

УДК 622.691.24

С.А. Хан, заместитель начальника Департамента – начальник Управления по подземному хранению газа Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа, ОАО «Газпром» (Москва, Россия); **А.С. Гарайшин**, начальник лаборатории технологического проектирования ПХГ, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Московская обл., Россия); **И.Г. Бебешко**, старший научный сотрудник лаборатории перспективных ПХГ, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Московская обл., Россия); **А.В. Григорьев**, заместитель начальника лаборатории технологического проектирования ПХГ, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Московская обл., Россия); **С.С. Дейнеко**, старший научный сотрудник лаборатории технологического проектирования ПХГ, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Московская обл., Россия), e-mail: S_Deyneko@vniigaz.gazprom.ru, **Н.А. Исаева**, старший научный сотрудник лаборатории технологического проектирования ПХГ, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Московская обл., Россия), e-mail: N_Isaeva@vniigaz.gazprom.ru

Исследование возможности частичного замещения буферного объема газа на диоксид углерода на ПХГ

Частичное замещение буферного метанового газа на CO_2 позволит сократить капитальные затраты на подземное хранилище газа (ПХГ) за счет уменьшения буферного объема газа. Снижения вероятности прорыва CO_2 к эксплуатационным скважинам ПХГ можно достичь, закачивая CO_2 в слабодренлируемые и/или удаленные области ПХГ. Проведена оценка принципиальной возможности использования углекислого газа для частичной замены природного метанового буферного газа на подземном хранилище газа (ПХГ) в пористом пласте. Установлено, что частичная замена возможна на этапе сооружения, расширения или циклической эксплуатации ПХГ.

Рассмотрены физико-химические процессы, возникающие при закачке CO_2 в пласт-коллектор. Определены потенциальные источники углекислого газа. На примере одного из крупнейших российских ПХГ – Северо-Ставропольского – представлены результаты вычислительных исследований процесса замещения при различном размещении нагнетательных скважин и определении зоны распространения углекислого газа в пласте.

Результаты показывают принципиальную возможность использования CO_2 на ПХГ для замещения буферного метанового газа не только в многокупольных, но и в однокупольных залежах на действующих и создаваемых ПХГ. Наибольший эффект будет наблюдаться при хранении газа в многосводовых структурах. Предпочтительными для реализации являются ПХГ с невысоким пластовым давлением (до ≈ 9 МПа), где CO_2 будет постоянно находиться в газовой фазе. Эффект обусловлен снижением капитальных затрат на создание буферного объема газа в ПХГ или его сокращением. Необходимо рассмотрение экономической целесообразности бурения новых скважин, если в периферийной области отсутствуют пригодные для нагнетания CO_2 скважины.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, комбинированный буферный объем газа, природный метановый газ, углекислый газ, смешение газов.

.....

S.A. Khan, OJSC Gazprom (Moscow, Russia), Deputy Head of the Department – Head of the Gas Underground Storage Division of the Gas Transportation, Underground Storage and Utilization Department; **A.S. Garayshin**, OJSC Gazprom VNIIGAZ (Moscow Region, Russia), Head of the GUS (Gas Underground Storage) Process Engineering Laboratory; **I.G. Bebeshko**, OJSC Gazprom VNIIGAZ (the Moscow Region, Russia), Senior Research Worker of the Prospective GUS Laboratory; **A.V. Grigorev**, OJSC Gazprom VNIIGAZ (Moscow Region, Russia), Deputy Head of the GUS (Gas Underground Storage) Process Engineering Laboratory; **S.S. Deyneko**, OJSC Gazprom VNIIGAZ (Moscow Region, Russia), Senior Research Worker of the GUS Process Engineering Laboratory, e-mail: S_Deyneko@vniigaz.gazprom.ru; **N.A. Isayeva**, OJSC Gazprom VNIIGAZ (Moscow Region, Russia), Senior Research Worker of the GUS Process Engineering Laboratory, e-mail: N_Isaeva@vniigaz.gazprom.ru

Investigation of the possibility of partial substitution buffer gas volume UGS to carbon dioxide

Partial substitution of buffer methane gas by CO_2 will allow decreasing capital costs for gas underground storage (GUS) by means of the buffer gas volume decrease. Decrease of probability of CO_2 breakthrough to the GUS producing wells can be achieved by means of CO_2 pumping into GUS low-drained and/or remote areas. Principal possibility of carbon dioxide use for natural methane buffer gas partial replacement in the gas underground storage (GUS) in a porous bed was assessed.

It is determined that partial replacement is possible at the stage of GUS construction, expansion, or cycle operation. Physical and chemical processes arising when pumping CO₂ into the reservoir bed are considered. Carbon dioxide potential sources are determined. The computational studies results of the replacement process in case of the injection wells various placement and determination of the zone where carbon dioxide spreads in the bed are presented using the Severo-Stavropolskoye GUS, one of the largest Russian GUS, as an example.

The results show a principal possibility of CO₂ use in GUS for substitution of the methane buffer gas not only in noded spheroids, but also in plain-type spheroids in existing GUS and GUS under construction. The maximum effect will be observed in case of gas storage in multi-roof structures. GUS with a low reservoir pressure (up to ≈ 9 MPa) where CO₂ is always in a gas phase is preferable for GUS implementation. The effect is conditioned by capital costs decrease for the buffer gas volume creation in GUS or its decrease. It is necessary to consider the economic expediency of new well drilling, if there are no wells suitable for CO₂ pumping in the peripheral area.

Keywords: underground gas storage, combined gas buffer volume, natural gaz, carbon dioxide.

При сооружении и эксплуатации ПХГ на долю буферного газа, в капитальных вложениях, приходится до 30% и более. Замена 20% буферного газа углекислым позволит сократить капвложения на 5%. При расширении ПХГ экономический эффект будет получен от экономии дополнительного буферного газа. На этапе циклической эксплуатации ПХГ закачка CO₂ повлечет за собой высвобождение некоторого объема метанового газа.

Использование CO₂ для частичной замены 6% буферного газа на ПХГ показывает рентабельность на уровне внутрикорпоративной. Срок окупаемости наступает на 6-й год эксплуатации,

внутренняя норма рентабельности достигает 18%.

Для замены части буферного метанового газа на CO₂ необходимо наличие источников CO₂. Наиболее актуальны дымовые газы, получаемые при сжигании природного газа. Их источниками на ПХГ являются ГПА с газотурбинным приводом, установки регенерации диэтиленгликоля, котельные. В последнее время остро стоит проблема парникового эффекта, поэтому развитые страны разрабатывают концепцию энергетики без выбросов CO₂ [1].

При использовании дымовых газов технологического оборудования ПХГ в качестве источника CO₂ для замены

части буферного газа одновременно можно решить следующие задачи:

- утилизировать CO₂;
- получить дополнительное количество товарного природного газа;
- компенсировать невосполняемые пластовые потери газа, происходящие за счет его перетоков в горизонтах.

Проведена оценка физико-химических параметров дымовых газов Северо-Ставропольского ПХГ и целесообразность получения из них CO₂. Наиболее приемлемой технологией улавливания CO₂ является улавливание после сжигания топлива. Рекомендована абсорбция диэтаноломином и мембранное разделение дымового газа.

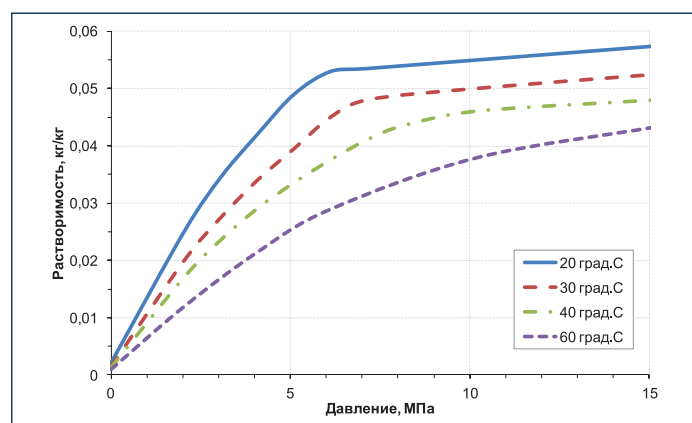


Рис. 1. Растворимость CO₂ в пластовой воде с минерализацией 5% в зависимости от давления и температуры

Fig. 1. CO₂ solubility in 5% mineralized formation water depending on pressure and temperature

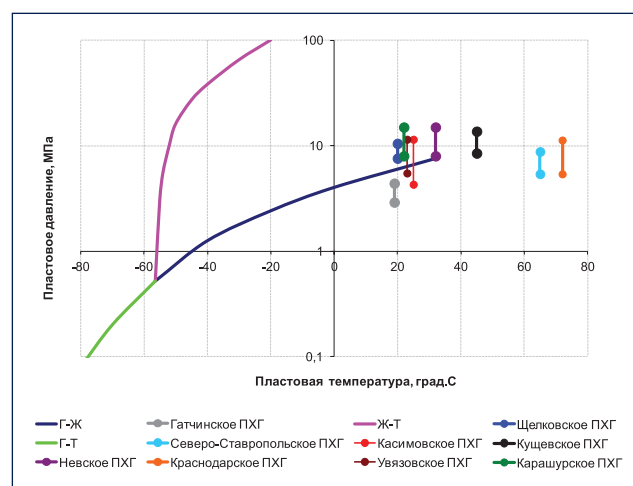


Рис. 2. Фазовая диаграмма CO₂ и пластовые условия некоторых ПХГ

Fig. 2. CO₂ phase diagram and formation conditions of some GUS

Ссылка для цитирования (for references):

Хан С.А., Гарайшин А.С., Бебешко И.Г., Григорьев А.В., Дейнеко С.С., Исаева Н.А. Исследование возможности частичного замещения буферного объема газа на диоксид углерода на ПХГ // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 5. – С. 58–61.

Khan S.A., Garayshin A.S., Bebeshko I.G., Grigorev A.V., Deyneko S.S., Isayeva N.A. Issledovanie vozmozhnosti chastichnogo zameshheniya bufernogo ob'ema gaza na dioksid ugleroda na PHG [Investigation of the possibility of partial substitution buffer gas volume UGS to carbon dioxide]. *Territoriya «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No. 5. P. 58–61.

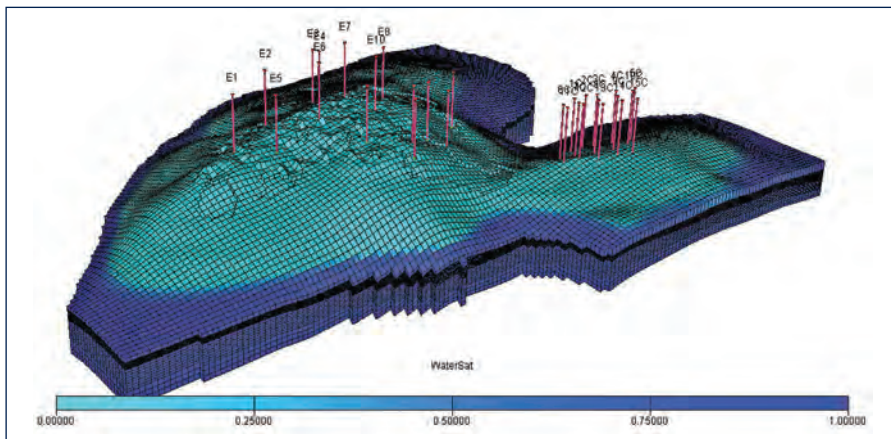


Рис. 3. Трехмерная модель Северо-Ставропольского ПХГ
Fig. 3. 3D model of the Severo-Stavropolskoye GUS

При технологическом проектировании ПХГ с комбинированным буферным объемом газа (КБГ) важно смешение газов разного состава, на которое влияют растворимость, конвекция, дисперсия, диффузия [2, 3]. Основную роль при смешении газов играет конфигурация залежи ПХГ и неоднородность пласта. Проблема расчета такого смешения в том, что параметры пласта – соотношение запасов газа в плотных и хорошо проницаемых участках коллекторов, соотношение проводимостей, коэффициенты диффузионного перемешивания – не могут быть определены по истории разработки месторождения [4, 5]. Растворимость газов в воде возрастает с ростом давления и с уменьшением температуры и минерализации воды (рис. 1). Критическая точка CO_2 составляет 31°C и $7,38\text{ МПа}$, а метана – $(-83)^\circ\text{C}$ и $4,6$

МПа. Термобарические условия пластов (рис. 2) на ПХГ РФ соответствуют газообразному, жидкому, смешанному или закритическому состоянию CO_2 . Для сопоставления физических свойств метана и CO_2 составлены зависимости плотности и вязкости газов от давления при разных температурах. Плотность и вязкость CO_2 выше, чем у углеводородного газа ПХГ. При повышении давления разница плотностей и вязкостей газов возрастает. На Щелковском и Карашурском ПХГ CO_2 будет находиться в жидком фазовом состоянии, и замещение не эффективно. Эффективность этой технологии проверена на примере гидродинамических расчетов по закачке CO_2 в Северо-Ставропольское ПХГ (рис. 3). При расчетах рассмотрено три варианта размещения скважин, нагнетающих CO_2 в неосновном куполе Пелагиада, а также

варианты с размещением скважин в приконтурной области основной залежи. В первом варианте использовались существующие скважины на Пелагиаде. При этом значительная доля метанового газа останется блокированной в приконтурной части. Еще одним негативным аспектом является близость очага закачки CO_2 к эксплуатационным скважинам.

При одинаковом давлении в зоне закачки CO_2 и области эксплуатационных скважин ПХГ, где происходит закачка и отбор метанового газа, в самом начале эксперимента, к концу пятилетнего периода, разность давлений составляет ~ 10 бар (рис. 4). При проницаемости более 400 мД фронт CO_2 окажется на окраине дренируемой области, что повлечет за собой прорыв к эксплуатационным скважинам и необходимость сепарации CO_2 из добываемого газа (рис. 5). Распространение CO_2 происходит только в газонасыщенной части коллектора, несмотря на отличную растворимость его в воде. Для безопасного частичного замещения буферного объема на CO_2 в течение шести лет достаточное расстояние между очагом нагнетания CO_2 и ближайшими эксплуатационными скважинами составляет около 6 км при проницаемости пласта 200 мД . При использовании существующих скважин в купольной зоне часть метанового газа, находящаяся за барьером нагнетания CO_2 , останется блокированной. Поэтому просчитывались варианты с периферийным расположением скважин. При большей удаленности очага

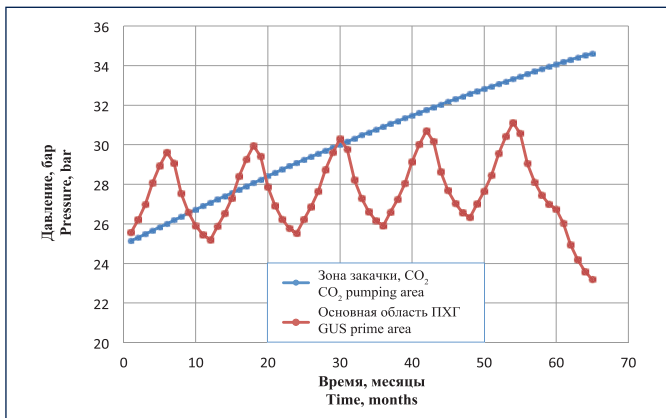


Рис. 4. Динамика давлений в зоне закачки CO_2 и области эксплуатационных скважин ПХГ
Fig. 4. Pressure history in CO_2 pumping area and in GUS producing wells area

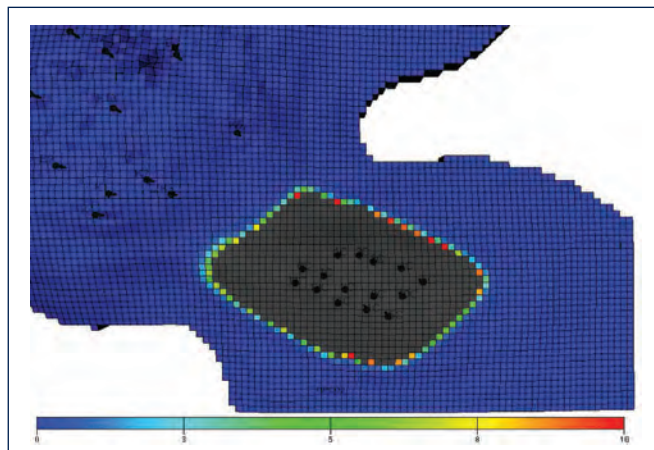


Рис. 5. Распространение CO_2 к концу пятилетнего периода закачки
Fig. 5. CO_2 expansion by the end of the five-year pumping period

нагнетания CO_2 от основной области появляется необходимость в бурении новых скважин, однако такое расположение скважин практически не запирает часть метанового газа. Еще более оптимальным представляется бурение новых скважин рядно вдоль дальней части, что обеспечит максимальное удаление очага закачки и исключит возможность прорыва CO_2 к центральной части хранилища.

Как показали расчеты, большого влияния на характер распространения CO_2 по коллектору глубина перфорации скважин не оказывает, существенного растворения CO_2 в воде не наблюдается. Распространение преимущественно происходит по газонасыщенной части коллектора.

На модели были также рассчитаны варианты нагнетания в основную часть хранилища. В первом варианте использовались существующие на ПХГ скважины северо-восточной части основного купола. Расчет был произведен для непрерывной закачки CO_2 с дебитом 2 млн $\text{м}^3/\text{сут.}$ в пласт при объеме закачки в 10 млрд м^3 за 15 лет. Показано, что остается область, занятая природным газом, который извлечь невозможно. В этом варианте фронт распространения CO_2 достиг эксплуатационных скважин ПХГ. Во втором варианте закачки CO_2 в основную залежь предполагалось бурение нового фонда скважин вдоль границы газовой контакта (ГВК) в макси-

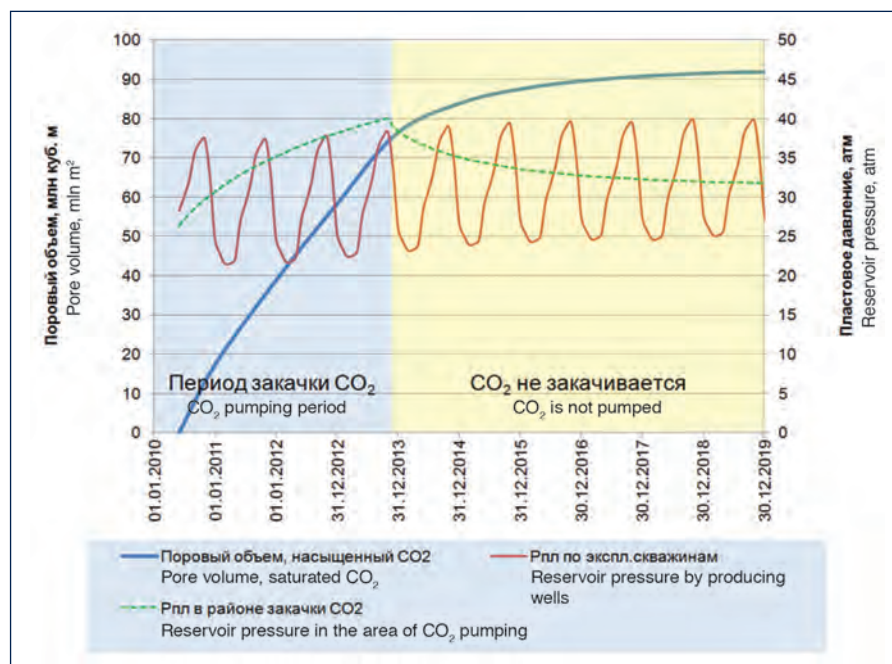


Рис. 6. Динамика изменения порового объема насыщенного CO_2 и пластового давления в районе эксплуатационных и нагнетательных скважин

Fig. 6. Dynamic pattern of saturated CO_2 pore volume and reservoir pressure in the area of production and injection wells

мально удаленном от эксплуатационных скважин участке. Рядное размещение скважин вдоль наиболее удаленного от ПХГ участка площади вблизи контура ГВК имеет преимущество. За счет более отдаленного расположения очага нагнетания фронт CO_2 в этом варианте не достиг эксплуатационного фонда скважин. Также моделировался процесс растекания CO_2 после закачки. Поровый объем

пласта, занятый CO_2 , в конце периода его закачки составляет 76,5 млн м^3 (рис. 6). После окончания закачки CO_2 в пласт поровый объем, насыщенный CO_2 , увеличивается. По мере расформирования воронки CO_2 растекается по пласту-коллектору. После того как давление в зоне нагнетательных скважин уравнивается со средним давлением в залежи, растекание CO_2 прекращается.

Литература:

- Holt, Neville. *Advanced Coal Technologies with CO_2 Capture*. Electric Power Research Institute Global Climate Change Research Seminar, June 1–2, 2005, Washington D.C.
- Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. – Л.: Химия, 1982. – 591 с.
- Борисов М.В., Шваров Ю.В. Термодинамика геохимических процессов: Учебное пособие. – М.: Изд-во МГУ, 1992. – 225 с.
- Михайловский А.А., Трегуб С.И., Григорьев А.В. Мониторинг аккумулируемых и дренируемых объемов газа при его подземном хранении с использованием математических фильтрационных моделей // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3–4. – С. 29–33.
- Михайловский А.А., Григорьев А.В. Исследование и прогнозирование слабодренируемых и недренируемых объемов газа на ПХГ // Газовая промышленность. – 2004. – № 5. – С. 60–62.

References:

- Holt, Neville. *Advanced Coal Technologies with CO_2 Capture*. Electric Power Research Institute Global Climate Change Research Seminar, June 1–2, 2005, Washington D.C.
- Rid R., Prausnitz J., Sherwood T. *Svoystva gazov i zhidkostej* [Properties of gases and liquids]. Leningrad, Khimiya Publ., 1982. 591 pp.
- Borisov M.V., Shvarov Yu.V. *Termodinamika geokhicheskikh processov* [Thermodynamics of geochemical processes]: Tutorial. Moscow, Publishing House of Moscow State University, 1992. 225 pp.
- Mikhaylovskiy A.A., Tregub S.I., Grigoriev A.V. Monitoring akumuliruemiy i dreniruemiy ob'emov gaza pri ego podzemnom hranenii s ispol'zovaniem matematicheskikh fil'tracionnykh modelej [Monitoring of accumulated and drained gas volumes when stored under the ground using mathematical filtration models]. *Nauka i tehnika v gazovoy promyshlennosti – Science and Technology in Gas Industry*, 2004, No. 3–4. P. 29–33.
- Mikhaylovskiy A.A., Grigoriev A.V. Issledovanie i prognozirovanie slabodreniruemiy i nedreniruemiy ob'emov gaza na PHG [Study and forecast of low-drained and non-drained gas volumes in GUS]. *Gazovaya promyshlennost' – Gas Industry*, 2004, No. 5. P. 60–62.