

А. А. БАЙМУХАМЕТОВ, Н. И. МАРТЫНОВ,

М. А. РАМАЗАНОВА, А. Г. ТАНИРБЕРГЕНОВ, А. А. ЧУПРАСОВ

(Институт механики и машиноведения им. У. А. Джолдасбекова МОН РК, г. Алматы)

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ В УСЛОВИЯХ СОЛЯНОКУПОЛЬНОЙ ТЕКТониКИ

Аннотация

Разработанная методика оценки зон возможных нефтегазовых ловушек количественно подтвердила, что формирование соляных диапиров приводит к образованию известных на практике нефтегазовых ловушек в прилегающих областях. Показано, что углеводородные резервуары привязаны к зонам с повышенными температурными градиентами.

Ключевые слова: соляные диапиры, нефтегазовый коллектор, компьютерное моделирование, термо-градиент.

Кілт сөздер: тұзды диапир, мұнайгаздық коллектор, компьютерлік үлгілеу, термоградиент, кернеулі-өзгерулі күй.

Keywords: salt diapir, oil and gas collector, computer modeling, thermogradient, stress-strain state.

1. Введение. Изучение формирования солянокупольных структур и мантийных диапиров имеет большое научное и практическое значение, поскольку с последним связано распределение месторождений нефти и газа, а также полезных ископаемых в земной коре. Кроме того, соляные структуры используются в качестве подземных хранилищ нефти и газа, а также «хранилищ-консерваторов» термоядерных отходов.

Модель релей-тейлоровской неустойчивости, учитывающая инверсию плотностей горных пород и основанная на базовых уравнениях ползущих течениях Стокса неоднородной несжимаемой жидкости, позволяет с помощью компьютерного моделирования не только оценить характерное время формирования соляного диапиризма, но и дать развернутую во времени количественную оценку основных параметров этого процесса, что другими методами затруднительно.

В Казахстане многие задачи солянокупольной тектоники были поставлены академиком Ж. С. Ержановым, и под его руководством решен ряд задач его учениками. Были 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 солянокупольных структур, выявить закономерности и особенности их формирования, описать ее фазы развития и вид основных характеристик в зависимости от различных физико-геометрических параметров среды. В [1] подведен итог этих многолетних исследований.

В работах [2, 3] показана возможность существования мелкомасштабной тепловой конвекции в верхних горизонтах земной коры. Последняя оказывает существенное влияние на распределение и формирование соляных диапиров в осадочном чехле.

В настоящем исследовании обобщены результаты [4, 5]. Проанализированы результаты численного моделирования напряженно-деформируемого состояния осадочного комплекса и подсолонного ложа, формирования нефтегазовых ловушек. Показано, что нефтегазовые ловушки приурочены к зонам с повышенными термическими градиентами. В целях упрощения изложения авторы ограничились двумерной моделью.

2. Математическая модель и ее реализация. Система уравнений, описывающая движения вязкой несжимаемой жидкости в поле силы тяжести и перенос тепла, имеет вид:

$$\rho \frac{\partial V_i}{\partial t} + \rho V_k \frac{\partial V_i}{\partial x_k} = - \frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial \sigma_{ik}}{\partial x_k} + \rho g_i, \quad (1)$$

$$\frac{\partial V_k}{\partial x_k} = 0, \quad (2)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_k} (\rho V_k) = 0, \quad (3)$$

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + V_k \frac{\partial T}{\partial x_k} \right) = \frac{\partial}{\partial x_k} \left(k \frac{\partial T}{\partial x_k} \right) + \sigma_{ik} \dot{\epsilon}_{ik}, \quad (i, k = 1, 2) \quad (4)$$

Здесь σ_{ik} – девиатор напряжений; $\dot{\epsilon}_{ik}$ – тензор скоростей деформации; P – давление; V_k – компоненты скорости; g_i – компоненты ускорения силы тяжести; ρ – плотность; C_p – удельная теплоемкость при постоянном давлении; k – коэффициент теплопроводности; T – абсолютная температура.

Система уравнений (1)-(4) замыкается реологическим соотношением, связывающим тензор напряжений и тензор скоростей деформаций, а также уравнением состояния, отражающим зависимости плотности и вязкости от температуры и давления. Из результатов работ [6,7] следует, что в верхних горизонтах земной коры плотность и динамическая вязкость практически не зависят от давления, а их величины определяются значением абсолютной температуры. С высокой степенью точности жидкость можно принять ньютоновской. В качестве уравнения состояния для плотности принимается линейное соотношение:

$$\rho = \rho^* (1 - \alpha(T - T_*)), \quad (5)$$

где ρ^* – невозмущенная плотность, зависящая от химического состояния материала или плотности при температуре T_0 . Кроме того, сохраняется динамическая вязкость локальной жидкой частицы:

$$\frac{\partial \mu}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_k} (\mu V_k) = 0. \quad (6)$$

Далее воспользуемся приближением Буссинеска: зависимость плотности от температуры учитывается только в выражении для архимедовой силы в уравнении импульса (1). Коэффициенты k , C_p , α приняты постоянными во всей области и равными их средним значениям для горных пород: $k = 2,4 \text{ Вт/(м}\cdot\text{C}^0)$, $C_p = 1,1 \text{ кДж/кг}\cdot\text{C}^0$, $\alpha = 2 \cdot 10^{-5} \text{ C}^{-1}$. В приведенных ниже расчетах плотности осадочного чехла и подсолевого ложа полагались равными: $\rho_1 = \rho_3 = 2,6 \text{ г/см}^3$; галита – $\rho_2 = 22 \text{ г/см}^3$. Кроме того, ось Ox_1 выбрана вертикальной вверх, а T_* полагалась равной нулю (по Цельсию).

Обозначим характерные параметры с индексом нуль. Положим $\rho_0 = \rho_1$, $\mu_0 = \mu_1 = \rho_1 \nu_1$. За характерную скорость и время примем: $u_0 = k/H_0 \rho_0 C_p$, $t_0 = H_0/u_0$. Здесь H_0 – характерный размер области. Отнесем давление к $p_0 = \rho_0 g H_0$, а температуру к T_0 . Тогда система уравнений в безразмерных переменных запишется в виде:

$$0 = -Ra \frac{\partial p}{\partial x_1} + 2 \frac{\partial}{\partial x_1} \left(2\mu \frac{\partial u}{\partial x_1} \right) + \frac{\partial}{\partial x_2} \left\{ \mu \left(\frac{\partial u}{\partial x_2} + \frac{\partial V}{\partial x_1} \right) \right\}. \quad (7)$$

$$0 = -Ra \left(\frac{\partial p}{\partial x_2} + \rho^* (1 - \alpha_0 T) \right) + \frac{\partial}{\partial x_1} \left\{ \mu \left(\frac{\partial u}{\partial x_2} + \frac{\partial V}{\partial x_1} \right) \right\} + 2 \frac{\partial}{\partial x_2} \left(\mu \frac{\partial V}{\partial x_2} \right). \quad (8)$$

$$\frac{\partial u}{\partial x_1} + \frac{\partial V}{\partial x_2} = 0. \quad (9)$$

$$\frac{\partial \rho^*}{\partial t} + u \frac{\partial \rho^*}{\partial x_1} + V \frac{\partial \rho^*}{\partial x_2} = 0. \quad (10)$$

$$\frac{\partial \mu}{\partial t} + u \frac{\partial \mu}{\partial x_1} + V \frac{\partial \mu}{\partial x_2} = 0, \quad (\mu = \rho^* \nu). \quad (11)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x_1} + V \frac{\partial T}{\partial x_2} = \frac{1}{\rho^*} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x_1^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial x_2^2} \right) + Div \left(2 \left(\frac{\partial u}{\partial x_1} \right)^2 + 2 \left(\frac{\partial V}{\partial x_2} \right)^2 + \left(\frac{\partial u}{\partial x_2} + \frac{\partial V}{\partial x_1} \right)^2 \right). \quad (12)$$

Здесь u , V – горизонтальная и вертикальная составляющие скорости, соответственно; $\alpha_0 = \alpha T_0$; число Релея $Ra = g H_0^3 \rho_0 C_p / (\nu_0 k)$; число Прандтля $Pr = \nu_0 \rho_0 C_p / k$; безразмерный параметр диссипации $Di = \nu_0 k / (T_0 H_0^2 C_p^2 \rho_0)$. Число Прандтля входит множителем Pr^{-1} в левую часть безразмерных уравнений импульса (7), (8). При характерном перепаде

температур $T_0 = 300$ °С имеет порядок 10^{23} , поэтому левые части уравнений (7), (8) можно положить равным нулю. Число Релея Ra имеет порядок 10^4 , а $Di \approx 10^{-6}$.

В работе [8] показано, что при малых скоростях можно пренебречь диссипацией, но из мето-дических соображений при разработке численного метода он был оставлен. К системе уравнений (7)–(11) добавляются начальные и граничные условия. При $t = 0$ задаются распределения ρ , μ и температуры T . Граничные условия могут быть разнообразными. В данном исследовании на боковых стенках ставились условия скольжения (или прилипания), а на верхней и нижней стенках – условия прилипания. Кроме того, на нижней стенке задавалась температура $T(x)$, а на верхней стенке температура полагалась равной нулю.

Для расчета чисто динамической задачи формирования соляных структур авторами был разработан и реализован численный метод [1]. В тепловой задаче (7)–(12) в уравнениях импульса добавляется член, пропорциональный температуре, и уравнение (12), выражающее баланс энергии с соответствующими граничными и начальными условиями. Поэтому алгоритм расчета динамической части остается прежним (в дискретных уравнениях импульса добавляется архимедова сила, связанная с температурой, которая определяется в центре ячейки). Уравнение энергии аппроксимировано неявной абсолютно устойчивой схемой переменных направлений, которая реализуется продольно-поперечной немонотонной прогонкой. При этом конвективные члены в левой части уравнения (12) аппроксимировались схемой против потока, гарантирующей ее монотонность.

Реализация разностной начально-краевой задачи (7)–(12) проводится следующим образом. При $t = 0$ известны начальные значения плотности, динамической вязкости и температуры, по которым вычисляются объемные силы в уравнениях импульса. Разрешается разностный аналог уравнений (7)–(11), позволяющий определить значения компонент скорости и давления в начальный момент времени, а также распределение вязкостей и плотностей на первом временном слое. Разрешается разностный аналог уравнения (12), который дает распределение температуры по пространству на первом временном шаге. Затем процесс повторяется, и вычисления проводятся до необходимого временного слоя.

3. Расчет напряженно-деформированного состояния. На фоне гидростатического давления, обусловленного залеганием слоёв горных пород, процесс формирования соляного диапиризма происходит за счет изменения во времени напряженно-деформируемого состояния слоёв горных пород и сопровождается образованием повышенных и пониженных зон концентраций напряжений и деформаций. Каменная соль (галит) представляет собой достаточно пластичный материал. Оса-дочный чехол и подсолевое ложе 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 подсолевого ложа, что было обнаружено глубинным бурением соляных диапиров.

При расчете на прочность горных пород обычно используется критерий прочности, достаточный для практики, который гласит: если девиатор касательных напряжений τ меньше определенного предела τ_{np} , то разрушение горной породы не происходит; если девиатор касательных напряжений τ больше или равен τ_{np} , то происходит разрушение горной породы. Для плоской деформаций он выглядит так:

$$\tau = \sqrt{(\sigma_{22} - \sigma_{11})^2 + 4\sigma_{12}^2} \leq \tau_{np}$$

Заметим, что $\tau_{np} \ll \tau_T = 0,1G$, где τ_T – теоретическая прочность при сдвиге, G – модуль сдвига верхнего горизонта земной коры. Условие $\tau_{np} \ll \tau_T = 0,1G$ связано с тем, что в кристаллических твердых телах имеются дефекты – дислокации, трещины и их комбинации, что и понижает практический предел прочности горных пород относительно теоретического.

Поэтому схема расчета была принята следующей. Сначала численным моделированием определяется поле давлений, скоростей и температуры. Затем численным дифференцированием (через центральные разности на разнесенных сетках) строились поля напряжений σ_{11} , σ_{22} , σ_{12} и τ . Выделялись зоны повышенных концентраций девиатора касательных напряжений и по ним определялись наиболее вероятные зоны нефтегазовых ловушек. Для изотропного упругого (вязкого) тела тензоры напряжений и деформаций (тензоры скоростей деформации) соосны. Поэтому зонам повышенных или пониженных напряжений соответствуют зоны повышенных или пониженных компонент тензора деформаций (тензора скоростей деформаций). Следовательно, достаточно выделить зоны концентраций напряжений. Схема расчета пространственной модели аналогично плоской (с соответствующим пересчетом девиатора касательных напряжений для пространственного случая). В данном исследовании авторы ограничились рассмотрением плоской модели с выделением нефтегазовых ловушек на основе оценки зон, где максимален девиатор касательных напряжений.

4. Результаты численного моделирования. В 4.1 приводится расчет эволюции соляного купола без учета влияния температуры для трехслойной модели. В 4.2 приводится расчет с учетом влияния температуры для двух- и трехслойной моделей.

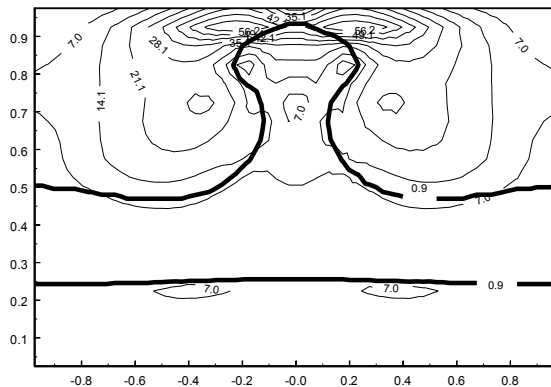
4.1. Чисто динамическая модель. На рисунках 1а-в показано чисто динамическое формирование соляного диапира для трехслойной модели. На них же нанесены изолинии девиаторов касательных напряжений. На всех границах расчетной области задавалось условие прилипания. Такой процесс описывается безразмерной системой уравнений (7)-(11), в которой необходимо положить $T \equiv 0$, $\rho \equiv \rho^*$, а число Релея Ra заменить на отношение числа Рейнольдса $Re = U_* H_0 / \nu_*$ к числу Фруда $Fr = U_*^2 / g H_0$, характеризующее движение вязкой жидкости в поле сил тяжести [1]. Здесь U_* , ν_* –

характерные масштабы скорости и кинематической вязкости соответственно. Поскольку в задаче о тейлоровской неустойчивости отсутствует характерный масштаб скорости, то в качестве последнего принимается "вязкая" скорость:

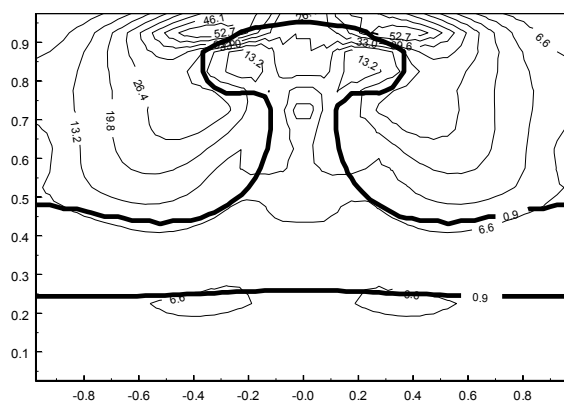
$$U_* = g \frac{1+n}{2} H_0 \frac{1+3n}{2} \nu_*^{-n},$$

где n – произвольное число. Выбирая n определенным образом, получим необходимый масштаб скорости [1]. Тогда характерное время определяется как $t_* = H_0/U_*$.

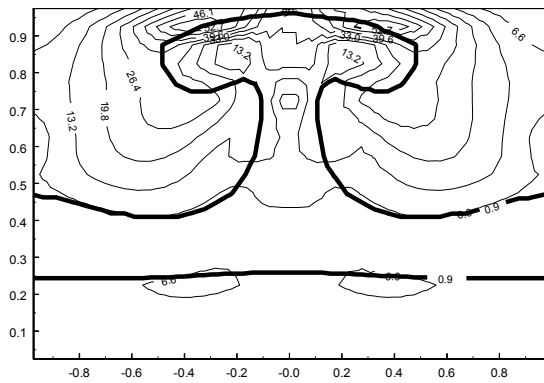
Поднимаясь вверх, соляной купол вспарывает вышележащие нефтяные пласты осадочного чехла, формируя в нем зоны повышенных девиаторов касательных напряжений в надкрыловом пространстве (рисунок 1а). Когда девиаторы касательных напряжений достигают критического значения, в этих зонах происходит хрупкое разрушение и сброс напряжений. Динамическое давление понижается, что способствует миграции углеводородов, т.е. образованию нефтегазовых ловушек.



а) $t = 0,4$



б) $t = 0,6$



в) $t = 0,8$

Динамические вязкости слоев:

$$\mu_1 = 10^{18} \text{ П}, \mu_2 = 10^{17} \text{ П}, \mu_3 = 10^{19} \text{ П}$$

Рисунок 1 – Формирование соляного купола

во времени (трехслойная модель)

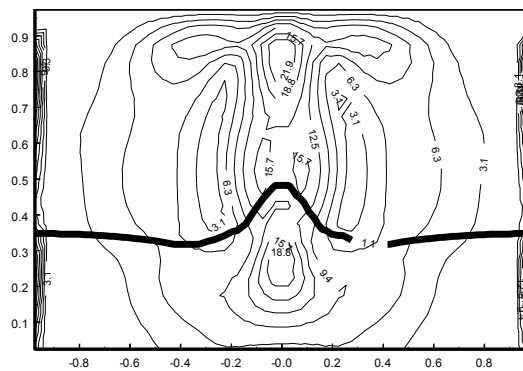
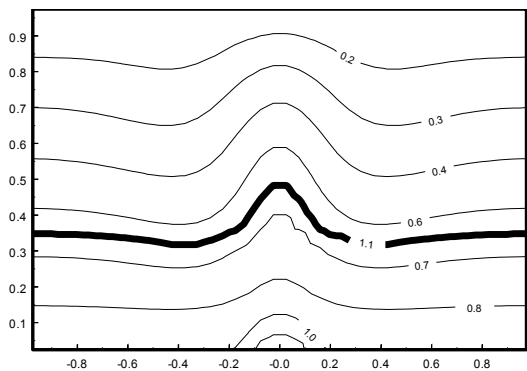
и распределение изолиний девиатора

касательных напряжений

Со временем увеличиваются интенсивность внедрения в вышележащие слои осадочного чехла и размеры купола (рисунки 1б,в). Это приводит к радиальному перемещению нефтегазовых ловушек в областях надкрылового пространства и дополнительной миграции углеводородов в них. Одновременно в зонах подкрылового пространства увеличивается интенсивность девиатора касательных напряжений (рисунки 1б,в), что создает условия для образования новых нефтегазовых ловушек. Таким образом, формирование и развитие купола сопровождается возникновением и увеличением объема нефтегазовых ловушек в прикупольных областях.

На рисунках 1а-в видно слабое искривление подсолевого ложа вследствие его низкоинтенсивного течения. В работе [1] было установлено, что характер перемещения галита в трехслойной среде сильно отличается от двухслойной, поскольку подошва сцеплена с деформированным основанием, которое в процессе гравитационной неустойчивости вовлекается в движение вверх по тем же каналам, что и галит, хотя плотность подсолевого слоя выше плотности галита. Это объясняется тем, что соляной купол, двигаясь вверх, вытесняет тяжелый надсолевой слой вниз, вследствие чего под куполом образуется область пониженного давления, куда и перетекает часть подсолевого слоя. Следует отметить, что когда вязкость подсолевого слоя и осадочного чехла примерно на 1,5–2 порядка больше вязкости галита, то процесс развития неустойчивости будет происходить так же, как и в двухслойной модели, т.е. подсолевой слой не деформируется. При уменьшении разрыва вязкостей слоев подсолевое ложе деформируется более значительно, создавая предпосылки для формирования коллекторов нефти и газа, более крупных, чем прикупольные.

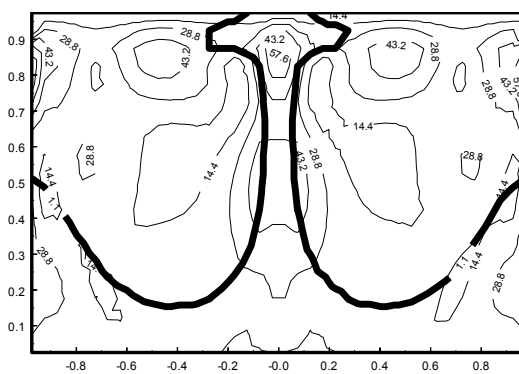
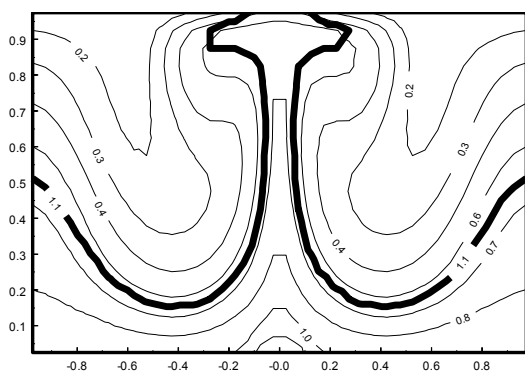
4.2. Динамическая модель с учетом температуры. На рисунках 2а-2е показано формирование основного соляного диапира и вторичных диапиров в различные моменты безразмерного времени. Первоначальное распределение температуры по пространству было задано линейной функцией вертикальной координаты. На верхней стенке поддерживалась нулевая температура, на нижней – 250°C. В двух точках расчетной сетки, моделирующих локальный источник тепла, температура



$t = 0,3$

а)

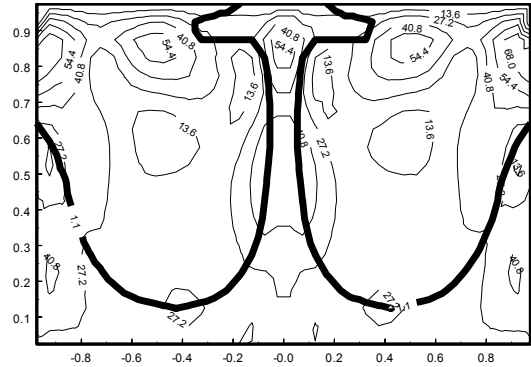
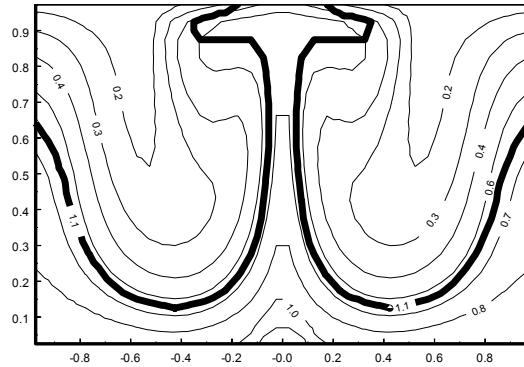
б)



$t = 0,8$

в)

г)



$t = 1,0$

д)

е)

Динамические вязкости слоев: $\mu_1 = 10^{18} \text{ П}$, $\mu_2 = 5 \cdot 10^{17} \text{ П}$

Рисунок 2 – Формирование диапиров во времени (двухслойная модель)

и распределение изотерм и изолиний девиатора касательных напряжений

задавалась на 50°C выше. Первоначальная граница раздела – прямая линия. Кроме того, на рисунках 2а, 2в, 2д изображены изотермы $T = \text{const}$, а на рисунках 2б, 2г, 2е изображены изолинии девиатора касательных напряжений $\tau = \text{const}$.

Расчеты показали, что величина компонент напряжений для развитой фазы примерно в 2– 2,5 раза больше, чем для менее развитой фазы. Верхняя часть надкупольного пространства и са-мого купола представлена растягивающими горизонтальными напряжениями и сжимающими вертикальными напряжениями. Нижняя часть купола представлена сжимающими напряжениями. Нижняя центральная часть купола характеризуется примерно одинаковой интенсивностью вертикальных напряжений, а

наибольшее различие в интенсивности характерно для ее периферийной части. Величина касательных напряжений изменяется в 1–1,5 раза, что связано с формированием вихревой зоны. Следует отметить, что распределение напряжений во времени согласуется с механизмом и формированием соляного купола. Аналогичная картина наблюдается в области формирования периферийных куполов.

Сопоставление рисунков 2б, 2г, 2е показывает, что развитая фаза солянокупольного диапиризма характеризуется более интенсивными девиаторами касательных напряжений, чем менее развитая фаза. Отличие местами составляет в 3 и более раза. Наибольшие по величине девиаторы касательных напряжений в развитой фазе наблюдаются в областях надкрылового, подкрылового и нижней центральной частях купола. Следовательно, вероятные нефтегазовые ловушки образуются в примыкающих к крыльям куполов областях. Простая оценка площадей этих областей и дает возможные вероятные объемы углеводородов.

На рисунках 2а, 2в, 2д изображены изотермы, соответствующие процессу формирования диапиров. Как видно из этих рисунков, изотермы высоких температур изогнуты сильнее, чем низких. Этот факт указывает на концентрацию движения в областях с повышенной температурой. При развитой гравитационной неустойчивости изотермы сильно изогнуты и диоморфны профилю соляного диапира. Изотермы от 0,3 до 0,5 заполняют область, прилегающую к крыльям соляного купола. Поэтому в этих областях температура повышена на 30–90°C относительно соседних областей осадочного чехла. Хорошо известно, что величина геотермического градиента является одним из главных параметров и признаков генерации полезных ископаемых [9]. Повышение температуры на 10°C увеличивает скорость химической реакции в два раза в средах, благоприятных для выделения углеводородных соединений, в том числе нефти. В работе [9] построены карты распределений геотермического градиента верхней части земной коры и теплового потока Казахстана.

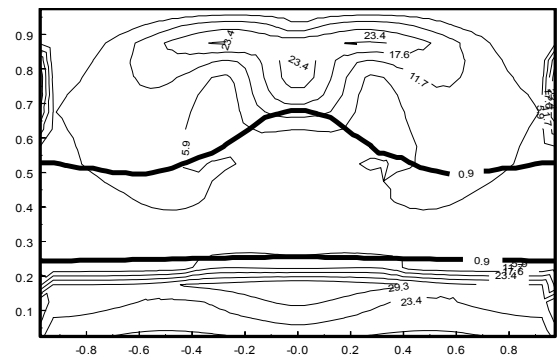
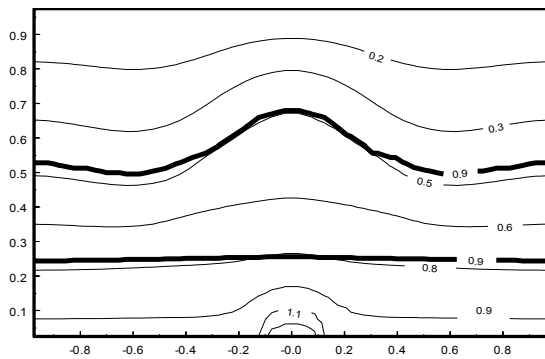
Анализ этих карт показал, что месторождения Западного Казахстана и акватория Аральского моря расположены в зонах с повышенным уровнем геотермического градиента. Распределение изотерм на рисунках 2а, 2в, 2д и распределение зон повышенных девиаторов касательных напряжений на рисунках 2г, 2е количественно подтверждают, что углеводородные запасы привязаны к областям с повышенными температурными градиентами.

Расчеты показали, что на формирование диапиров существенное влияние оказывают локальные источники тепла. При нулевой начальной температуре в осадочном чехле изотермы изгибаются в процессе формирования диапиров, но остаются в теле куполов. Это говорит о том, что процесс гравитационной неустойчивости преобладает над тепловыми эффектами. Конвекция просто не успевает развиваться.

На рисунках 3а–3е показана эволюция формирования соляного диапира в глубоко залегающих осадочных комплексах (на глубинах 6–15 км).

Первоначальное распределение температуры по пространству было задано линейной функцией вертикальной координаты. На верхней стенке поддерживалась нулевая температура, на нижней – 380°C. В трех точках расчетной сетки, моделирующих

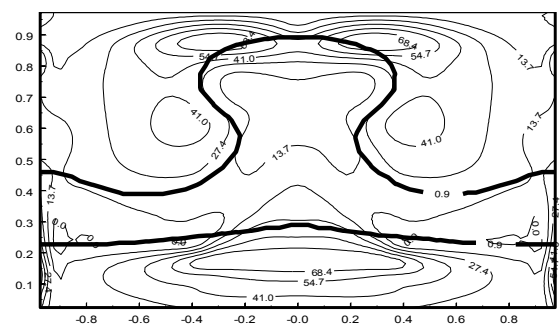
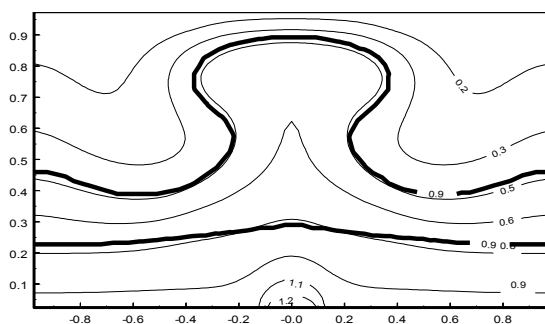
локальный источник тепла, температура задавалась на 70°C выше. Рисунки 3а, 3в, 3д дают представление о распределении изотерм как в осадочном чехле, так и в теле купола и подсолевого ложа. Рисунки 3б, 3г, 3е дают представление о распределении изолиний девиаторов касательных напряжений. Как видно из этих рисунков, термические градиенты оказывают существенное влияние на формирование подсолевого ложа, сильно деформируя подкупольное пространство (области границ раздела галит-подкупольные осадочные породы). В подсолевом ложе наблюдаются обширные области, в которых повышены и достаточно большие по абсолютной величине девиаторы касательных напряжений. В нижней цент-ральной части купола за счет динамического давления и повышенной температуры осуществляется значительный подсос подсолевого ложа. Поэтому, если в подсолевом 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.



$t = 0,2$

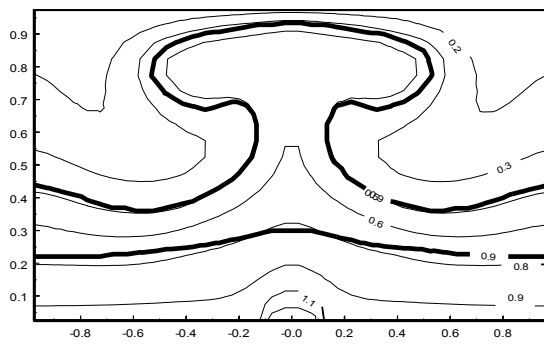
а)

б)

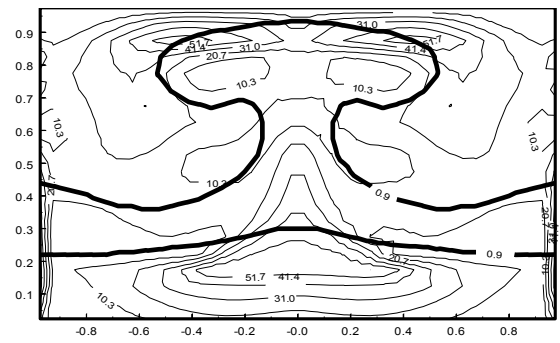


$t = 0,8$

в)



г)



$t = 1,1$

д)

е)

Динамические вязкости слоев: $\mu_1 = 2,6 \cdot 10^{19} \text{ П}$, $\mu_2 = 2,2 \cdot 10^{18} \text{ П}$, $\mu_3 = 2,6 \cdot 10^{20} \text{ П}$

Рисунок 3 – Формирование соляного купола во времени (трехслойная модель) и распределение изотерм и изолиний девиатора касательных напряжений

Сравнивая рисунки 1б,в , 2г,е и 3г,е, можем сделать вывод, что температура является весомым фактором формирования концентрации углеводородов как в прикупольных, так и в подкупольных областях.

ЛИТЕРАТУРА

1 Мартынов Н.И., Танирбергенов А.Г. Численное моделирование условий формирования солянокупольных структур в земной коре // Математический журнал. – 2006. – Т. 6, № 1(191). – С. 67-73.

2 Жантаев Ж.Ш., Мартынов Н.И., Танирбергенов А.Г. Формирование соляных диапиров в температурном поле // Ж. Проблем эволюции открытых систем. – 2009. – Т. 2, вып. 14. – С. 11.

3 Мартынов Н.И., Танирбергенов А.Г. Влияние температурных градиентов на формирование соляных диапиров // Труды межд. науч-практ. конф. «Механика и строительство транспортных сооружений», посв. 75-лет. акад. НАН РК Ш. М. Айталиева. – 2010. – С. 273-276.

4 Baimukhametov A.A., Martynov N.I., Tanirbergenov A.G. Influence of thermogradients on formation of oil and gas traps // International Journal of Academic Research. – 2011. – P. 1, vol. 3. – P. 7-12.

5 Baimukhametov A.A., Martynov N.I., Tanirbergenov A.G. Thermogradient model of formation of oil and gas traps at salt diapirism // Proceeding of the 23d ICTAM. – 2012. – Beijing, China, 2 p. – sm06-013.

6 Karato S. Grain size distribution and rheology of the upper mantle // Tectonophysics. – 1984. – Vol. 104. – P. 155-176.

7 Ranalli G, Fisher B. Diffusion creep, dislocation creep and mantle rheology // Phys. Earth Planet. Inter. – 1984. – Vol. 34. – P. 77-84.

8 Ландау Л.Д., Лифшиц Е.Н., Гидродинамика. – М.: Наука, 1986. – 3-е издание. – С. 736.

9 Жантаев Ж.Ш., О характере изменения мощности земной коры в зависимости от величины геотермического градиента // Мат-лы Российско-Казахстанского симпозиума по вопросам геодинамики. – 2007. – С. 14-23.

REFERENCES

1 Martynov N.I., Tanirbergenov A.G. Chislennoe modelirovanie uslovij formirovanija soljanokupol'nyh struktur v zemnoj kore // *Matematicheskij zhurnal*, **2006**, Vol.6, №1 (191), P.67-73. (in Russ.).

2 Zhantaev Zh.Sh., Martynov N.I., Tanirbergenov A.G. Formirovanie soljanyh diapirov v temperaturnom pole // *J. Problem jevoljucii otkrytyh sistem*, **2009**, Vol.2, iss.14, P.11 (in Russ.).

3 Martynov N.I., Tanirbergenov A.G. Vlijanie temperaturnyh gradientov na formirovanie soljanyh diapirov // *Trudy mezhd.nauch-prakt. konf. «Mehanika i stroitel'stvo transportnyh sooruzhenij», posv.75-let. akad.NAN RK Ajtalieva Sh.M.*, **2010**, P.273-276 (in Russ.).

4 Baimukhametov A.A., Martynov N.I., Tanirbergenov A.G. Influence of thermogradients on formation of oil and gas traps // *International Journal of Academic Research*, **2011**, 1 Part, Vol.3, P.7-12.

5 Baimukhametov A.A., Martynov N.I., Tanirbergenov A.G. Thermogradient model of formation of oil and gas traps at salt diapirism // *Proceeding of the 23d ICTAM*, **2012**, Beijing, China, 2p., sm06-013.

6 Karato S. Grain size distribution and rheology of the upper mantle // *Tectonophysics*, **1984**, vol.104, P.155-176.

7 Ranalli G, Fisher B. Difussion creep, dislocation creep and mantle rheology // *Phys. Earth Planet. Inter*, **1984**, vol.34, p.77-84.

8 Landau L.D., Lifshic E.N. *Gidrodinamika*. Nauka, **1986**, p.736 (in Russ.).

9 Zhantaev Zh.Sh., O haraktere izmenenija moshhnosti zemnoj kory v zavisimosti ot velichiny geotermicheskogo gradienta // *Materialy Rossijsko-Kazahstanskogo simpoziuma po voprosam geodinamiki*, **2007**, P. 14-23 (in Russ.).

Резюме

А. А. Баймұхаметов, Н. И. Мартынов, М. А. Рамазанова, А. Г. Тәңірбергенов, А. А. Чупрасов

(Ө. А. Жолдасбеков атындағы Механика және машинатану институты, Алматы қ.)

ТҰЗДЫКҮМБЕЗДІ ТЕКТОНИКА ЖАҒДАЙЫНДАҒЫ МҰНАЙҒАЗДЫҚ
КОЛЛЕКТОРЛАР

Болуы мүмкін мұнайгаздық тұзақтардың аймақтарын бағалау әдістемесі тұзды диапирлердің қалыптасуы іс-тәжірибеде белгілі мұнайгаздық тұзақтардың жақын жатқан обылыстарда қалыптасуына келтірілетінін сандық түрде растады. Көмірсутектік резервуарлардың жоғарылаған температуралық градиентті аймақтарға таңылатыны көрсетілді.

Кілт сөздер: тұзды диапир, мұнайгаздық коллектор, компьютерлік үлгілеу, термоградиент, кернеулі-өзгерулі күй.

Summary

A. A. Bajmuhametov, N. I. Martynov, M. A. Ramazanova, A. G. Tanirbergenov, A. A. Chuprassov

(Mechanics and Engineering Institute named Academician U.A. Dzholdasbekova, Almaty)

OIL-AND-GAS COLLECTORS IN SALT-DOME TECTONICS

The developed procedure of the assessment of possible oil-and-gas traps quantitatively confirmed that formation of salt diapirs leads to formation of oil-and-gas traps in adjacent areas known in practice. It is shown that hydrocarbonic reservoirs are attached to the regions with higher temperature gradients.

Keywords: salt diapir, oil and gas collector, computer modeling, thermogradient, stress-strain state.

Поступила 3.04.2013г.