,3–37,2	-	-		200
6	Осадконакопление	37,2–38,2	0 - 0 (эрод.)	30:00:00:00:70:00:00:00:00	200	
7	Осадконакопление	38,2–40,4	0 - 250	30:00:00:00:70:00:00:00:00		
8	Эрозия	40,4–48,8	-	-		300
9	Осадконакопление	48,8–52	250 - 250 (эрод.)	00:00:00:00:60:00:20:20:00	300	
10	Осадконакопление	52–55,8	250 - 490	00:00:00:00:60:00:20:20:00		
11	Осадконакопление	55,8–60,5	490 - 590	20:00:00:00:80:00:00:00:00		
12	Осадконакопление	60,5–65,5	590 - 730	50:00:00:00:50:00:00:00:00		
13	Осадконакопление	65,5–99,6	730 - 1830	10:00:00:20:70:00:00:00:00		



**Рис. 2. Нахождение эквивалентной глубины кровли слоя 2**

отметить, что литология пород может быть и смешанной, тогда параметры  $\varphi_1(0)$  и  $B_1$  рассчитываются исходя из доли каждой литологической единицы в породе.

В случае нормального давления (без зон АВПД) эффективное напряжение в скелете пород на подошве этого слоя будет равно

$$\sigma(h_1) = \rho_{m1}g(h_1 + \varphi_1(0)B_1 \exp(-h_1/B_1)) + \rho_w g \varphi_1(0)B_1(1 - \exp(-h_1/B_1)) - \rho_w g h_1 \quad (3),$$

где  $\rho_{m1}$  – плотность скелета породы,  $\rho_w$  – плотность воды. Чтобы использовать формулу (2) для нахождения распределения пористости в нижележащем слое 2, нужно определить эквивалентную глубину  $z_2^{\text{эKB}}$  кровли слоя 2, т.е. такую глубину, на которой эффективное напряжение равнялось бы  $\sigma(h_1)$  в случае, если литологический состав всех вышележащих слоев (в данном случае – слоя 1) равнялся бы литологическому составу слоя 2. То есть нужно решить уравнение

$$\rho_{m2}g(z_2^{\text{эKB}} + \varphi_2(0)B_2 \exp(-z_2^{\text{эKB}}/B_2)) + \rho_w g \varphi_2(0)B_2(1 - \exp(-z_2^{\text{эKB}}/B_2)) - \rho_w g z_2^{\text{эKB}} = \sigma(h_1) \quad (4)$$

относительно  $z_2^{\text{эKB}}$ . Это уравнение не имеет аналитического решения и должно быть решено численно. После нахождения  $z_2^{\text{эKB}}$  распределение пористости в слое 2 можно определить по формуле

$$\varphi(z) = \varphi_2(0) \exp(-(z_2^{\text{эKB}} + z - h_1)/B_2) \quad (5).$$

Таким же образом, в случае нормального залегания, можно найти распределение пористости в любом слое.

**3)** Предложенная модель лучше всего описывает уплотнение песчано-алевролитовых комплексов. В карбонатных породах часто происходит процесс химического уплотнения и цементации, который нарушает стандартные закономерности механического уплотнения пород. Для более точного описания рекомендуется использовать механо-химическую модель уплотнения, описанную в [8].

**4)** Предполагается нормальный ход давления (без АВПД). Согласно анализу, проведенному в [3], возникновение зон АВПД относится к локальным событиям по времени и месту своего проявления. Время релаксации anomalно высоких давлений до нормального гидростатического не должно превышать нескольких миллионов лет. Возможное влияние отклонений, вызванных возникновением локальных зон АВПД, можно проанализировать в рамках приближенных решений.

**5)** Уплотнение пород – процесс необратимый. Предполагается, что во время этапов эрозии и после них распределение пористости в породах не меняется до тех пор, пока эффективное напряжение в скелете пород не начнет превышать значения максимального эффективного напряжения, которое было в истории погружения слоя.

Для численного построения истории погружения осадочного бассейна в соответствии с принципами 1–5 необходимо определить объем неуплотненных осадков для каждого этапа осадконакопления. При моделировании процессов осадконакопления этот объем откладывается дискретными порциями на дневную поверхность.

Пусть максимальное эффективное напряжение пород, которое когда-либо было на кровле слоя, равно  $\sigma_{\text{max}}$ . Тогда, зная литологический состав слоя (т.е. коэффициенты  $\sigma(0)$  и  $B$ ), можно определить эффективную глубину  $z^{\text{эKB}}$  кровли слоя по уравнению (4) и найти распределение пористости в слое по уравнению (2). Если мощность слоя равна  $h$ , то количество неуплотненных осадков равно

**Таблица 2. Результаты алгоритма анализа эффективных напряжений в породе на кровле осадочных слоев для грабена Nut нефтегазоносного бассейна Сирт в Ливии**

№ этапа	Сколько эрозий перенес	Эффективное напряжение на кровле слоя в начале эрозии № ... , атм				Совр. напр. на кровле, атм	Макс. напр. на кровле, атм	H неупл, м
		№1	№2	№5	№8			
3	1	-	0	-	-	-	0	443
4	2	0	3.2	-	-	-	3.2	251
6	1	-	-	0	-	-	0	218
7	3	1.8	5	1.3	-	0	5	401
9	1	-	-	-	0	-	0	327
10	4	4.2	7.4	3.6	2.4	1.6	7.4	349
11	4	6.7	9.9	6.2	4.9	3.7	9.9	179
12	4	7.8	11	7.2	6	4.6	11	280
13	4	9.3	12.6	8.8	7.5	5.8	12.6	2059

$$H_0 = \frac{\int_{z^{z_0}}^{z^{z_0+h}} (1-\varphi(z)) dz}{(1-\varphi(0))} = \frac{h}{(1-\varphi(0))} \left[ 1 + \frac{\varphi(0)B}{h} (\exp(-z^{z_0\phi} + h)/B) - \exp(-z^{z_0\phi}/B) \right] \quad (6).$$

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА КРОВЛЕ**

В большинстве случаев максимальное эффективное напряжение в скелете породы рассматриваемого слоя приходится на современное состояние. Но если в истории развития бассейна были периоды значительной эрозии, то современная нагрузка на слой может быть меньше нагрузки, которой подвергся слой перед началом какой-либо эрозии. Рассмотрим этот случай. Вследствие необратимости уплотнения породы современное распределение пористости в этом слое будет таким же, как и перед началом той эрозии, после которой слой уже не уплотнялся. И чтобы определить эквивалентную глубину погружения кровли слоя и получить распределение пористости в нем, нужно определить эффективное напряжение породы на кровле слоя в начале каждого из этапов эрозии, действовавших на слой, и определить значение максимального эффективного напряжения в породе. Только после этого возможно определение количества неуплотненных осадков  $H_0$ , необходимого для проведения моделирования накопления

и погружения слоя. Именно поэтому анализ эффективных напряжений на кровле слоя должен быть предварительным, т.е. без проведения бассейнового моделирования. Учитывая тот факт, что история развития бассейна может включать в себя несколько этапов эрозии, этот анализ может показаться нетривиальным.

Первое, что можно сделать, – это вычислить по формулам (3) и (4) эффективное напряжение на подошве тех эродированных слоев, которые подвергались только одной эрозии, так как мощность, которая была эродирована, задается во входных данных. На примере грабена Nut это слои 3, 6, 9. Эти напряжения передаются породам кровли нижележащего слоя. Таким образом, можно определить эффективное напряжение на кровле тех слоев, которые подвергались воздействию уже двух эрозий. Выбирая из двух напряжений максимальное и сравнивая его с современным напряжением (если слой не был эродирован), можно определить максимальное эффективное напряжение на кровле слоя за всю его историю. Следовательно, зная отметки глубины подошвы и кровли слоя (в случае если слой присутствует в современном разрезе) или эродированной мощности слоя (в случае если слой был полностью разрушен эрозией) можно определить количество неуплотненных осадков  $H_0$  по формуле (6). И, так как напряжение на кровле слоя в моменты начала

каждого из двух этапов эрозии уже известны, то можно посчитать мощность уплотненного слоя в эти моменты (согласно принципам 1–2), а затем и напряжения на подошве этого слоя (по формуле (3)). Затем этот алгоритм можно применить к тем слоям, которые подвергались воздействию уже трех эрозий и т.д. В конечном счете можно вычислить эффективную нагрузку скелета породы на кровле каждого слоя осадков в момент начала каждого из этапов эрозии без программной симуляции развития осадочного бассейна. Пример выходных данных описанного алгоритма отображен в таблице 2.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В работе приведен алгоритм численного восстановления истории погружения бассейнов в предположении, что пористость является функцией эффективного напряжения в скелете породы. Он был разработан в рамках создания отечественного симулятора для проведения бассейнового анализа. Описанный метод является физически более обоснованным и строгим в сравнении с алгоритмом, описанным в монографии [3], где пористость является функцией глубины погружения породы. Результат расчета представлен на примере нефтегазоносного бассейна Сирт в Ливии. В рамках описанных ограничений алгоритм позволяет численно оценивать распределение пористости в любом осадочном слое и в любой момент времени.

**Литература:**

1. Makhous M., Galushkin Y., 2005. *Basin analysis and modeling of the burial, thermal and maturation histories in sedimentary basins.* Paris, TECHNIP Editions, 380 pp.
2. Lopatin N., Galushkin Y., 1996. *Evolution of sedimentary basins and petroleum formation / Roure F., Ellouz N., Shein V. S., Skvortsov I. I., eds. Geodynamic evolution of sedimentary basins.* Paris, TECHNIP, p. 435–453.
3. Галушкин Ю.И., 2007. *Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности.* – М.: Научный мир, 2007. С. 456.
4. Doligez, B., F.Bessis, J.Burrus, P.Ungerer, and P.Y.Chenet, 1986. *Integrated numerical simulation of the sedimentation heat transfer, hydrocarbon formation and fluid migration in a sedimentary basin. The THEMIS model, in J.Burrus eds. Thermal modelling in sedimentary basins: Paris, p. 173–195.*
5. Hallett D., 2002. *Petroleum Geology of Libya.* Amsterdam, Elsevier, 509 pp.
6. Dake L. P.: *Fundamentals of Reservoir Engineering,* Elsevier, Amsterdam, 1978.
7. Bethke C.M., 1985. *A numerical model of compaction-driven groundwater flow and heattransfer and its application to the paleohydrology of intracratonic sedimentary basin, Geophysical Research, v. 90, p. 6817–6828.*
8. Schneider, F. & Hay, S., *Compaction model for quartzose sandstones application to the garn formation, Haltenbanken, Mid-Norwegian continental shelf. Marine and Petroleum Geology, 18, pp. 833–848, 2001.*

**Ключевые слова:** бассейновый анализ, история погружения, анализ напряжений, уплотнение пород.