

МЕХАНИКА ГЛУБИННОГО СОЛЯНОГО ДИАПИРИЗМА

А.А. Баймухаметов, Н.И. Мартынов, А.Г. Танирбергенов
Институт механики и машиноведения им. У. А. Джолдасбекова МОН РК, г. Алматы

abayab@mail.ru

Аннотация. На основе модели Релей–Тейлоровской неустойчивости в приближении Буссинеска с экспоненциальной зависимостью вязкости от температуры разработана и обоснована численная модель процесса формирования соляных диапиров на больших глубинах земных недр. Проведенное затем численное моделирование позволило оценить основные параметры, закономерности и особенности нелинейной стадии процесса формирования глубинного соляного диапиризма. Предложена методика оценки зон возможных нефтегазовых ловушек. Показано, что углеводородные резервуары приурочены к зонам повышенных температурных градиентов.

ВВЕДЕНИЕ

Изучение формирования соляно-купольных структур имеет большое научное и практическое значение, поскольку с ними связано распределение месторождений нефти и газа в земной коре. Соляные структуры также используются в качестве подземных хранилищ углеводородов и «хранилищ-консервантов» термоядерных отходов [1].

Многие мировые месторождения нефти и газа располагаются в областях соляно-купольной тектоники. Классическим примером является Прикаспийская впадина, две трети которой расположены на территории Казахстана, где находятся порядка 1300 соляных куполов (диапиров), из которых более 1000 не разведаны [2, 3].

Нелинейная стадия формирования соляного диапиризма мало изучена. Основные результаты, получены в основном лабораторным моделированием, а также численными методами. Следует отметить, что лабораторное моделирование не обеспечивает достаточное подобие реальных тектонических процессов. Численные же исследования в этой области не многочисленны, особенно трехмерных процессов, и существуют определенные трудности в описании границ раздела слоев [4–8].

В Казахстане многие задачи солянокупольной тектоники были поставлены академиком Ж.С. Ержановым и решены его учениками. Разработаны и обоснованы несколько численных методов, позволяющих корректно проследить эволюцию поверхности раздела слоев вплоть до образования соляных линз. Численное моделирование позволило провести детальный анализ механизма формирования и развития солянокупольных структур, выявить закономерности и особенности их формирования [9–11].

В последнее время учеными СО РАН получены принципиально новые данные о возможности образования тяжелых углеводородов на больших глубинах, что подтверждает гипотезу Д.И. Менделеева о неорганическом происхождении нефти и указывает на перспективу ее поиска и добычи на больших глубинах. Для этого необходима информация о формировании соляных диапиров на больших глубинах, что связано с учетом тепловых эффектов, усложнением реологии. Исследования этого направления практически отсутствуют в открытой мировой печати. Поэтому цель данного исследования – отчасти восполнить этот пробел.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В системе координат $Ox_1x_2x_3$ (ось Ox_3 направлена вертикально вверх) процесс формирования глубинного соляного диапиризма (без учета радиогенных источников тепла) описывается следующей системой гидродинамических уравнений:

$$0 = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial \sigma_{ik}}{\partial x_k} - \rho g \delta_{3i}, (i = 1, 2, 3); \sigma_{ij} = \mu \left(\frac{\partial V_i}{\partial x_j} + \frac{\partial V_j}{\partial x_i} \right), (i, j = 1, 2, 3); \frac{\partial V_\beta}{\partial x_\beta} = 0; \quad (1)$$

$$\frac{\partial \rho_*}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_\beta} (\rho_* V_\beta) = 0; \quad \frac{\partial \mu_*}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_\beta} (\mu_* V_\beta) = 0; \quad (2)$$

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + V_\beta \frac{\partial T}{\partial x_\beta} \right) = \frac{\partial}{\partial x_\beta} \left(k \frac{\partial T}{\partial x_\beta} \right) + \sigma_{\gamma\beta} \dot{\epsilon}_{\gamma\beta}; \quad (\gamma, \beta = 1, 2, 3), \quad (3)$$

$$\rho = \rho^* (1 - \alpha(T - T_*)); \quad \mu(t, x) = \mu_*(t, x) \exp \left\{ \frac{E}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right) \right\}; \quad x = (x_1, x_2, x_3) \in \Omega. \quad (4)$$

Здесь p – давление, V_1, V_2, V_3 – компоненты скорости, σ_{ij} – тензор вязких напряжений, g – ускорение силы тяжести, ρ – плотность, μ – динамическая вязкость, C_p – удельная теплоемкость при постоянном давлении.

нии, k – коэффициент теплопроводности, T – абсолютная температура, α – коэффициент теплового объемного расширения, R – универсальная газовая постоянная, E – энергия активации, ρ_*, μ_* – невозмущенная плотность и невозмущенная динамическая вязкость, зависящие от химического состава материала (или плотность и динамическая вязкость при абсолютной температуре T_*). Индексом «0» обозначены характерные значения параметров процесса, δ_{3i} – тензор Кронеккера. По повторяющимся греческим индексам предполагается суммирование.

К системе уравнений (1)–(4), которые выполняются в области Ω , добавляются начальные граничные условия. В начальный момент времени задано распределение невозмущенной плотности, невозмущенной динамической вязкости и температуры. Граничные условия могут быть разнообразными. В данном исследовании геометрическая область Ω выбрана в форме прямоугольного параллелепипеда, на верхней и нижней стенках которого заданы условия прилипания, а на боковых – условия симметрии. Температура на верхней стенке полагалась $0^\circ C$, а на нижней задавалась как функция (x_1, x_2) .

ЧИСЛЕННЫЙ МЕТОД

Для расчета астеносферного диапиризма с фазовыми переходами и экспоненциальной зависимостью динамической вязкости от температуры и давления авторами был разработан и обоснован численный метод [12], упрощенный вариант которого применялся для расчета глубинного соляного диапиризма. При $t = 0$ из начальных условий известны ρ_*, μ_*, T . Из разностного аналога (4) определяются ρ, μ при $t = 0$. Из разностных аналогов уравнений импульса и уравнения несжимаемости (1) итерационным методом расщепления по физическим процессам [10, 12], определяются ρ, \vec{V} на нулевом слое по времени. Затем из разностных аналогов уравнений переноса (2), которые аппроксимированы схемой донорной ячейки против потока определяются ρ_*, μ_* на первом слое по времени. Из разностного аналога уравнения энергии (3) определяем T на первом временном слое. Уравнение (3) аппроксимировано неявной абсолютно устойчивой схемой переменных направлений, которая реализуется продольно-поперечной немонотонной прогонкой. При этом конвективные члены в левой части уравнения (3) аппроксимировались схемой против потока, гарантирующей ее монотонность [12]. Таким образом, определены все величины на первом временном слое. Затем процесс повторяется, и вычисления проводятся до необходимого временного слоя.

Выделение наиболее вероятных зон нефтегазовых ловушек осуществлялось следующим образом. В каждый фиксированный момент времени при известных полях давления и скоростей, численным дифференцированием строились поля напряжений и выделялись по критерию прочности зоны повышенных концентраций девиатора касательных напряжений [11].

На рисунках 1а) – 1в) показано формирование соляного диапира в глубоко залегающих осадочных комплексах (на глубинах 6–15 км) в различные моменты безразмерного времени при определенных физико-геометрических параметрах осадочного чехла и каменной соли (галита). В начальный момент времени слои были горизонтальными. В центральной части нижней границы области температура задавалась на $50^\circ C$ выше, чем в других граничных точках (моделирует неоднородность теплового потока с нижних слоев Земли).

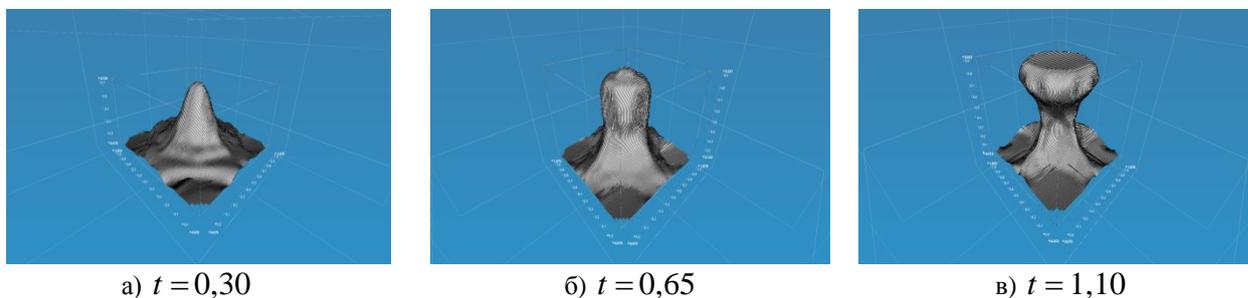


Рис. 1. Пространственные профили глубинного соляного диапиризма в различные моменты безразмерного времени

РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Расчеты показали, что термические градиенты существенно влияют как на объемные профили, так и на скорость формирования соляных диапиров глубокого залегания. Процесс гравитационной неустойчивости преобладает над тепловыми эффектами [11]. Кроме того, повышенные термоградиенты приурочены к обла-

стям, наиболее вероятных коллекторов нефти и газа (нефтегазовых ловушек).

Осадочный чехол и подсоловое ложе на небольших отрезках времени являются хрупкими горными породами, механизмом разрушения которых являются хрупкое растрескивание (разрушение), сопровождающееся дилатансией. Именно благодаря тому, что горные породы обладают хрупким разрушением, в зонах повышенных концентраций напряжений происходит разрушение с образованием порового пространства, снимаются избыточные напряжения. В результате образуются локальные зоны пониженных напряжений (нефтегазовые ловушки), куда и мигрируют находящиеся в пластах горных пород углеводороды. Для соляных куполов нефтегазовые ловушки формируются в областях их крыльев (надкрылового и подкрылового пространства), а также в области подкупольного пространства подсолового ложа, что было обнаружено глубинным бурением соляных диапиров и показала серия проведенных расчетов.

Расчеты показали, что формирование и развитие купола сопровождается возникновением и увеличением объема нефтегазовых ловушек в прикупольных областях. В подсоловом ложе наблюдаются обширные области, в которых повышены и достаточно большие по абсолютной величине девиаторы касательных напряжений. В нижней центральной части купола за счет динамического давления и повышенной температуры осуществляется значительный подсос подсолового ложа. Поэтому, если в подсоловом ложе присутствуют большие запасы углеводородов, то они будут вследствие дилатансии мигрировать в центральную часть подкупольного пространства. Количественная оценка этих объемов позволяет определить вероятные запасы углеводородов.

Литература

1. Беленицкая Г.А. Тектонические аспекты пространственного и временного распределения соляночных бассейнов мира // Электронное научное издание Альманах Пространство и Время. 2013. Т. 4 (1). Система планета Земля. 2227-9490 e-aprov_e-ast 4-1.2013.22.
2. Гулиев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона. Баку, Nafta-Press, 2003, 127 с.
3. Матусевич А.В. Гравиразведка Прикаспийской впадины. Ливны: Издатель Мухаметов Г., 2013. 176 с.
4. Woid W.D. Finite element calculations applied to salt-dome analysis // *Tectonophysics*. 1978. V. 50 (2). P. 369-386.
5. Dandre B., Cloetingh S. Numerical modeling of salt diapirism: Influence of the tectonic regime // *Tectonophysics*. 1994. V. 240 (1-4). P. 59-79.
6. Исмаил-заде А.Т., Цепелев И.А., Тялбот К. и др. Трехмерное моделирование соляного диапиризма: Численный подход и алгоритм параллельных вычислений // *Вычислительная сейсмология*. 2000. Вып. 31. С. 62-76.
7. Ismail-Zadeh A.T., Tsepelev I.A., Talbot C.J., Korotkii A.I. Tree-dimensional forward and backward modeling of diapirism: Numerical approach and applicability to the evolution of salt structures in the Pricaspian basin // *Tectonophysics*. 2004. V. 387 (1-4). P. 81-103.
8. Лунев Б.В., Абрамов Т.В. Моделирование диапиризма расчетом 3D ползущих течений с использованием технологии параллельных вычислений CUDA на GPU // *CUDA-Альманах-Ноябрь*, 2014. С. 10.
9. Ержанов Ж.С., Мартынов Н.И. Тейлоровская неустойчивость двумерного ползущего движения границы раздела вязких несжимаемых жидкостей. // *Изв. АН Каз.ССР, сер. физ.-мат.* 1985. № 5. С. 79-84.
10. Мартынов Н.И., Танирбергенев А.Г. Численное моделирование условий формирования солянокупольных структур в земной коре // *Математический журнал*. 2006. Т. 6 (1). С. 67-73.
11. Baimukhametov A.A., Martynov N.I., Tanirbergenov A.G. Thomogradient model of formation of oil and gas traps at salt diepirism // *Proceeding of the 23d ICTAM*. 2012. Beijng, China, 2 p., sm06-013.
12. Baimukhametov A.A., Martynov N.I., Tanirbergenov A.G. Numeral design of asthenospheric diapirism with phase transiions // *Science and World*. 2014. No 9 (13). P. 15-22.