



УДК 622

ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА



PROBLEMS OF INCREASING THE PRODUCTIVITY OF WELLS AT UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES

Верзбицкий Вячеслав Владимирович
старший преподаватель кафедры
разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений,
Северо-Кавказский Федеральный университет
slavax777@mail.ru

Щекин Александр Иванович
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Северо-Кавказский Федеральный университет
sashstv@gmail.com

Васильев Владимир Андреевич
кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Северо-Кавказский Федеральный университет
rangm26@yandex.ru

Гунькина Татьяна Александровна
кандидат технических наук, доцент,
заведующий кафедрой разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Северо-Кавказский Федеральный университет
tatiana.stavr@yandex.ru

Хандзель Александр Владиславович
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газо-
вых месторождений,
Северо-Кавказский Федеральный университет
hndalxvld@rambler.ru

Аннотация. В статье рассмотрено современное состояние, проблемы и перспективы развития системы подземного хранения газа в России. Проанализированы основные параметры, характеризующие эксплуатационные возможности подземных хранилищ газа. Представлены основные причины снижения производительности скважин, характерные для подземных хранилищ газа. Сформированы основные принципы планирования геолого-технических мероприятий на скважинах подземных хранилищ газа.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, максимальная суточная производительность, геолого-технические мероприятия.

Verzhbitsky Vyacheslav Vladimirovich
Senior Lecturer of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
North-Caucasus Federal University
slavax777@mail.ru

Schekin Alexander Ivanovich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
North-Caucasus Federal University
sashstv@gmail.com

Vasiliev Vladimir Andreevich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Professor of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
North-Caucasus Federal University
rangm26@yandex.ru

Gunkina Tatiana Aleksandrovna
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Head of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
North-Caucasus Federal University
tatiana.stavr@yandex.ru

Handzel Alexander Vladislavovich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
North-Caucasus Federal University
hndalxvld@rambler.ru

Annotation. The paper considers the current state, problems and prospects of development of underground gas storage system in Russia. The main parameters that characterize the operational capabilities of underground gas storage facilities are analyzed. The main reasons for the decrease in well productivity, typical for underground gas storage facilities, are presented. The basic principles of planning well interventions at underground gas storage facilities are formed.

Keywords: underground gas storage facility, maximum daily productivity, well interventions.

П одземные хранилища газа (ПХГ) являются основным элементом единой системы газоснабжения. Большинство ПХГ в РФ были созданы в качестве многоцелевых объектов для формирования крупных резервов газа. Такие запасы газа необходимы для регулирования сезонной неравномерности потребления газа, обеспечения надежности поставок в страны ближнего и дальнего зарубежья, устранения последствий возникновения аварийных ситуаций в газотранспортной и газодобывающей системах, а также создания стратегических запасов государства.



При резких колебаниях спроса на газ (например, при аномально холодной зиме потребность в газе может стремительно вырасти более чем на 30 % в течение нескольких дней, а при нештатных ситуациях в газотранспортной системе эти показатели могут быть значительно выше) оперативная транспортировка его от мест добычи до потребителя будет трудновыполнимой задачей. Если наращивание добычи газа возможно осуществить за короткие сроки, то его транспорт на значительные расстояния будет сопряжен с высокими временными и капитальными затратами. Так, по данным ПАО «Газпром» [1] в зимние периоды доля газа, отбираемого из ПХГ в России, достигает 20–40 % от потребляемого, а в начале 2000-х годов этот показатель составлял 15–30 %, что свидетельствует о развитии системы подземного хранения газа. Вместе с тем, удельные затраты на обустройство и развитие инфраструктуры месторождений, необходимой для регулирования неравномерности потребления газа в течение года, в 2–4 раза выше аналогичных на ПХГ, как показано в работе [2], при этом увеличение суточной производительности на газовом месторождении на 200–300 рублей дороже за каждый млн м³/сут газа, чем в системе подземного хранения.

На данный момент в России создана достаточно эффективная и функциональная система газоснабжения потребителей. Подземные хранилища газа расположены на территории РФ, в соответствии с районами наибольшего потребления газа. Впервые проблема регулирования неравномерности газопотребления в РФ появилась при газификации Москвы в 50-х годах прошлого века. Тогда же начались опытно-промышленные испытания по закачке газа в истощенные нефтегазовые месторождения и водоносные горизонты.

По состоянию на 2019 г. в единой системе газоснабжения РФ создано 23 ПХГ в выработанных месторождениях углеводородов, водоносных пластах и отложениях каменной соли, включающие 27 эксплуатационных объектов. В рамках постоянного развития системы газоснабжения РФ и в связи со смещением основных газовых и газоконденсатных месторождений на Крайний Север, а в ближайшем будущем и на шельф Арктики, необходимо расширение действующих ПХГ в густонаселенных и промышленных районах РФ, а также строительство новых ПХГ активно развивающихся районах Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Основными параметрами, характеризующими эксплуатационные возможности ПХГ, являются:

- оперативный резерв газа (активный объем газа всех ПХГ);
- допустимое пластовое давление при закачке и отборе газа;
- максимальная суточная производительность в цикле откачки и цикле отбора.

Параметры уникальных подземных хранилищ газа, созданных в России, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры уникальных ПХГ, созданных в России

Параметр		Касимовское ПХГ	Северо-Ставропольское ПХГ		Гатчинское ПХГ	Удмуртский резервирующий комплекс ПХГ
			Зеленая свита	Хадум		
Оперативный резерв газа, млрд м ³		12	5,5	37,8	0,2	2,6
Максимальная суточная производительность млн м ³	отбор	130	37	150	2	43
	закачка	68	33	115	1,8	17
Пластовое давление, МПа	max	11,5	8,7	2,9	4,6	–
	min	6	5,6	2	2,7	–

Северо-Ставропольское ПХГ и Касимовское ПХГ являются крупнейшими в мире газохранилищами, созданными в истощенном газовом месторождении и водоносном пласте, соответственно. Гатчинское ПХГ – уникально по гидродинамическим характеристикам пологозалегающих водоносных пластов. Интересные инженерные решения представлены на Удмуртском резервирующем комплексе ПХГ, объединяющий несколько независимых геологических структур сетью наземных нефтепромысловых сооружений.

Максимально допустимое давление при закачке и минимальное пластовое давление при отборе при выходе ПХГ на периодический режим являются практически неизменными и зависят от геометрических размеров хранилища, от формы и глубины залегающих пород, пористости и проницаемости вмещающих пород, а также от технологического режима работы. Максимальное пластовое давление также может быть ограничено рабочим давлением газопромыслового оборудования на ПХГ, например, для Северо-Ставропольского ПХГ (хадумская залежь) максимальное давление составляет – 4,02 МПа. На некоторых объектах, действующих ПХГ, пластовое давление превышает начальное давление в залежи. Так, например, на Северо-Ставропольском ПХГ (зеленая свита) начальное пластовое давление превышено на 18,5 %, а на Касимовском ПХГ – на 45 %. Дальнейшее увеличение пластового давления и активного объема хранилища ограничивается геологическими характеристиками, в том числе возрастанием риска утечек газа.



Важным параметром, отвечающим за эффективную эксплуатацию ПХГ, является суточная производительность, как в целом хранилища, так и отдельных скважин. Генеральная схема развития газовой отрасли до 2030 г. [3] предусматривает максимальную суточную производительность ПХГ на уровне 1,0 млрд м³/сут, на данный момент данный показатель составляет около 800 млн м³/сут [1] (см. рис. 1).

Текущая суточная производительность действующих ПХГ обеспечивается количеством и состоянием эксплуатационных скважин. Фонд эксплуатационных скважин на ПХГ в РФ на 2018 г. по данным ПАО «Газпром» [1] составлял около 2705 единиц. На рисунке 1 представлена динамика количества эксплуатационных скважин на ПХГ с 2005 г. по настоящее время с прогнозом до 2030 г.

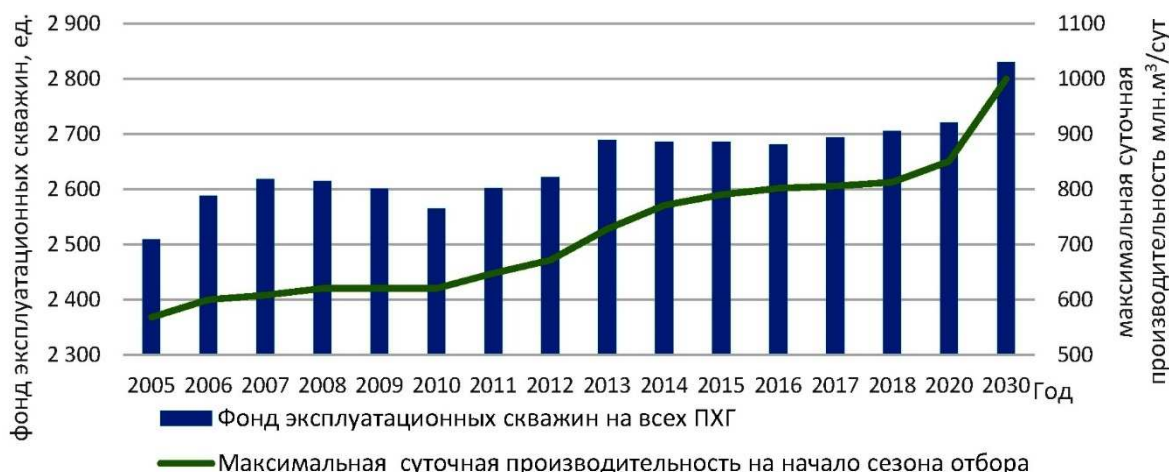


Рисунок 1 – Динамика эксплуатационного фонда скважин ПХГ и максимальной суточной производительности с прогнозом до 2030 г.

Анализ динамики эксплуатационного фонда скважин показывает, что наблюдается положительный тренд с увеличением количества эксплуатационных скважин, обусловленный развитием системы подземного хранения газа в России.

На 01.01.2010 г. оперативный резерв газа составлял 64,0 млрд м³, за счет ввода в эксплуатацию новых объектов подземного хранения газа и реконструкции действующих, активный объем газа в системе ПХГ в 2018 году составлял около 75 млрд м³ [1, 4], что является достаточным на ближайшее десятилетие. Увеличить оперативный резерв газа возможно либо созданием новых объектов ПХГ, либо расширением действующих. Однако создание новых ПХГ необходимо в первую очередь для равномерного перераспределения запасов по территории РФ. Сооружение и вывод подземных хранилищ газа на стабильную работу – сложный высокотратный и длительный процесс (5–10 лет).

Увеличение суточной производительности действующих ПХГ, при условии отсутствия геологических рисков, возможно путем:

- увеличения количества новых эксплуатационных скважин;
- проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на действующем фонде скважин.

На рисунке 2, по данным ПАО «Газпром» [1], представлена динамика эксплуатационных скважин, законченных строительством на ПХГ РФ.

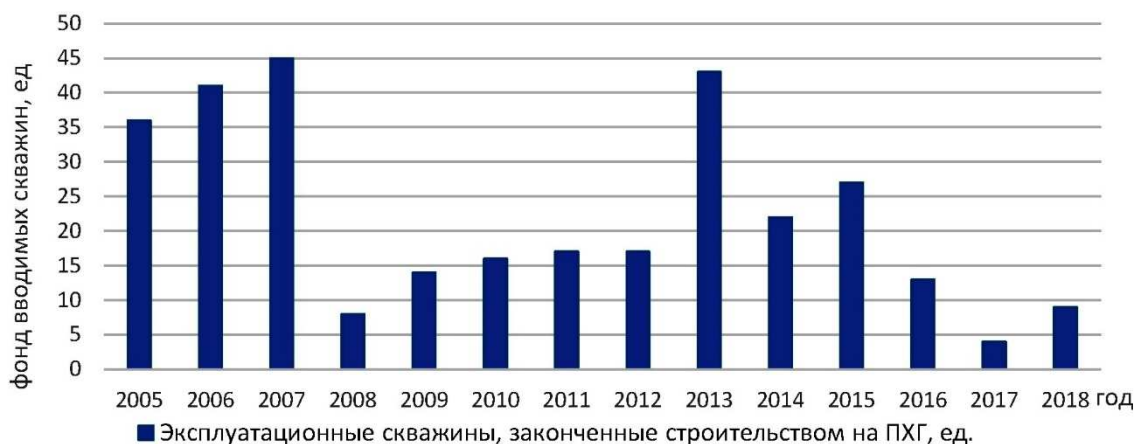


Рисунок 2 – Динамика ввода новых скважин на ПХГ за 2005–2018 гг.



Расширение действующих ПХГ путем ввода новых скважин возможно не на всех хранилищах по причине их расположения в границах населенных пунктов и на участках земель особо охраняемых природных территорий, геологических ограничений и т.п. При этом на ПХГ, где все-таки существует возможность бурения новых скважин, затраты на их строительство почти в 3 раза выше стоимости проведения ГТМ по повышению производительности скважин [4].

Каждая скважина, как основной элемент в системе ПХГ, характеризуется цикличностью ее эксплуатации и проявлением знакопеременных нагрузок и процессов, протекающих в пласте, что отличает ее от скважин газовых и газоконденсатных месторождений. Так, изменение пластового давления на ПХГ может происходить в десятки, а иногда и сотни раз быстрее, чем при разработке газового месторождения. Принимая во внимание высокую нагрузку на скважины ПХГ, для повышения их производительности и эксплуатационной надежности в течение длительного времени требуется постоянный мониторинг режимов работы фонда скважин, формирование и проведение комплексных программ ГТМ.

Важным этапом при планировании ГТМ является предварительный подбор потенциальных скважин-кандидатов. Как правило, по результатам ранжирования скважин по ряду принятых критериев (снижение продуктивности, дебита и т.п.) выявляются проблемные скважины с последующей идентификацией по данным геолого-промысловых и геофизических исследований причин возникновения той или иной проблемы.

В работах [5, 6] представлены основные причины снижения производительности скважин, характерных для ПХГ РФ.

Проблемы эксплуатации скважин ПХГ в выработанных газовых и газонефтяных месторождениях связаны в основном с геолого-промысловыми характеристиками залежей углеводородов. Осложнения обусловлены извлечением остаточной нефти и газового конденсата, техническим состоянием скважин старого фонда, разрушением коллектора и выносом песка из пласта в скважину. В целом, большинство проблем эксплуатации ПХГ в выработанных месторождениях связано с историей их создания и техническим состоянием действующего фонда скважин.

Проблемы эксплуатации ПХГ в водоносных горизонтах связаны в основном с разрушением пласта-коллектора, а также с выносом песка и воды из пласта в скважину. Применяемые противопесочные фильтры не обеспечивают нормальную работу скважин, так как они быстро кольматируются продуктами, в том числе компрессорным маслом, вносимыми в пласт при закачке газа.

Следствием вышеперечисленных специфических проблем присущих, исключительно, объектам ПХГ является снижение производительности скважин при отборе и приемистости при закачке газа. Основными причинами снижения дебита (приемистости) скважин ПХГ являются:

1. Снижение коэффициента продуктивности (приемистости);
2. Падение депрессии (репрессии) вызванное изменениями пластового и / или забойного давлений;
3. Обводнение скважин ПХГ;
4. Образование глинисто-песчано-жидкостных пробок на забое скважины.

Для идентификации проблем при работе скважин применяется комплекс геолого-промысловых и геофизических исследований. В работе [7] приводится примерный перечень основных методов исследований скважин на ПХГ:

- замер уровней воды;
- замер давлений на устье и в скважинах глубинным манометром;
- замер межколонных давлений;
- замер температуры;
- отбор проб воды в скважинах различного назначения и их анализ с разных интервалов (с уровня, забоя и т.д.);
- отбор проб газа в скважинах различного назначения и их анализ;
- замер давлений и расчет потерь давлений от пласта до ГРП (КС) и газопровода подключения;
- замер суточной производительности эксплуатационных скважин;
- расчет суточной производительности хранилища;
- замер объемов закачки (отбора) газа;
- расчет текущего объема газа в хранилище;
- замер количества и определение состава выносимой при отборе пластовой жидкости;
- расчет объемов затрат газа на собственные технологические нужды;
- обследование территории ПХГ с целью выявления поверхностных газопроявлений;
- определение состава газа и степени его осушки (точка росы);
- выявление межколонных газопроявлений в скважинах;
- проведение газодинамических исследований.

По результатам проведения исследований выполняется дальнейшее ранжирование проблемных скважин на основе типов проблем и видов ГТМ, направленных на их устранение. По результатам данного этапа с учетом экономической эффективности формируется финальный рейтинг скважин-кандидатов для включения в программу ГТМ.



Таким образом, процесс планирования ГТМ на ПХГ включает:

- мониторинг технологического режима работы скважин;
- факторный анализ изменения основных параметров скважин в циклах отбора и закачки газа;
- выявление проблемных скважин и причин снижения их производительности;
- проведение промыслово-геофизических исследований в скважине;
- формирование рейтинга скважин-кандидатов ГТМ для проведения работ по текущему и капитальному ремонту, а также реконструкции, консервации и ликвидации скважин.

Литература

1. Сайт ПАО «Газпром». – URL : <https://www.gazprom.ru> (дата обращения 10.03.2020).
2. Современные тенденции развития подземного хранения газа в Российской Федерации / А.Е. Арутюнов [и др.] // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы. – М. : ООО «ВНИИГАЗ», 2003. – С. 21–29.
3. Интернет-портал сообщества ТЭК. – URL : <http://www.energyland.info> (дата обращения 10.03.2020).
4. Гришин Д.В. Комплексная технология повышения производительности скважин подземных хранилищ газа в условиях разрушения пласта-коллектора : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Уфа, 2019. – 153 с.
5. Теория и практика эксплуатации подземных хранилищ газа в условиях разрушения пласта-коллектора / В.А. Васильев [и др.]. – М. : ТПС Принт, 2016. – 264 с.
6. Осложнения при эксплуатации подземных хранилищ газа / Д.В. Гришин [и др.] // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли : матер. II Междунар. науч.-практ. конф., 25 ноября 2016 года. – Ставрополь : ООО «ТЭСЭРА», 2016. – С. 127–133.
7. Рубан Г.Н. Геолого-технологический контроль подземных хранилищ газа : учебник для вузов. – М. : Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 207 с.

References

1. The website of PJSC Gazprom. – URL : <https://www.gazprom.ru> (accessed 10.03.2020).
2. Modern trends in the development of underground gas storage in the Russian Federation / A.E. Arutyunov [et al.] // Underground gas storage. Problems and prospects. – M. : VNIIGAZ LLC, 2003. – P. 21–29.
3. Internet portal of the Fuel and Energy Community. – URL : <http://www.energyland.info> (accessed 10.03.2020).
4. Grishin D.V. Complex technology for increasing the productivity of underground gas storage wells in conditions of reservoir failure : Candidate's Dissertation in Technical Sciences: 25.00.17 / Dmitry Grishin. – Ufa, 2019. – 153 p.
5. Theory and practice of exploitation of underground gas storage facilities in conditions of reservoir failure / V.A. Vasiliev [et al.]. – M. : TPS Print, 2016. – 264 p.
6. Complications in the operation of underground gas storage facilities / D.V. Grishin [et al.] // Innovative technologies in the oil and gas industry : Papers of the II International scientific and practical conference, November 25, 2016. – Stavropol : LLC «TESERA», 2016. – P. 127–133.
7. Ruban G.N. Geological and technological monitoring of underground gas storage facilities : Textbook for universities. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2016. – 207 p.