

ГЕОМЕХАНИКА

УДК 622.276

КОНЦЕНТРАЦИЯ НАПРЯЖЕНИЙ В ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОНАХ СКВАЖИН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

А. М. Свалов

*Институт проблем нефти и газа РАН,
E-mail: svalov@ipng.ru, ул. Губкина, 3, 119333, г. Москва, Россия*

Исследованы особенности формирования зон концентрации напряжений в призабойных зонах скважин при эксплуатации подземных хранилищ газа. Численным моделированием установлено, что на начальной стадии процесса закачки газа под высоким давлением в подземных хранилищах газа вблизи кровли продуктивного пласта в породе и цементной оболочке скважины развиваются разрушающие напряжения сдвига, сопоставимые с давлением закачки, что может приводить к потере герметичности затрубного пространства скважин. Для предотвращения потерь газа предложено проводить расширение ствола скважины в кровле продуктивного пласта и устанавливать в соответствующем месте колонны обсадных труб пружинный центратор с номинальным диаметром, превышающим диаметр ствола, что остановит распространение зоны разрушения цементного камня. Для снижения интенсивности разрушающих напряжений в породе угловые зоны при расширении ствола скважины в интервале продуктивного пласта целесообразно делать закругленными.

Подземные хранилища газа, цементная оболочка скважины, разрушающие напряжения, расширение ствола скважины, пружинный центратор

DOI: 10.15372/FTPRPI20230201

Одна из основных проблем, возникших при эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ), — разрушение породы пласта-коллектора и вынос микрочастиц разрушенной породы в виде песка в ствол скважины и далее в наземное оборудование [1–4]. Этот процесс обусловлен периодичностью закачки и отбора газа из подземных хранилищ, сопровождающихся периодическим нагружением и разгрузкой породы в пласте, и считается неизбежным явлением, сопутствующим процессу эксплуатации ПХГ. Для снижения интенсивности выноса песка в ствол скважины ее призабойную зону оборудуют песчано-гравийными фильтрами и обрабатывают закрепляющими составами [1–4].

При эксплуатации ПХГ возникает и другая проблема, связанная с тем, что давление закачки газа достигает 15 МПа и более. При этом относительно малые размеры воронки репрессии в окрестности призабойной зоны скважины в начальный период закачки обуславливают разви-

тие напряжений сдвига большой амплитуды в приствольной зоне скважины как непосредственно в породе-коллекторе, так и в кровле пласта. Жесткость стальных обсадных труб существенно превышает жесткость осадочных пород, что приводит к концентрации напряжений сдвига в породе вблизи внешней поверхности труб и к возможности разрыва связи между цементной оболочкой скважины и обсадными трубами, а также к разрыву связи цементной оболочки и горной породы. Последнее усугубляется тем, что после строительства скважины на стенках породы сохраняется тонкий остаточный слой глинистой корки, препятствующий прочному сцеплению цементного камня с породой. По этой причине даже относительно небольшие напряжения сдвига на поверхности раздела цементной оболочки и породы способны вызвать разрыв связи между ними и продольное смещение породы относительно обсадных труб, а также потерю герметичности затрубного пространства скважины. Разгерметизация затрубного пространства скважин — одна из причин утечек газа из подземных хранилищ, и может приводить к проблемам экологического характера, связанным с поступлением углеводородного газа (метана) в вышерасположенные водонасыщенные пласты и в атмосферу Земли над ПХГ.

Подобные проблемы возникают и при разработке месторождений нефти и газа, например при применении технологии гидроразрыва пластов, когда давление закачки жидкости гидроразрыва достигает нескольких сотен атмосфер ($\sim 30-50$ МПа), что приводит к развитию напряжений сдвига в призабойных зонах скважин, разрушающих цементный камень [5]. Это вызывает смещение породы преимущественно по поверхности контакта цементной оболочки и стенок скважины, т. е. разгерметизацию затрубного пространства скважин [5]. При разработке месторождений нефти и газа, сопровождающейся значительным снижением пластового давления, что особенно характерно для газовых месторождений, смещение породы вдоль обсадных труб происходит в направлении забоя скважины.

Необходимость отдельного анализа особенностей действия механизма концентрации разрушающих напряжений при эксплуатации ПХГ обусловлена тем, что конструкция призабойных зон скважин ПХГ в большинстве случаев отличается от конструкции таких зон в скважинах на нефтяных и газовых месторождениях. Существенной особенностью конструкции нижней части скважин ПХГ является увеличенный диаметр ствола скважины в интервале породы-коллектора и заполнение расширенной части ствола песчано-гравийной смесью, препятствующей поступлению частиц породы, выносимых из пласта с потоком газа, в ствол скважины. При этом обсадные трубы скважин ПХГ спускаются в скважину только до уровня кровли пласта, а в расширенной части ствола скважины устанавливается фильтр, разделяющий ствол скважины и область песчано-гравийной засыпки.

Такая конструкция призабойной зоны скважины ПХГ определяет особенности формирования ее напряженно-деформированного состояния при закачке газа с высоким давлением. Анализ этих особенностей и возможностей снижения разрушающих нагрузок в приствольной зоне — цель настоящей работы.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И ЕЕ РЕШЕНИЕ

На рис. 1 представлена конструкция нижней части скважины ПХГ. Точками *A* и *B* отмечены участки потенциально высокой концентрации напряжений сдвига при росте пластового давления — окрестность точки *A*, соответствующей резкой смене модулей упругости деформируемых сред, а также окрестность угловой точки *B* на участке расширения ствола скважины, которая в соответствии с законами деформирования упругих тел также характеризуется концентрацией напряжений.

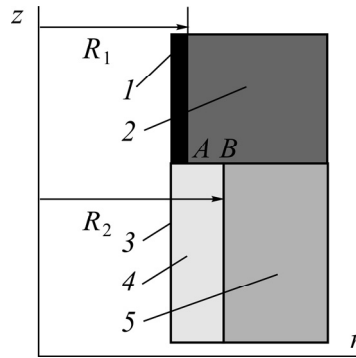


Рис. 1. Схематичное изображение призабойной зоны скважины ПХГ: 1 — обсадная труба; 2 — кровля продуктивного пласта; 3 — фильтр; 4 — расширенный участок ствола скважины, заполненный песчано-гравийной смесью; 5 — продуктивный пласт. Точки A и B соответствуют точкам максимальной концентрации напряжений сдвига в породе при закачке газа в ПХГ

Рост пластового давления при закачке газа в хранилище, когда возрастающий размер области повышенного давления в пласте с течением времени станет значительно превышать глубину его залегания, приведет к смещению вверх всего вышерасположенного массива породы как целого недеформируемого тела. Очевидно, что наличие зацементированной колонны жестких обсадных труб, расположенных над продуктивным пластом в массиве породы, смещаемом вверх под действием растущего пластового давления, не будет препятствовать такому смещению. Отсюда следует, что концентрации напряжений сдвига в породе вокруг колонны обсадных труб на поздней стадии процесса закачки газа в ПХГ происходить не будет.

На начальной стадии закачки газа в пласт, когда радиус воронки репрессии вокруг ствола скважины еще относительно мал, рост пластового давления в этой воронке будет приводить к деформированию (сжатию) массива породы над ней лишь в некоторой, относительно малой области, размеры которой сопоставимы с размерами воронки репрессии. Наличие в этом массиве более жесткого элемента, каким является колонна стальных обсадных труб, будет препятствовать сжатию породы в кровле продуктивного пласта над воронкой репрессии. Таким образом, на начальном этапе закачки газа в ПХГ, при малых размерах воронки репрессии, концентрация напряжений сдвига в цементной оболочке скважины может быть весьма существенной.

Аналитические оценки степени концентрации напряжений в упругих средах возможны только для некоторых модельных задач в плоской постановке [6–8]. При осесимметричной (в координатах r, z, φ) постановке задачи, соответствующей распределению упругих напряжений в призабойных зонах скважин, для количественной оценки напряжений, развивающихся при закачке газа в приствольных зонах скважин ПХГ, аналогично [5] численно исследована система уравнений пороупругости:

$$\sigma_{r,r} + \tau_{rz,z} + \frac{\sigma_r - \sigma_\varphi}{r} = P_r(r), \quad \tau_{rz,r} + \sigma_{z,z} + \frac{\tau_{rz}}{r} = 0$$

$$\sigma_r = \lambda I + 2\mu u_{,r}, \quad \sigma_\varphi = \lambda I + \frac{2\mu u}{r}, \quad \sigma_z = \lambda I + 2\mu w_{,z}, \quad \tau_{rz} = \mu(u_{,z} + w_{,r}),$$

$$I = u_{,r} + w_{,z} + \frac{u}{r}, \quad \lambda = \frac{Ev}{1+\nu}(1-2\nu), \quad \mu = \frac{E}{2}(1+\nu).$$

Здесь σ_r , σ_z , σ_φ — радиальные, вертикальные и окружные эффективные напряжения; τ_{rz} — касательное напряжение; r , z , φ — соответствующие координаты; λ , μ — параметры Ламе; E — модуль Юнга; ν — коэффициент Пуассона упругой среды; u , w — компоненты радиального и вертикального смещения среды. Знак запятой в нижнем индексе означает операцию дифференцирования по координате, следующей за этой запятой.

Приведенная система уравнений описывает упругое деформирование горной породы в рамках концепции эффективных напряжений [9–11]. Функция $P(r)$ определяет квазистационарное распределение порового давления в воронке репрессии в продуктивном пласте. Эта функция и размер воронки репрессии задаются соответственно целям численных расчетов при анализе влияния функции $P(r)$ на характер распределения напряжений в пристволенной зоне скважины, вне воронки репрессии эта функция принимается равной нулю. На границах упругих сред с различными свойствами ставятся условия равенства смещений и напряжений этих сред. Исходное напряженно-деформированное состояние пород и начальное пластовое давление принимаются за нулевой фон; соответственно, на внешней границе, достаточно удаленной от продуктивного пласта по вертикали, принимается условие нулевых напряжений, на внешней границе, удаленной от ствола скважины по горизонтали, — условие нулевых касательных напряжений и горизонтальных смещений породы.

Концепция эффективных напряжений, широко используемая в нефтегазовой механике [9–14] для анализа влияния порового давления на напряженно-деформированное состояние горной породы, является упрощенным вариантом уравнений пороупругости [12–19]. При этом для пород-коллекторов нефти и газа, используемых в качестве подземных хранилищ газа, характерны достаточно высокие значения их пористости, что позволяет с приемлемой точностью принимать коэффициент Био, входящий в уравнения пороупругости [12–19], равным единице.

В случае, когда пакер, отделяющий нижнюю часть ствола скважины от верхней, установлен на уровне границы раздела продуктивного пласта и его кровли, на внутренней поверхности обсадных труб сжимающее радиальное напряжение в расчетах принималось равным нулю. При достаточно удаленном по вертикали от пласта месте установки пакера это напряжение равно гидродинамическому давлению P в стволе скважины. Касательные напряжения на внутренней поверхности обсадных труб считались отсутствующими, средняя линия продуктивного пласта в расчетах принималась за линию симметрии.

Учитывая, что расширенная часть ствола скважины заполнена сыпучей средой, не препятствующей процессам ее растяжения, в расчетной схеме принималось условие, что в этой расширенной части пласта гидродинамическое давление P в стволе скважины полностью воздействует на породу. В частности, на линии AB на кровлю пласта действует сжимающее напряжение, равное гидродинамическому давлению P в стволе скважины.

Численные расчеты проводились при $E = 2.2 \cdot 10^5$ МПа, $\nu = 0.3$. Модули Юнга в цементной оболочке скважины и в породе кровли пласта для упрощения расчетов брались одинаковыми и равными 10^4 МПа, в породе-коллекторе — $5 \cdot 10^3$ МПа, коэффициент Пуассона породы всюду 0.2. Внешний радиус обсадных труб в одном варианте расчетов $R_1 = 84$ мм, радиус расширенного ствола скважины $R_2 = 150$ мм, во втором варианте расчетов $R_1 = 122.5$ мм, $R_2 = 200$ мм. Толщина стенок обсадных труб во всех вариантах расчетов $\delta = 10$ мм. Толщина продуктивного пласта 5 м. Указанные здесь значения определяющих параметров расчетных задач соответствуют характерным значениям этих параметров на действующих ПХГ. Расчеты показали, что концентрация напряжений сдвига τ_{rz} в породе (цементной оболочке) при росте пластового давления в призабойной зоне скважины проис-

ходит в окрестности точек A и B (рис. 1). Точке A соответствует нижняя точка внешней поверхности зацементированных обсадных труб, точке B — верхняя угловая зона расширенного участка ствола скважины.

На рис. 2 показано распределение напряжений сдвига вдоль вертикалей, направленных вверх от этих точек ($z=0$).

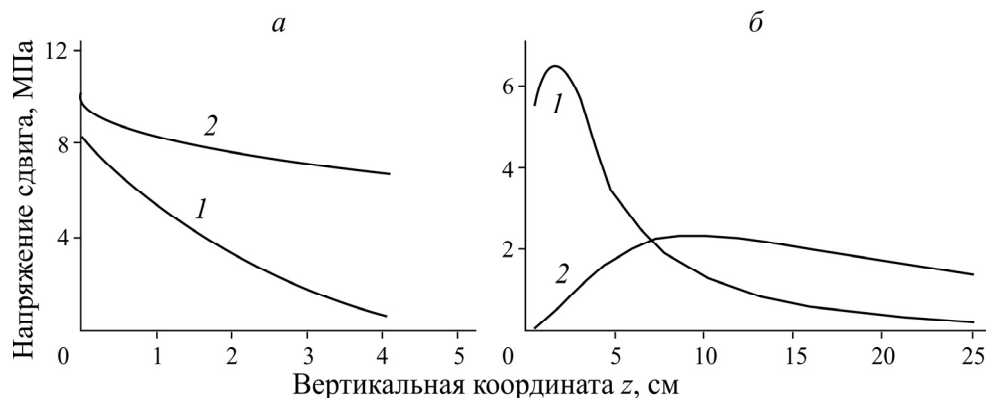


Рис. 2. Распределение напряжений сдвига вдоль вертикальной координаты z : a — 1 — напряжения на внешней поверхности обсадной трубы на начальной стадии закачки газа; 2 — то же при эффективном радиусе репресссионной воронки, равном 2 м; $б$ — аналогичные кривые, направленные вверх от угловой точки расширенного участка ствола скважины

Кривая 1 на рис. 2а соответствует распределению напряжений сдвига в цементной оболочке на поверхности ее контакта с обсадной трубой в случае, когда давление закачки $P=10$ МПа действует на кровлю пласта только на линии AB , т. е. на расширенном участке ствола скважины, заполненном песчано-гравийной смесью. Вне расширенного участка пластовое давление равно нулю. Этот предельный случай соответствует начальному моменту времени закачки газа, когда воронка репрессии в пласте еще не сформировалась и давление в стволе скважины не передалось в продуктивный пласт. На расширенном участке ствола скважины, заполненном высокопроницаемой сыпучей средой, на кровлю продуктивного пласта (линия AB на рис. 1) и на боковую стенку уже действует сжимающее давление P .

Максимальное напряжение сдвига, равное ~ 8.5 МПа, достигается в точке A и убывает до несущественных значений на масштабе порядка 10 см. Можно заключить, что в начальный момент времени закачки газа в скважину максимальное напряжение сдвига в ближайшей окрестности внешней поверхности обсадных труб близко к гидродинамическому давлению $P=10$ МПа в стволе скважины. В силу линейности уравнений пороупругости увеличение давления закачки до 15–18 МПа пропорциональным образом увеличит и максимальное значение напряжения сдвига в точке A .

Кривая 1 на рис. 2а соответствует расчетам при значениях $R_1=84$ мм, $R_2=150$ мм; здесь и далее результаты расчетов для случая $R_1=122.5$ мм и $R_2=200$ мм не приводятся, поскольку они аналогичны представленным на рис. 2, а разница между ними находится в пределах $\sim 10\%$ (в случае обсадной трубы большего размера максимальные значения напряжений уменьшаются). Разница максимальных значений напряжений сдвига в вертикальных направлениях при условии нулевого радиального сжимающего напряжения на внутренней поверхности обсадных труб и радиального напряжения, равного 10 МПа, также незначительна.

Кривая 2 на рис. 2а описывает распределение напряжений сдвига на вертикали, начинающейся в точке A стадии закачки газа, когда в призабойной зоне скважины уже сформировалась воронка репрессии достаточно большого радиуса. Для расчетов принято, что эффективный ра-

диус воронки репрессии, внутри которой пластовое давление может считаться равным гидродинамическому давлению $P = 10$ МПа в стволе скважины и на его расширенном, заполненном песком, участке, равен 2 м.

В этом случае максимум значений напряжений сдвига на кривой 2 повышается в точке A до ~ 10 МПа, т. е. не слишком значительно в сравнении с максимумом на кривой 1 (~ 8.5 МПа), но характерный размер области повышенных значений этих напряжений увеличивается в 4–5 раз в сравнении с размером аналогичной области для кривой 1. Это означает, что основной вклад в максимум напряжений в точке A вносит ближайшая окрестность обсадных труб, включая расширенный участок ствола скважины, а влияние удаленных от ствола скважины участков воронки репрессии проявляется в увеличении размеров области повышенных значений напряжений сдвига.

На рис. 2б представлено распределение напряжений сдвига в породе на вертикальной прямой, начинающейся в угловой точке B . Кривая 1 относится к начальной стадии закачки газа в ПХГ, когда на кровлю пласта действует сжимающее напряжение 10 МПа только на линии AB . Кривая 2 относится к более поздней стадии закачки, на которой эффективный радиус воронки репрессии равен 2 м, а пластовое давление в этой воронке 10 МПа. Максимальное значение напряжения сдвига в окрестности точки B на начальной стадии закачки достаточно велико и достигает ~ 6.5 МПа, но в процессе увеличения радиуса воронки репрессии напряжения сдвига на описываемой вертикальной прямой убывают, причем особенно значительно в самой точке B — практически до нулевых значений. Этот результат можно объяснить тем, что вертикальное смещение породы, обусловленное сжимающим действием давления на кровлю пласта вдоль линии AB слева от точки B , сопоставимо со смещением, вызванным действием на кровлю пластового давления в воронке репрессии справа от этой точки. Близкие друг к другу значения вертикальных смещений породы справа и слева от точки B вызывают снижение напряжений сдвига на вертикали, проходящей через эту точку.

В точке A воздействие на кровлю пласта сжимающего напряжения на линии AB и воздействие на кровлю пластового давления в воронке репрессии происходит справа от этой точки. В результате суммирования этих воздействий увеличивается и максимум напряжения сдвига в данной точке. Увеличение размеров области повышенного давления в пласте до значений, значительно превышающих глубину его залегания, приводит к смещению вверх всего массива пород, расположенного над продуктивным пластом. В результате выравниваются вертикальные смещения всех точек массива и снижается напряжение сдвига.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Численный анализ особенностей распределения напряжений сдвига в породе, развивающихся при закачке газа в ПХГ при высоком давлении, показал, что на начальной стадии процесса закачки в приствольных зонах скважин развиваются напряжения сдвига, которые сопоставимы с давлением закачки и превышают или близки к прочности породы и цементного камня на сдвиг.

Отметим, что до начала закачки газа в скважину напряжения сдвига в вертикальных плоскостях приствольной зоны скважины имеют практически нулевые значения, соответствующие установившемуся однородному распределению пластового давления. Это означает, что рассчитанные значения напряжений сдвига могут использоваться для анализа возможности потери связи цементного камня с внешней поверхностью обсадных труб и стенками скважины. Учитывая повторяемость процесса закачки газа под высоким давлением, можно сделать вывод о том, что в приствольных зонах скважин ПХГ со временем происходит разрушение связи цементного камня с породой, что влечет за собой потерю герметичности затрубного пространства скважин с соответствующими негативными последствиями, связанными с утечкой газа из подземного хранилища.

Интенсивность разрушающих породу напряжений сдвига в угловой области расширенной части ствола скважины (окрестность точки *B*) может быть понижена, если угловые области этой части ствола скважины будут закругленными, что «размажет» зону пиковых значений напряжений в них. В точке *A* ситуация осложняется тем, что между цементной оболочкой скважины и стенкой скважины существует тонкий остаточный слой глинистой корки, снижающий прочность связи цементного камня с породой, и для разрушения этой ослабленной связи достаточно значительно меньших напряжений, чем те, что развиваются при высоком давлении закачки газа в ПХГ. При образовании в точке *A* вертикально направленной трещины сдвига действие напряжений сдвига по берегам этой трещины приводит к концентрации экстремально больших напряжений в концевой части трещины. Как показано в [6, 7] на примерах плоских задач теории упругости, в концевых точках трещин, находящихся под действием напряжений сдвига, теоретически достигаются бесконечные значения напряжений. Даже с учетом того обстоятельства, что горные породы при высоких значениях прикладываемых к ним напряжений проявляют свойства пластичности, можно ожидать, что в концевых точках трещин при действии на их берегах напряжений сдвига будет происходить концентрация напряжений, приводящая к росту этих трещин.

Таким образом, смещение породы вдоль колонны обсадных труб по границе между цементным камнем и стенками скважины с ослабленной связью между ними, начавшись в точке *A* под действием высоких напряжений сдвига в этой точке, может распространиться на значительное расстояние от кровли продуктивного пласта, что приведет к разгерметизации затрубного пространства скважины. Для предотвращения процесса распространения смещения породы (трещины сдвига) вдоль колонны обсадных труб при эксплуатации ПХГ может быть применен способ [5, 20], заключающийся в том, что в кровле продуктивного пласта при строительстве скважины должен быть расширен ее ствол и в соответствующем месте колонны обсадных труб жестко закреплён пружинный центратор *1* (рис. 3) с номинальным диаметром, превышающим диаметр ствола скважины.

На расширенном участке ствола скважины диаметр пружинного центратора увеличится, а после цементирования скважины на нем сформируется прочное жесткое включение, армированное металлическими элементами центратора. Такое включение предотвратит распространение трещины сдвига вдоль границы между цементным камнем и стенками скважины.

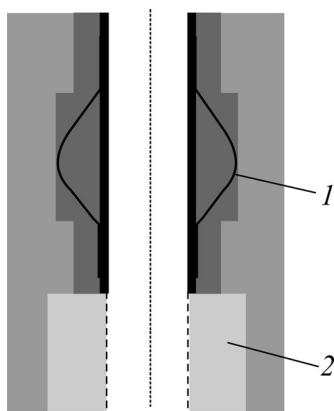


Рис. 3. Установка зацементированного пружинного центратора *1* в расширенном участке ствола скважины в кровле продуктивного пласта; *2* — заполненный песчано-гравийной смесью участок расширенного ствола скважины

ВЫВОДЫ

При закачке газа в подземные хранилища под действием высокого давления в призабойной зоне скважины формируются области концентрации напряжений сдвига, разрушающих связь цементной оболочки со стенками скважины. Для снижения разрушающих напряжений в угловых областях расширенного ствола скважины целесообразно при ее строительстве кромки расширенного участка делать закругленными. Для предотвращения распространения трещины сдвига на границе цементной оболочки скважины и ее стенок следует расширить ствол скважины в кровле пласта и в соответствующей точке колонны обсадных труб установить пружинный центратор с последующим цементированием затрубного пространства скважины. Предложенные меры будут способствовать повышению уровня герметичности затрубного пространства скважин при эксплуатации ПХГ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев В. А., Гришин Д. В., Голод Г. С., Епишов А. П., Гунькина Т. А., Машков В. А. Теория и практика эксплуатации подземных хранилищ газа в условиях разрушения пласта-коллектора. — М.: ТПС Принт, 2016. — 264 с.
2. Пятахин М. В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. — М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. — 266 с.
3. Гришин Д. В., Петухов А. В., Петухов А. А. Анализ факторов, обуславливающих процессы разрушения призабойных зон скважин Гатчинского ПХГ, и прогноз пескопроявлений // Зап. Горн. ин-та — 2010. — Т. 188. — С. 207–213.
4. Зиновьев В. В., Басниев К. С., Будзуляк Б. В., Ананенков А. Г., Аксютин О. Е. Повышение надежности и безопасности эксплуатации подземных хранилищ газа. — М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2005. — 391 с.
5. Свалов А. М. Механизм разгерметизации затрубного пространства скважины при проведении гидроразрыва пласта // ФТПРПИ. — 2021. — № 1. — С. 21–27.
6. Мусхелишвили Н. И. Некоторые основные задачи математической теории упругости. — М.: Наука, 1966. — 708 с.
7. Седов Л. И. Механика сплошной среды. — М.: Наука, 1970. — Т. 2. — 568 с.
8. Трофимов В. А., Филлипов Ю. А. Влияние изменения напряженного состояния пород кровли угольного пласта при развитии очистных работ на газовый режим залежи // ФТПРПИ. — 2019. — № 5. — С. 33–34.
9. Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. — М.: Недра, 1975. — 216 с.
10. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984. — 211 с.
11. Свалов А. М. Механика процессов бурения и нефтегазодобычи. — М.: Либроком, 2009. — 256 с.
12. Aziz K. and Settari A. Petroleum reservoir simulation, London, Appl. Sci. Publ. Ltd., 1979. — 476 p.
13. Николаевский В. Н. Геомеханика и флюидодинамика с приложениями к проблемам газовых и нефтяных пластов. — М.: Недра, 1996. — 447 с.
14. Карев В. И., Королев Д. С., Коваленко Ю. Ф., Устинов К. Б. Геомеханическое и физическое моделирование деформационных процессов в пластах подземного хранилища газа при циклическом изменении пластового давления // Газовая пром-сть. — 2020. — № s4 (808). — С. 56–62.

15. **Wang H. F.** Theory of linear poroelasticity, Princeton University Press, 2000. — 287 p.
16. **Coussy O.** Mechanics and physics of porous solids, John Wiley & Son Ltd., 2010. — 281 p.
17. **Панфилов М. Б.** Физико-химическая гидродинамика пористых сред. С приложениями к геонаукам и нефтяной инженерии: учеб. пособие. — Долгопрудный: Интеллект, 2020. — 464 с.
18. **Зобак М. Д.** Геомеханика нефтяных залежей. — Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2018. — 480 с.
19. **Азаров А. В., Курленя И. В., Патутин А. В., Сердюков С. В., Темиряева О. А., Яблоков А. В.** Методика моделирования фильтрации флюидов при разработке твердых полезных ископаемых с применением гидроразрыва // ФТПРПИ. — 2020. — № 6. — С. 3–11.
20. **Способ** повышения герметичности затрубного пространства нефтяных и газовых скважин (варианты): Пат. 2775849 РФ С1 / А. М Свалов; заявл. 07.12.2021 // Оpubл. в БИ. — 2022. — № 20.

Поступила в редакцию 27/II 2023

После доработки 15/III 2023

Принята к публикации 16/III 2023