

## Механико-химические и геодинамические проблемы, возникающие при эксплуатации подземных хранилищ газа со смесью водорода и метана

С.Н. Попов<sup>1\*</sup>, С.Е. Чернышов<sup>2\*\*</sup>

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

2 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

E-mail: \*popov@ipng.ru, \*\*nirgnf@bk.ru

**Аннотация.** В статье рассматриваются особенности эксплуатации подземных хранилищ газа с закачкой смеси водорода и метана. Показано, что при нагнетании такой смеси может происходить ее химическое взаимодействие с пластовой водой и породой, что приводит к вариациям фильтрационно-емкостных и физико-механических свойств пласта-коллектора. Следствием такого взаимодействия могут стать непредвиденные геомеханические и геодинамические процессы, которые негативно отражаются на эксплуатации подземных хранилищ газа.

**Ключевые слова:** водород и метан, фильтрационно-емкостные свойства, физико-механические свойства, пласт-коллектор, керн, разлом, напряженно-деформированное состояние, авто-гидравлический разрыв пласта, подземное хранилище газа.

**Для цитирования:** Попов С.Н., Чернышов С.Е. Механико-химические и геодинамические проблемы, возникающие при эксплуатации подземных хранилищ газа со смесью водорода и метана // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 32–43. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art4>

В последнее время все чаще рассматривают применение водорода как альтернативного источника энергии [1–3]. Прежде всего, это связано с использованием экологически чистых технологий, которые в меньшей степени загрязняют окружающую среду. В то же время применение данного газа в производстве имеет ряд особенностей. В частности, требуется использование подземных хранилищ газа (ПХГ) для его хранения и транспортировки.

Весьма важным аспектом при эксплуатации ПХГ с водородом или смесью водорода и метана является техногенное изменение механических свойств и напряженно-деформированного состояния (НДС) пласта-коллектора и окружающих его

горных пород. Такие эффекты могут привести к изменению поля напряжений в околоскважинных зонах и в эксплуатационном объекте в целом, вследствие чего возможно изменение его фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Вариации упруго-прочностных свойств и НДС коллектора зачастую приводят к осложнению геодинамической обстановки на территории ПХГ со всевозможными негативными техногенными последствиями (деформации земной поверхности, активизация разломов, сейсмические события, нарушение герметичности покрышки, фильтрация газа в выше- и нижележащие пласты и др.) [1–13].

В качестве объектов хранения газа чаще всего используют либо соляные каверны [1–4], либо пласты-коллекторы, насыщенные пластовой водой, или отработанные газовые месторождения [1, 5–8, 11, 14]. И в том и в другом случае существует большая вероятность изменения напряженно-деформированного

состояния массива горных пород и возникновения негативных техногенных геодинамических процессов. Для соляных каверн воздействие циклов закачки-откачки газа приводит к изменению формы каверны за счет изменения термобарических условий в хранилище (рис. 1) [1, 2].

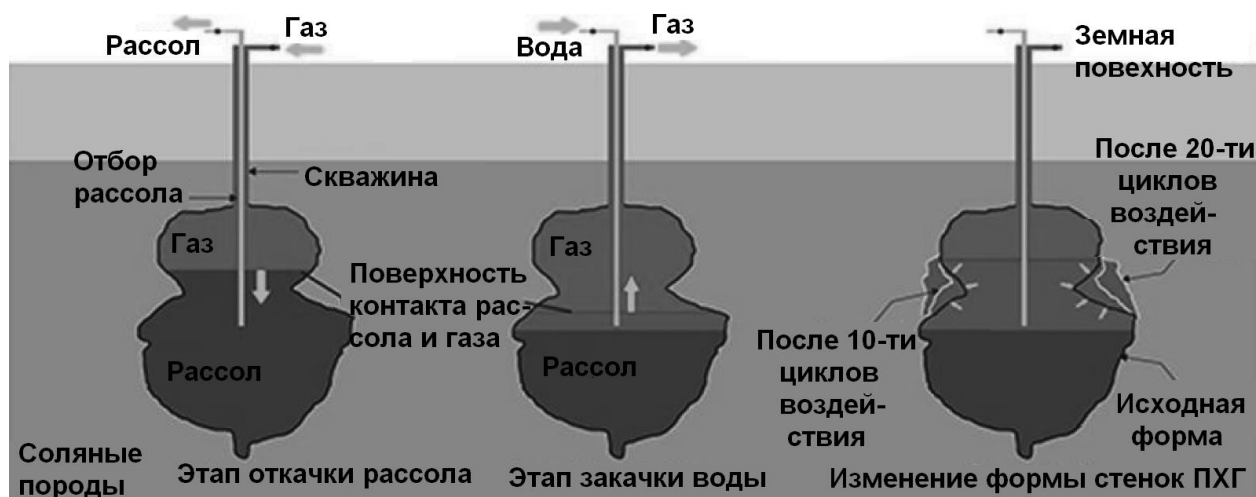


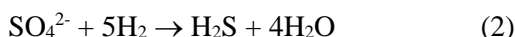
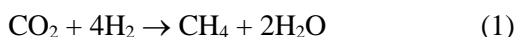
Рис. 1. Изменение формы каверны в каменной соли в течение различных этапов хранения газа [2]

Помимо циклически изменяющегося давления и температуры, на боковую поверхность каверны также воздействует изменение уровня пластовой воды. В течение циклов откачки и закачки воды из каверны ее химический состав, хоть и незначительно, но может меняться, в таком случае существует вероятность растворения каменной соли на стенках каверны. Следствием изменения геометрической формы хранилища могут быть: 1) изменение НДС массива соляных пород с образованием зон пластических деформаций и их разрушения; 2) перераспределение напряжений в вышележащей толще пород с деформациями земной поверхности выше допустимых норм.

В то же время зарубежные исследователи отмечают, что в большинстве

случаев наиболее подходящим геологическим образованием для хранения газа является именно каменная соль, поскольку особые свойства соли делают ее идеальной вмещающей породой со стабильными кавернами, подходящей для хранения газа (например, гелия, водорода и метана), а также сжатого воздуха [1].

Как уже отмечалось, помимо соляных каверн, объектами хранения газа являются водонасыщенные пласты-коллекторы. При нагнетании водорода в водоносный горизонт происходят реакции взаимодействия газа с минералами, растворенными в пластовой воде. Чаще всего при этом выделяют реакции метаногенеза (1) и сульфатредукции (2) [14, 15]:



Как было отмечено выше, нарушение химического равновесия в пластовой воде является следствием ее взаимодействия с породой-коллектором. Подобные эффекты приводят либо к отложению солей, либо к растворению минералов из пористой матрицы. Изменение минерального состава пород будет сопровождаться преобразованием физико-механических свойств пласта-коллектора (упругих и прочностных характеристик).

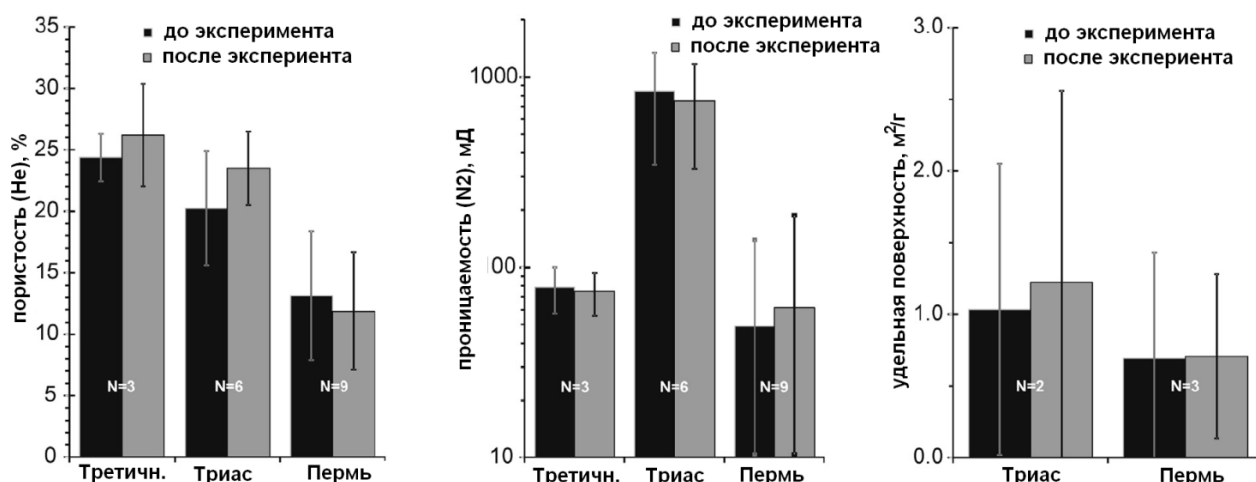
В печати практически нет научных публикаций, посвященных экспериментальным исследованиям механических свойств горных пород под воздействием водорода, поэтому судить об изменениях можно лишь косвенно по характеристикам фильтрационных емкостных свойств.

В работе [14] зарубежные исследователи описали проводимые

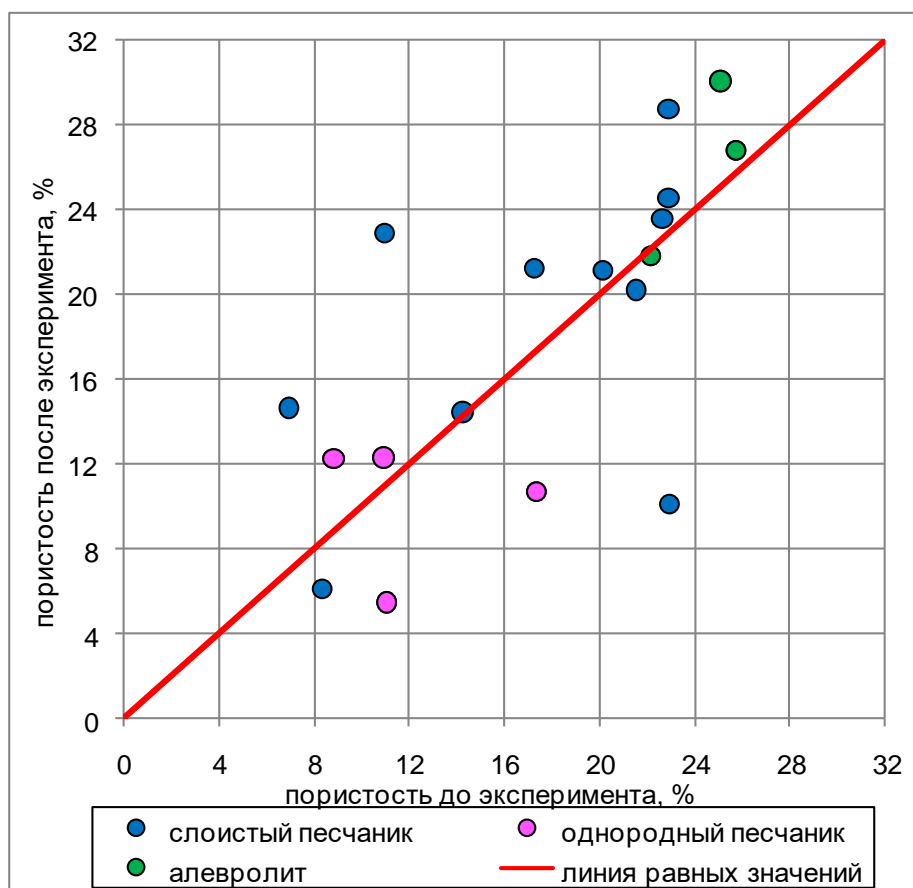
лабораторные эксперименты с терригенными образцами керна, отобранными из потенциальных объектов хранения газа. Керна был представлен образцами однородного и слоистого песчаника и алевролита, отобранных из третичных, триасовых и пермских отложений. Обобщенные результаты исследований показаны на рис. 2 и 3.

Авторы отмечают, что наименьшее взаимодействие с породой нагнетаемого в образцы водорода произошло в тех из них, что были отобраны из третичных отложений. Исследователи объясняют такой результат минеральным составом образцов (это преимущественно терригенные породы) и умеренными термобарическими условиями.

В противоположность вышеприведенным результатам, для некоторых из образцов пермских и триасовых отложений было получено существенное изменение пористости (см. рис. 3), причем как в сторону увеличения, так и уменьшения данной характеристики.



**Рис. 2.** Результаты измерений пористости (по гелию), проницаемости (по азоту) и удельной поверхности на терригенных образцах до и после экспериментов с водородом в пластовых условиях (третичные, триасовые и пермские отложения); столбики ошибок представляют собой стандартные отклонения, N – количество образцов [14]



**Рис. 3.** Результаты сопоставления пористости образцов до и после проведения экспериментов: синие и розовые кружки – образцы пермских и триасовых отложений, зеленые – третичных отложений [14]

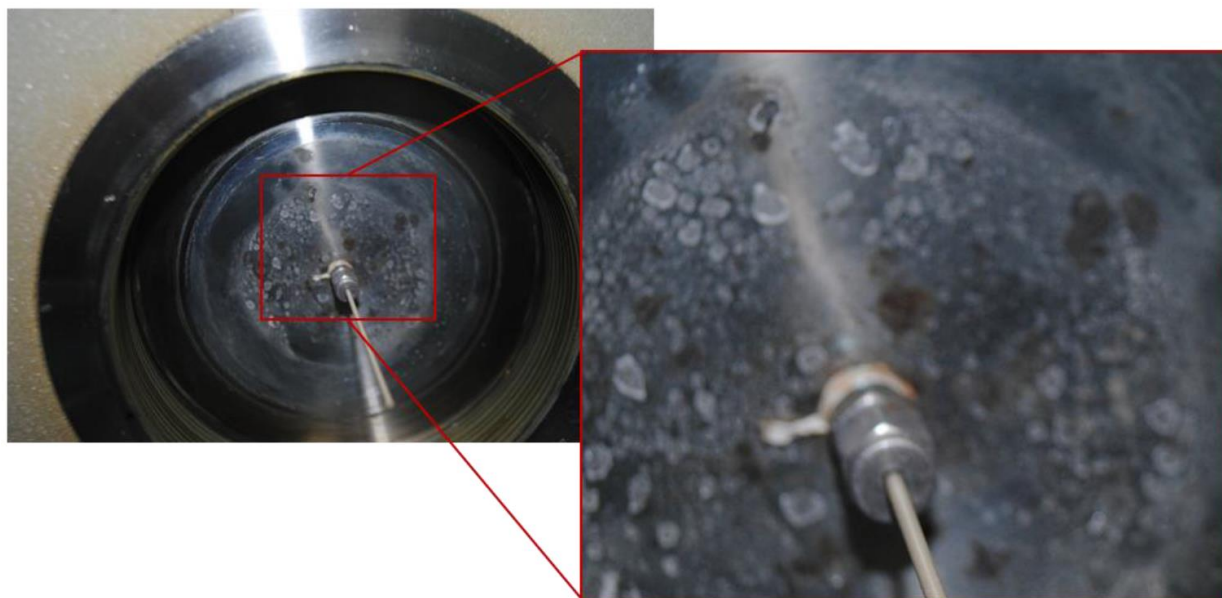
Авторы указывают на то, что такие результаты связаны с присутствием в образцах карбонатного цемента и ангидрита. Помимо этого, в залежах пермских и триасовых отложений имеют место высокие давления (до 15 МПа) и температуры (до 130 °С), а также насыщенность высокоминерализованной водой (минерализация до 288 г/дм<sup>3</sup>) [14].

Растворение карбонатного цемента, связывающего частицы песчаника, помимо изменения ФЕС, должно привести к существенному изменению физико-механических свойств пласта и его НДС.

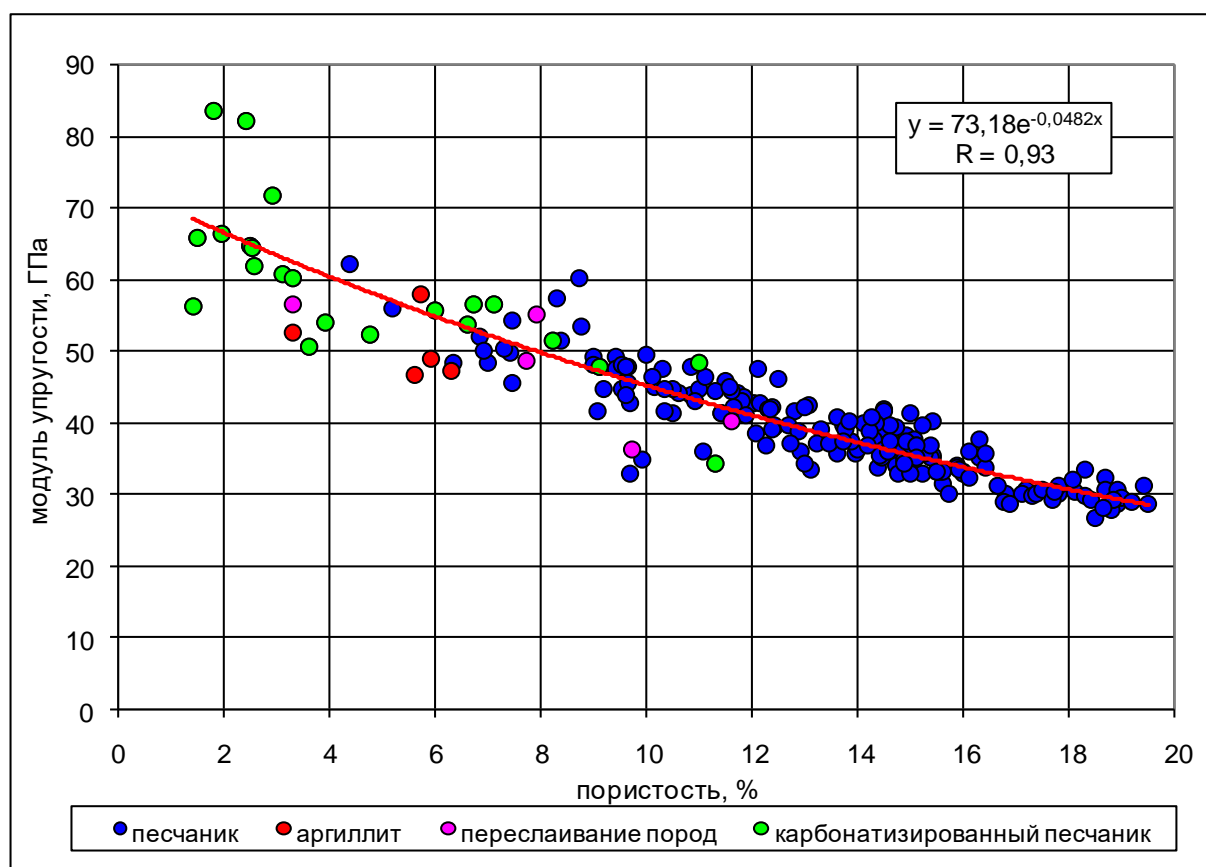
Отдельно следует отметить, что, несмотря на использование данными авторами коррозионностойкого оборудования,

после проведения экспериментов исследователи обнаружили следы воздействия водорода на внутреннюю часть кернодержателя (рис. 4) [15], что говорит об определенных технических сложностях при проведении экспериментов с нагнетанием водорода.

Влияние пористости и литологического состава терригенных пород-коллекторов на его упруго-прочностные свойства показано в работах [16, 17]. Так, на примере зависимости модуля упругости и пределов прочности от пористости авторы отмечают, что наибольшими значениями данных характеристик обладают породы-коллекторы с присутствием карбонатного цемента (рис. 5).



**Рис. 4.** Следы коррозии на металлических деталях автоклава после экспериментов по нагнетанию водорода [15]

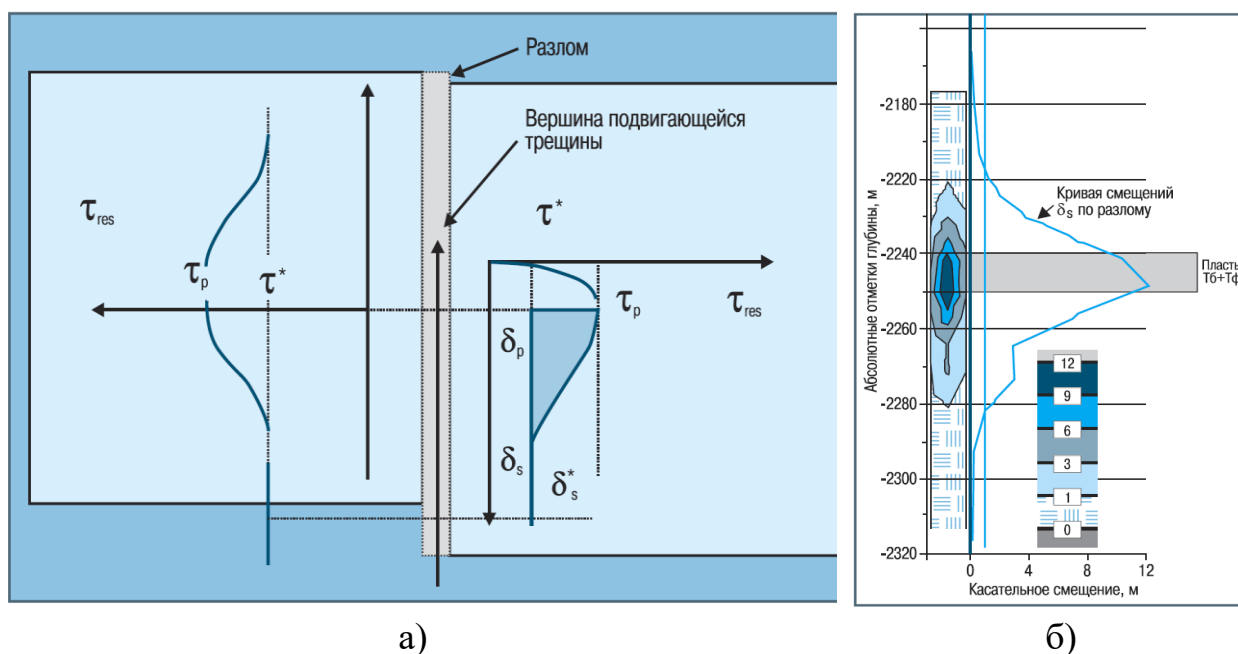


**Рис. 5.** Изменение модуля упругости терригенных образцов керна в зависимости от пористости и литологического состава [16, 17]

Как уже отмечалось выше, изменение физико-механических свойств пород-коллекторов повлечет за собой изменение НДС пласта и окружающего массива горных пород. В околоскважинной зоне эффекты растворения межзернового карбонатного цемента должны привести к изменению проницаемости, причем такое изменение может быть как в сторону увеличения, так и уменьшения данного параметра. Такие изменения ФЕС пород-коллекторов должны определяться экспериментально на образцах керна, отобранных из предполагаемого эксплуатационного объекта. Негативным следствием взаимосвязанного эффекта растворения цемента и изменения напряжений в пласте может быть также и возникновение пескопроявлений в скважине при определенных величинах депрессии на пласт в цикле отработки газа [18].

Таким образом, для предотвращения негативных последствий, связанных с изменением физико-механических свойств и напряженно-деформированного состояния пласта-коллектора, требуется, по возможности, выбирать эксплуатационный объект, в котором коллектор состоит преимущественно из терригенных пород.

Как и при разработке нефтегазовых месторождений, актуальной проблемой при разработке эксплуатации ПХГ является проблема активизации разломов [5, 7, 9, 10]. В процессе снижения или увеличения пластового давления в циклах закачки и отработки газа из хранилища сдвиговые напряжения в плоскости разлома могут достигнуть предельных значений, что приведет к активизации разлома и смещению его боковых поверхностей (рис. 6) [9].

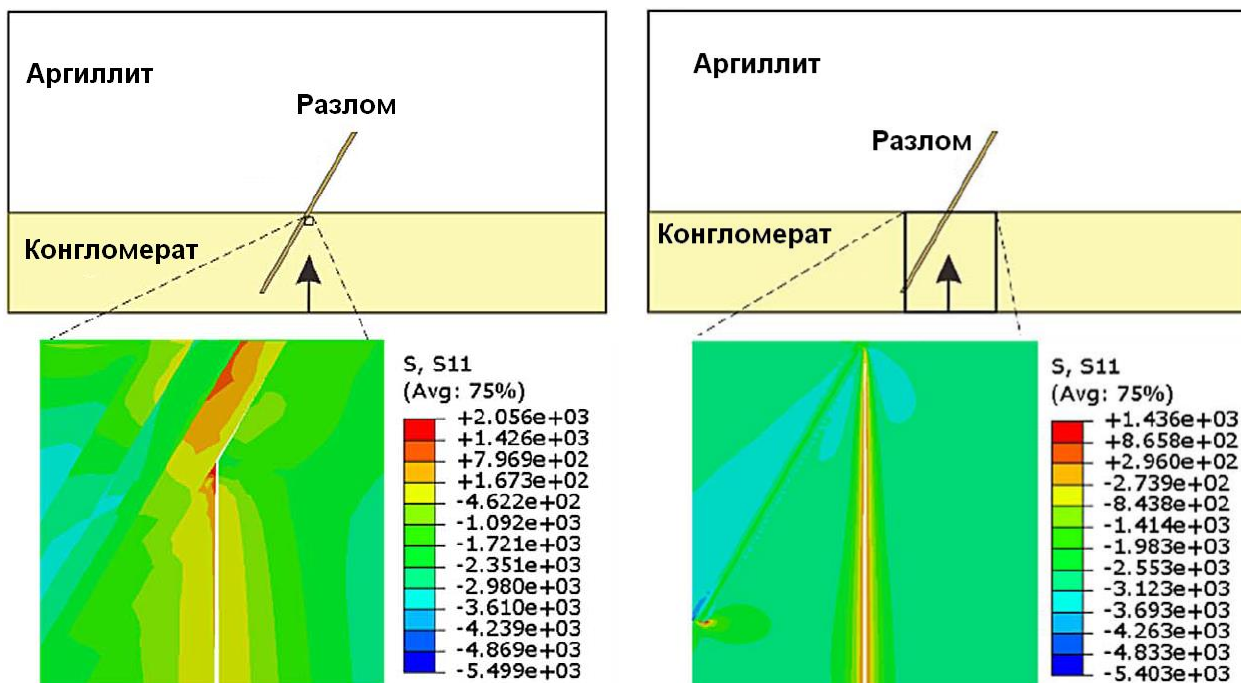


**Рис. 6.** Модель сдвижения горной породы по разлому (а) и величины сдвиговых деформаций при отработке нефтяного пласта (б) [9]

Несмотря на то, что величины вертикальных смещений могут быть небольшими (десятки миллиметров или сантиметры), активизация разлома может привести к высвобождению значительного количества энергии, что влечет за собой проявление сейсмических событий вплоть до землетрясений [10]. Для ПХГ с закачкой водорода данное обстоятельство усугубляется снижением прочностных свойств в области нагнетания газа за счет химического взаимодействия с пластовой водой и породой, а также воздействия микроорганизмов. В таком случае предельная величина сдвиговых напряжений существенно уменьшится, что приведет к большей вероятности активизации разлома при тех же значениях изменения давления в циклах закачки-откачки газа. После активизации разлома и смещении его боковых поверхностей существует риск

нарушения покрышки, удерживающей газ в целевом пласте-коллекторе, и его утечки в соседние горизонты.

Другой важной проблемой, связанной с разломными участками, является возможность возникновения трещин при авто-гидравлическом разрыве пласта (авто-ГРП), появляющихся при больших давлениях закачки газа (рис. 7) [7]. Так как прочностные свойства породы в области разлома значительно ниже, чем в толще однородных пород, то вероятность возникновения такой ситуации также достаточно велика и должна быть определена с помощью предварительных геомеханических расчетов. Трещины, образовавшиеся при авто-ГРП, могут быть связаны с выше- и нижележащими горизонтами, что приведет к утечке закачиваемого флюида из эксплуатационного объекта.



**Рис. 7.** Результаты моделирования НДС массива горных пород и трещины авто-ГРП при эксплуатации ПХГ [7]

Для прогноза негативных геомеханических и геодинамических процессов, связанных с эксплуатацией ПХГ с закачкой водорода и метана, традиционно используются методы численного моделирования НДС пород-коллекторов и окружающего массива горных пород, подробно описанные в работах [6–10]. Использование численных расчетов, например, с помощью метода конечных элементов, позволяет спрогнозировать возникновение различных техногенных явлений при эксплуатации хранилищ и определить степень их опасности.

Наряду с методами прогнозных расчетов, для оценки текущей обстановки на территории ПХГ применяются методы геодинамического и геофизического мониторинга [10–13]. Для этого создаются геодинамические полигоны, на которых с помощью геодезических приборов (нивелиры, GPS) в полевых условиях производятся наблюдения за деформациями земной поверхности. Циклы наблюдений обычно производятся 1 раз в 1–2 года, в зависимости от активности использования подземного хранилища газа и прогнозных деформаций на его территории.

Из геофизических методов исследований обычно применяют методы сейсмического (микросейсмического) и гравиметрического мониторинга [10, 12, 13]. Сейсмические исследования позволяют зафиксировать события, связанные, к примеру, с активацией разломов и возникновения трещин авто-ГРП, а также участки с интенсивным растрескиванием пород при больших изменениях пластовых давлений. Гравиметрические методы позволяют контролировать изменение пластового давления в эксплуатационном объекте в целом и контролировать потоки и

области скопления газа в процессе эксплуатации ПХГ.

### Выводы

Таким образом, следует отметить следующие наиболее важные аспекты эксплуатации подземных хранилищ газа, связанные с техногенными геомеханическими и геодинамическими явлениями:

1. При выборе эксплуатационного объекта рекомендуется отдавать предпочтение терригенным породам-коллекторам, в которых отсутствует карбонатный цемент. В этом случае риск изменения физико-механических свойств пласта под воздействием водорода будет минимальным, что не приведет к существенному изменению напряженно-деформированного состояния коллектора, а также возможному снижению фильтрационно-емкостных свойств, возникновению пескопроявлений при цикле отбора газа и авто-ГРП при его закачке.

2. Для закачки и хранения газа лучше выбирать площадь пласта, на которой отсутствуют тектонические нарушения, что предотвратит возможные негативные ситуации, связанные с активацией разлома, нарушением покрышки и миграцией закачиваемого газа в выше- и нижележащие горизонты.

3. Для предотвращения негативных техногенных явлений на территории ПХГ следует предварительно произвести геомеханическое моделирование наиболее вероятных негативных ситуаций: определить деформации земной поверхности, просчитать возможность активации разломов, определить максимальные и минимальные величины забойного давления для предотвращения авто-ГРП и пескопроявлений.



4. На основе геомеханических расчетов желательно разработать на территории эксплуатируемого ПХГ для наблюдения и рекомендации по геодинамическому предотвращению негативных техногенных и геофизическому мониторингу явлений.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование оптимальных условий подземного хранения водорода совместно с метаном», № АААА-А19-119101690016-9).*

#### Литература

1. Pellet F.L. Rock mechanics and environmental engineering for energy and georesources // EUROCK 2018: Geomechanics and Geodynamics of Rock Masses: Proceedings of the 2018 European Rock Mechanics Symposium, St. Petersburg, Russia, 22–26 May 2018. London: Taylor & Francis Group, 2018. P. 87–93.
2. Li J., Shi X., Yang C. et al. Repair of irregularly shaped salt cavern gas storage by re-leaching under gas blanket // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2017. Vol. 45. P. 848–859. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.004>
3. Sainz-Garcia A., Abarca E., Rubi V., Grandia, F. Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer // International Journal of Hydrogen Energy. 2017. Vol. 42, No 26. P. 16657–16666. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.076>
4. Denga J., Liub Y., Yangb Q. et al. A viscoelastic, viscoplastic, and viscodamage constitutive model of salt rock for underground energy storage cavern // Computers and Geotechnics. 2019. Vol. 119. P. 103288. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2019.103288>
5. Gasanzade F., Bauer S., Pfeiffer W.T. Sensitivity analysis of gas leakage through a fault zone during subsurface gas storage in porous formations // Advances in Geosciences. 2019. Vol. 49. 2019. P. 155–164. <https://doi.org/10.5194/adgeo-49-155-2019>
6. Pfeiffer W.T., Beyer C., Bauer S. Hydrogen storage in a heterogeneous sandstone formation: dimensioning and induced hydraulic effects // Petroleum Geoscience. 2017. Vol. 23, No. 3. P. 315–326. <https://doi.org/10.1144/petgeo2016-050>
7. Wei X., Zhang J., Li Q. et al. Fault slippage and its permeability evolution during supercritical CO<sub>2</sub> fracturing in layered formation // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles. 2019. Vol. 74. P. 76. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019051>
8. Teatini P., Ferronato M., Franceschini A. et al. Gas storage in compartmentalized reservoirs: a numerical investigation on possible «unexpected» fault activation // 53<sup>rd</sup> US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. New York, USA, January 2018. Conference paper: ARMA 19-1991. P. 1857–1865.
9. Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г. Катошин А.Ф. Изменение геодинамической обстановки при разработке нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2000. № 6. С. 28–32.
10. Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 476 с.
11. Shevchuk S., Kvyatkovskaya S., Shevchuk R. Improving geodynamic monitoring practice in underground gas storage areas // Problems in Geomechanics of Highly Compressed Rock and Rock

Massifs (GHCRRM 2019): E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 129. P. 01006. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912901006>

12. Pfeiffer W.T., Hagrey S.A., Kohn D. et al. Porous media hydrogen storage at a synthetic, heterogeneous field site: numerical simulation of storage operation and geophysical monitoring // Environmental Earth Sciences. 2016. Vol. 75, No. 16. P. 1177. <https://doi.org/10.1007/s12665-016-5958-x>

13. De Landro G., Picozzi M., Russo G. et al. Seismic networks layout optimization for a high-resolution monitoring of induced micro-seismicity // Journal of Seismology. 2020. Vol. 24, No 5. P. 953–966. <https://doi.org/10.1007/s10950-019-09880-9>

14. Flesch S., Pudlo D., Albrecht D. et al. Hydrogen underground storage – Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions // International Journal of Hydrogen Energy. 2018. Vol. 43, No. 45. P. 20822–20835. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2018.09.112>

15. Ganzer L., Reitenbach V., Albrecht D., Hagemann B. Gekoppelte geohydraulische und mineralogisch-geochemische Prozesse in Reservoir- und Deckgesteinsformationen. 2015. 65 p. <https://doi.org/10.2314/GBV:871964139>

16. Попов С.Н., Зарипов Р.Ш., Паришуков А.В. Изменение физико-механических свойств пород ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений в зависимости от пористости // Газовая промышленность. 2013. № 8. С. 45–47.

17. Попов С.Н. Вариации прочностных свойств пород ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений в зависимости от пористости // Нефтепромысловое дело. 2014. № 12. С. 38–42.

18. Palmer I., Vaziri H., Willson S. et al. Predicting and managing sand production: a new strategy // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA, 5–8 October 2003. 13 p. Conference paper: SPE-84499-MS. <https://doi.org/10.2523/84499-MS>

## Coupled mechanical and chemical and geodynamic problems arising during the operation of underground gas storage facilities with a mixture of hydrogen and methane

S.N. Popov<sup>1\*</sup>, S.E. Chernyshov<sup>2\*\*</sup>

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

2 – Perm National Research Polytechnic University, Perm

E-mail: \*popov@ipng.ru, \*\*nirgnf@bk.ru

**Abstract.** The article discusses the features of the operation of underground gas storage facilities with the injection of a mixture of hydrogen and methane. It is shown that when such a mixture is injected, its chemical interaction with formation water and rock can occur, which leads to variations in the permeability, porosity and physical-mechanical properties of the reservoir. The consequence of such interaction may be unforeseen geomechanical and geodynamic processes that negatively affect the operation of underground gas storage facilities.

**Keywords:** hydrogen and methane, filtration and capacitive properties, physical and mechanical properties, reservoir, core, fault, stress-strain state, auto-hydraulic fracturing, underground gas storage.

**Citation:** Popov S.N., Chernyshov S.E. Coupled mechanical and chemical and geodynamic problems arising during the operation of underground gas storage facilities with a mixture of hydrogen and methane // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 32–43. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art4> (In Russ.).

### References

1. Pellet F.L. Rock mechanics and environmental engineering for energy and georesources // EUROCK 2018: Geomechanics and Geodynamics of Rock Masses: Proceedings of the 2018 European Rock Mechanics Symposium. St. Petersburg, Russia, 22–26 May 2018. London: Taylor & Francis Group, 2018. P. 87–93.
2. Li J., Shi X., Yang C. et al. Repair of irregularly shaped salt cavern gas storage by re-leaching under gas blanket // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2017. Vol. 45. P. 848–859. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.004>
3. Sainz-Garcia A., Abarca E., Rubi V., Grandia, F. Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer // International Journal of Hydrogen Energy. 2017. Vol. 42, No. 26. P. 16657–16666. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.076>
4. Denga J., Liub Y., Yangb Q. et al. A viscoelastic, viscoplastic, and viscodamage constitutive model of salt rock for underground energy storage cavern // Computers and Geotechnics. 2019. Vol. 119. P. 103288. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2019.103288>
5. Gasanzade F., Bauer S., Pfeiffer W.T. Sensitivity analysis of gas leakage through a fault zone during subsurface gas storage in porous formations // Advances in Geosciences. 2019. Vol. 49. P. 155–164. <https://doi.org/10.5194/adgeo-49-155-2019>
6. Pfeiffer W.T., Beyer C., Bauer S. Hydrogen storage in a heterogeneous sandstone formation: dimensioning and induced hydraulic effects // Petroleum Geoscience. 2017. Vol. 23, No. 3. P. 315–326. <https://doi.org/10.1144/petgeo2016-050>

7. *Wei X., Zhang J., Li Q.* et al. Fault slippage and its permeability evolution during supercritical CO<sub>2</sub> fracturing in layered formation // *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*. 2019. Vol. 74. P. 76. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019051>
8. *Teatini P., Ferronato M., Franceschini A.* et al. Gas storage in compartmentalized reservoirs: a numerical investigation on possible «unexpected» fault activation // 53<sup>rd</sup> US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. New York, USA, January 2018. Conference paper: ARMA 19-1991. P. 1857–1865.
9. *Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Katoshin A.F.* Changes in the geodynamic environment during the development of an oil field // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2000. No 6. P. 28–32. (In Russ.).
10. *Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G.* Rock mechanics in petroleum industry. Moscow: Nedra-Biznestsentr LLC. 2007. 476 p. (In Russ.).
11. *Shevchuk S., Kvyatkovskaya S., Shevchuk R.* Improving geodynamic monitoring practice in underground gas storage areas // *Problems in Geomechanics of Highly Compressed Rock and Rock Massifs (GHCRRM 2019): E3S Web of Conferences*. 2019. Vol. 129. P. 01006. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912901006>
12. *Pfeiffer W.T., Hagrey S.A., Kohn D.* et al. Porous media hydrogen storage at a synthetic, heterogeneous field site: numerical simulation of storage operation and geophysical monitoring // *Environmental Earth Sciences*. 2016. Vol. 75, No. 16. P. 1177. <https://doi.org/10.1007/s12665-016-5958-x>
13. *De Landro G., Picozzi M., Russo G.* et al. Seismic networks layout optimization for a high-resolution monitoring of induced micro-seismicity // *Journal of Seismology*. 2020. Vol. 24, No. 5. P. 953–966. <https://doi.org/10.1007/s10950-019-09880-9>
14. *Flesch S., Pudlo D., Albrecht D.* et al. Hydrogen underground storage – Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2018. Vol. 43, No. 45. P. 20822–20835. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2018.09.112>
15. *Ganzer L., Reitenbach V., Albrecht D., Hagemann B.* Gekoppelte geohydraulische und mineralogisch-geochemische Prozesse in Reservoir- und Deckgesteinsformationen. 2015. 65 p. <https://doi.org/10.2314/GBV:871964139>
16. *Popov S.N., Zaripov R.S., Parshukov A.V.* Porosity implications for Achimov plays in Urengoy // *Gas Industry*. 2013. No 8. P. 45–47. (In Russ.).
17. *Popov S.N.* Variation of rock strength characteristics of Achimovsky deposits of Urengoy group of fields depending on porosity // *Oilfield Engineering*. 2014. No. 12, P.38-42. (In Russ.).
18. *Palmer I., Vaziri H., Willson S.* et al. Predicting and managing sand production: a new strategy // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA, 5–8 October 2003. 13 p. Conference paper: SPE-84499-MS. <https://doi.org/10.2523/84499-MS>