

А. Н. БЕЛОУСОВ, К. К. ТИМЕРГАЗИН

**О РОЛИ НЕРАВНОМЕРНОГО ГРАВИТАЦИОННОГО УПЛОТНЕНИЯ
В ФОРМИРОВАНИИ РИФОГЕННЫХ СТРУКТУР
АКТАНЫШ-ЧИШМИНСКОЙ НЕКОМПЕНСИРОВАННОЙ ДЕПРЕССИИ**

(Представлено академиком А. А. Трофимуким 16 III 1971)

В карбонатных отложениях верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона платформенной части Башкирии развиты рифовые массивы, которые связываются здесь с существованием Актаныш-Чишминской внутривулканической некомпенсированной депрессии (1). Они отражаются в структурных планах вышележащих стратиграфических горизонтов с постепенным уменьшением амплитуды поднятий вверх по разрезу. Одни исследователи односторонне объясняют механизм формирования подобных седиментационных поднятий длительным «геоморфологическим» выравниванием, «облеканием» рифовых массивов осадками верхних горизонтов (1, 2), другие — неравномерным «послеформационным уплотнением» глинистых пород (3).

В настоящей статье рассматривается роль неравномерного гравитационного уплотнения в формировании надрифовых седиментационных поднятий на основе количественных расчетов. Излагаются новые методические приемы расчетов, разработка которых главным образом вызвана тем, что специально для районов Башкирии нет зависимости пористости глинистых пород от глубины залегания, а также тем, что среди неравномерно уплотняющихся пород присутствуют глинисто-карбонатные породы, для которых нет опыта расчетов уплотнения.

В пределах Актаныш-Чишминской депрессии нами выделяется единый мезозойско-средневизейский неравномерно уплотняющийся комплекс пород. Он представлен, во-первых, разнородными по физическим свойствам и быстро сменяющимися друг друга по площади рифовыми (органогенные известняки) и депрессионными (хемогенные, глинистые известняки, мергели и аргиллиты) фациями верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона и, во-вторых, терригенными фациями малиновско-бобриковских отложений визейского яруса (песчаники и аргиллиты). Последние в своем разрезе содержат аргиллитов в среднем около 50% и в межрифовых участках имеют мощности нередко в несколько раз большие, чем над рифами. Поэтому уплотнение малиновско-бобриковских осадков усиливало эффект неравномерного уплотнения верхнедевонско-турнейской карбонатной толщи. Выше и ниже по разрезу отложений, которые могли бы обусловить в значительной мере неравномерное уплотнение, не отмечается, и расчеты проделаны только для указанного неравномерно уплотняющегося комплекса.

В качестве количественной характеристики уплотнения предлагается величина, которую следует называть коэффициентом уплотнения (c):

$$c = (1 - p) / (1 - p_0), \quad (1)$$

где p_0 — начальная абсолютная пористость неуплотненного осадка, p — переменная абсолютная пористость в различной степени уплотненного осадка. Коэффициент уплотнения показывает, во сколько раз уменьшилась мощность уплотненного осадка по сравнению с мощностью неуплотненного.

Использование этого коэффициента в качестве меры уплотнения дает логически простую и соответствующую естественному процессу математическую модель уплотняющегося пласта или серии пластов.

Если имеется пористость осадка как функция глубины залегания (t), то, используя (1), можно получить $c = f(t)$. Далее, если уплотненный пласт залегает в интервале глубин $t_1 - t_2$, то интеграл $f(t)$ по dt в пределах t_1 и t_2 даст условную неуплотненную мощность пласта (H_0), т. е. такую мощность, которую бы он имел, если бы каждая его часть не была подвержена давлению вышележащих осадков:

$$H_0 = \int_{t_1}^{t_2} f(t) dt = F(t_2) - F(t_1). \quad (2)$$

Имея H_0 пласта, можно найти его мощность на любой глубине залегания, задаваясь значением t_1 и находя t_2 из (2). Именно мощность (или объем) уплотняющегося пласта, восстановленная для любой глубины залегания его, и необходимо чаще всего при различных геологических исследованиях, в частности при палеотектонических исследованиях. Для комплекса уплотняющихся пластов, состоящих из различных литологических типов осадков, необходимо иметь зависимость c от t для каждого типа осадков. Задаваясь глубиной залегания кровли серии, мощность отдельных пластов следует определять последовательно сверху вниз так, чтобы глубина залегания подошвы предыдущего пласта была глубиной залегания кровли последующего пласта. Мощность всего комплекса равна разности глубин залегания подошвы последнего и кровли первого пластов.

Справедливость расчетов по описанной методике зависит от того, насколько для каждого конкретного случая выполнены следующие условия: 1) уплотнение есть функция абсолютной пористости и не зависит ни от каких других факторов; 2) зависимость пористости от глубины отвечает конкретному типу осадка и конкретным условиям, при которых происходило уплотнение. По единодушному мнению многих исследователей, первое условие выполняется для глинистых и, вероятно, для глинисто-карбонатных и глинисто-песчаных осадков (при содержании карбонатного и песчаного материала, не превышающем определенной величины). Для песчаных и карбонатных (органогенных и обломочных) осадков оно не выполняется, но эти осадки уплотняются лишь незначительно, и при решении многих задач их можно считать практически неуплотняющимися. При выборе для расчетов кривой зависимости пористости глинистых осадков от глубины залегания следует прежде всего считать, что универсальной кривой, пригодной для всех случаев, быть не может. Сравнение наиболее известных кривых Дж. М. Уэллера, Н. Б. Вассоевича, И. Н. Нестерова (⁴⁻⁶) и др. показывает, что все они имеют вид логарифмической зависимости, но отличаются друг от друга интенсивностью изменения пористости с глубиной и начальной пористостью. Логично принять одну из кривых за типовую и все другие получать из нее путем некоторых преобразований. В качестве такой типовой кривой нами принята кривая Дж. М. Уэллера. Типовая кривая может видоизменяться в зависимости от ряда факторов, основные из которых следующие: а) условия залегания пластов глинистых осадков; б) наличие примесей карбонатного и песчаного материала. Из условий залегания имеет значение мощность пластов глинистых осадков и наличие в разрезе хорошо проницаемых пород (например, песчаников) (⁷). Чем меньше мощность пластов и чем больше в разрезе хорошо проницаемых пород, тем быстрее уплотняются глинистые осадки, отдавая флюиды в окружающую среду, и тем быстрее уменьшается их пористость. В соответствии с этим для получения зависимости пористости от глубины применительно к конкретным условиям предлагается коэффициент m , который проставляется перед глубиной в аналитическом выражении для типовой кривой и величина которого может быть определена по пористости (p') и совре-

менной глубине залегания (t') конкретного глинистого пласта: $m = t'' / t'$, где t'' — глубина по типовой кривой для пористости p' . При использовании этого коэффициента нужно иметь гарантии того, что пласт за все геологическое время не залегал на большей глубине. Наличие в глинистом осадке песчаного (или алевритового) и карбонатного материала ведет к уменьшению начальной пористости и к замедлению темпов уплотнения. Так, в работе Дж. М. Уэллера (⁴) приведены данные Мак-Кроссена об изменении с глубиной пористости верхнедевонских сланцев Центральной Альберты, содержащих различное количество карбонатов. Пять кривых для различных содержаний CaCO_3 в интервале глубин 2500—7000 футов ведут себя так, что все их можно получить из любой одной, принятой за типовую, путем умножения величин пористости, снятых с нее, на постоянный коэффициент (e), т. е. $p_1 = ep$, где p_1 — пористость глинистого осадка с различным содержанием CaCO_3 на глубине t ; p — пористость глинистого осадка по типовой кривой на глубине t . Вслед за Уэллером принято, что типовой кривой соответствует кривая Мак-Кроссена для 30-процентного содержания карбоната (⁴).

Для осуществления расчетов уплотнения кривая Уэллера аппроксимирована логарифмической (до глубины 500 м) и линейной (в интервале глубин 500—2500 м) зависимостями. Вычисления проводились на ЭВМ «Наир». По входным данным, которыми являлись современные глубины залегания кровли и подошвы уплотняющихся пластов и соответствующие каждому пласту значения коэффициентов e и m , программа вычислений предусматривает получение зависимости (в виде таблицы) мощности комплекса уплотняющихся и неуплотняющихся пластов от глубины залегания его кровли.

Эта зависимость используется для построения палеогеологических профилей неравномерного гравитационного уплотнения (рис. 1). Пунктирными линиями на профилях обозначены восстановленные (за вычетом эффекта уплотнения) поверхности различных стратиграфических горизонтов. Это такие поверхности, которые имели бы место в настоящее время, если бы начиная с соответствующего геологического времени (для которого рассчитывается восстановленная поверхность) до настоящего времени породы мендымско-средневизейского комплекса не уплотнялись, но все прочие факторы формирования структурных поверхностей действовали бы так же, как при наличии уплотнения. Для получения этих поверхностей нужно разность палеомощности комплекса на соответствующий период времени и современной мощности его по каждой скважине отложить вверх от современной кровли горизонта. Значение палеомощности можно получить из рассчитанных зависимостей, если знать глубину залегания кровли неравномерно уплотняющегося комплекса на необходимые периоды геологического времени. Эти глубины принимались равными современной мощности стратиграфического интервала от кровли уплотняющегося комплекса до кровли горизонта, для которого рассчитывается восстановленная поверхность.

Расчеты проделаны для двух профилей, проходящих через одиночные рифовые массивы Актаныш-Чипминской некомпенсированной депрессии. Профиль по скважинам Бакалы-2 — Дюртюли-2 пересекает депрессию поперек, а профиль Дюртюли-22 — Карача-Елга-52 расположен вдоль северо-восточного борта депрессии. При расчетах реализовано несколько вариантов, соответствующих различным кривым зависимости пористости от глубины (кривым Дж. М. Уэллера, Н. С. Вассовича, И. Н. Нестерова) и предполагающих различные степени уплотнения глинисто-карбонатных пород по сравнению с чисто глинистыми. Расхождения в результатах по различным вариантам оказались незначительными в такой степени, что не смогли повлиять на сделанные выводы. Вариант, принятый для построения палеопрофилей, базируется на кривой Уэллера, т. е. значения коэффициентов e и m для аргиллитов приняты равными 1, для мергелей и глинистых

известняков $e = 0,7$, $m = 1$. Прделанные расчеты показывают, что лишь около половины амплитуды положительных структур над рифовыми массивами объясняется неравномерным гравитационным уплотнением мейдымско-средневизейского комплекса пород. Усиление структур неравномерного гравитационного уплотнения, по нашему мнению, могло произойти при тесном взаимодействии неравномерного уплотнения и тектонических сил сжатия. Такое сжатие могло различным образом действовать на структурные планы, расположенные выше и ниже тела рифа. Усиливая структурные изгибы над рифом, оно могло способствовать незначительному проседанию⁽⁸⁾ жесткого тела рифа в нижележащие отложения. Не исключено, что при сжатии имели место незначительные пластические деформации пород. Описанный механизм согласуется с фактическим соотношением структурных планов в Актаныш-Чишминской депрессии. Подобное взаимодействие неравномерного уплотнения и тектонических сил сжатия, вероятно, имеет место и в тех случаях, когда в ядре седиментационных поднятий находятся песчаные линзы.

Башкирский государственный
научно-исследовательский и проектный институт
нефтяной промышленности
Уфа

Поступило
11 III 1971

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ О. М. Мкртчян, Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеспособных структур востока Урало-Поволжья, «Наука», 1964. ² Р. О. Хачатрян, А. М. Шурьгин, Ю. И. Батурин, ДАН, 174, № 1 (1968). ³ Ю. П. Бобров, Структуры уплотнения, Саратов, 1968. ⁴ Дж. М. Уэллер, Сборн. Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых, 1961. ⁵ Н. Б. Вассоевич, Новости нефтяной техники (геол.), № 4 (1960). ⁶ И. Н. Нестеров, Сов. геол., № 12 (1965). ⁷ П. Ф. Тесленко, Б. С. Коротков, Изв. АН СССР, сер. геол., № 11 (1966). ⁸ В. А. Кошляк, Ю. С. Виницкий и др., ДАН, 185, № 6 (1969).