

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ И ГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ ПОРОДАХ

И.А. Гарагаш
ИФЗ РАН

1. Введение

Осадочная горная порода, насыщенная газогидратами, представляет собой композитный материал, состоящий из минеральных и газогидратных зерен. Увеличение температуры или снижение давления приводит к разложению гидратов на газ и воду и идет с поглощением тепла [Истомин & Якушев, 1992]. Фазовое превращение изменяет плотность и механические свойства материала. Единичный объем твердого гидрата может содержать до 100–150 объемов углеводородных газов. Их освобождение приводит к резкому росту внутривыводного давления и снижению прочности горной породы. Следствием этого может быть исчерпание несущей способности питающего пласта и бифуркация процесса деформирования, приводящая к локализации деформации в отдельных зонах. Это явление разрушает структуру осадочного материала и может вызвать появление переуплотненных зон, снижающих проницаемость пласта.

Совокупность вертикальных и горизонтальных тектонических напряжений и вес перекрывающей пласт осадочной толщи уравнивается напряжениями в твердом скелете и давлением газа. В поронасыщенном массиве полные напряжения зависят от порового давления. Откачка газа приводит к изменению напряженного состояния и возрастанию девиаторных напряжений, что приближает коллектор к разрушению.

Понижение внутривыводного давления в результате добычи газа в подгидратном слое приведет к уменьшению среднего давления $\sigma = (\sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33})/3$, а газогидратная залежь попадет в зону растяжения. Согласно кривой фазового превращения снижение горного давления в газогидратной залежи на 1.0–1.5 МПа эквивалентно увеличению температуры в пласте на 0.2–0.3 градуса [Истомин&Якушев, 1992]. Эта особенность газогидратов при разработке газовых месторождений может привести к их разложению в больших объемах.

Большие риски связаны с разработкой газогидратных месторождений в шельфовой зоне на подводных склонах. Это объясняется тем, что прочность коллектора уменьшается

при разложении газогидратов в процессе разработки. Особую опасность представляют сейсмические воздействия, которые могут спровоцировать формирование подводного оползня [Гарагаш и др., 2003].

Таким образом, для расчета прочности и напряженного состояния осадочной толщи при разработке газогидратного месторождения необходимо создать модель деформирования гранулированной среды, насыщенной газогидратами, в условиях фазового превращения и исследовать устойчивость процесса деформирования питающего пласта при разложении газовых гидратов.

Другая опасность связана с деформациями (просадками) земной поверхности при длительной разработке месторождений углеводородов. Для подавляющего большинства месторождений скорости просадок составляют 1–2 см/год, а накопленные величины просадок не превышают первых десятков сантиметров. Просадки порядка десятков метров – довольно редкое явление, но с опасными последствиями: сильными деформациями наземных сооружений, сломами обсадных колонн, разрывами трубопроводов, заболачиванием или затоплением опускающихся участков. Но главная опасность связана с возникновением наведенной сейсмичности [Feignier & Grasso, 1990] в результате возмущения напряженного состояния земной коры в окрестности месторождения. В ряде случаев это приводит к сильным землетрясениям с магнитудой $M \leq 7$, как это имело место, например, на месторождениях в Газли (Узбекистан) и Коалинга (Калифорния). Причина этого явления сходна с эффектом так называемых "плотинных землетрясений" [Гупта & Растоги, 1979], когда заполнение водохранилищ в сейсмически активных районах провоцировало сильные землетрясения. Связано это с тем, что на существующее природное напряженное состояние, обусловленное активными тектоническими процессами, накладывается поле напряжений, порождаемое отбором газа из месторождения. В результате перераспределения напряжений может возрасти нагрузка на существующие тектонические разломы, что и приведет в конечном итоге к разрядке упругой энергии. Так в случае Коалингского землетрясения произошла активизация и сейсмическая подвижка по скрытому разлому в ядре антиклинальной складки.

Снижение давления увеличивает нагрузку на скелет и приводит к деформации резервуара. Понижение внутриверстового давления в результате добычи газа в подгидратном слое приведет к изгибу и опусканию покрышки.

В качестве примера можно привести Южно-Русское нефтегазовое месторождение, расположенное в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Являясь одним из крупнейших нефтегазовых месторождений России, оно должно стать основной ресурсной базой газопровода «Северный поток» (Nord Stream). Разработка месторождения была начата в декабре 2007 г. Использование спутниковой радарной съемки позволило получить точную картину вертикальных смещений земной поверхности [Баранов и др., 2011]. Для анализа была выбрана пара снимков со спутника ALOS/PALSAR от 30 июля 2007 г. и 19 июня 2009 г. В результате установлено, что наибольшее опускание поверхности до 8–10 см произошло в центральной части месторождения на участках с максимальными значениями отбора газа. В то же время незначительные отборы газа в южной части месторождения в настоящее время не компенсируют вертикальное положительное движение неотектонических блоков, которое является причиной поднятия. Увеличение отбора газа в дальнейшем может продолжать изменять ситуацию, а территория – продолжать испытывать опускание.

Создана методика расчета изменений напряженно-деформированного состояния осадочной толщи в процессе добычи газа, позволяющая прогнозировать осадки поверхности на всех стадиях разработки месторождения. С ее помощью выполнена предварительная оценка максимально возможных осадок поверхности при разработке Русского нефтегазового месторождения ЯНАО.

2. Физические свойства осадочных пород и газогидратов

Все известные газы при определенных давлениях и температурах образуют кристаллогидраты, структура которых зависит от состава газа, давления и температуры [Макогон, 2010]. Газовые гидраты – соединения включения, в которых молекулы газа заключены в кристаллические ячейки, состоящие из молекул воды, удерживаемых водородной связью. При изменении давления или температуры в окрестности кривой фазового превращения происходит выделение газа. Такие изменения происходят в коллекторе при разработке газовых месторождений.

При визуальных исследованиях полученных мерзлых гидратосодержащих пород было установлено, что гидраты метана могут образовываться в породах текстуры, схожие с криотекстурами в мерзлых породах. В извлеченных образцах присутствовали отдельные

частицы гидратов, рассеянных в осадочной толще. Кроме того, гидраты могут существовать в виде межзернового цемента, узлов, тонких прослоев, жил и массивных пластов (рис. 1а).

Образование гидратов практически полностью цементирует пески. Это связано с тем, что газогидраты значительно более прочны, чем лед. Прочность газогидрата может в 20 раз превышать прочность льда. Это было наглядно продемонстрировано при испытании составного образца [Zhang et al., 1999], состоящего из льда (верхняя часть) и гидрата метана (в основании). Образец был охлажден до температуры -13°C и сжат в осевом направлении усилием 3.5 МПа. В результате меньшей прочности скорость деформирования ледяной части составила $1 \times 10^{-4} \text{ s}^{-1}$, тогда как гидратная часть сокращалась в 4.5 раза медленнее. Это привело к тому, что ледяная часть образца раздулась, а гидратная часть сохранила цилиндрическую форму. Winters et al. [2001] установили, что песчаник с порами, заполненными гидратами, значительно прочнее, чем песчаник с порами, заполненными льдом. Helgerud [2001] показал, что при температуре -20°C полная компакция гранулированного газогидрата требует сжимающего напряжения в 10 раз большего, чем для гранулированного льда.

В зависимости от температуры и давления гидраты в осадочной толще могут сцементировать осадочную толщу, повысив ее прочность, и уменьшить пористость (рис. 1б, I). При разложении гидратов строение среды на микроуровне приобретает вид, показанный на рис. 1б, II. Гидраты прикреплены к минеральным зернам, уменьшаются пористость и угол внутреннего трения. На последней стадии (рис. 1б, III) гидраты теряют связь с зернами. При этом изменяется модуль объемного сжатия.

3. Изменение напряженного состояния при откачивании газа

Для решения многих прикладных задач разработки месторождений нефти и газа требуется определение исходного напряженного состояния массива, а также его изменений в процессе падения или возрастания пластового давления. Оценки начального напряженного состояния «сухого» горного массива известны давно, начиная с формулы Динника (1925) для изотропной среды, которая затем была обобщена на случай анизотропного распределения свойств (Булычев, 1989).

В поронасыщенном массиве полные напряжения зависят от порового давления. Существуют прямые определения напряжений на разных стадиях разработки

месторождения, полученные с помощью метода гидроразрыва. Так, например, для неконсолидированного песчаного коллектора [Garagash et al., 1999], расположенного на глубине 3700 м, было получено эмпирическое соотношение

$$\sigma_{11}^{\text{exp}} = \sigma_{11}^0 + (\Delta p / 2) , \quad (3.1)$$

связывающее между собой текущее горизонтальное напряжение σ_{11}^{exp} с его исходным значением σ_{11}^0 и падением порового давления в резервуаре на величину Δp в процессе разработки.

Ниже получена теоретическая оценка зависимости напряженного состояния насыщенного анизотропного массива от величины порового давления.

Резервуар до его разработки находится под действием начальных напряжений, обусловленных собственным весом пород и поровым давлением. Имея в виду обычные глубины разработки месторождений нефти и газа, нетронутый поронасыщенный массив будем рассматривать как сплошное упругое анизотропное тело, заполняющее нижнее полупространство $x_3 \geq 0$ и находящееся под действием собственного веса. В этом случае отличные от нуля напряжения $\sigma_{11}, \sigma_{22}, \sigma_{33}$ зависят только от координаты x_3 , а все деформации, кроме ε_{33} , равны нулю.

Для нахождения начальных напряжений обратимся к определяющим соотношениям, связывающим напряжения и деформации. Поскольку на скелет среды действуют не полные напряжения, а только их эффективная часть $\sigma_{ij} + \beta p \delta_{ij}$ за вычетом давления p в порах, то в общем виде можно записать, что

$$\varepsilon_{ij} = (\sigma_{kl} + \beta p \delta_{kl}) \Pi_{ijkl} , \quad (3.2)$$

где $\Pi_{ijkl} = \Pi_{klij}$, $\Pi_{ijkl} = \Pi_{jikl}$, $\Pi_{ijkl} = \Pi_{ijlk}$ – симметричный тензор податливостей, содержащий в общем случае 21 независимую компоненту.

Здесь $\beta = 1 - \frac{K}{K_s}$ – коэффициент Био, где K – объемный модуль поронасыщенной среды в условиях дренажа, K_s – объемный модуль материала матрицы.

Рассмотрим ортотропную среду, главные оси которой совпадают с координатными осями полупространства. В этом случае уравнения (2) в развернутом виде примут вид [Лехницкий, 1977]

$$\begin{aligned}
\varepsilon_{11} &= \frac{1}{E_1}(\sigma_{11} + \beta p) - \frac{\nu_{21}}{E_2}(\sigma_{22} + \beta p) - \frac{\nu_{31}}{E_3}(\sigma_{33} + \beta p) , & \varepsilon_{23} &= \frac{1}{2G_{23}}\sigma_{23} , \\
\varepsilon_{22} &= -\frac{\nu_{12}}{E_1}(\sigma_{11} + \beta p) + \frac{1}{E_2}(\sigma_{22} + \beta p) - \frac{\nu_{32}}{E_3}(\sigma_{33} + \beta p) , & \varepsilon_{13} &= \frac{1}{2G_{13}}\sigma_{13} , \\
\varepsilon_{33} &= -\frac{\nu_{13}}{E_1}(\sigma_{11} + \beta p) - \frac{\nu_{23}}{E_2}(\sigma_{22} + \beta p) + \frac{1}{E_3}(\sigma_{33} + \beta p) , & \varepsilon_{12} &= \frac{1}{2G_{12}}\sigma_{12} ,
\end{aligned} \quad (3.3)$$

где $E_1\nu_{21} = E_2\nu_{12}$, $E_1\nu_{31} = E_3\nu_{13}$, $E_2\nu_{32} = E_3\nu_{23}$.

Будем следовать гипотезе Динника (1925) и предположим, что плотность, упругие параметры, деформации и напряжения зависят только от координаты x_3 , т.е. меняются только с глубиной.

Поскольку $\varepsilon_{11} = \varepsilon_{22} = 0$, $\varepsilon_{12} = \varepsilon_{13} = \varepsilon_{23} = 0$, из (3) следуют выражения

$$\frac{\sigma_{11}}{\sigma_{33}} = \lambda_1 - \frac{\beta p}{\sigma_{33}}(1 - \lambda_1) , \quad \frac{\sigma_{22}}{\sigma_{33}} = \lambda_2 - \frac{\beta p}{\sigma_{33}}(1 - \lambda_2) , \quad (3.4)$$

где

$$\lambda_1 = \frac{E_2 \nu_{32} + \nu_{12}\nu_{31}}{E_3 (1 - \nu_{12}\nu_{21})} , \quad \lambda_2 = \frac{E_1 \nu_{31} + \nu_{21}\nu_{32}}{E_3 (1 - \nu_{12}\nu_{21})} . \quad (3.5)$$

Таким образом, при падении порового давления p на величину Δp формулы (4) дают следующие значения для приращений горизонтальных напряжений

$$\Delta\sigma_{11} = \beta\Delta p(1 - \lambda_1) , \quad \Delta\sigma_{22} = \beta\Delta p(1 - \lambda_2) . \quad (3.6)$$

Из (6) следует, что при падении порового давления среднее давление $\sigma = \frac{1}{3}\delta_{ij}\sigma_{ij}$

уменьшается на величину

$$\Delta\sigma = \frac{2}{3}\beta\Delta p(2 - \lambda_1 - \lambda_2) . \quad (3.7)$$

Для трансверсально-изотропного тела $E_1 = E_2 = E$, $E_3 = E$, $\nu_{21} = \nu_{12} = \nu$, $\nu_{31} = \nu_{32} = \nu'$ и горизонтальные напряжения $\sigma_{11} = \sigma_{22}$.

В случае изотропного тела $E' = E$, $\nu' = \nu$, $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda = \frac{\nu}{1 - \nu}$ и из (6) следует

$$\Delta\sigma_{11} = \Delta\sigma_{22} = \beta\Delta p \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} , \quad (3.8)$$

Сравним эмпирическое соотношение (1) с расчетным изменением горизонтального напряжения по формуле (6) для изотропного тела в случае $\beta = 1$ (эффективные

напряжения по Терцаги). Если $\nu = 0.33$, то $\frac{1-2\nu}{1-\nu} = 0.507$ и разница между теоретическим и экспериментальным значением $\Delta\sigma_{11}$ не превышает 2%.

Таким образом, в соответствии с формулой (7) при откачке свободного газа будет происходить уменьшение давления, действующего на гидратные включения, что может привести к их разложению.

4. Модель деформирования гранулированной среды, насыщенной газогидратами, в условиях фазового превращения

Для изучения реакции коллектора на изменения порового давления будем исходить из того, что коллектор представляет собой поронасыщенный слой, подверженный в процессе разработки медленным упруго-пластическим деформациям.

Деформации сопровождаются изменением внутривпорового давления p , что приводит к появлению фильтрационных потоков, подчиняющихся закону Дарси,

$$q_i = -\frac{\kappa}{\mu}(p - \rho_f x_j g_j)_{,i} \quad , \quad (4.1)$$

где ρ_f – плотность флюида, $q_i \rho_f$ – скорость переноса массы через единичную площадь в единицу времени в направлении i , κ – коэффициент проницаемости, μ – динамическая вязкость флюида, g_i – компоненты вектора гравитации.

Распределение пластового давления управляется уравнением баланса масс [Detournay&Cheng, 1993; Николаевский, 1996]

$$-q_{i,i} + q_v = \frac{1}{M} \frac{\partial p}{\partial t} + \beta \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} \quad , \quad p = M(\zeta - \beta\varepsilon) \quad , \quad (4.2)$$

где q_v – интенсивность объемного источника, ε – объемная деформация, M – модуль Био, $\beta = 1 - \frac{K}{K_s}$ – коэффициент Био, ζ – вариация изменение жидкой фазы на единицу объема.

Модуль Био задается соотношением

$$M = \frac{K_u - K}{\beta^2} \quad , \quad (4.3)$$

где K_u – объемный модуль без дренажа.

Будем различать основное и близкое к нему возмущенное состояния равновесия коллектора. Рассмотрим скорости изменения малых возмущений перемещений \dot{u}_i и скоростей полных деформаций $\dot{\varepsilon}_{ij} = \frac{1}{2}(\dot{u}_{i,j} + \dot{u}_{j,i})$. Разделим тензор скоростей приращений полных деформаций на сумму упругих $\dot{\varepsilon}_{ij}^e$ и пластических $\dot{\varepsilon}_{ij}^p$ скоростей приращений деформаций – $\dot{\varepsilon}_{ij} = \dot{\varepsilon}_{ij}^e + \dot{\varepsilon}_{ij}^p$.

Заметим, что точка над параметром обозначает частную производную. Кроме того, далее, там, где будет идти речь о возмущенном состоянии, будем писать о скоростях изменения параметров, для краткости опуская слово «приращение».

Скорости упругих деформаций связаны с эффективными напряжениями $\dot{\sigma}'_{ij} = (\dot{\sigma}_{ij} + \beta \dot{p} \delta_{ij})$ законом Гука

$$\dot{\sigma}'_{ij} = [G(\delta_{ik} \delta_{jl} + \delta_{il} \delta_{kj}) + (K - \frac{2}{3}G)\delta_{kl} \delta_{ij}] \dot{\varepsilon}_{kl}^e, \quad (4.4)$$

где G – модуль сдвига.

Неупругое деформирование матрицы наступает при выполнении предельного условия Кулона (в форме Мизеса–Шлейхера) для сдвиговых напряжений

$$\tau + \alpha \sigma' = f, \quad (4.5)$$

где α – коэффициент внутреннего трения, $\sigma' = (\sigma_{nn} + 3\alpha p)/3$ – эффективное среднее напряжение; $\tau = (\tau_{ij} \tau_{ij} / 2)^{1/2}$ – интенсивность напряжений; $\tau_{ij} = \sigma'_{ij} - \sigma'$ – компоненты девиатора напряжений; f – функция упрочнения.

Здесь [Garagash & Nikolaevskiy, 1989]

$$f = \int_{\gamma^p} H d\gamma^p + \int_{\alpha} \sigma' d\alpha + Y \quad (4.6)$$

функция упрочнения, зависящая от модуля пластического упрочнения H и интенсивности скорости пластической деформации сдвига

$$\dot{\gamma}^p = (2\dot{\gamma}_{ij}^p \dot{\gamma}_{ij}^p)^{1/2}, \quad \dot{\gamma}_{ij}^p = \dot{\varepsilon}_{ij}^p - \frac{1}{3} \delta_{ij} \dot{\varepsilon}^p, \quad \dot{\varepsilon}^p = \frac{1}{3} \delta_{kl} \dot{\varepsilon}_{kl}^p. \quad (4.7)$$

Здесь $\dot{\varepsilon}^p = \frac{1}{3} \delta_{kl} \dot{\varepsilon}_{kl}^p$ – средняя скорость деформации, в общем случае связанная с интенсивностью скорости пластической деформации сдвига дилатансионным соотношением [2]

$$\dot{\varepsilon}^p = \Lambda \dot{\gamma}^p, \quad (4.8)$$

где Λ – коэффициент дилатансии.

Используя неассоциированный закон пластического течения

$$\dot{\varepsilon}_{ij}^p = \dot{\lambda} \frac{\partial f}{\partial \sigma_{ij}}, \quad (4.9)$$

где λ – функция напряженно-деформированного состояния и пути нагружения, получим определяющие соотношения в виде

$$\dot{\varepsilon}_{ij}^p = \frac{1}{H} \left(\frac{\tau_{ij}}{\tau} + \frac{1}{3} \Lambda \delta_{ij} \right) \left(\frac{\tau_{kl}}{\tau} + \frac{1}{3} \alpha \delta_{kl} \right) \dot{\sigma}'_{kl}. \quad (4.10)$$

Обращая соотношение (10) и используя закон Гука (4), окончательно запишем определяющие соотношения в виде

$$\dot{\sigma}'_{ij} = E_{ijkl} \dot{\varepsilon}_{kl}, \quad (4.11)$$

где

$$E_{ijkl} = G \left\{ [(\delta_{ik} \delta_{jl} + \delta_{il} \delta_{kj}) + \left(\frac{K}{G} - \frac{2}{3} \right) \delta_{ij} \delta_{kl}] - \right. \\ \left. - \frac{G}{(H+G) + \alpha \Lambda K} \left(\frac{\tau_{ij}}{\tau} + \frac{K}{G} \Lambda \delta_{ij} \right) \left(\frac{\tau_{kl}}{\tau} + \frac{K}{G} \alpha \delta_{kl} \right) \right\}, \quad K = \frac{2(1+\nu)}{3(1-2\nu)} G \quad (4.12)$$

Будем исходить из того, что флюид содержит растворенный газ и находится на кривой фазового превращения. Иными словами, изменение давления и температуры приводит к выделению газа в виде пузырьков или, наоборот, к переходу свободного газа в растворенное состояние. Очевидно, что изменение объема газа в свободном состоянии приведет к изменению эффективного модуля объемного сжатия жидкости и тем самым повлияет на реакцию поронасыщенной среды на динамические возмущения.

Структура и состав многих твердых материалов зависит от давления p и температуры T . Фазовое превращение протекает в окрестности линии равновесия $p(T)$, на которой две модификации вещества имеют одинаковые свободные энергии Гиббса. При этом плотность, вязкость и другие свойства материала испытывают заметные изменения.

Рассмотрим изменение эффективных свойств флюида в условиях фазового превращения. Воспользуемся следующими допущениями.

1. В процессе фазового перехода флюид представляет собой композитный материал, состоящий из вещества первой фазы и вкрапленных в него включений второй фазы.

Поведение флюида характеризуется эффективными механическими и тепловыми свойствами.

2. Температура фазового превращения T_{ph} является однозначной функцией давления p :

$$T_{ph} = T_{ph}(p) \quad . \quad (4.13)$$

3. При $T_{ph} = \text{const}$ среда находится в термодинамическом равновесии и соотношение фаз не меняется. Возмущение давления нарушает равновесие системы и приводит к изменению температуры флюида и, как следствие, к его перегреву (или переохлаждению) на величину (рис. 4.1)

$$\Delta T = T - T_{ph}(p) \quad , \quad (4.14)$$

являющуюся в конечном итоге движущей силой фазового превращения.

4. Изменение соотношения между фазами сопровождается поглощением (или выделением) тепла Q . При достаточно малых ΔT можно воспользоваться простым кинетическим уравнением

$$\dot{Q} = M\Delta T \quad , \quad (4.15)$$

где M – кинетический коэффициент, характеризующий скорость обмена атомами между фазами.

5. Приращение объема в процессе фазового перехода характеризуется величиной

$$\theta = \frac{dV}{dV_1} - 1 \quad , \quad (4.16)$$

где dV – текущий объем малого элемента, dV_1 – его объем перед началом фазового превращения.

Предполагается, что между скоростью изменения объема и скоростью поглощения тепла в единице объема существует линейная зависимость

$$\dot{\theta} = N\dot{Q} \quad , \quad (4.17)$$

где N – параметр.

Рассмотрим теплоизолированный флюид с начальным давлением p^o , нагретый до температуры фазового превращения $T_{ph}^o = T_{ph}^o(p^o)$ и находящийся в термодинамическом равновесии. Поскольку теплообмен с окружающей средой исключен, то вывести тело из равновесия можно только в результате приложения к нему внешних сил. Возникающая

при этом разность давлений $(p - p^o)$ приводит в соответствии (14) к появлению термодинамического стимула фазового превращения ΔT . Разлагая ΔT в ряд Тейлора в окрестности точки p^o и ограничиваясь линейным приближением, получим (рис.1):

$$\Delta T = \mathcal{G} + A(p - p^o) , \quad (4.18)$$

где $A = \left. \frac{dT_{ph}}{dp} \right|_{p=p^o}$, $\mathcal{G} = T - T_{ph}^o$.

Баланс тепла в каждом характерном объеме флюида должен удовлетворять уравнению теплопроводности

$$\rho_f c \dot{\mathcal{G}} = \zeta \nabla^2 \mathcal{G} - \dot{Q} , \quad (4.19)$$

в котором ρ_f , c и ζ – текущие эффективные значения плотности, теплоемкости и коэффициента теплопроводности соответственно.

Приведенные выше зависимости следует дополнить определяющим соотношением. Представим скорость изменения объемной деформации флюида $\dot{\zeta}$ в виде суммы

$$\dot{\zeta} = \frac{\dot{p}}{M} + \beta \dot{\varepsilon} + \frac{1}{3} \dot{\theta} + \alpha_i \dot{\mathcal{G}} , \quad (4.20)$$

где M и β – введенные выше модуль и коэффициент Био соответственно.

Учитывая соотношения (17) и (19), запишем

$$\dot{\zeta} = \frac{\dot{p}}{M} + \beta \dot{\varepsilon} + \alpha_i \dot{\mathcal{G}} + \frac{1}{3} N M [\mathcal{G} + A(p - p^o)] . \quad (4.21)$$

Если процесс фазового превращения протекает достаточно быстро, то оправданно рассмотрение адиабатического приближения. В этом случае $\zeta = 0$, и из уравнения (19) следует

$$\dot{Q} = -\rho_f c \dot{\mathcal{G}} . \quad (4.22)$$

Определяющее соотношение (21) с учетом (22) и (17) примет вид

$$\dot{\zeta} = \frac{\dot{p}}{M} + \beta \dot{\varepsilon} + \left(\alpha_i - \frac{1}{3} N \rho_f c \right) \dot{\mathcal{G}} . \quad (4.23)$$

Коэффициент N можно найти из рассмотрения кривой равновесия двух фаз (13). Производная dp/dT , взятая вдоль кривой равновесия, с достаточной точностью может быть определена при помощи известного уравнения Клапейрона–Клаузиуса

$$\frac{dp}{dT} = -\frac{q_{ph}\rho_1}{T_{ph}\theta_{ph}}, \quad (4.24)$$

где $\theta_{ph} = (dV_2 - dV_1)/dV_1$ – относительное изменение объема при полном превращении вещества, q_{ph} – удельная теплота перехода, ρ_1 – плотность первой фазы.

Согласно (17), за время фазового перехода t_{ph} на единицу объема поглотится энергия

$$Q_{ph} = \frac{1}{N}\theta_{ph}, \quad (4.25)$$

где $Q_{ph} = \int_0^{t_{ph}} \dot{Q} dt$, $\theta_{ph} = \int_0^{t_{ph}} \dot{\theta} dt$.

Согласно (24), $Q_{ph} = q_{ph}\rho_1$. Поэтому с учетом (18) получим равенство

$$N = \frac{A}{T_{ph}}. \quad (4.26)$$

Заметим, что изменение объема жидкости θ связано с изменением количества пузырьков свободного газа в жидкости. Поэтому в (23) следует учесть, что параметры M и β являются функциями θ . Для нахождения соответствующих зависимостей следует воспользоваться подходами, используемыми для определения эффективных свойств композитных материалов.

5. Устойчивость процесса деформирования питающего пласта при разложении газовых гидратов

Фазовое превращение газогидратов изменяет плотность и механические свойства осадочной толщи. Освобождение углеводородных газов приводит к резкому росту внутривещного давления и снижению прочности горной породы, что может вызвать неустойчивое развитие процесса деформирования и локализацию деформации в отдельных зонах. Это явление разрушает структуру осадочного материала и может вызвать появление переуплотненных зон, снижающих проницаемость пласта.

Изучим неустойчивое деформирование упругопластического коллектора, связанное с разложением газогидратов в условиях плоской деформации. Рассмотрим блок осадочной толщи, разбитый на 62500 элементов размером 2×2 мм (Рис.1). Вкрапления газогидратов распределены случайным образом (нормальное Гауссово распределение).

Деформируемая среда, моделируемая FLAC^{3D} (Itasca, 2006), в каждый момент времени удовлетворяет уравнениям движения

$$\sigma_{ij,j} + M_i = \rho \frac{\partial^2 u_i}{\partial t^2}, \quad (5.1)$$

где σ_{ij} – компоненты тензора напряжений, M_i – массовые силы, ρ – плотность, u_i – смещения.

Соотношения (1) необходимо дополнить определяющими соотношениями, связывающими между собой напряжения и деформации. Для расчетов воспользуемся упругопластической моделью грунта с предельным условием Кулона–Мора.

Следует отметить, что во многих случаях деформирование осадочных пород после достижения точки разрушения продолжается при уменьшающемся напряжении, т.е. происходит уменьшение предела прочности при возрастании деформации до тех пор, пока напряжение не установится на некотором конечном или остаточном уровне [Бишоп, 1975]. Зависимость прочностных параметров от накопленной сдвиговой пластической деформации определяется экспериментально. В литературе можно найти различные законы изменения угла внутреннего трения [Vermeer&Borst, 1984].

Осадочная толща характеризуется следующими свойствами: модуль сдвига $G = 5 \cdot 10^8$ Па, объемный модуль $K = 8.33 \cdot 10^8$ Па, максимальное сцепление $c_{\max} = 4 \cdot 10^6$ Па, максимальный угол трения $\phi_{s(\max)} = 10^\circ$, прочность на растяжение $\sigma^t = 2 \cdot 10^6$ Па. За основу для выбранных значений взяты механические свойства коллектора Бованенковского месторождения газа на глубине 600 м.

Изменения сцепления и угла трения за пределом прочности приведены в табл. 1.

Таблица 5.1

Plastic strain intensity	0	$1 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-2}$
Cohesion, Pa	$4 \cdot 10^6$	$2.8 \cdot 10^6$	$1.2 \cdot 10^6$	$4 \cdot 10^5$	$4 \cdot 10^5$

Friction, grad	10°	8°	7°	6.5°	6.5°
----------------	-----	----	----	------	------

Перед отбором свободного газа напряженное состояние характеризуется величинами $\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = 9.8 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{zz} = 1.56 \cdot 10^7 \text{ Па}$ и поровым давлением $p_{\max} = 6.9 \cdot 10^6 \text{ Па}$. После того как поровое давление упало до минимального значения $p_{\min} = 2.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$, горизонтальные напряжения в соответствии с формулой (3.8) приняли значения $\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = 6.86 \cdot 10^6 \text{ Па}$.

Предполагается, что при разложении газогидратов механические свойства включений постепенно изменяются. Стадии этого процесса приведены в табл. 2.

Расчеты изменений напряженно-деформированного состояния проводились последовательно для каждой стадии. Установлено, что, начиная с третьей стадии, стала

Таблица 5.2

Стадии	1	2	3	4	5	6
Bulk, Pa	4.15e8	1.03e8	3.4e7	1.0e7	2.5e6	1.25e6
Shear, Pa	2.5e8	6.2e7	2.066e7	6.66e6	1.65e6	8.25e5
Cohesion, Pa	2e6	1.5e6	1.0e6	7.5e5	1e5	1e4
Tension, Pa	1e6	7.5e5	5e5	2.5e4	5e4	5e3
Friction, grad	8	7	2.5e5	4	0	0
Dilation, grad	0	0	5	10	25	30

проявляться локализация пластических деформаций в осадочной толще в окрестности включений (рис. 2а). Затем процесс по мере разложения газогидратов постепенно ускоряется, и к шестой стадии вся область оказывается охвачена зонами локализации пластической деформации, ориентированными под углом 45° к горизонту.

На рис. 3 показано распределение интенсивности сдвиговой деформации. Сравнивая рис. 3 и рис. 2, приходим к выводу, что локализация деформации происходит в зонах пластического течения. В результате массив практически разбивается на отдельные блоки, разделенные узкими зонами повышенной трещиноватости, создающими возможность для свободной фильтрации газа.

На рис. 4 приведено распределение осей главных напряжений в осадочной толще на разных стадиях разложения газогидратов. Видно, что по мере разделения тела на блоки главные оси начинают вращаться в зонах локализации деформации.

На последней стадии, когда происходит полное разложение газогидратов, выделившийся газ значительно повышает давление в порах. В расчетах принято, что повышение давления происходит до уровня $p = 1 \cdot 10^7 \text{ Па}$. В результате начинается вторичный процесс разрушения массива и появление новых зон локализации неупругой деформации. Согласно рис. 5а,б, новые зоны пластического течения ориентированы субгоризонтально и имеют большую ширину по сравнению с первоначальными зонами локализации, ориентированными под углом 45° к горизонту.

При этом вращение главных осей напряжений охватывает всю расчетную область (рис. 5в).

6. Оценка просадок при разработке Русского нефтегазового месторождения

Рассмотрим Русское нефтегазовое месторождение расположенное в Ямало-Ненецком автономном округе. На Рис.1а приведен разрез, на котором показан коллектор, расположенный на глубинах от 400 до 900 м. Сверху осадочная толща перекрыта многолетнемерзлыми породами. Расчетная схема представлена на рис. 1б.

При уменьшении давления газа в коллекторе на величину Δp объемная деформация θ уменьшится на величину

$$\Delta \theta = 3 \frac{1-2\nu}{E} (\Delta \sigma - \beta \Delta p) \quad . \quad (6.1)$$

Выполним расчет напряженно-деформированного состояния разреза, полагая, что давление газа в порах p в начале разработки равно $6.9 \cdot 10^6 \text{ Па}$, а в конце разработки – $2.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$. Механические свойства среды возьмем, как в разделе 5. Поведение разреза моделируется с помощью программного кода FLAC^{3D} (Itasca, 2006). Как показывает расчет, максимальная осадка над месторождением может достигнуть 1.25 м (рис. 2а). При этом приращение максимальных касательных напряжений сконцентрируется в местах наибольших градиентов смещений (рис. 2б).

Предлагаемый в работе подход дает возможность рассчитывать изменения напряженно-деформированного состояния в процессе разработки месторождения и прогнозировать осадки поверхности.

7. Заключение

Получены соотношения, связывающие изменения полных напряжений в поронасыщенной среде с изменением порового давления. Показано, что при разработке газового месторождения напряженное состояние приближается к пределу прочности, причем уменьшение среднего давления должно стимулировать фазовое превращение газогидратных включений.

Получены основные соотношения для изучения фильтрации в коллекторе в процессе упругопластического деформирования, сопутствующего разложению газогидрата. Изучено поведение флюида, содержащего растворенный газ и находящегося на кривой фазового превращения. Дан вывод уравнения баланса масс с учетом фазового превращения.

Показано, что следствием фазового превращения может быть исчерпание несущей способности питающего пласта и бифуркация процесса деформирования. Проведенные расчеты показали, что по мере разложения газогидратов развивается локализация пластических деформаций в осадочной толще в окрестности включений. Зоны локализации деформации, ориентированные под углом 45° к горизонту разбивают массив на отдельные блоки, разделенные узкими зонами повышенной трещиноватости, создающими возможность для свободной фильтрации газа. Установлено, что по мере разделения тела на блоки главные оси напряжений начинают вращаться в зонах локализации деформации.

На последней стадии, когда происходит полное разложение газогидратов в результате повышения давления в порах начинается вторичный процесс разрушения массива и появляются новые зоны локализации неупругой деформации, ориентированные субгоризонтально. Эти зоны имеют большую ширину по сравнению с первоначальными зонами локализации и вращение главных осей напряжений охватывает всю расчетную область.

Создана методика расчета изменений напряженно-деформированного состояния осадочной толщи в процессе добычи газа, позволяющая прогнозировать осадки поверхности на всех стадиях разработки месторождения. Выполнен расчет максимально возможных осадков поверхности при разработке Русского нефтегазового месторождения ЯНАО.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранов Ю.Б., Горяйнов М.С., Кантемиров Ю.И., Киселевский Е.В., Кулапов С.М., Нохрин В.А. Преимущество космических радарных систем при выполнении маркшейдерских работ на нефтегазовых месторождениях (на примере Южно-Русского месторождения) // ГЕОМАТИКА. 2011. №1. С.12-14.
2. Бишоп А.У. Параметры прочности при сдвиге ненарушенных и перемятых образцов грунта // Механика. Определяющие законы механики грунтов под редакцией В.Н. Николаевского. М.: Мир, 1975. С.7-75. (Новое в зарубежной науке; т. 2.)
3. Булычев Н.С. Механика подземных сооружений. М.: Недра, 1989. 270 с.
4. Гарагаш И.А., Лобковский Л.И., Мазова Р.Х. Генерация и накат волн цунами при сходе подводного оползня // Океанология. 2003. №1.
5. Гупта Х, Растоги Б. Плотины и землетрясения. М.: Мир, 1979. 251 с.
6. Динник А.Н. О давлении горных пород и расчет крепи вертикальной шахты // Инженер. работник. 1925. №7.
7. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с.
8. Лехницкий С.Г. Теория упругости анизотропного тела. М.: Наука, 1977. 417 с.
9. Макогон Ю.Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения // Геология и полез. ископаемые Мирового океана. 2010. №2. С.5-21.
10. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. М.: Недра, 1996. 446 с.
11. Detournay E., Cheng A.H.-D. Fundamentals of poroelasticity // Comprehensive rock engineering: principle, practice and projects. Vol. II: Analysis and design method ed. C.Fairhurst. Pergamon Press, 1993. P. 113-171.
12. Feignier B., Grasso J.-R. Seismicity induced by gas production: Correlation of focal mechanisms and dome structure // PAGEOPH. 1990. Vol. 134, N3. P. 405-426.
13. Гарагаш И.А., Николаевский В.Н. Неассоциированные законы течения и локализации пластической деформации // Успехи механики. Т. 12. В. 1. 1989. С.131-183.
14. Garagash I.A., Nikolaevski V.N., Dudley J.W. FLAC simulation of triaxial and compaction tests an unconsolidated reservoir sand // FLAC and Numerical Modeling in Geomechanics: Proc. inter. symposium. Balkema, 1999. P.505-510.
15. Helgerud M.B. Wave speeds in gas hydrate and sediments containing gas hydrate: A laboratory and modeling study, Ph.D. thesis, Stanford, Calif.: Stanford Univ. Press. 2001.
16. Itasca Consulting Group, Inc. 2006. FLAC3D – Fast Lagrangian Analysis of Continua in 3 Dimensions, Ver. 3.1, User’s Manual. Minneapolis: Itasca.
17. Vermeer P.A., de Borst R. Non-associated plasticity for soils, concrete and rock // Heron, 1984. Vol. 29, No.3. P. 1-64.

18. *Winters W. J., Waite W. F., Dillon W. P., Mason D. H., and Pecher I. A.* Relationships between frozen and gas hydrate-containing sediment // 2nd Russian Conference on Geocryology, Russia, 2001.
19. *Zhang W., Durham W. B., Stern L. A., and Kirby S. H.* Experimental deformation of methane hydrate: New results // Eos Trans. AGU, 80(17), Spring Meet.Suppl., S337, 1999.

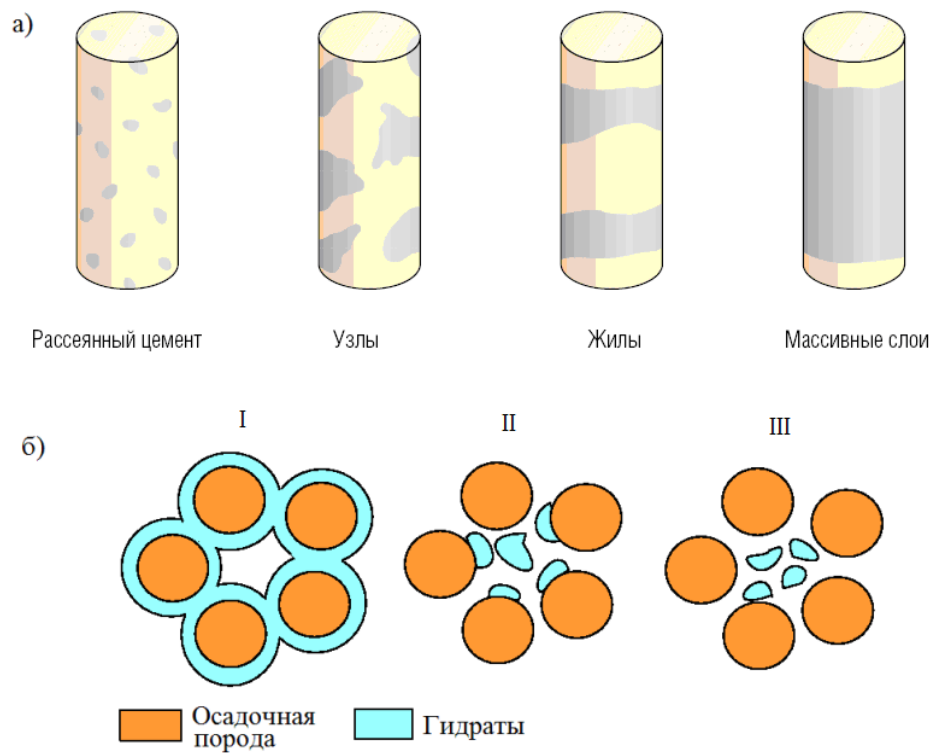


Рис. 2.1. (а) – возможное распределение гидратов в осадочных породах. Гидраты могут находиться в породе в виде рассеянного цемента, узлов, жил и массивных слоев; (б) – строение осадочной толщи, насыщенной газогидратами: I – минеральные зерна сцементированы газогидратами; II – гидраты, прикрепленные к минеральным зернам; III – гидраты в воде

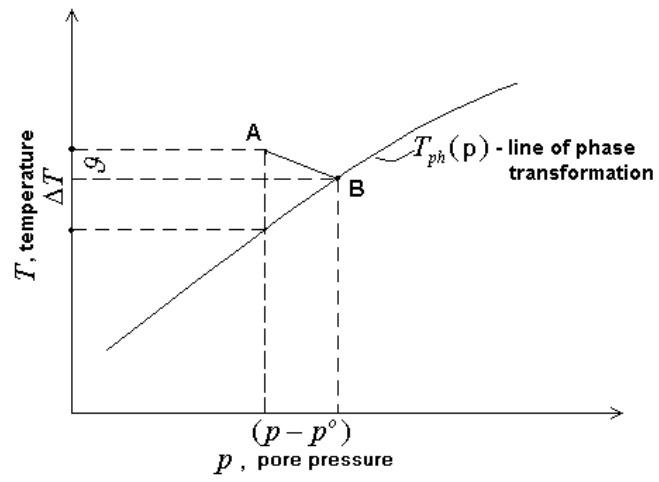


Рис. 4.1. Кривая фазового превращения

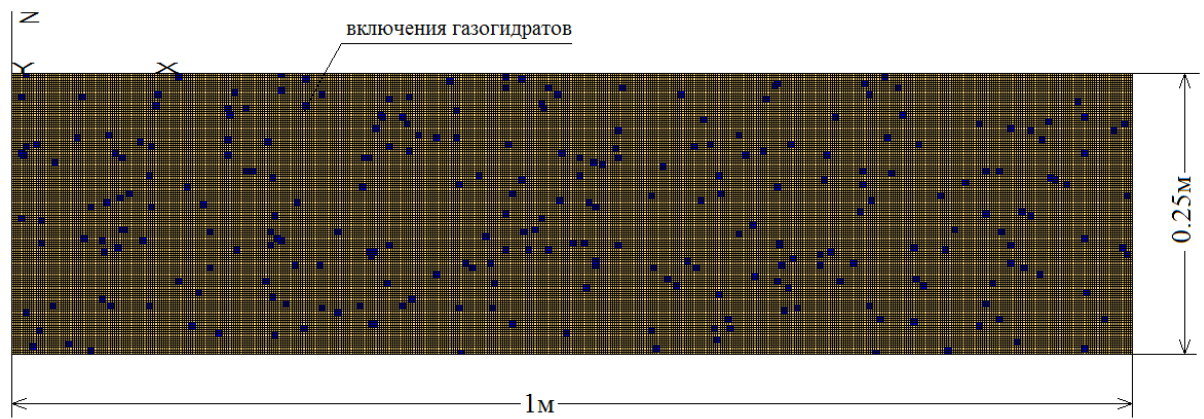


Рис. 5.1. Расчетная схема

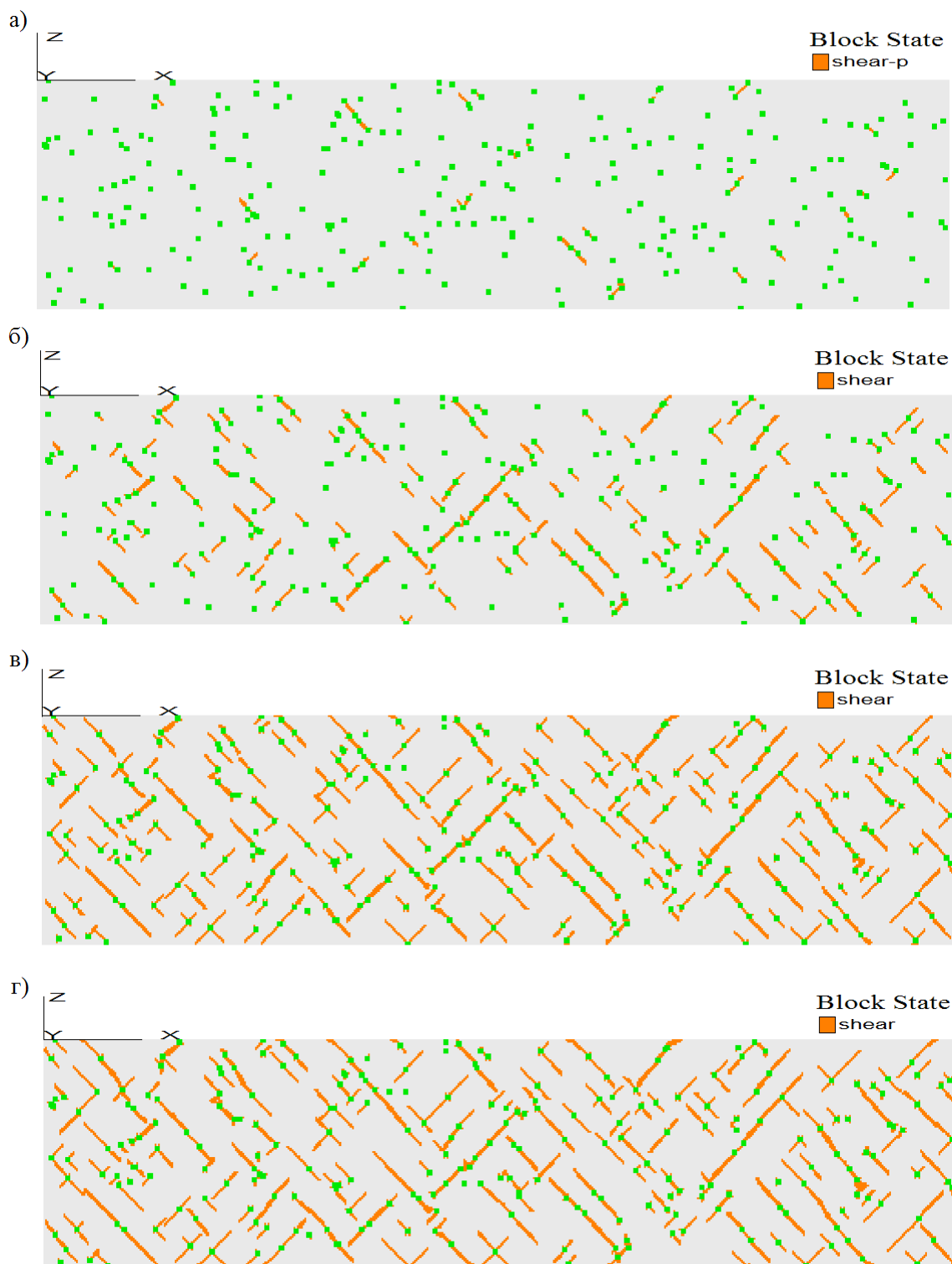


Рис. 5.2. Распределение зон локализации пластической сдвиговой деформации. Зеленым цветом обозначены включения. Оранжевым цветом отмечены зоны локализации пластической деформации в результате превышения сдвиговой прочности на разных стадиях разложения газогидратов (табл. 2): а) стадия 3, б) стадия 4, в) стадия 5, г) стадия 6

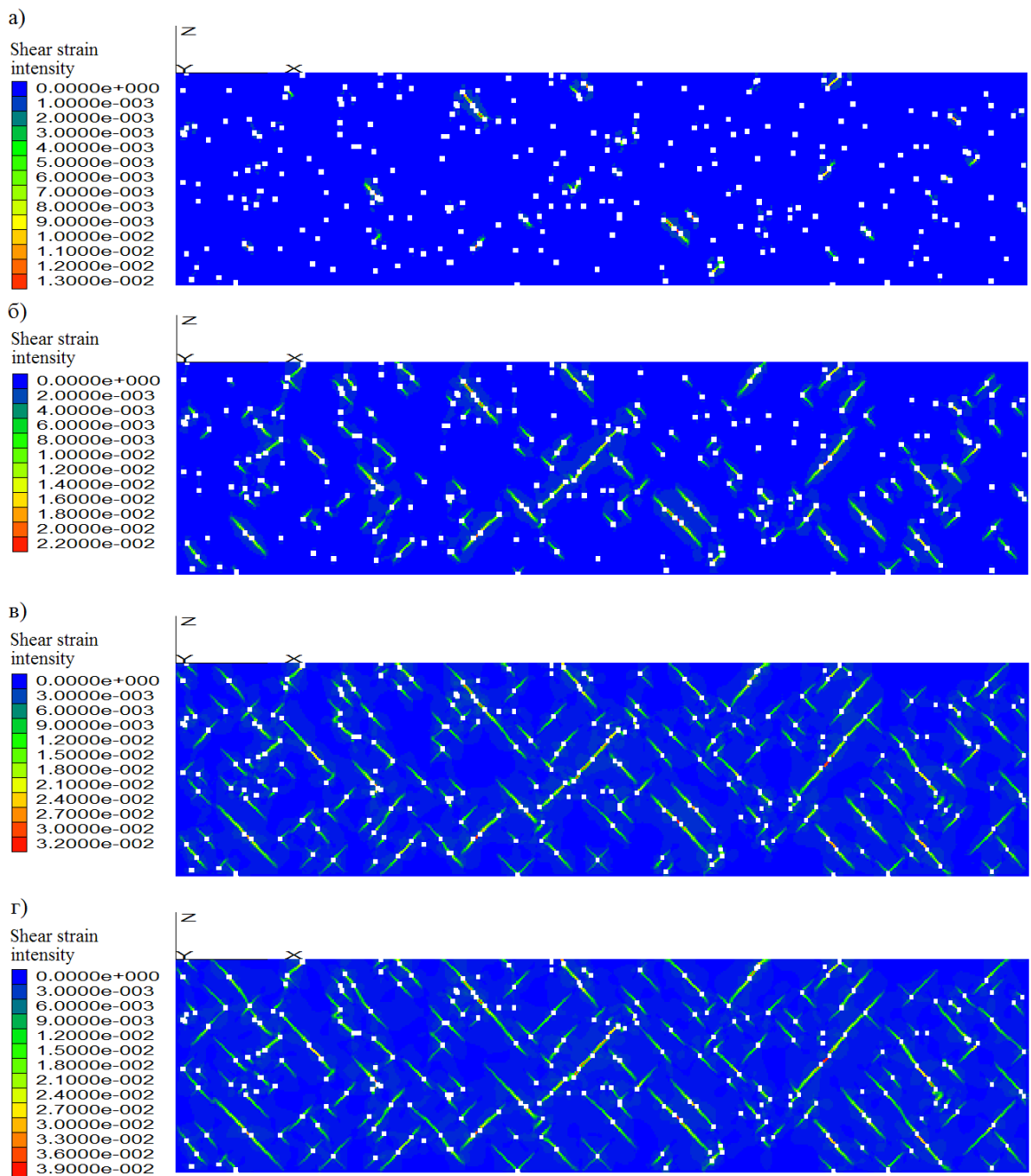


Рис. 5.3. Распределение зон локализации интенсивности сдвиговой деформации на разных стадиях разложения газогидратов (табл. 2): а) стадия 3, б) стадия 4, в) стадия 5, г) стадия 6

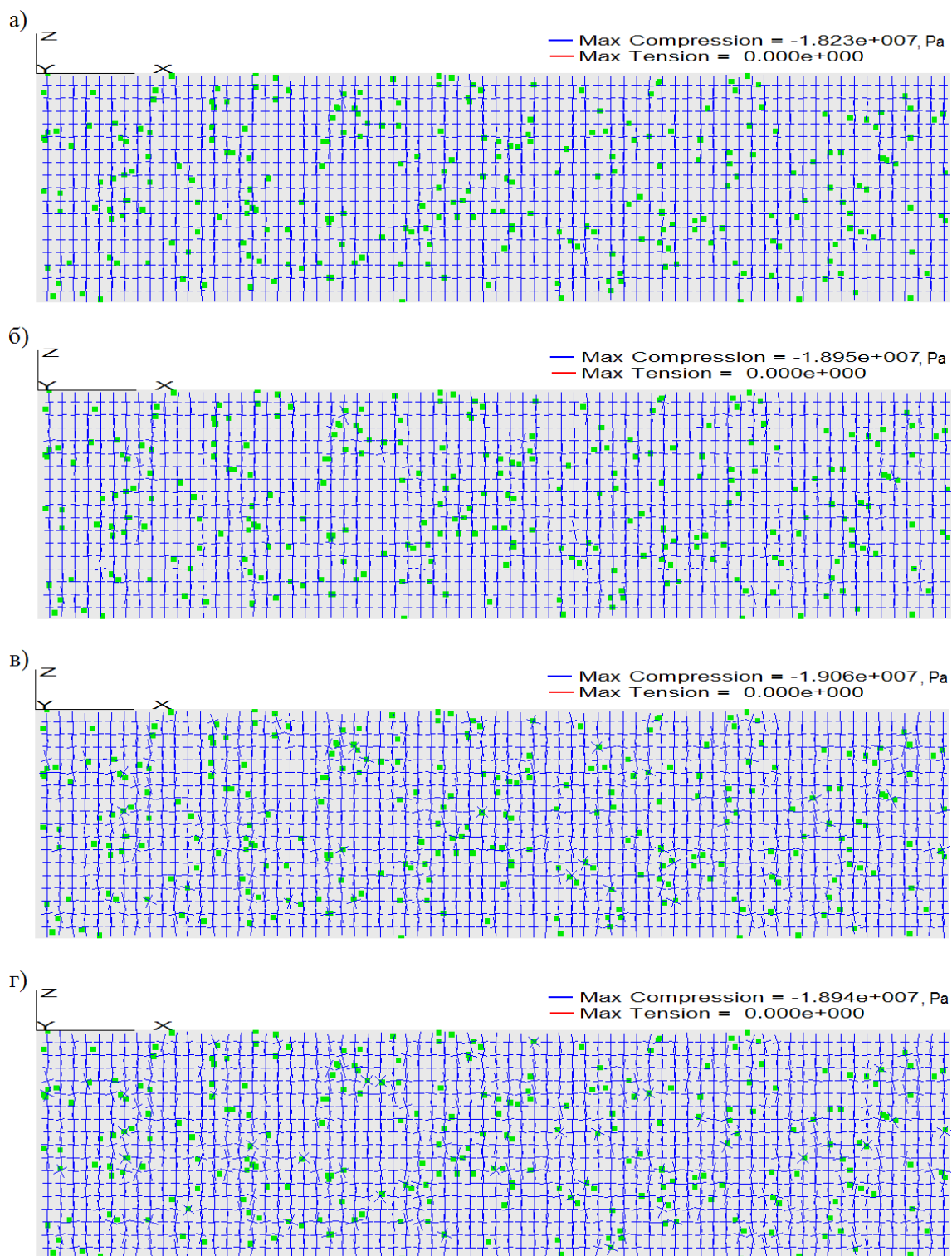


Рис. 5.4. Распределение главных осей напряженного состояния на разных стадиях разложения газогидратов (табл. 2): а) стадия 3, б) стадия 4, в) стадия 5, г) стадия 6. Зеленым цветом обозначены включения

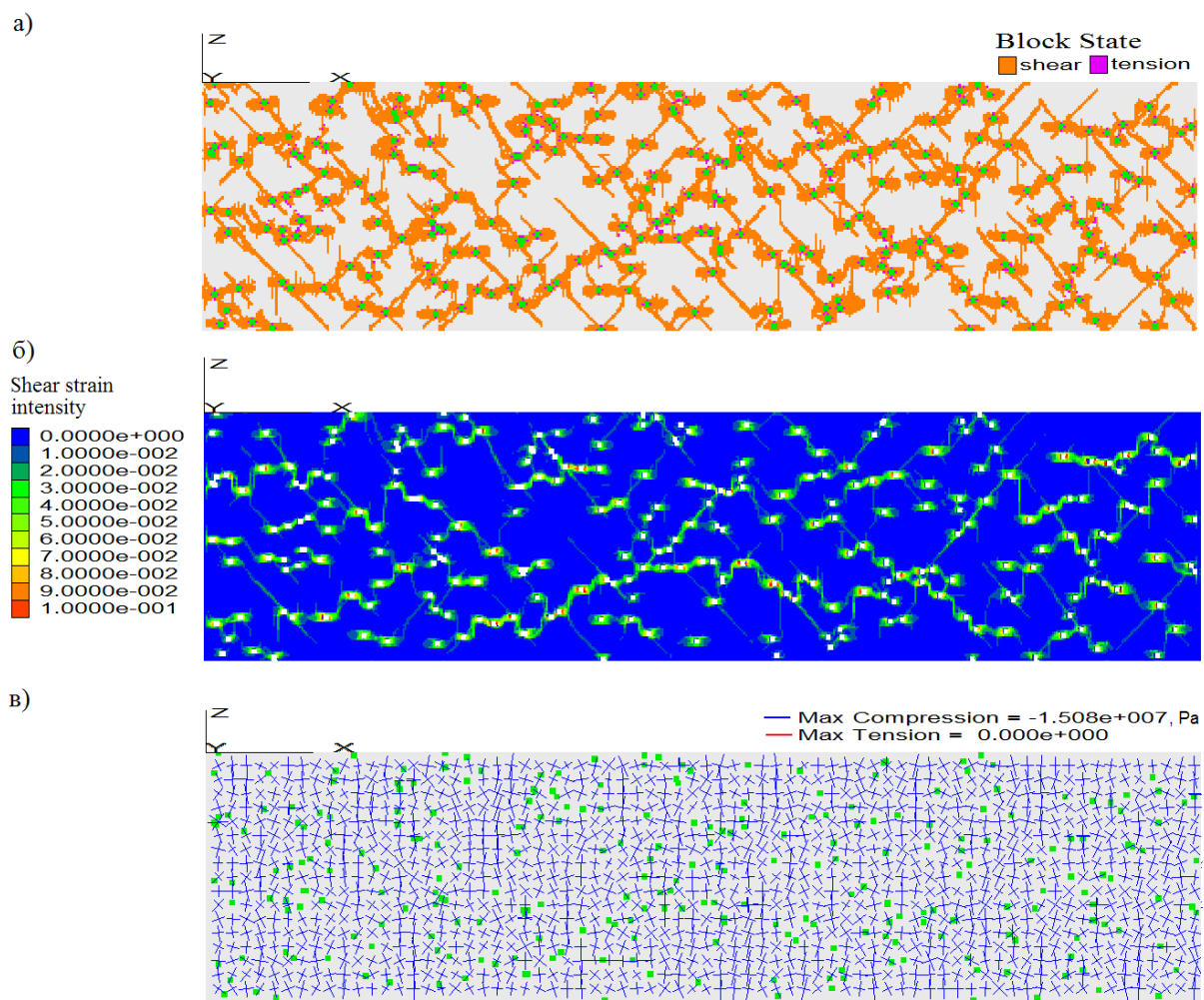


Рис. 5.5. Распределение зон локализации пластической сдвиговой деформации (а), интенсивности сдвиговой деформации (б) и главных осей напряжений (в) при увеличении давления в порах

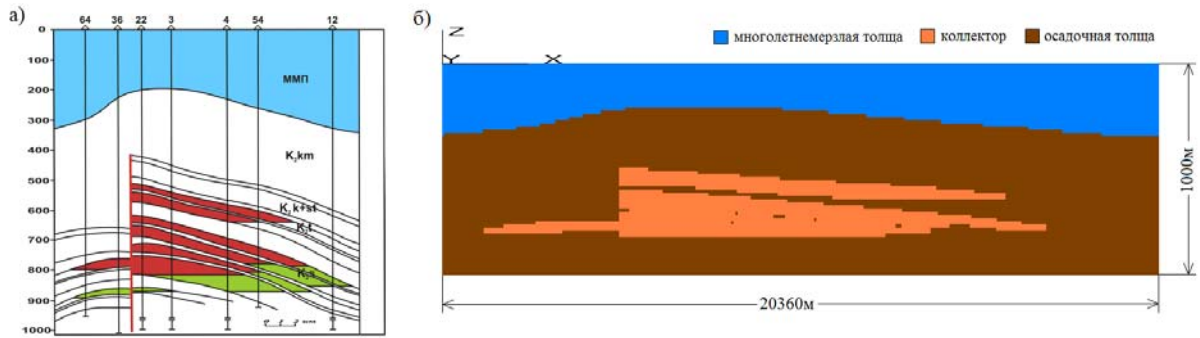


Рис. 6.1. а) Разрез по Русскому месторождению. Красным цветом отмечены скопления газа. Сверху разрез перекрыт слоем многолетнемерзлых пород (голубой цвет). б) Расчетная схема месторождения

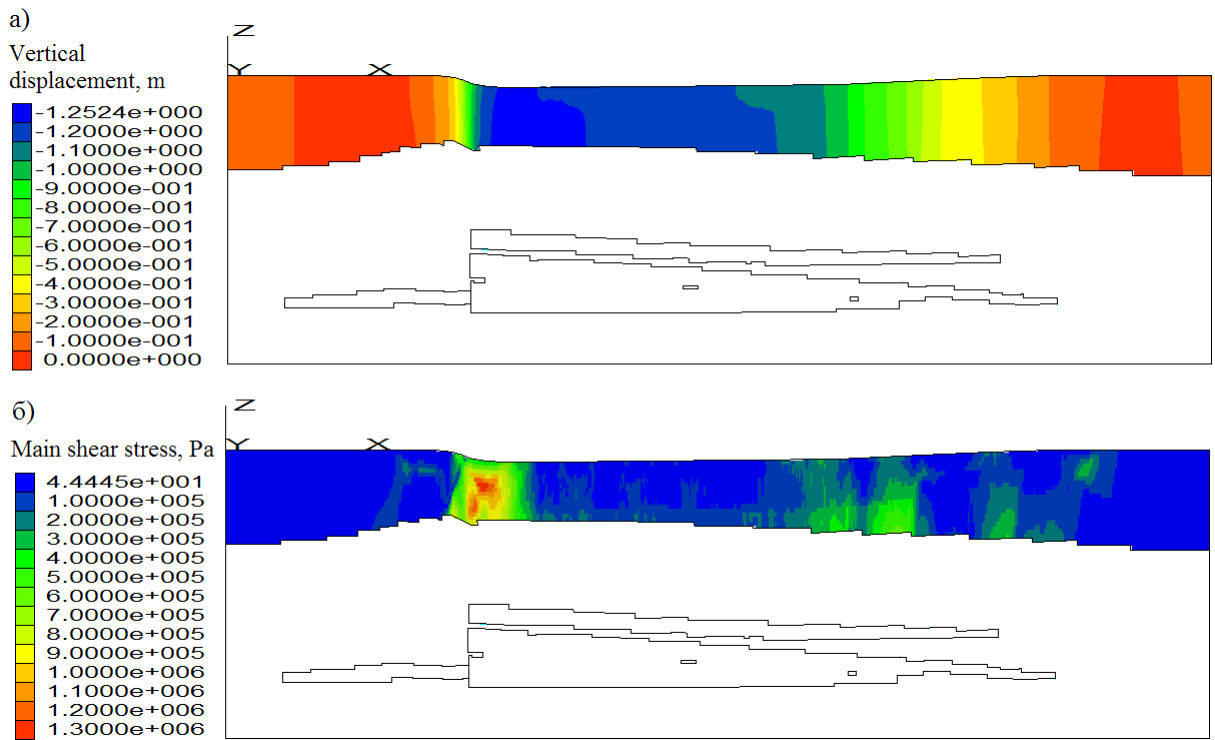


Рис. 6.2. а) Вертикальная осадка многолетнемерзлой покрывки при разработке месторождения. б) Распределение максимальных сдвигающих напряжений в покрывке