

**МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ БЕСКОРНЕВЫХ СТРУКТУР
ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ ВСПЛЫВАНИЯ
ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД**

Владимир Алексеевич Конторович

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. акад. Коптюга, 3/6, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, зам. директора, e-mail: kontorovichva@ipgg.sbras.ru

Илья Дмитриевич Кожемякин

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. акад. Коптюга, 3/6, студент НГУ, e-mail: kozhemyakinid@ipgg.sbras.ru

Владимир Валентинович Лапковский

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. акад. Коптюга, 3/6, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией, e-mail: lapk@ngs.ru

Борис Валентинович Лунев

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. акад. Коптюга, 3/6, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, e-mail: bobvalmail@mail.ru

Предлагается математическая модель формирования крупных газовых месторождений и вмещающих их бескорневых структур в результате развития специфической плотностной неустойчивости чехла, выражающейся в самоусиливающемся всплывании газонасыщенных объемов пород. В работе приведены результаты расчетов принципиальной модели процесса и модели формирования структуры Медвежьего газового месторождения.

Ключевые слова: бескорневые структуры, газовые месторождения, пористость, плотностная неустойчивость.

**MODEL FOR THE FORMATION OF ROOTLESS STRUCTURES
OF SEDIMENTARY BASINS BY GAS-SATURATED ROCKS FLOATING**

Vladimir A. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Acad. Koptug av., 3/6, Novosibirsk, 630090, Russia, Correspondent Member Russian academy of sciences, Ph.D in geology, deputy director, e-mail: kontorovichva@ipgg.sbras.ru

Ilya D. Kozhemyakin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Acad. Koptug av., 3/6, Novosibirsk, 630090, Russia, student of Novosibirsk State University, e-mail: kozhemyakinid@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Lapkovsky

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Acad. Koptug av., 3/6, Novosibirsk, 630090, Russia, PhD in geology, chief of laboratory, e-mail: lapk@ngs.ru

Boris V. Lunev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Acad. Koptug av., 3/6, Novosibirsk, 630090, Russia, PhD in Physics and Mathematics, Senior Research Fellow, e-mail: bob-valmail@mail.ru

A mathematical model for the formation of large gas fields and their host rootless structures as a result of a specific density instability in sedimentary cover, expressed in a self-reinforcing flow of gas-saturated rock volume. The calculated results of principal process model and model of Medvezhye gas field evolution are presented.

Key word: rootless structure, gas fields, porosity, density instability.

Бескорневые (или навешенные) структуры определены В.Д. Наливкиным [1], как структуры, не проявленные в нижних горизонтах платформенного чехла. На севере Западной Сибири и прилегающем арктическом шельфе В.А. Конторовичем выделен ряд крупных структур такого типа, с которыми связаны гигантские газовые месторождения – Медвежье, Уренгойское, Юбилейное, Ямсовейское. Генезис бескорневых структур остается дискуссионным [1, 2], возможно, происхождение различных типов этих структур обусловлено разными причинами. В настоящей работе предлагается механическая модель формирования крупных бескорневых структур в результате самоусиливающегося всплывания газонасыщенных объемов пород. Для сеноманских залежей газа на севере Западной Сибири характерны высокие значения пористости, достигающие до 35%. Среднее значение пористости по керну для Медвежьего месторождения, например, составляет 28,8% при средневзвешенном значении коэффициента газонасыщенности 70,5% [3]. Заполнение порового пространства газом создает значительный дефицит плотности – при указанных параметрах, пренебрегая плотностью газа по сравнению с водой, оцениваемый величиной $0,3 \text{ г/см}^3$. Можно предположить, что архимедово всплывание газонасыщенных пород способно формировать бескорневые структуры чехла и связанные с ними крупные газовые месторождения.

При наличии небольшой исходной выпуклости некоторой непроницаемой поверхности («покрышки»), выделяющийся из пластового флюида газ образует здесь некоторый объем газонасыщенных пород. Связанные с ним архимедовы силы будут деформировать эту поверхность, увеличивая ее выпуклость. Тем самым будет увеличиваться объем газовой ловушки, т.е. – объем газонасыщенных пород, а стало быть, увеличатся и связанные с ним архимедовы силы, которые будут еще сильнее деформировать поверхность, еще более увеличивая объем ловушки и т.д.

Математическое моделирование процесса всплывания газонасыщенных пород выполнено в рамках подхода [4], описывающего деформацию среды, как ползущее течение высоковязкой ньютоновской жидкости под действием архимедовых сил, обусловленных газонасыщенностью пород. Для рассматриваемого класса задач моделирование в рамках представления среды однородно-вязкой ньютоновской жидкостью является корректным [5].

В рамках данного подхода написана программа реализующая расчет эволюции в трехмерной постановке. Результаты одного из модельных расчетов приведены на рис. 1. Рассчитана деформация четырех поверхностей, приблизительно соответствующих основным четырем отражающим горизонтам чехла на севере Западной Сибири (1 – кровля баженовской свиты, 2 – кошайская пачка алымской свиты, 3 – кровля кузнецовской свиты, 4 – кровля ганькинской свиты). В расчетах принято, что пористость верхней части разреза, вплоть до горизонта «1» составляет 16%, за исключением 100 метрового слоя подстилающего горизонт «4», где она равна 32% (соответствует продуктивному сеноманскому интервалу). Нижняя часть разреза (под кровлей баженовской свиты) малопористая, с коэффициентом 5%. В качестве начальных условий, на каждой поверхности задано длинное и узкое поднятие незначительной ам-

плитуды (10 м). Плотность каждого слоя определяется в соответствии со средней плотностью характерных для Западной Сибири терригенных пород, с поправкой на пористость. Как указано выше, поры считаются заполненными водой всюду, кроме объемов, сформированных выпуклостями поверхностей, которые считаются заполненными газом и определяют, таким образом, начальные возмущения. Ньютоновская вязкость задана равной 10^{20} Па · с. На рисунке представлены состояния структуры, соответствующие возрасту 5, 15 и 25 миллионов лет от начала процесса. Уже на шаге соответствующем возрасту 15 млн лет поднятие, проявляется на всех уровнях. Амплитуда поднятия по верхним горизонтам выше, чем по нижним (рис. 1b). К возрасту 25 млн лет поднятие имеет ярко выраженную форму гряды с затуханием вниз по разрезу (рис. 1c). Амплитуда поднятия второго, газонасыщенного горизонта составляет 275 метров, тогда как в основании структуры, амплитуда поднятия на 100 метров меньше.

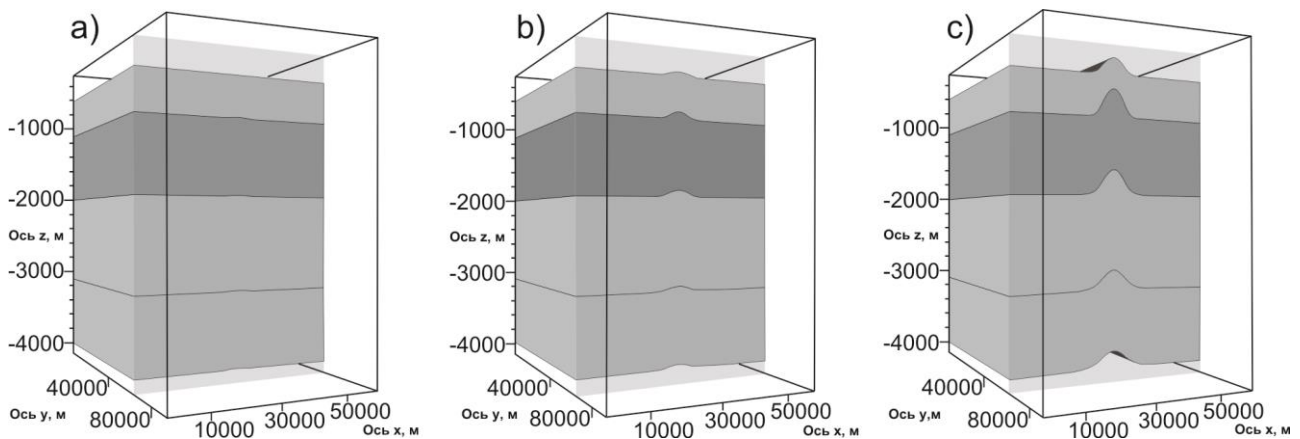


Рис. 1. Расчет эволюции структуры.

a – состояние соответствующее 5 млн лет, b – 15 млн лет, c – 25 млн лет

Возможность применения модели к реальным структурам, надежность работы алгоритма и устойчивость его программной реализации исследовались на примере Медвежьего газового месторождения, расположенного в Надымском нефтегазоносном районе севера Западной Сибири. Для данной структуры, той же программой моделирования проведен обратный расчет эволюции – исходя из актуального состояния структуры, последовательно рассчитывались возможные предыдущие состояния, вплоть до некоторого начального. Для этого, так же, как в [6], задавался отрицательный временной шаг с периодическим корректирующим обратным расчетом, восстанавливающим исходное (для данного периода) состояние и внесением поправок (при необходимости). Затем, от найденного таким путем «начального» состояния, была рассчитана прямая эволюция (с положительным временным шагом). Результат расчета воспроизводит основные черты наблюдаемой структуры по основным горизонтам (рис. 2).

Время

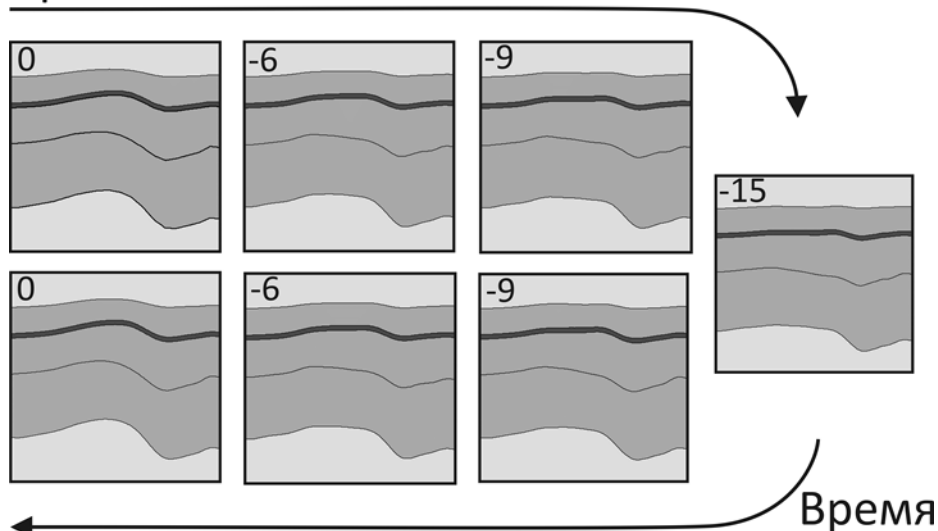


Рис. 2. Моделирования роста Медвежьего месторождения.

Каждый из приведенных разрезов соответствует некоторому рассчитанному состоянию структуры на момент времени, обозначенный в верхнем левом углу (млн. лет). Показана геометрия основных отражающих горизонтов, жирной линией выделена кузнецовская свита – региональный флюидоупор

Хотя найденное указанным способом «начальное» состояние (как и промежуточные) не противоречит имеющейся геологической информации, его можно рассматривать только, как одно из возможных. Тем не менее, успешность расчета свидетельствует об устойчивости метода и реализующей его программы и о принципиальной применимости предлагаемой модели процесса образования к реальной структуре.

Предложенная модель объясняет механизм и позволяет рассчитывать сценарии формирования крупных газовых месторождений и вмещающих их структур. Заметим, что в анализе данных о бескорневых структурах разного ранга [2] отмечается их устойчивая связь с проявлениями глиняного диапиризма и грязевого вулканизма (отмеченными и на севере Западной Сибири), который всегда связан с выделением газа, преимущественно метана, поступающего, как предполагается, в составе порового флюида с глубин, соответствующих «метановой зоне». Это обстоятельство свидетельствует в пользу предложенного «газового» механизма формирования бескорневых структур. Очевидна возможность распространения модели на другие (не антиклинальные) типы ловушек. Также понятно, что структуры, формируемые газом, как активным фактором процесса, создают благоприятные условия и для накопления жидких углеводородов.

Работа выполнена в рамках программы VIII.73.2 фундаментальных научных исследований СО РАН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Наливкин В. Д. Розанов Л.Н и др. Волго-Уральская нефтеносная область. Тектоника // Труды ВНИГРИ. -1956.- Вып. 100. - 312 с.
2. Крапивнер Р.Б. Бескорневые неотектонические структуры. - М.: Недра. – 1986. – 204 с.
3. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. - М. ОАО "Издательство "Недра". - 1999. - 659 с.
4. Лунев Б.В. Лапковский В. В. Быстрое численное моделирование соляной тектоники: возможность оперативного использования в геологической практике.// Физическая мезомеханика. – 2009. – т.12. – №1. – С.63 – 74.

5. Jackson P. A., Talbot J. External shapes, strain rates, and dynamics of salt structures. Geol. Soc. Am. Bull. - 1976. – V.97. - P. 305–323.
6. Ismail-Zadeh, A.T., Korotkii, A.I., and Tsepelev, I.A. Numerical approach to solving problems of slow viscous flow backwards in time, in M.I.T. Computational Fluid and Solid Mechanics 2003, K.J. Bathe (Ed.), Elsevier Science, Oxford - 2003. – P. 938-941.

© *В.А. Конторович, И.Д. Кожемякин, В.В. Лапковский, Б.В. Лунев, 2013*