

УДК 539.3

ФАКТОРЫ УСТОЙЧИВОСТИ СКВАЖИН В КОЛЛЕКТОРАХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

© 2024 г. Д. М. Климов^а, В. И. Карев^{а, *},
Ю. Ф. Коваленко^а, К. Б. Устинов^а

^аИнститут проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Москва, Россия

*e-mail: wikarev@ipmnet.ru

Поступила в редакцию 07.11.2023 г.

После доработки 07.12.2023 г.

Принята к публикации 09.12.2023 г.

Сохранение целостности скважин и предотвращение процессов пескопроявления являются одними из ключевых проблем эксплуатации подземных хранилищ газа. Ранее авторами была выдвинута гипотеза, что ключевую роль в процессах разрушения и пескопроявлений играет изменение пластового давления в залежи в целом, поскольку именно оно оказывает решающее влияние на величину напряжений, действующих в окрестности скважин. Это отличается от точки зрения многих исследователей, связывающих эти негативные процессы с изменением напряженного состояния в призабойной зоне пласта, вызванного депрессией/репрессией в скважинах. Основной целью работы является исследование влияния неравнокомпонентности исходного напряженного состояния, а также упругой и прочностной анизотропии пород коллектора на устойчивость скважин. Показано, что наличие неравнокомпонентности исходного напряженного состояния и упругой анизотропии может приводить к концентрациям напряжения на контуре скважины, существенно отличающимся от изотропного случая. Также показано, что при наличии прочностной анизотропии может наблюдаться изменение местоположения точек начала разрушения скважины. Выполненные расчеты подтверждены экспериментальными исследованиями, проведенными на породах Увьязовского подземного хранилища газа в условиях истинно трехосного независимого нагружения.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние, геомеханическое моделирование, истинно трехосные испытания

DOI: 10.31857/S1026351924030065, EDN: UIBDFM

1. Введение. Подземное хранилище газа (ПХГ) — это комплекс инженерно-технических сооружений в пластах-коллекторах геологических структур, предназначенных для закачки, хранения и последующего отбора газа. Режимы эксплуатации ПХГ существенно отличаются от режимов эксплуатации месторождений углеводородов. В первую очередь это связано с циклическим сезонным изменением пластового давления в коллекторах ПХГ

при закачке/отборе газа. Причем колебания пластового давления в состояниях минимальной и максимальной насыщенности составляют десятки процентов от среднего пластового давления.

Ранее [1] авторами была выдвинута гипотеза, что ключевую роль в процессах разрушения и пескопроявлений играет изменение пластового давления в залежи в целом, поскольку именно оно оказывает решающее влияние на величину напряжений, действующих в окрестности скважин. Это отличается от точки зрения многих исследователей, связывающих эти негативные процессы с изменением напряженного состояния в призабойной зоне пласта, вызванного депрессией/репрессией в скважинах [2, 3]. Настоящая работа продолжает исследование авторов [1], причем акцент делается на влияние таких факторов, как неравнокомпонентность исходного напряженного состояния и прочностная анизотропия пород коллектора.

Эффективность эксплуатации ПХГ определяется продуктивностью эксплуатационных скважин в циклах отбора и их приемистостью в циклах закачки газа, а также длительностью межремонтного периода, величина которого в основном связана с интенсивностью разрушения призабойной зоны пласта (ПЗП), которая приводит к выносу песка в скважину, коьматации и абразивному износу подземного и наземного оборудования.

Основная гипотеза возникновения пескопроявления, принятая многими исследователями, связана с напряженно-деформированным состоянием горной породы в ПЗП [4–11]. Ее разрушение происходит, когда напряжения в этой области превышают предел прочности горной породы. Для предотвращения пескопроявлений применяются пескозадерживающие фильтры разной конструкции и различные способы укрепления породы в ПЗП с помощью химических растворов. Однако все эти способы приводят к ухудшению качества скважин — их продуктивности и приемистости. В этой связи в качестве основного направления предупреждения разрушения ПЗП обычно предлагается снижение депрессии в скважинах.

Однако геомеханический анализ и данные натурных наблюдений, проведенные для ряда подземных хранилищ газа, показали, что ключевую роль в процессах разрушения коллектора играет другой фактор, а именно изменение пластового давления в залежи в целом, поскольку именно оно оказывает решающее влияние на величину напряжений, действующих в окрестности скважин, особенно на стадии максимального отбора газа.

Расчеты показали, что в результате изменения пластового давления исходное напряженное состояние в пласте, даже предполагаемое изначально равномерным сжатием, становится неравнокомпонентным — при этом эффективные вертикальные и горизонтальные напряжения от горного давления будут различны. Следствием этого является существенное увеличение касательных напряжений, действующих в окрестности скважин.

Основной целью настоящей работы является исследование влияния неравнокомпонентности исходного напряженного состояния, а также упругой и прочностной анизотропии пород коллектора на устойчивость скважин.

2. Напряженное состояние вокруг горизонтальной скважины. Рассмотрим напряженное состояние вокруг горизонтальной скважины, расположенной

в горизонтальном пласте-коллекторе. Исходное напряженное состояние массива в общем случае определяется шестью константами — шестью компонентами тензора напряжений либо тремя главными напряжениями и тремя углами (например, углами Эйлера), определяющими направления действий главных напряжений относительно вертикали и сторон горизонта. Для коллекторов нефтяных и газовых месторождений, при отсутствии активной тектоники, наличие “ловушек” из непроницаемых пластичных пород, собственно и обуславливающих формирование месторождений флюидов, должно приводить к релаксации касательных напряжений в массиве, что позволяет предположить близость исходного напряженного состояния к равнокомпонентному сжатию [12, 13]. Тем не менее в настоящее время возобладал подход, основанный на умозрительном предположении о неравнокомпонентности исходного напряженного состояния с одним из главных напряжений, действующим в вертикальном направлении. Итак, предположим, что исходное напряженное состояние определяется главными напряжениями $\sigma_1 = \sigma_2 = q_1$, $\sigma_3 = q_3$, последнее из которых действует в вертикальном направлении. Соответственно для исходных эффективных напряжений, действующих в грунтовом скелете пласта, имеем:

$$s_{ij}^0 = \sigma_{ij}^0 + (1 - \delta) p_0 \delta_{ij}, \quad (2.1)$$

где δ — доля площадок контактов относительно всей поверхности зерна грунтового скелета [12], p_0 — начальное пластовое давление. В литературе часто уравнение (2.1) записывается через коэффициент Био α , связанный с коэффициентом δ как $\alpha + \delta = 1$. Здесь и далее сжимающие напряжения считаются отрицательными, давление — положительным. На контуре скважины с открытым забоем действует радиальное эффективное напряжение $s_{rr}^0 = -p_0 \delta$. Окружные напряжения на контуре рассматриваемой скважины в случае упругой изотропии породы определяется из решения задачи Кирша [14], (см. также, например, [15, 16]). Для эффективных напряжений в используемых обозначениях решение записывается в виде:

$$s_{\theta\theta}^0 = s_1 + s_3 - s_{rr}^w + 2(s_1 - s_3) \cos 2\theta. \quad (2.2)$$

Здесь θ — угол, отсчитываемый от вертикали; s_{rr}^w — напряжения на контуре скважины. Выражая эффективные напряжения через полные, получаем:

$$s_{\theta\theta}^0 = q_1 + q_3 - p_0(2 - \delta) + 2(q_1 - q_3) \cos 2\theta. \quad (2.3)$$

Напряжения $s_{\theta\theta}^0, s_{\chi\chi}^0, s_{rr}^0$ являются главными. Напряжение $s_{\theta\theta}^0$, максимальное по абсолютной величине, имеет экстремумы в точках $\theta = \pi n / 2$, $n = 0, 1, 2, 3$, соответствующих боковым и верхней/нижней точкам контура скважины.

Заметим, что в случае произвольной ориентации скважины относительно главных осей тензора напряжений исходного поля, т.е. при наличии всех шести компонент s_{ij}^0 , напряжения на контуре скважины определяются из суперпозиции решений плоской и антиплоской задач. Для линейного изотропного случая соответствующие формулы приведены в работах [17, 18]. Для рассматриваемого случая пороупругости в используемых обозначениях на контуре скважины аналогичные формулы записываются в виде:

$$\begin{aligned}
s_{\theta\theta}^0 &= s_{zz}^\infty + s_{yy}^\infty - s_{rr}^w - 2(s_{zz}^\infty - s_{yy}^\infty)\cos 2\theta - 4s_{yz}^\infty \sin 2\theta, \\
s_{xx}^0 &= s_{xx}^\infty - 2\nu(s_{zz}^\infty - s_{yy}^\infty)\cos 2\theta - 4\nu s_{yz}^\infty \sin 2\theta, \\
s_{\theta x}^0 &= 2s_{xz}^\infty \sin \theta - 2s_{xy}^\infty \cos \theta, \\
s_{rr}^0 &= s_{rr}^w, \\
s_{rx}^0 &= s_{r\theta}^0 = 0.
\end{aligned} \tag{2.4}$$

Здесь ν — коэффициент Пуассона; ось x направлена вдоль оси горизонтальной скважины, ось z — вертикально, ось y лежит в горизонтальной плоскости.

Величины главных напряжений определяются по стандартным формулам, например [15]:

$$\begin{aligned}
s_{1,2}^0 &= \frac{s_{\theta\theta}^0 + s_{xx}^0}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{(s_{\theta\theta}^0 - s_{xx}^0)^2 + 4s_{\theta x}^0{}^2}, \\
s_3^0 &= s_{rr}^0 = s_{rr}^w.
\end{aligned} \tag{2.5}$$

Если одно из главных исходных напряжений вертикально (нормально плоскости, в которой находится скважина), что соответствует $s_{xz}^\infty = s_{yz}^\infty = 0$, то формулы упрощаются:

$$\begin{aligned}
s_{\theta\theta}^0 &= s_{zz}^\infty + s_{yy}^\infty - s_{rr}^w - 2(s_{zz}^\infty - s_{yy}^\infty)\cos 2\theta, \\
s_{xx}^0 &= s_{xx}^\infty - 2\nu(s_{zz}^\infty - s_{yy}^\infty)\cos 2\theta, \\
s_{\theta x}^0 &= -2s_{xy}^\infty \cos \theta, \\
s_{rr}^0 &= s_{rr}^w, \\
s_{rx}^0 &= s_{r\theta}^0 = 0.
\end{aligned} \tag{2.6}$$

Анализ выражения (2.5) с подстановкой (2.6) показывает, что присутствие касательных напряжений s_{xy}^∞ не приводит к смещению экстремумов напряжений $s_{1,2}^0$ от точек $\theta = \pi n/2$, соответствующих боковым и верхней/нижней точкам контура скважины, что, очевидно, не будет иметь места для общего случая (2.4).

При наличии деформационной анизотропии ситуация усложняется: окружные напряжения, даже при равнокомпонентном исходном напряженном состоянии в общем случае не остаются постоянными вдоль контура скважины. В случае плоской деформации (как и плоского напряженного состояния), как показано Лехницким [19], для тел с произвольной геометрией и граничными условиями в напряжениях распределение напряжений определяется двумя независимыми безразмерными параметрами, составленными из компонент тензора упругости (податливости):

$$n = \sqrt{\frac{2\beta_{13} + \beta_{44}}{\beta_{11}}} + 2k, \quad k = \sqrt{\frac{\beta_{33}}{\beta_{11}}}, \tag{2.7}$$

где β_{ij} – коэффициенты податливости в уравнении закона Гука, записанного для условий плоской деформации и трансверсальной изотропии, характерной для осадочных пород,

$$\begin{aligned}\varepsilon_{xx} &= \beta_{11}\sigma_{xx} + \beta_{13}\sigma_{zz}, \\ \varepsilon_{zz} &= \beta_{13}\sigma_{xx} + \beta_{33}\sigma_{zz}, \\ 2\varepsilon_{xz} &= \beta_{44}\sigma_{xz},\end{aligned}\tag{2.8}$$

Если массив подвержен действию всестороннего равнокомпонентного сжатия q , концентрация окружных напряжений на контуре определяется теми же параметрами (2.7), причем, как показано в работах [19, 20], при равенстве нулю комбинации

$$k_A = \frac{\beta_{11} + \beta_{33} - 2\beta_{13}}{\beta_{44}}\tag{2.9}$$

концентрация напряжений оказывается равной 2 всюду на контуре, что соответствует изотропному случаю. В этой связи именно данный параметр удобно выбрать в качестве степени анизотропии, в отличие от обычно принимаемого параметра – отношения упругих модулей (например, [21]), слабо влияющего на концентрацию напряжений, вызванную анизотропией [22]. На важность параметра (2.9) указывалось в работах [23, 24]. Отметим, что параметр k_A имеет физический смысл: сочетание упругих характеристик, приводящее к $k_A = 0$, соответствует одному из частных случаев, рассмотренных де Сен-Венаном [25], для которых зависимость упругих модулей от ориентации в пространстве имеет наиболее простой вид.

Для $k_A < 1$ наибольшие концентрации напряжений оказываются в боковых и верхней/нижней точках контура скважины, равные соответственно [19]

$$\frac{\sigma_{\theta\theta}}{q} = 1 + \frac{n-1}{k}, \quad \frac{\sigma_{\theta\theta}}{q} = 1 + n - k,$$

и наименьшие в точках контура вблизи $\theta = \pi/4$. Для $k_A > 1$ максимумы и минимумы меняются местами. Точное выражение для величины концентрации напряжения весьма громоздко, асимптотическое выражение приведено в работе [22].

Как отмечалось в работе [21], для большинства пород параметр (2.9) слабо отличается от единицы. Поэтому наличие упругой анизотропии может не учитываться при расчете напряженного состояния вблизи скважины в большинстве случаев. Однако в случае отклонения параметра от единицы неучет анизотропии может приводить к существенным погрешностям. Так, для передотита [21] значения концентрации напряжений в боковых и верхней/нижней точках концентрации напряжений (2.10) становятся отличными от 2 и оказываются равными 2.2 и 2.26 соответственно.

Для неравнокомпонентного исходного напряженного состояния концентрация напряжений определяется двумя параметрами, при этом параметр k_A , хотя и оказывает весьма существенное влияние на концентрацию напряжений, уже не является однозначно определяющим.

Для случая несовпадения оси скважины с одним из главных исходных напряжений, подобно изотропному случаю, решение записывается как сумма решений плоской и антиплоской задач. Первая часть дается по-прежнему решением [19], обобщение для учета антиплоской части было сделано в работе [26]. Данное решение достаточно громоздко, поэтому для практических целей может быть использовано приближенное решение [27], обеспечивающее достаточную степень точности для не слишком выраженной анизотропии.

Вернемся к рассмотрению случая упругой изотропии. При изменении порового давления в пласте в процессе закачки/отбора газа происходит изменение напряженного состояния пласта. При этом характер изменения граничных условий определяется его геометрией. На боковых (вертикальных) поверхностях ввиду большой протяженности пласта в своей плоскости граничные условия соответствуют постоянству нормальных (горизонтальных) смещений $\Delta u_1 = \Delta u_2 = 0$ (оси 1 и 2 ориентированы в горизонтальной плоскости пласта). На горизонтальных поверхностях постоянными сохраняются вертикальные напряжения $\Delta \sigma_3 = 0$. Подставляя эти граничные условия в систему уравнений теории упругости и пренебрегая влиянием градиента порового давления в процессе откачки-закачки [1], получаем для изменений главных эффективных напряжений в пласте и радиальных напряжений на контуре скважины от изменения пластового давления Δp_{pl} ($\Delta p_{pl} < 0$ при пластовом давлении ниже начального $\Delta p_{pl} < p_0$, $\Delta p_{pl} > 0$ при пластовом давлении выше начального $\Delta p_{pl} > p_0$):

$$\Delta s_1 = \Delta s_2 = \frac{\nu}{1-\nu}(1-\delta)\Delta p_{pl}, \Delta s_3 = (1-\delta)\Delta p_{pl}, \Delta s_{rr} = -\Delta p_{pl}\delta. \quad (2.11)$$

Более точное решение можно также получить из рассмотрения деформации уплощенного включения [28], при этом поправка, однако, будет иметь порядок квадрата отношения толщины пласта к его протяженности.

Таким образом, мы видим, что изменение порового давления в пласте ПХГ приводит к изменению эффективных напряжений, такому, что соотношение между приращениями горизонтальных и вертикальных эффективных напряжений определяется согласно известной формуле Динника. В данном случае использование формулы Динника представляется логически оправданным, поскольку циклы закачки/отбора газа в ПХГ осуществляется обычно сезонно, и за такие промежутки времени напряжения релаксировать очевидно не успевают. Перенесение же данного рассмотрения на временные интервалы, сопоставимые с геологическими (даже при отсутствии влияния тектонических напряжений), едва ли оправданно, поскольку данные временные интервалы существенно превосходят характерные времена релаксации напряжений в горных породах.

Изменение окружающих напряжений на контуре скважины записываются аналогично (2.2) с заменой исходных напряжений на их приращения:

$$\Delta s_{\theta\theta} = \Delta s_1 + \Delta s_3 - \Delta s_{rr} + 2(\Delta s_1 - \Delta s_3)\cos 2\theta. \quad (2.12)$$

Подстановка (2.11) в (2.12) дает:

$$\Delta s_{\theta\theta} = \left(1 + \frac{\nu}{1-\nu}(1-\delta)\right) \Delta p_{pl} - 2 \frac{1-2\nu}{1-\nu} (1-\delta) \Delta p_{pl} \cos 2\theta. \quad (2.13)$$

Отметим, что изменение напряжений в циклах закачки/отбора газа описывается достаточно простой формулой, поскольку не зависит от исходного напряженного состояния.

Полные эффективные напряжения определяются суммой (2.3) и (2.13):

$$s_{\theta\theta} = q_1 + q_3 + p_0(2-\delta) - 2(q_3 - q_1) \cos 2\theta + \left(1 + \frac{\nu}{1-\nu}(1-\delta)\right) \Delta p_{pl} - 2 \frac{1-2\nu}{1-\nu} (1-\delta) \Delta p_{pl} \cos 2\theta. \quad (2.14)$$

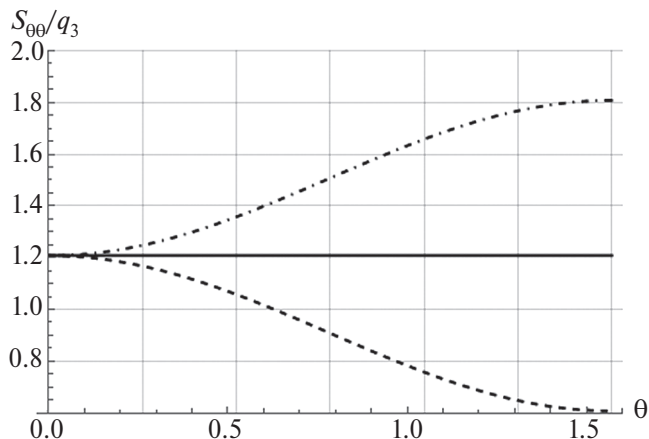
3. Результаты численных расчетов. Распределения окружных напряжений, нормированных на величину вертикального напряжения, для ряда случаев представлены на рис. 1, где принято

$$q_3 = -1, q_1 = \eta q_3, p_0 = 0.44, \nu = 0.2, \delta = 0.2,$$

где η – коэффициент бокового распора. Величина Δp_{pl} принимается равной 0, 0.25 и –0.25 для условий гидростатического давления, максимальной закачки и максимального отбора газа соответственно. Из приведенных графиков видно, что уменьшение пластового давления в процессе отбора газа существенно повышает действующие на контуре горизонтальной скважины кольцевые напряжения $s_{\theta\theta}$, которые достигают максимума в боковой точке при $\theta = \pi/2$.

При отсутствии прочностной анизотропии разрушения следует опасаться в точках контура с максимальными по абсолютному значению напряжениями (2.13). При наличии прочностной анизотропии, как обусловленной наличием площадок ослабления, связанных с напластованием, так и атипичного типа, характерных для высокопористых слабых пород [29, 30], начала разрушения следует опасаться в точках контура, где действующие напряжения превысят предел прочности, зависящий от угла θ .

(a)



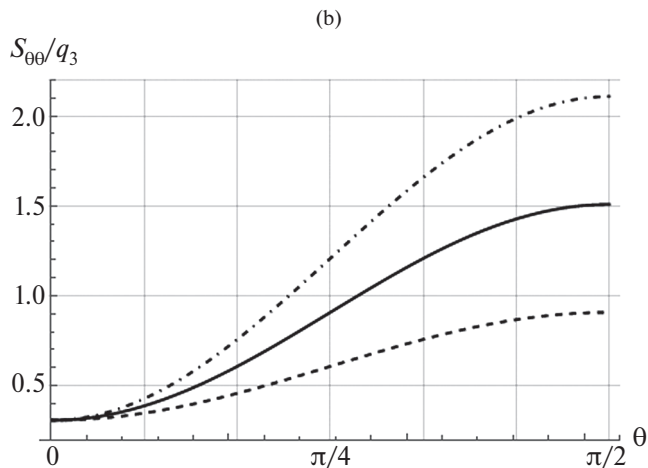


Рис. 1. Зависимости окружных напряжений на контуре горизонтальной скважины, нормированных на значение вертикального напряжения, от угла, отсчитываемого от вертикали; а) при равнокомпонентном исходном напряженном состоянии массива, б) при коэффициенте бокового распора 0.7; сплошные линии — при гидростатическом пластовом давлении; пунктирные линии — при максимальной закачке; штрих-пунктирные линии — при максимальном отборе газа.

На основании выполненных расчетов были составлены программы нагружения образцов пород из коллекторов ряда ПХГ, по которым на установке ИСТНН было выполнено физическое моделирование деформационных процессов, протекающих в призабойной зоне пластов ПХГ при циклическом изменении пластового давления в процессе закачки/отбора газа. В результате для конкретных месторождений были определены максимально допустимые депрессии на забое скважин, не приводящие к разрушению породы в их окрестности и выносу песка в скважину.

4. Экспериментальные исследования. Для примера ниже приведены результаты испытания двух образцов песчаника У1 и У2 из коллектора Увязовского ПХГ. Образцы были изготовлены из одного куска керна, отобранного с глубины 760 м. Гидростатическое пластовое давление составляет 7.6 МПа, максимальное пластовое давление в конце этапа закачки газа согласно проекту эксплуатации месторождения — 10.5 МПа, минимальное пластовое давление в конце этапа отбора газа — 6.5 МПа.

Эксперименты выполнялись на Испытательной системе трехосного независимого нагружения (ИСТНН), созданной в ИПМех РАН [31]. Установка ИСТНН представляет собой уникальный исследовательский комплекс для изучения деформационных, прочностных и фильтрационных характеристик горных пород в условиях истинно трехосного независимого нагружения. Установка ИСТНН позволяет нагружать образцы горных пород в форме куба с ребром 40 мм по любым траекториям нагружения независимо и одновременно по каждой из трех осей.

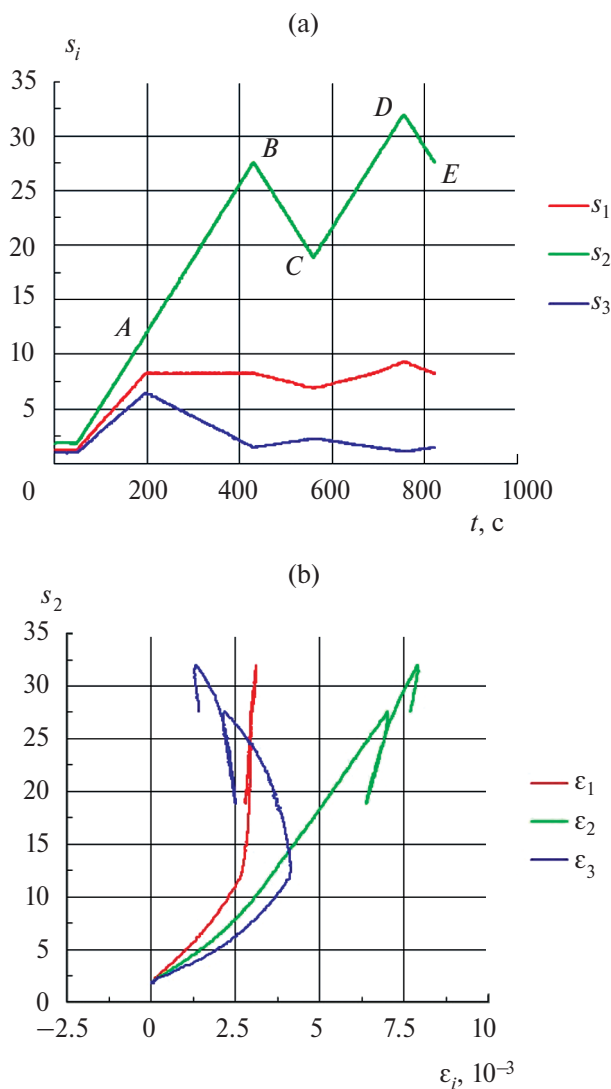


Рис. 2. а) программа испытания образца У1; б) кривые деформирования образца У1.

На рис. 2 и 3 приведены зависимости от времени t [с] напряжений s_1, s_2, s_3 [МПа], прикладываемых в ходе опыта к образцам по осям нагружения 1, 2, 3 установки ИСТНН, (а), и кривые деформирования (б) в ходе нагружения образцов по программам, отвечающих изменению напряжений на контуре горизонтальной скважины. При составлении программ нагружения принималось, что исходное природное напряженное состояние в пласте является неравномерным, так что $q_1 = \eta_1 q_3$, $q_2 = \eta_2 q_3$, где q_3 действует в вертикальном направлении и является максимальным, а q_1 и q_2 — максимальное и минимальное

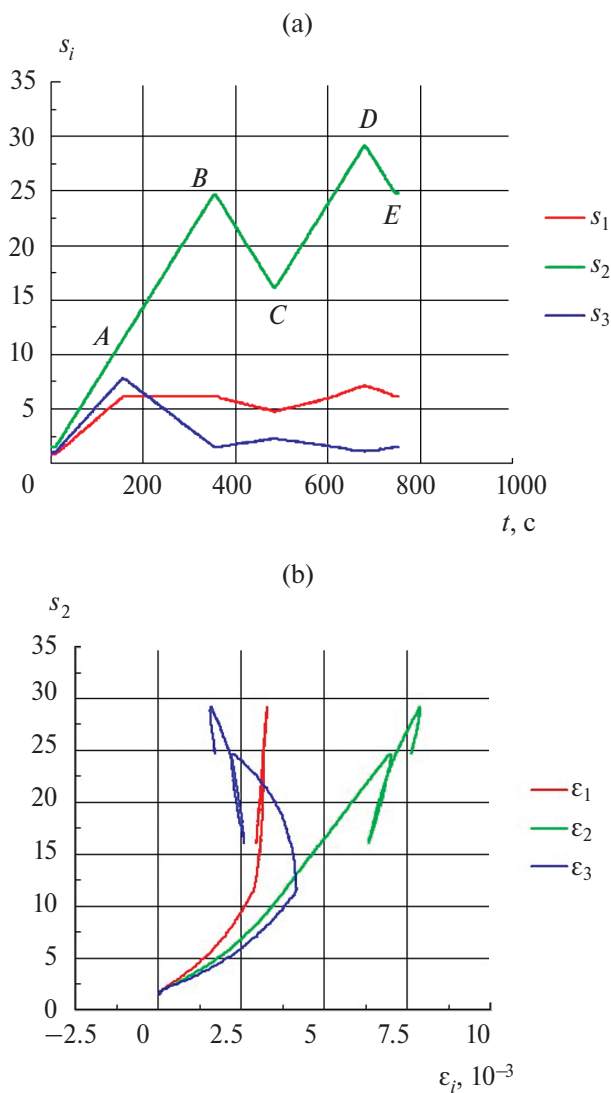


Рис. 3. а) программа испытания образца У3; б) кривые деформирования образца У3.

горизонтальные исходные природные напряжения, причем $\eta_1 = 0.8$; $\eta_1 = 0.7$. В приведенных выше соотношениях принималось $\nu = 0.2$, $\delta = 0.2$.

При испытании образцов У1 и У2 моделировалось изменение напряженного состояния в боковой точке вертикального сечения горизонтальной скважины в ходе одного цикла изменения пластового давления при закачке/отборе газа. В этой точке, отвечающей углу $\theta = \pi/2$ в соотношении (2), кольцевые напряжения s_θ достигают максимума. Разница в двух опытах заключалась в том, что при испытании образца У1 моделировалась горизонтальная

скважина, направление которой совпадало с направлением максимального горизонтального природного напряжения q_1 , а при испытании образца У2 – горизонтальная скважина, направление которой совпадало с направлением минимального горизонтального природного напряжения q_2 .

Напряжения s_1 , s_2 , s_3 , изображенные на рис. 2 и 3, отвечают напряжениям $|s_z|$, $|s_\theta|$, $|s_r|$, действующим на контуре горизонтальной скважины.

В опытах нагружение образцов осуществлялось управлением по напряжениям со скоростью 0.03 МПа/с по каждой из осей установки.

В программе нагружения точка А соответствует напряжениям в пласте до пробуривания скважины; точка В соответствует напряжениям на контуре скважины, когда скважина пробурена и заполнена технической водой; точка С – конец закачки газа в пласт; точка D – конец отбора газа; точка Е – давление в пласте равно начальному.

Из рис. 2,а и 3,а видно, что при проводке горизонтальной скважины вдоль направления действия максимального горизонтального природного напряжения, возникающие на ее контуре напряжения больше, чем при проводке скважины вдоль минимального горизонтального природного напряжения. Отсюда следует важный практический вывод, что для уменьшения рисков разрушения породы в окрестности горизонтальных скважин направление их проводки должно быть близко к направлению действия минимального горизонтального природного напряжения.

На рис. 4 приведена программа нагружения образца из коллектора Увязовского ПХГ, составленная для случая равнокомпонентного исходного природного напряжения в пласте. Из его сравнения с рис. 2,а и 3,а видно, что неравнокомпонентное исходное напряженное состояние значительно повышает действующие на контуре горизонтальной скважины напряжения, тем

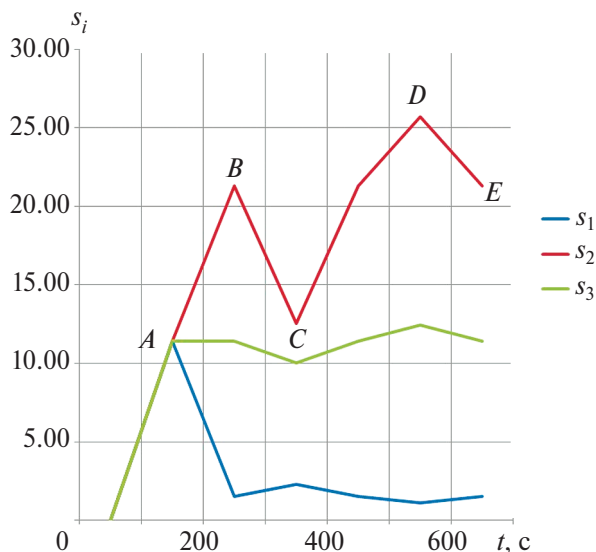


Рис. 4. Программа нагружения образца из Увязовского ПХГ при равнокомпонентном природном напряжении.

самым увеличивая вероятность разрушения породы в ее окрестности и риски пескопроявления.

Выводы. Проведенные на основе геомеханического анализа исследования показали, что в результате изменения пластового давления исходное напряженное состояние в пласте, даже в случае изначально равномерного сжатия становится неравнокомпонентным. Следствием этого является существенное увеличение напряжений, действующих в окрестности скважин, могущее привести к разрушению ее стенок и выносу песка в скважину. Этот факт необходимо учитывать при выборе режимов эксплуатации скважин для снижения риска пескопроявлений.

Выполненные на установке ИСТНН эксперименты по физическому моделированию деформационных и фильтрационных процессов, происходящих в окрестности горизонтальных скважин Увязовского ПХГ при циклическом изменении пластового давления при закачке/отборе газа, подтвердили, что источником разрушения породы в ПЗП в первую очередь является перераспределение напряжений от горного давления в глубине пласта при изменении пластового давления.

Работа выполнена при финансовой поддержке РНФ, проект № 22-11-00273.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Карев В.И., Королев Д.С., Коваленко Ю.Ф., Устинов К.Б. Геомеханическое и физическое моделирование деформационных процессов в пластах подземного хранения газа при циклическом изменении пластового давления // Газовая промышленность. 2020. Спецвыпуск № 4 (808). С. 46–52.
2. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. 266 с.
3. Morita N. Field and laboratory verification of sand-production prediction models // SPE Drilling & Completion. 1994. V. 9. № 4. P. 227–235.
<https://doi.org/10.2118/27341-PA>
4. Башкатов А.Д. Предупреждение пескования скважин. М.: Недра, 1981. 176 с.
5. Врачев В.В., Шафаренко Е.Н., Шустров В.П. Пескопроявление при эксплуатации ПХГ // Газовая промышленность. 1999. № 11. С. 62.
6. Гасумов Р.А., Варягов С.А., Серебряков Е.П. Причины разрушения неустойчивых коллекторов и способы удаления песчаных пробок из скважин // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр. СевКавНИПИгаз. Ставрополь: РИЦ ООО “СевКавНИПИгаз”, 2001. Вып. 34. С. 5–13.
7. Динков А.В., Ланчаков Г.А. Способ эксплуатации скважин, вскрывающих коллектора, сложенные песками и слабосцементированными песчаниками // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. М.: Недра, 1998. С. 330–342.
8. Жуковский К.А., Ахметов А.А., Шарипов В.Н. Причина пескопроявлений при добыче газа и методы их ликвидации, применяемые на Уренгойском месторождении // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. М.: Недра, 1998. С. 323–329.
9. Захаров А.А., Шашков Г. Я. Прогнозная оценка состояния призабойных зон пластов со слабосцементированными коллекторами газовых и газоконденсатных

- месторождений // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр. СевКавНИПИгаз. Ставрополь: РИЦ ООО "СевКавНИПИгаз", 2003. Вып. 39. С. 82–86.
10. *Мартос В.Н.* Методы борьбы с выносом песка // Обзор зарубежной литературы: серия Добыча. М.: ВНИИОУЭНГ, 1973. 112 с.
 11. *Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П.* Технологический режим работы газовых скважин. М.: Недра, 1978. 279 с.
 12. *Желтов Ю.П., Христианович С.А.* О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Известия Академии наук СССР. Отд. техн. наук. 1955. № 5. С. 3–41.
 13. *Karev V., Kovalenko Y., Ustinov K.* Geomechanics of oil and gas wells. Springer. 2020 184 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-26608-0>
 14. *E.G. Kirsch*, Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre // Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure. 1898. V. 42. P. 797–807.
 15. *Тимошенко С.П., Гудьер Дж.* Теория упругости. М.: Наука, 1979. 560 с.
 16. *Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmerman R.W.* Fundamentals of rock mechanics. Malden, Mass., Oxford: Blackwell, MyiLibrary, 2007. 475 p.
 17. *Hiramatsu Y., Oka Y.*, Analysis of stress around a circular shaft or drift excavated in ground in a three dimensional stress state // J. Mining and Metallurgy Institute of Japan. 1962. V. 78. P. 93–98.
 18. *Hiramatsu Y., Oka Y.*, Determination of the stress in rock unaffected by boreholes or drifts, from measured strains or deformations // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 1968. V. 5. № 4. P. 337–353.
 19. *Лехницкий С.Г.* Теория упругости анизотропного тела. М.: Наука, 1977. 415 с.
 20. *Лехницкий С.Г., Солдатов В.В.* Влияние положения эллиптического отверстия на концентрацию напряжений в растягиваемой ортотропной пластинке // Изв. АН СССР, ОТН, Механика и машиностроение. 1961. № 1. С. 3–8.
 21. *Батугин С.А., Нуренбург Р.К.* Приближенная зависимость между упругими константами горных пород и параметры анизотропии // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 1972. № 1. С. 7–11.
 22. *Журавлев А.Б., Устинов К.Б.* О величинах, характеризующих степень упругой анизотропии трансверсально-изотропных горных пород; роль сдвигового модуля. // Изв. РАН. МТТ. 2019. № 4. С. 129–140. <http://doi.org/10.1134/S0572329919040123>
 23. *Gassmann F.* Introduction to seismic travel time methods in anisotropic media // Pure and Appl. Geoph. 1964. V. 58. P. 63–112.
 24. *Аннин Б.Д.* Трансверсально-изотропная модель геоматериалов // Сиб. журн. индустр. матем. 2009. 12. № 3. С. 5–14.
 25. *De Saint-Venant.* Mémoire sur la distribution des *élasticités* autour de chaque point d'un solide ou d'un milieu de contexture quelconque, particulièrement lorsqu'il est amorphe sans être isotrope (Deuxième article) // Journal de Mathématiques Pures et Appliquées. 1863. V. 8. P. 257–430.
 26. *Amadei B.* Rock Anisotropy and the theory of stress measurements, lecture notes in engineering Edition, Lecture notes in engineering, Springer Verlag, 1983. 500 p.
 27. *Mimouna A., Prioul R.* Closed-form approximations to borehole stresses for weakly triclinic elastic media // Int. J. Solids Struct. 2018. V. 147. P. 126–145. <https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2018.05.018>

28. *Mura T.* Micromechanics of defects in solids. Martinus Nijhoff Publishers, The Hague-Boston. 1982. 494 p.
29. *Коваленко Ю.Ф., Устинов К.Б., Карев В.И.* Геомеханический анализ образования вывалов на стенках скважин // Изв. РАН. МТТ. 2022. № 6. С. 148–163.
<https://doi.org/10.31857/S0572329922060125>
30. *Устинов К.Б., Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Барков С.О., Химуля В.В., Шевцов Н.И.* Экспериментальное исследование влияния анизотропии на ориентацию вывалов в скважинах // Изв. РАН. МТТ. 2023. № 3. С. 21–35.
<http://doi.org/10.31857/S0572329922600384>
31. *Karev V.I., Kovalenko Yu.F.* Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production // True Triaxial Testing of Rocks. Leiden: CRC Press/Balkema, 2013. P. 301–310.

FACTORS OF STABILITY OF WELLS IN RESERVOIRS OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES

D. M. Klimov, V. I. Karev, Yu. F. Kovalenko, K. B. Ustinov

^aIshlinsky Institute for Problems in Mechanics RAS, Moscow, Russia

**e-mail: wikarev@ipmnet.ru*

Abstract — Preserving the integrity of wells and preventing sand production processes are among the key problems in the operation of underground gas storage facilities. Previously, the authors have stated that a key role in the processes of destruction and sand production is played by changes in formation pressure in the reservoir as a whole, since it has a decisive influence on the magnitude of the stresses acting in the vicinity of the wells. This thesis differs from the point of view of many researchers who associate these negative processes with a change in the stress state in the bottomhole zone of the formation caused by drawdown/overbalance in wells. The main goal of the article is to study the influence of unequal components of the initial stress state, as well as elastic and strength anisotropy of reservoir rocks on the stability of wells. It is shown that the presence of unequal components of the initial stress state and elastic anisotropy can lead to stress concentrations on the well contour that differ significantly from the isotropic case. It is also shown that in the presence of strength anisotropy, a change in the location of the points of the beginning of well destruction can be observed. The calculations performed have been confirmed by experimental studies carried out on rocks of the Uvyazovsky underground gas storage facility under conditions of true triaxial independent loading.

Keywords: stress-strain state, geomechanical modeling, true triaxial tests.

REFERENCES

1. *Karev V.I., Korolev D.S., Kovalenko Yu.F., Ustinov K.B.* Geomechanical and physical modeling of deformation processes in the layers of an underground gas storage facility

- during cyclic changes in reservoir pressure // Gas Industry. 2020. Special issue 4 (808). P. 46–52. (In Russian)
2. *Pyatahin M.V.* Geomechanical problems during well operation. M.: GASPROM VNIIGAS, 2012. 266 p. (In Russian)
 3. *Morita N.* Field and Laboratory Verification of Sand-Production Prediction Models.- SPE Drilling & Completion, December 1994. P. 227–235. <https://doi.org/10.2118/27341-PA>
 4. *Bashkatov A. D.* Prevention of well sand production. M.: Nedra, 1981. (In Russian)
 5. *Vrachev V.V., Shafarenko E.N., Shustrov V.P.* Sand development during operation of UGS // Gas Industry. 1999. № 11. P. 62. (In Russian)
 6. *Gasumov R. A., Varyagov S. A., Serebryakov E. P.* Causes of destruction of unstable reservoirs and methods of removing sand plugs from wells // Problems of capital repairs of wells and operation of underground gas storage facilities: Collection of articles. Scientific tr. SevKavNIPigaz. Stavropol: RIC LLC “SevKavNIPigaz” 2001. 34. P. 5–13. (In Russian)
 7. *Dinkov A.V., Lanchakov G.A.* Method of exploitation of wells opening reservoirs composed of sands and weakly cemented sandstones // Problems of development of fields of the Urengoy complex: collection scientific tr. M. Nedra. 1998. P. 330–342. (In Russian)
 8. *Zhukovskij K.A., Akhmetov A.A., Sharipov V.N.* The cause of sand deposits during gas production and methods of their elimination used at the Urengoy field // Problems of development of fields of the Urengoy complex: collection. scientific tr. M. Nedra 1998. P. 323–329. (In Russian)
 9. *Zakharov A.A., Shashkov G.Ya.* Predictive assessment of the state of bottomhole zones of formations with weakly cemented reservoirs of gas and gas condensate fields // Problems of capital repairs of wells and operation of underground gas storage facilities: collection. scientific tr. SevKavNIPigaz. Stavropol: RIC LLC “SevKavNIPigaz”. 2003. V. 39. P. 82–86. (In Russian)
 10. *Martos V.N.* Methods of combating sand removal // Review of foreign literature: Extraction series. M.: VNIIOUENG, 1973. (In Russian)
 11. *Aliiev Z.S., Andreev S.A., Vlasenko A.P.* Technological operating mode of gas wells. M.: Nedra, 1978. (In Russian)
 12. *Zheltoy YU.P., Khristianovich S.A.* On hydraulic fracturing of an oil-bearing formation // Izvestia of the USSR Academy of Sciences. Dept. tech. Sci. 1955. № 5. P. 3–41. (In Russian)
 13. *Karev V., Kovalenko Y., Ustinov K.* Geomechanics of Oil and Gas Wells. Springer. 2020 184 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-26608-0>
 14. *Kirsch E.G.* Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre, Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure. 1898. V. 42. P. 797–807.
 15. *Timoshenko S.P., Goodier J.N.* Theory of Elasticity, third ed., McGraw-Hill, 1970.
 16. *Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmerman R.W.* Fundamentals of rock mechanics. Malden, Mass., Oxford: Blackwell, MyiLibrary, 2007. 475 p.
 17. *Y. Hiramatsu, Y. Oka,* Analysis of stress around a circular shaft or drift excavated in ground in a three dimensional stress state, Journal of Mining and Metallurgy Institute of Japan. 1962. V. 78. P. 93–98.
 18. *Y. Hiramatsu, Y. Oka,* Determination of the stress in rock unaffected by boreholes or drifts, from measured strains or deformations, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 1968. V. 5. № 4. P. 337–353.
 19. *Lekhnitskii S.R.* Theory of Elasticity of An Anisotropic Body, Dover Publications Ins, Mineola, NY, 1981.

20. *Lekhnickij S.G., Soldatov V.V.* Influence of the position of an elliptical hole on the stress concentration in a stretched orthotropic plate. *Izv. Academy of Sciences of the USSR, OTN, Mechanics and mechanical engineering*. 1961. № 1. P. 3–8. (In Russian)
21. *Batugin S.A., Nirenburg R.K.* Approximate relationship between the elastic constants of rocks and anisotropy parameters // *Physico-technical problems of mining minerals*. 1972. № 1. P. 7–11. (In Russian)
22. *Zhuravlev A.B., Ustinov K.B.* On Values Characterizing the Degree of Elastic Anisotropy of Transversely Isotropic Rocks; Role of Shear Modulus // *Mech. Solids*. 54 (6). P. 958–967. <https://doi.org/10.1134/s0572329919040123>.
23. *Gassmann F.* Introduction to seismic travel time methods in anisotropic media // *Pure and Appl. Geoph.* 1964. 58. P. 63–112.
24. *Annin B.D.* Transversal isotropic model of geomaterials // *Sib. J. Industrial Math.* 2009. V. 12. № 3. P. 5–14. (In Russian)
25. *De Saint-Venant* Mémoire sur la distribution des élasticités autour de chaque point d'un solide ou d'un milieu de contexture quelconque, particulièrement lorsqu'il est amorphe sans être isotrope (Deuxième article) // *Journal de mathématiques pures et appliquées* 2e série, tome 8. 1863. P. 257–430.
26. *Amadei B.* Rock Anisotropy and the theory of stress measurements, lecture notes in engineering Edition, Lecture notes in engineering. Springer Verlag, 1983.
27. *Mimouna A., Prioul R.* Closed-form approximations to borehole stresses for weakly triclinic elastic media // *International Journal of Solids and Structures*. 2018. V. 147. P. 126–145.
28. *Mura T.* Micromechanics of defects in solids. Martinus Nijhoff Publishers, The Hague-Boston. 1982.
29. *Kovalenko Yu.F., Ustinov K.B., Karev V.I.*, Geomechanical Analysis of the Wellbore Wall Breakouts Formation. *Mech. Solids*. 2022. V. 57. № 6. P. 1403–1415. <https://doi.org/10.3103/s0025654422060243>
30. *Ustinov K.B., Karev V.I., Kovalenko Yu.F., Barkov S.O., Khimulia V.V., Shevtsov N.I.* Experimental Study of the Effect of Anisotropy on the Orientation of Breakouts in Wells. *Mech. Solids*. 2023. V. 58. № 3. P. 685–696. <https://doi.org/10.3103/s0025654422600799>
31. *Karev V.I., Kovalenko Yu.F.* Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production // *True Triaxial Testing of Rocks*. Leiden: CRC Press/Balkema, 2013. P. 301–310.