

НАУЧНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИИ И КОНТРОЛЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ УГЛЕВОДОРОДОВ

Оригинальная статья

УДК 622.276

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.03>

Геомеханический анализ процесса разрушения призабойных зон и затрубного пространства скважин при эксплуатации подземных хранилищ газа

А.М. Свалов ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* В работе проанализированы геомеханические процессы, обуславливающие разрушение призабойных зон скважин и их затрубного пространства при эксплуатации подземных хранилищ газа. Разрушение породы в призабойных зонах скважин приводит к интенсивному выносу частиц разрушенной породы (песка) в ствол скважины и далее на ее устье, снижая производительность скважины и приводя к интенсивному износу скважинного оборудования. Разрушение цементного камня в затрубном пространстве скважины приводит к его разгерметизации, поступлению газа в вышерасположенные проницаемые пласты и на поверхность Земли, что, помимо потерь углеводородного сырья, может приводить к возникновению экологических проблем. *Цель работы.* Анализ механизмов разрушения породы при закачке газа в подземные хранилища газа и разработка подходов к снижению интенсивности такого разрушения. *Материалы и методы.* В работе используются методы математического моделирования напряженно-деформированного состояния горных пород. *Результаты.* Показано, что процессы разрушения породы наиболее интенсивно происходят в период закачки газа в подземные хранилища, характеризующийся экстремально высокими значениями пластового давления в призабойной зоне скважины. Рост пластового давления инициирует процесс развития разрушающих напряжений в породе и в цементном камне в затрубном пространстве скважины, вследствие чего происходит потеря сцепления цементного камня с породой и развиваются процессы трещинообразования в окрестности необсаженной части ствола скважины, что является предпосылкой интенсивного выноса песка при дальнейшей эксплуатации скважины. *Выводы.* Установлено, что для снижения интенсивности избыточных разрушающих напряжений в породе и в цементном камне целесообразно поэтапно повышать давление закачки газа в хранилище, с длительностью каждого этапа, определяемой временем выхода процесса закачки на квазистационарный режим. Показано, что установка цементируемого пружинного центратора в кровле над продуктивным пластом при строительстве скважины при эксплуатации подземных хранилищ газа также будет способствовать существенному снижению интенсивности разрушающих напряжений в ее приствольной зоне.

Ключевые слова: подземные хранилища газа, герметичность затрубного пространства, утечки газа, разрушение призабойной зоны, вынос песка

✉ Свалов Александр Михайлович, svalov@ipng.ru

© Свалов А.М., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501404-4).

Для цитирования: Свалов А.М. Геомеханический анализ процесса разрушения призабойных зон и затрубного пространства скважин при эксплуатации подземных хранилищ газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 99–109. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.03>

Введение

Проблема утечек углеводородного газа из подземных хранилищ газа (ПХГ) через негерметичное затрубное пространство скважин в вышерасположенные водонасыщенные пласты и в атмосферу Земли приводит не только к потерям газа при эксплуатации ПХГ, но и к негативному воздействию на состояние природной среды [1, 2]. Кроме того, вынос в ствол добывающей скважины песка, образующегося при разрушении породы пласта от действия циклических нагрузок при закачке и отборе газа, приводит к осложнениям при эксплуатации ПХГ из-за образования песчаных пробок в стволах скважин, препятствующих подъему пластового флюида на поверхность, а также к ускоренному износу скважинного оборудования^{1, 2} [3, 4].

Для повышения герметичности затрубного пространства скважин и повышения устойчивости их призабойных зон к разрушающим нагрузкам, развивающимся при значительном повышении пластового давления в призабойных зонах, например, при закачке газа в ПХГ, может

быть предложен способ³. Согласно этому способу в процессе строительства скважины над продуктивным пластом на некотором участке его кровли расширяется ствол скважины и в колонне обсадных труб в соответствующем месте устанавливается пружинный центратор с номинальным диаметром, превышающим исходный диаметр ствола скважины. После цементирования затрубного пространства скважины в расширенном участке ее ствола образуется жесткое включение, армированное металлическими элементами пружинного центратора, препятствующее продольному смещению породы вдоль колонны обсадных труб при изменении пластового давления в призабойной зоне скважины. Это обеспечивает сохранение высокого уровня герметичности затрубного пространства скважины в процессе ее эксплуатации и проведение в ней технологических мероприятий, сопровождающихся изменением пластового давления в призабойной зоне скважины.

Вместе с тем необходимо отметить, что реализацию этого способа наиболее рационально осуществлять на стадии строительства скважин, в действующих скважинах его применение сопряжено со значительными трудностями.

¹ Abandoned oil and gas wells are leaking methane across the USA // Inhabitat. 2015. 29 January. URL: <https://inhabitat.com/abandoned-oil-and-gas-wells-are-leaking-methane-across-the-USA> (дата обращения: 15.12.2024).

² Plugging and abandonment of oil and gas wells: Working Document No. 2-25 of the NPC North American Resource Development Study, 15 September 2011. 21 p. URL: https://www.npc.org/Prudent_Development-Topic_Papers/2-25_Well_Plugging_and_Abandonment_Paper.pdf (дата обращения: 15.12.2024).

³ Свалов А.М. Пат. RU 2775849 C1. Способ повышения герметичности затрубного пространства нефтяных и газовых скважин (варианты). № 2021135972; Заявл. 07.12.2021; Оpubл. 11.07.2022 // Изобретения. Полезные модели. 2022. Бюл. № 20. 13 с.

Кроме того, данный способ, в основном, повышает устойчивость приствольной зоны скважины к воздействию разрушающих нагрузок в области, расположенной вблизи кровли продуктивного пласта, и степень устойчивости стенок скважин к разрушению во всем интервале продуктивного пласта, особенно для скважин ПХГ, стволы которых в продуктивном интервале, как правило, не обсажены стальными трубами, повышается несущественным образом.

Целью работы является анализ геомеханических процессов, обуславливающих разрушение призабойных зон скважин ПХГ, развивающихся на стадии закачки газа в хранилище под высоким давлением, а также предлагается способ снижения интенсивности этого разрушения и, соответственно, снижение интенсивности выноса песка и потерь газа через затрубное пространство скважин при эксплуатации ПХГ.

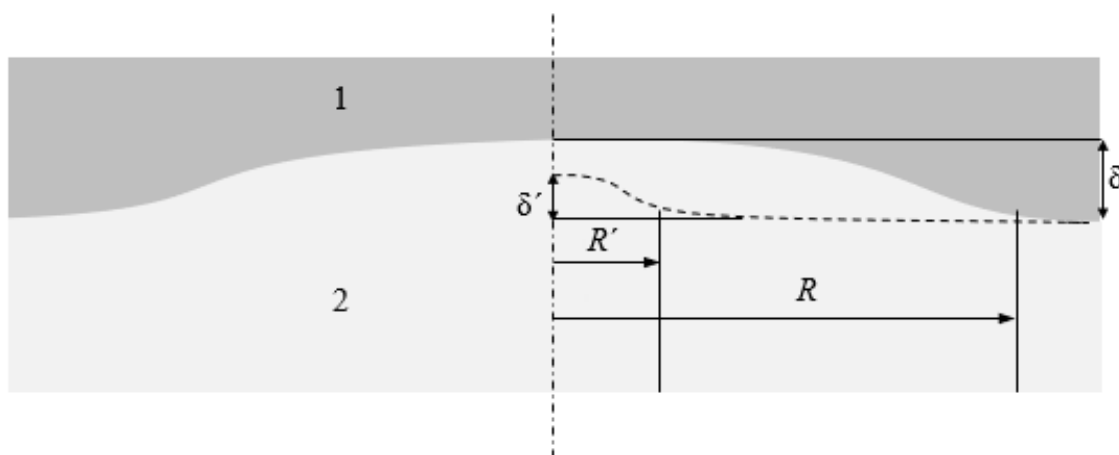
Анализ проблемы

Важно отметить, что при закачке газа в ПХГ превышение давления закачки над пластовым давлением, установившимся в истощенном хранилище перед закачкой газа, может достигать ~15–18 МПа [1, 2]. При этом быстрый и значительный рост величины пластового давления в призабойной зоне скважины вызывает развитие сопоставимых с ним по величине избыточных напряжений как в самом пласте, так и в приствольной зоне скважины выше и ниже продуктивного пласта [5]. При этом существенно, что избыточные напряжения достигают максимума именно на начальной стадии закачки газа, когда эффективный радиус воронки репрессии в призабойной зоне скважины относительно мал.

Действительно, как показано на рис. 1, на начальной стадии из-за противодействия упругих сил в кровле пласта (1) вертикальному смещению породы продуктивного пласта (2), происходящего вследствие повышения пластового давления в воронке репрессии с эффективным радиусом R' , величина вертикального смещения породы пласта δ' будет относительно малой, стремящейся к нулю на самом начальном этапе закачки газа в ПХГ, т. е. при величине радиуса воронки репрессии R' , близкой к нулю.

На более поздней стадии закачки газа с ростом эффективного радиуса воронки репрессии R растет и величина δ вертикального смещения пласта, достигая максимума ко времени, когда радиус воронки репрессии будет значительно превышать глубину залегания продуктивного пласта (ствол скважины, находящийся на оси симметрии, на рис. 1 не показан).

Важно подчеркнуть, что если величина вертикального смещения пласта δ' при малых значениях эффективного радиуса R' воронки репрессии близка к нулю, то отсюда следует, что на начальной стадии закачки газа в ПХГ величина вертикальной растягивающей компоненты напряжения в породе в призабойной зоне скважины вблизи ее ствола также близка к нулю, несмотря на действие на кровлю пласта перепада ΔP между давлением закачки на забое скважины и пластовым давлением. Это означает, что при малом радиусе воронки репрессии за счет действия упругих сил, развивающихся в прикровельной области покрышки пласта и препятствующих вертикальному смещению породы, в приствольной зоне пласта увеличивается вертикальное сжимающее напряжение, нейтрализующее растяжение породы, обусловленное ростом порового давления в этой зоне.



R' – эффективный радиус воронки репрессии, δ' – характерная величина вертикального смещения кровли пласта на начальной стадии закачки газа; R – эффективный радиус воронки репрессии, δ – характерная величина вертикального смещения кровли пласта на более поздней стадии закачки

Рис. 1. Схематичное изображение деформации кровли (1) и продуктивного пласта (2) при закачке газа в ПХГ

Fig. 1. Schematic representation of the deformation of the roof (1) and the productive reservoir (2) during gas injection into the underground gas storage facility

При этом существенно, что при росте сжимающих напряжений в пристволенной зоне скважины в кровле пласта развиваются напряжения сдвига на поверхности стальных обсадных труб, жесткость (модуль Юнга) которых в десятки раз превышает характерную жесткость горной породы и цементного камня в затрубном пространстве скважин. Как показано в работе [5], на начальной стадии закачки газа в ПХГ значения максимальных напряжений сдвига на поверхности обсадных труб и на границе цементного камня со стенкой скважины достигают ~80–100% от величины перепада давления ΔP при закачке газа. Отсюда следует, что на начальной стадии закачки газа в хранилище жесткая связь между цементным камнем и стенкой скважины, ослабленная наличием остатков глинистой корки, образующейся на стенках скважины в процессе бурения, практически неизбежным образом разрушается и затрубное пространство скважины теряет свою герметичность.

Важно также отметить, что изменение напряженно-деформированного состояния породы на начальной стадии закачки газа в ПХГ происходит не только в пристволенной зоне скважины в окрестности кровли продуктивного пласта, но и в пристволенной зоне этой скважины во всем интервале продуктивного пласта. При этом существенным обстоятельством является то, что при строительстве скважин ПХГ, как правило, обсадные трубы спускаются в ствол скважины только до уровня кровли продуктивного пласта, т. е. в интервале продуктивного пласта ствол скважины не закрепляется жесткими стальными обсадными трубами. На рис. 2 схематично изображен ствол скважины в интервале продуктивного пласта в координатах z (вертикальная координата) и r (радиальная координата) и направления действия на стенке скважины напряжений σ_z , σ_r и σ_ϕ – напряжений в вертикальном, радиальном и угловом, соответственно угловой координате ϕ , направлениях.

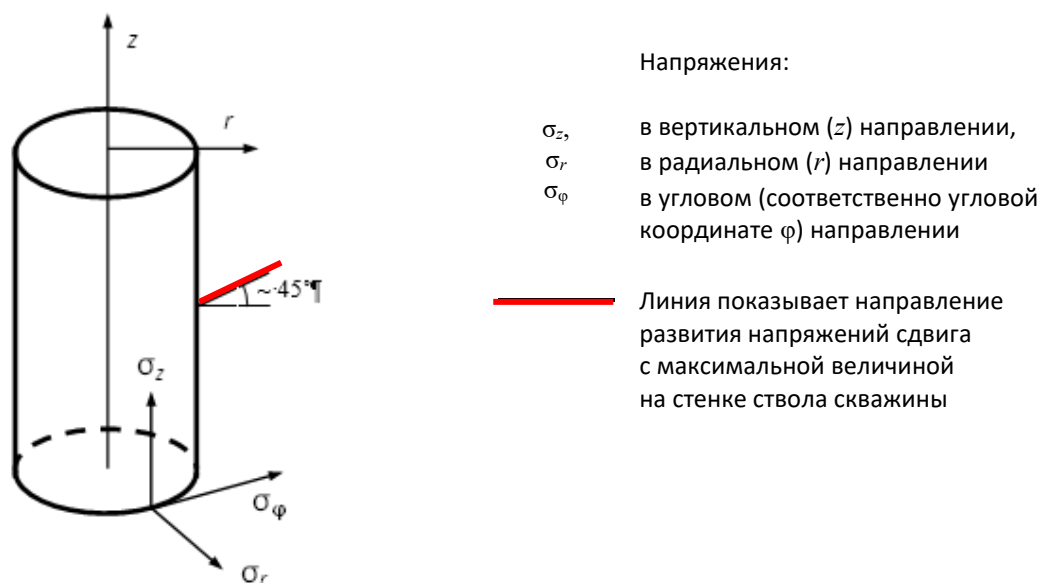


Рис. 2. Схема направлений действия напряжений на стенке ствола скважины

Fig. 2. Schematic diagram of the directions of stress action on the borehole wall

Качественные особенности исходного, до начала процесса закачки газа в ПХГ, распределения этих напряжений в породе на глубинах ~ 1 км или меньше с достаточной для дальнейшего анализа точностью могут быть описаны следующим образом.

На указанных глубинах, характерных для ПХГ, горная порода находится в сжатом состоянии под действием вертикального и бокового горных давлений, при этом характерные величины избыточных напряжений, развивающихся в породе при разработке месторождений, не достигают уровней, при которых разрушение породы было бы обусловлено превышением пределов прочности породы на сжатие. По этой причине напряжениями, вызывающими развитие процессов разрушения в пластах, находящихся на глубине ~ 1 км, являются напряжения сдвига в породе, максимальные значения которых определяются полуразностью приведенных выше нормальных напряжений σ_z , σ_r и σ_φ , а также растягивающие окружные (угловые) напряжения в пристволенной зоне скважины, достигающие экстремально высоких значений на стадии закачки газа в ПХГ. Отметим, что деформирование

насыщенных пористых сред, к которым относятся высокопроницаемые породы-коллекторы, происходит под действием эффективных напряжений, т. е. напряжений, величина которых определяется разностью значений полных напряжений в породе и значения порового давления в данной точке насыщенной пористой среды.

Отсюда следует, что величина эффективного радиального напряжения σ_r на стенке необсаженной скважины в насыщенной пористой среде будет всегда нулевой. Величина горного давления в породе в вертикальном направлении, как правило, достаточно точно определяется весом вышележащего массива пород и в исходном, до начала процесса закачки газа в ПХГ, установившемся состоянии при характерной плотности горной породы, равной $\sim 2,3$ г/см³, вертикальная нагрузка на горную породу, находящуюся на глубине 1 км, может быть оценена величиной ~ 23 МПа. Тогда при гидростатическом значении порового давления, соответствующем этой глубине и равном 10 МПа, исходная величина эффективного вертикального напряжения в породе будет равна ~ 13 МПа.

Для оценки величины эффективного бокового горного давления на указанной, относительно небольшой (~1 км или меньше), глубине залегания продуктивного пласта с достаточной для проводимого анализа точностью можно использовать формулу, следующую из теории упругого деформирования горной породы, согласно которой эта величина равна эффективному вертикальному горному давлению с коэффициентом $\nu/(1-\nu)$, где ν – коэффициент Пуассона, характерную величину которого для горной породы ($\nu \approx 0,1-0,4$) при дальнейших оценках будем принимать равной 0,2. Тогда в рассматриваемых условиях эффективное боковое горное давление в продуктивном пласте может быть оценено величиной ~3,5 МПа. Отметим, что учет процессов ползучести в горной породе [6] приводит примерно к такой же оценке величины эффективного бокового горного давления в продуктивном пласте на глубине ~1 км.

Применительно к распределению напряжений в пристволенной зоне скважины при нулевом значении эффективного радиального напряжения на ее стенке, согласно известному в теории упругости решению задачи Ламе, сжимающие угловые эффективные напряжения σ_ϕ будут равны удвоенному значению эффективных сжимающих боковых напряжений в пласте, т. е. в рассматриваемом случае исходные, до начала процесса закачки газа, угловые сжимающие напряжения σ_ϕ на стенке скважины будут равны ~7 МПа.

Как показано в работе [7], при повышении гидродинамического давления в стволе скважины на величину ΔP на исходные эффективные сжимающие угловые напряжения на стенке скважины будут накладываться растягивающие напряжения, равные $\Delta P/(1-\nu)$. Если принять величину перепада давления ΔP при закачке

газа в ПХГ равной ~18 МПа, то при $\nu = 0,2$ указанные растягивающие составляющие эффективных угловых напряжений будут равны ~22,5 МПа. Отсюда следует, что в сумме с исходными сжимающими угловыми напряжениями, равными 7 МПа, результирующие эффективные растягивающие напряжения на стенке скважины в период закачки газа будут равны ~15,5 МПа, что достаточно для образования трещин разрыва в высокопористой породе пласта.

Как отмечалось выше, в начальный период закачки газа в ПХГ, при малом радиусе R' воронки репрессии величина вертикального смещения δ' продуктивного пласта близка к нулю (см. рис. 1), т. е. близка к нулю и величина изменения исходного эффективного вертикального сжимающего напряжения σ_z , равного в рассматриваемых условиях ~13 МПа. Сравнительный анализ величин, равных полуразности нормальных напряжений на стенке скважины (см. рис. 2), показывает, что в начальный период закачки газа в ПХГ максимальным по величине будет напряжение сдвига, величина которого будет определяться выражением

$$(\sigma_z - \sigma_\phi)/2 = [13 - (-15,5)] / 2 \approx 14 \text{ МПа.}$$

(В приведенной формуле учтено, что сжимающие σ_z и растягивающие σ_ϕ напряжения имеют разные знаки).

Приведенные оценки показывают, что в условиях, характерных для ПХГ в высокопористых породах, при указанном выше значении давления закачки газа в начальный период закачки на стенках скважины развиваются напряжения сдвига, достигающие ~14 МПа (~140 атм), что превышает прочность на сдвиг, характерную для большинства высокопористых пород-коллекторов.

При этом важно отметить, что эти разрушающие напряжения сдвига обусловлены разницей напряжений σ_z и σ_ϕ и, следовательно, действуют в плоскостях, ориентированных примерно под углом 45° к нормали к пласту (см. рис. 2).

Отсюда можно заключить, что в начальный период закачки газа в ПХГ в призабойной зоне скважины кроме трещин разрыва будут образовываться и трещины сдвига с углом наклона к нормали к пласту, близким к 45° . При этом существенно, что, в отличие от вертикально ориентированных трещин в породе, в таких наклонных плоскостях при дальнейшей эксплуатации ПХГ будут постоянно существовать напряжения сдвига, обусловленные разностью вертикального и бокового горных давлений. Отсюда следует, что при снижении пластового давления при эксплуатации ПХГ, т. е. при увеличении этих напряжений сдвига, будет происходить непрерывное смещение берегов таких наклонных трещин относительно друг друга.

Смещение породы вдоль трещин сдвига и обусловленное этим увеличение длины наклонных трещин в призабойной зоне скважины при эксплуатации ПХГ, с одной стороны, положительно влияет на фильтрационную проводимость этой зоны, но, с другой стороны, смещение породы вдоль сжатых наклонных трещин сопровождается истиранием берегов этих трещин и процессом постоянного образования микрочастиц разрушенной породы, выносимых в ствол скважины при эксплуатации ПХГ, что при больших объемах выносимых частиц (песка) является проблемой, осложняющей процесс эксплуатации ПХГ.

Результаты

На основании результатов проведенного анализа может быть предложен следующий способ, существенно снижающий интенсивность разрушающих напряжений, развивающихся в породе на начальной стадии закачки газа в ПХГ⁴.

Как было показано выше, с ростом эффективного радиуса R воронки репрессии происходит увеличение вертикального смещения δ породы на границе продуктивного пласта с его кровлей и это означает, что в продуктивном пласте при этом возрастает вклад растягивающих составляющих, обусловленных действием повышенного пластового давления в призабойной зоне скважины, в величину эффективного вертикального напряжения σ_z . Отсюда следует, что при росте радиуса воронки репрессии, во-первых, снижается давление на кровлю пласта в пристволенной зоне скважины и, соответственно, снижается величина напряжений сдвига в окрестности обсадных труб в кровле пласта. Во-вторых, при этом происходит снижение разности между вертикальными σ_z и угловыми напряжениями σ_ϕ на стенках скважины, т. е. происходит снижение величины разрушающих напряжений сдвига на этих стенках. Таким образом, увеличение с течением времени эффективного радиуса воронки репрессии приводит к снижению избыточных напряжений сдвига как в кровле пласта, так и в призабойной зоне скважины.

⁴ Свалов А.М. Пат. RU 2820904 С1. Способ снижения уровня разрушающих напряжений в призабойных зонах скважин подземных хранилищ газа. № 2023126638; Заявл. 10.11.2023; Оpubл. 11.06.2024 // Изобретения. Полезные модели. 2024. Бюл. № 17. 11 с.

Отсюда можно заключить, что если при закачке газа в пласт величину давления закачки повышать поэтапно, с длительностью каждого этапа, обеспечивающей увеличение эффективного радиуса воронки репрессии до некоторого оптимального размера, при котором будет достигаться максимальное снижение избыточных напряжений в породе, то при достижении суммарного по всем этапам давления закачки результирующая величина напряжений сдвига в породе будет существенно меньшей, чем в случае однократного повышения давления закачки до максимальной конечной величины.

При этом оптимальным размером радиуса воронки репрессии следует считать радиус, при котором процесс закачки газа выходит на установившийся режим и при котором не происходит дальнейшего существенного изменения напряженно-деформированного состояния призабойной зоны скважины. Необходимо отметить, что теоретически выход процесса закачки (отбора) газа на установившийся режим происходит за бесконечное время, но на практике за время установления стационарного режима работы скважины принимают время выхода закона роста радиуса воронки репрессии на достаточно медленную логарифмическую зависимость от времени, при которой показатели закачки

(отбора) газа из пласта практически перестают значимым образом изменяться в течение продолжительного времени [8–10]. Время выхода работы скважины на такой стационарный (квазистационарный в строгом смысле) режим, разное на каждом конкретном ПХГ, практически может быть определено по данным эксплуатации каждого ПХГ.

Выводы

Таким образом, при промышленной (циклической) эксплуатации ПХГ необходимо проводить дополнительную корректировку режимов эксплуатации газовых скважин для повышения устойчивости призабойных зон. Дополнительная корректировка производится на основе регламентных газогидродинамических исследований и состоит в том, что стадию закачки газа в подземное хранилище разбивают, по меньшей мере, на два этапа и длительность каждого этапа выбирают превышающей время выхода процесса закачки газа на (квази)установившийся режим.

Применение описанного способа позволяет повысить устойчивость призабойных зон скважин ПХГ к разрушению, предотвратить потери газа через затрубное пространство скважин, а также снизить объемы песка, выносимого в ствол скважин потоком газа.

Вклад автора

А.М. Свалов – формулировка идей и целей исследования; разработка методологии и отдельных методов; проверка результатов исследования и его части; применение статистических, математических, вычислительных методов; проведение экспериментов и сбор информации; написание комментариев и редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. и др. Устаревшие нефтегазовые технологии добычи как источник предстоящих экологических катаклизмов // Экологический вестник России. 2019. № 8. С. 20–25.
2. Вержбицкая В.В., Щекин А.И., Ягудина Л.В. ПХГ: Анализ методов сокращения эмиссии метана // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 2(134). С. 38–45.
3. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 266 с.
4. Пятахин М.В., Пятахина Ю.М. Геомеханика межпластовых перетоков в околоскважинном пространстве: причины и способы борьбы // Территория Нефтегаз. 2014. № 2. С. 64–70.
5. Свалов А.М. Концентрация напряжений в призабойных зонах скважин при эксплуатации подземных хранилищ газа // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 2023. № 2. С. 3–11. <https://doi.org/10.15372/FTPRPI20230201>
6. Свалов А.М. Ползучесть горных пород в процессах разработки месторождений нефти и газа // Газовая промышленность. 2012. № 1(672). С. 20–23.
7. Свалов А.М. Напряженно-деформированное состояние породы в воронке депрессии // Технологии нефти и газа. 2021. № 6(137). С. 41–45. <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2021-137-6-41-45>
8. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Чугунов Л.С., Ширковский А.И. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. М.: Наука, 1996. 541с.
9. Чугунов А.В., Михайловский А.А. Системный контроль за созданием и эксплуатацией ПХГ в пластах-коллекторах // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 102–107.
10. Михайловский А.А., Чугунов А.В., Григорьев А.В. Направления научных исследований в области технологий хранения газов в пластах-коллекторах // Газовая промышленность. 2015. № 10(729). С. 36–39.

Информация об авторе

Александр Михайлович Свалов – д.т.н., главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3142-8517, <https://orcid.org/0000-0002-4163-1621>; e-mail: svalov@ipng.ru

Поступила в редакцию 10.01.2025

Принята к публикации 26.02.2025

RESEARCH ISSUES OF PROJECTING, EXPLOITATION AND MONITORING OF UNDERGROUND HYDROCARBON STORAGE FACILITIES

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.03>

Geomechanical analysis of the process of destruction of the bottomhole zones and annular space of wells during the operation of underground gas storage facilities

Aleksandr M. Svalov ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* The paper analyzes the geomechanical processes that cause the destruction of the bottomhole zones of wells and their annular space during the operation of underground gas storage facilities. The destruction of rock in the bottomhole zones of wells leads to the intensive removal of particles of destroyed rock (sand) into the wellbore and further to its mouth, reducing well productivity and leading to intensive wear of well equipment. The destruction of cement stone in the annular space of the well leads to its depressurization, gas ingress into the upstream permeable layers and to the Earth's surface, which, in addition to the loss of hydrocarbon raw materials, can lead to environmental problems. *Objective.* To analyze the mechanisms of rock destruction during gas injection into underground gas storage facilities and develop approaches to reducing the intensity of such destruction. *Materials and methods.* The work uses methods of mathematical modeling of the stress-strain state of rocks. *Results.* It is shown that the processes of rock destruction occur most intensively during the period of gas injection into underground gas storage facilities, characterized by extremely high values of reservoir pressure in the bottomhole zone of the well. The growth of reservoir pressure initiates the process of development of destructive stresses in the rock and in the cement stone in the annulus of the well, as a result of which there is a loss of adhesion of the cement stone to the rock and the development of cracking processes in the vicinity of the uncased part of the wellbore, which is a prerequisite for intensive sand removal during further operation of the well. *Conclusions.* It is established that in order to reduce the intensity of excess destructive stresses in the rock and cement stone, it is advisable to gradually increase the gas injection pressure into the storage facility, with the duration of each stage determined by the time it takes for the injection process to reach a quasi-stationary mode. It is shown that installing a cemented spring centralizer in the roof above the productive formation during well construction during the operation of underground gas storage facilities will also contribute to a significant reduction in the intensity of destructive stresses in its near-wellbore zone.

Keywords: underground gas storage facilities, annular tightness, gas leaks, bottomhole zone destruction, sand removal

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501404-4).

✉ Aleksandr M. Svalov, svalov@ipng.ru

© Svalov A.M., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Svalov A.M. Geomechanical analysis of the process of destruction of the bottomhole zones and annular space of wells during the operation of underground gas storage facilities. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 99–109. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.03>

Author contributions

Aleksandr M. Svalov – formulation of ideas and research objectives; development of methodology and individual methods; verification of the results of the study and its parts; application of statistical, mathematical, computational methods; conducting experiments and collecting information; writing comments and editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupsky I.M. et al. Outdated technologies of oil and gas production as a source of new ecological cataclysms. *Environmental Bulletin of Russia*. 2019. No. 8. P. 20–25. (In Russ.).
2. Verzhbitskaya V.V., Shchekin A.I., Yagudina L.V. UGS: analysis of methods for reducing methane emissions. *Business Magazine Neftegaz.RU*. 2023. No. 2(134). P. 38–45. (In Russ.).
3. Pyatakhin M.V. *Geomechanical Problems during Well Operation*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. 266 p. (In Russ.).
4. Pyatakhin M.V., Pyatakhina Yu.M. Geomechanics of interstratal overflows in borehole environment: causes and methods of control. *Territorija Neftegaz*. 2014. No. 2. P. 64–70. (In Russ.).
5. Svalov A.M. Stress concentration in wellbore zones at underground gas storages. *Journal of Mining Science*. 2023. Vol. 59, No. 2. P. 183–190. <https://doi.org/10.1134/S1062739123020011>
6. Svalov A.M. Creep of rocks in the processes of oil and gas field development. *Gazovaya promyshlennost*. 2012. No. 1(672). P. 20–23. (In Russ.).
7. Svalov A.M. Stress-deformed state of the breed in the funnel of depression. *Tekhnologii nefiti i gaza*. 2021. No. 6(137). P. 41–45. (In Russ.).
8. Yermilov O.M., Remizov V.V., Shirkovskii A.I., Chougounov L.S. *Formation Physics, Production and Underground Storage of Natural Gas*. Moscow: Nauka, 1996. 541 p. (In Russ.).
9. Chugunov A.V., Mikhailovsky A.A. System control over the creation and operation of UGS in reservoir formations. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2023. No. 2(38). P. 102–107. (In Russ.).
10. Mikhailovsky A.A., Chugunov A.V., Grigoriev A.V. Directions of scientific research in the field of gas storage technologies in reservoir formations. *Gazovaya promyshlennost*. 2015. No. 10(729). P. 36–39. (In Russ.).

Information about the author

Aleksandr M. Svalov – Dr. Sci. (Eng.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-4163-1621>; e-mail: svalov@ipng.ru

Received 10 January 2025

Accepted 26 February 2025