УДК 622.276.66

РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ПХГ КАК ЭЛЕМЕНТА ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РФ

RETROSPECTIVE ANALYSIS OF THE FORMATION OF THE UNDEGROUND GAS STORAGE SYSTEM AS AN ELEMENT OF THE UNIFIED GAS SUPPLY SYSTEM OF THE RUSSIAN FEDERATION

Жарикова Наиля Халимовна
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Иосифова Полина Алексеевна
студентка направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
iosifova.03@mail.ru

Аннотация. Система подземного хранения газа является неотъемлемой частью ЕСГ стран-потребителей и экспортеров. Она представляет собой динамическую структуру, интенсивно преобразующуюся с целью максимально полного соответствия стратегическим задачам и текущим потребностям отрасли. В отличие от транспортировки и жидких, и твердых топлив, допускающих дискретизацию процессов добычи, транспортировки и хранения, система газоснабжения функционирует в непрерывном динамическом режиме с единым балансом газа для всех элементов. Следовательно, неравномерность потребления газа однозначно отражается на функционировании всей системы в целом. Естественным решением стало создание буферных запасов, которое ограничивается наличием специальных геологических структур.

Ключевые слова: подземное хранилище газа; единая система газоснабжения; ретроспективные интерполяционные модели; неравномерность потребления газа; кольматация призабойной зоны пласта; образование пробок в стволе или на забое; паспорт прочности горной породы.

Zharikova Nailia Khalimovna
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Iosifova Polina Alekseevna
Student Training Direction
21.03.01 «Oil and Gas Engineering»
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
iosifova.03@mail.ru

AnnotationThe underground gas storage system is an integral part of the underground gas storage system of consumer and exporting countries. It is a dynamic structure that is being intensively transformed in order to fully comply with the strategic objectives and current needs of the industry. Unlike the transportation of both liquid and solid fuels, which allow discretization of the processes of production, transportation and storage, the gas supply system operates in a continuous dynamic mode with a single gas balance for all elements. Consequently, uneven gas consumption clearly affects the functioning of the entire system as a whole. A natural solution was the creation of buffer reserves, which is limited by the presence of special geological structures.

Keywords: underground gas storage; unified gas supply system; retrospective interpolation models; uneven gas consumption; colmatation of the bottomhole formation zone; formation of plugs in the trunk or at the bottom; rock strength certificate.

Историческая ретроспектива, основы и предпосылки формирования отрасли

Ключевой функцией ПХГ является обеспечение надёжности газоснабжения путём достижения целостности функционирования системы в целом. Так, наличие ПХГ в регионах обеспечивает сглаживание сезонной неравномерности потребления газа, что особенно важно для стран типа России с суровыми климатическими условиями и удаленностью конечных потребителей от ресурсов. Кроме того, в условиях рыночной экономики и современных тенденций значение ПХГ существенно возрастает, ведь они обеспечивают гибкость, оперативность, мобильность поставок газа (учитывают фактор инерционности транспортировки), а также бесперебойное снабжение потребителей природным газом вне зависимости от форс-мажорных обстоятельств, сезонных и суточных неравномерностей, являются резервной базой на случай аномально холодных зим.

Экономическая эффективность данного способа хранения по сравнению с наземными резервуарами бесспорна, что проявляется в большей аккумулирующей способности ПХГ, более высокой безаварийности эксплуатации и меньшим удельном расходе металла на их сооружение. Актуальность

расширения мощностей ПХГ обуславливается и тем, что затраты на создание дополнительных мощностей ПХГ в разы ниже затрат на создание соответствующих резервных мощностей при добыче и транспорте газа.

Появление первых ПХГ в России ассоциировано с газификацией страны и связанным с этим развитием сети трубопроводного транспорта еще в послевоенный период. На фоне восстановления экономического потенциала требовалось большое количество ресурсов на промышленные и бытовые нужды, особенно в крупных агломерациях.

Так, например, при строительстве газопровода Саратов – Москва, покрывающего нужды столицы в природном сырье, ежесуточная подача газа должна была составлять порядка 1,1 млрд м^3. Для регулирования суточных неравномерностей потребления было построено 7 газгольдерных станций с установленными в них цилиндрическими резервуарами. Накапливаемая в ночное время ёмкость составляла около 90 % ежесуточной подачи газа по трубопроводу, что обеспечивало бесперебойное потребление энергоресурсов в дневное время – часы максимального расхода [11].

Однако с развитием газовой промышленности (конец 50-х – начало 60-х), удовлетворяющей параллельно росший потребительский спрос, мощностей газгольдеров перестало хватать для покрытия и сглаживания неравномерностей газопотребления. Именно тогда стали появляться первые идеи о создании хранилищ газа большой ёмкости в подземных структурах, получившие в дальнейшем широкое распространение и абсолютную обоснованность.

Так, 02 августа 1956 года Совет министров СССР принимает постановление о создании Главгаза – Главного управления газовой промышленности при Совете министров СССР, в задачи которого входили добыча и хранение природного и искусственного газа. Эксплуатация газопровода Ставрополь – Москва, который был запущен в 1956 году, показала его уязвимость к сезонным и суточным колебаниям в поставке по причине наличия попутных потребителей газа (Ростовская область, Донбасс). Это привело к недополучению Москвой ресурсов в дни потребления регионами газа сверх нормы. Кроме того, важной проблемой стала возможность снижения давления в трубопроводе в случае аварий на газотранспортной сети [14].

Первая закачка газа в Башкатовскую истощённую газовую залежь Куйбышевской области была выполнена в 1958 году во время разработки будущих Калужского и Щелковского ПХГ. После успешных результатов по ликвидации колебаний потребления газа в г. Бугуруслане в 1959 году Башкатовское ПХГ вводят в промышленную эксплуатацию. Необходимость обеспечения строительства ПХГ для Москвы, Ленинграда и прочих крупных городских образований за первую половину 60-х годов была подчеркнута Постановлением Совета Министров СССР от 02 июля 1959 года «Об организации подземного хранения газа в СССР». Дальнейшие опытные работы с ПХГ увенчались успехом по созданию первых ПХГ в водоносных горизонтах и позволили реализовать подобного рода проекты вблизи Ленинграда (Гатчинское, Колпинское), Киева (Олишевское), Ташкента (Полторацкое) [7].

Весомый вклад в развития инфраструктуры подземного хранения внесли ученые П. Алтухов, А. Хейн, С. Бузинов. По результатам проведенных опытов была установлена зависимость коэффициента вытеснения воды газом от скорости ее фильтрации и скорости движения границы газоводяной смеси, а также принципиальное отсутствие поршневого вытеснения воды газом. Немаловажную роль при строительстве уникального Гатчинского ПХГ сыграли научные труды И. Чарного, рассматривающие хранение газа в горизонтальных и пологопадающих водоносных пластах. Данная методика заключается в очень медленном расплывании газового объёма в водонасыщенной пористой среде, при котором утечки не имеют существенного значения. Принципиальная схема ПХГ в водоносных пластах практически не отличается от традиционных ПХГ в выработанных нефтегазовых месторождениях и выделяется лишь наличием слоев газоводоупора. Это связано с тем, что в таких хранилищах под давлением закачиваемого газа влага распределяется по стенкам коллектора, вдавливаясь в их поры, и остается там, образуя соответствующий непроницаемый для газа слой. Данное различие между рассматриваемыми типами ПХГ незначительно.

Дальнейшее развитие ЕСГ СССР в конце 1960 года охарактеризовалось возможностью создания ПХГ в истощённых месторождениях вблизи магистральных газопроводов. Также в это время производятся подготовительные работы по созданию крупнейших Касимовского (в водоносном пласте) и Северо-Ставропольского ПХГ (в частично выработанной газовой залежи) – крупнейших объектов подземного хранения газа России с активной ёмкостью более 5 млрд м^3. Однако с реализацией последнего возникали определённые сложности из-за сопротивления со стороны специалистов. Тем не менее, на данный момент Северо-Ставропольское ПХГ является крупнейшим подземным хранилищем с суточной производительностью, составляющей треть от общего отбора газа ПАО «Газпром» по всей стране [21].

В начале 1980-х годов в Мингазпроме обосновывается концепция о необходимости строительства хранилищ со страховочными и долгосрочными резервами для покрытия повышенного спроса газа в дни зимних похолоданий.

Кроме того, стоит отметить Волгоградское ПХГ, где впервые в мире был сооружен подземный резервуар тоннельного типа.

Таким образом, научные изыскания 1950–1960-х годов заложили основу как отрасли подземного хранения газа, так и развития всей системы газоснабжения России в целом. Актуальность и ценность результатов исследований неоспорима и по сей день. Они обеспечили оптимальное развитие ЕСГ страны, целостность ее функционирования, а также увеличение маневренности системы при колебании спроса на газ с учётом конъюнктуры рынка.

Развитие ПХГ в советской и постсоветской России условно можно разделить на несколько этапов – от проведения первых ГРР по поиску пригодных структур в 50–60 гг. прошлого столетия до совершенствования МУН на истощённых месторождениях с помощью создания в них ПХГ.

Текущее состояние отрасли: основные тенденции, проблемы, сценарии модернизации

На сегодняшний день в ПАО «Газпром» – монополиста в области подземного хранения, эксплуатируется 27 ПХГ, из которых 8 расположены в водоносных пластах, 2 – в соляных отложениях, а 18 – в истощённых газоконденсатных месторождениях.

Среди хранилищ в истощённых газовых месторождениях выделяются Хадум, Кущёвское, Степновское, которые в зависимости от места расположения и активного объёма классифицируются как регионально-базовые ПХГ, задачей которых является поддержка объёмов потребления газа жителями Поволжья и юга России. В то же время, несмотря на значительные запасы газа, их расположение и подключение к участкам ЕСГ не позволяет использовать данные ПХГ для регулирования неравномерности потребления других регионов РФ [10].

ПХГ Хадум (фактически является наряду с Зелёной свитой геологической структурой в составе крупнейшего в мире среди расположенных в истощённых газовых месторождениях Северо-Ставропольского ПХГ) создано в истощённой газовой залежи в хадумском горизонте на глубине 650-750 м с аномально низким давлением и большим объёмом высокопроницаемого продуктивного пласта, что осложняло формирование активного газонасыщенного объёма в хранилище. Решение проблемы в виде центрально-группового расположения скважин позволило сосредоточить основной объём газа в центральной зоне продуктивного пласта и предотвратить растекание газа на периферии залежи. ПХГ в Зелёной свите создано в истощённой газовой залежи на глубине 950-1000 м при упруговодонапорном режиме. К моменту создания хранилища первоначальный газонасыщенный объём залежи был полностью обводнён. Одной из основных задач было системное оттеснение воды из первоначального газонасыщенного объёма и его дальнейшее формирование, а также контроль за перемещением газоводяного контакта при его отборе. Решение этой задачи осуществлялось методом распределения объёмов закачки и отбора газа по площади хранилища, подконтактной закачкой газа и методом зонных закачек и отбора газа, что позволило обеспечить устойчивую эксплуатации скважин в условиях проявления водонапорного режима.

Среди других наиболее крупных ПХГ выделяются Касимовское, работа которого поддерживает газоснабжение центральных районов России, в частности Москвы и Московской области – регионов с самой большой численностью газопотребителей, а также Беднодемьяновское ПХГ – направленное на покрытие сезонной неравномерности газопотребления в тех же районах и в перспективе на обеспечение экспортных поставок газа. Данные ПХГ относятся к хранилищам в водоносных пластах и являются одними из крупнейших в мире.

Кроме того, стоит отметить, что за последнее десятилетие в России введены два первых в стране ПХГ в каменной соли – Волгоградское и Калининградское. Технология строительства подобных сооружений отличается длительностью по причине создания воднорассольного комплекса и размыва геологической структуры. Тем не менее, соляные каверны имеют крайне высокую степень герметичности, что является несомненным преимуществом данного типа подземного хранения. Кроме того, для ПХГ в каменной соли свойственна оперативность переключения режима ПХГ, что позволяет в короткие сроки увеличить производительность процесса отбора или закачки газа до максимальной, а также обеспечить несколько подобных циклов в течение года. Другим бесспорным преимуществом хранилищ газа в отложениях каменной соли является эффект самозаживления – зарастание тектонических и иных трещин соляными отложениями.

Характерной особенностью ПХГ в России является высокий средний объём подземных хранилищ. Это является экономически эффективным ввиду прибыльности части крупных ПХГ. Наибольшие расходы на эксплуатацию хранилищ требуются в случае локальных ПХГ, характеризуемых небольшим активным объёмом и низкой суточной производительностью.

В рамках программы «Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2030 года» Газпромом разработан стратегический план по строительству и модернизации ПХГ. Стратегия развития базируется на следующих пунктах: обеспечение мощностями ПХГ дефицитных районов РФ (газификация Восточной Сибири и Дальнего Востока), а также расширение сети ПХГ за рубежом с целью повышения надёжности и гибкости экспортных поставок газа, роста инвестиционной привлекательности [20].

Перспективное развитие ПХГ, определяемое изменением ресурсной базы, перераспределение объёмов потребления, экспорта и импорта газа, предполагает не только сооружение новых храни-

лищ, но и оптимальное и экономически эффективное использование уже существующих за счёт своевременной реконструкции и капитального ремонта.

К основным проблемам, возникающим в ходе эксплуатации ПХГ, в настоящее время относят снижение производительности скважин по причинам образования пробок в стволе или на забое; кольматация призабойной зоны пласта, интервала перфорации, фильтра; интенсивный вынос песка, создающий угрозу разрушения подземного и устьевого оборудования; негерметичность эксплуатационной колонны, элементов фонтанной арматуры [6].

Задача сохранения и увеличения суточной производительности ПХГ может быть решена различными путями, в том числе бурением новых эксплуатационных скважин большого диаметра и повышение производительности действующего фонда скважин путём реконструкции их забоя (изменение характера вскрытия пласта за счёт вырезания части эксплуатационной колонны в интервале перфорации и создание открытого забоя, снятие кольматационного слоя в призабойной зоне пласта (ПЗП) механическим воздействием и увеличение площади фильтрации за счёт расширения диаметра ствола скважины в продуктивном интервале).

Практика эксплуатации скважин большого диаметра показала их высокую технологическую эффективность. Продуктивность скважин увеличивается в 2–3 и более раз, снижается интенсивность пескопроявления и образования песчаных пробок на забоях скважин. Однако бурение таких скважин требует больших капитальных вложений. Тех же результатов можно добиться при значительно меньших затратах средств и времени за счёт расширения в интервале пласта-коллектора стволов пробуренных скважин стандартного диаметра. К настоящему времени бурение скважин увеличенного диаметра осуществлено на Касимовском и Северо-Ставропольском ПХГ.

Кроме того, для борьбы с уже имеющейся кольматацией и увеличением проницаемости ПЗ скважины одним из наиболее перспективных способов является созданный в ИПМех РАН метод направленной разгрузки пласта. Сущность метода заключается в использовании огромного запаса упругой энергии в массиве ГП, обусловленного весом вышележащих пород и пластового давления.

В настоящее время методы, применяемые для мониторинга недр при эксплуатации ПХГ, постоянно усовершенствуются, появляются новые технические решения. Так, оперативный контроль объектов ПХГ осуществляется с помощью автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП). Кроме того, использование современных методик КРС на ПХГ, как, например, применение биополимерных буровых растворов для глушения и вскрытия по типу «Сараксана», значительно продлевает надёжную эксплуатацию объекта и увеличивает производительность.

Из ряда факторов, влияющих на развитие ПХГ, можно выделить три основные группы: геолого-технологическая, экономическая и законодательная. На краткосрочный прогноз наибольшее влияние оказывает первая группа факторов, на средне- и долгосрочный прогнозы – в большей степени вторая и третья.

Правовое регулирование подземного хранения газа в России имеет немало пробелов. Одной из причин является то, что, с одной стороны, технологически эта деятельность схожа с добычей газа, а с другой – тесно связана с его транспортировкой. При этом особый характер этой деятельности далеко не всегда учитывается при подготовке нормативных правовых актов. Отсюда и вытекают возможные проблемы правого характера [15].

В большинстве регионов РФ более половины потребляемого газа расходуется именно на нужды промышленности, в частности тепло – и электроэнергетику. Особенностью данной группы потребителей является сильная зависимость объёмов потребления газа от атмосферной температуры, поэтому именно они вызывают существенные возмущения объёмов потребления газа как в сезонном, так и в суточных разрезах. Обычно для оценки возможной неравномерности потребления газа для каждой зоны на основе ретроспективных данных строятся интерполяционные модели, отражающие зависимость объёмов потребления газа от температуры воздуха в центральных районах каждой из балансовых зон. Ежегодные климатические особенности отражаются преимущественно на частоте и амплитуде колебаний потребления газа. Помимо климата на амплитуду колебаний потребления влияют также общий объём и отраслевая структура потребления газа на территории балансовых зон. Так, чем больше общий объём потребления газа и чем большая доля газа потребляется объектами тепло, электроэнергетики, тем более потенциальная амплитуда суточных колебаний объёмов газопотребления.

Стоит отметить, что традиционный подход, используемый при оценке эффективности ПХГ, предполагает оценку и прогнозирование только положительных отклонений спроса на газ – пиков потребления. С точки зрения анализа динамической устойчивости функционирования всей ЕСГ не менее важным является изучение и периодов резких потеплений. Амплитуда отрицательных отклонений спроса на газ сопоставима с пиками потребления, причем с точки зрения ЕСГ ситуация резкого потепления является даже более опасной, так как при этом в различных сегментах системы могут возникать значительные балансовые избытки газа, приводящие к увеличению запаса газа в трубах.

С экономической точки зрения строительство ПХГ является выгодным объектом. С технической точки зрения это очень сложный процесс, сопряжённый с высокими рисками. Оборудование для под-

готовки газа к транспорту на ПХГ должно отвечать более жестким условиям, чем при добыче газа ввиду низкой температуры газа в начальный период отбора, резких колебаний в течение суток, наличие нефти и конденсата во флюиде, высокой минерализации пластовой воды. Эти вопросы можно решить использованием высокоэффективных сепараторов, применением технологий осушки газа при высоком давлении.

Основные направления использования природного газа в хранилищах

Каждый тип хранения имеет свои собственные физические характеристики (пористость, проницаемость, возможность удерживания) и экономические характеристики (подготовка площадки и затраты на обслуживание, стоимость доставки и цикличность), которые определяют его пригодность для конкретных применений. Двумя из наиболее важных характеристик ПХГ являются его способность удерживать природный газ для дальнейшего использования и скорость отбора и закачки газа.

Существуют два основных направления использования природного газа в хранилищах: базисное ПХГ (выполнение требований базовой нагрузки) и пиковое ПХГ (удовлетворение требований максимальной нагрузки). Базисное ПХГ – резервуар большого объёма, предназначенный для циклической эксплуатации в базисном технологическом режиме, который характеризуется сравнительно небольшими отклонениями (увеличением или уменьшением в пределах от 10 до 15 %) суточной производительности ПХГ при отборах и закачках газа от среднемесячных значений производительности. Базисное ПХГ используется для удовлетворения сезонного увеличения спроса и способно вместить достаточный объём природного газа, чтобы покрыть долгосрочные сезонные требования. Расчётный период составляет один год: природный газ закачивают в летнее время (неотопительный сезон: апрель – октябрь), а отбор газа происходит в зимнее время (отопительный сезон: ноябрь – март). Данный тип хранилища отвечает за обеспечение длительных, стабильных поставок природного газа. Так, наиболее распространённым типом базисного ПХГ является ПХГ в истощённых месторождениях газа.

Пиковое ПХГ предназначено для поставки газа в короткие сроки, т.е. при необходимости природный газ может быть быстро извлечен из хранилища. Пиковое хранилище предназначено для удовлетворения внезапного, кратковременного повышения спроса на газ. Данный тип хранилища не может вместить столько же природного газа, сколько вмещает базисное ПХГ. Однако в отличие от базисного ПХГ, пиковое ПХГ может обеспечить поставку газа в более короткие сроки, хоть и в меньшем объёме. К ним относятся соляные каверны, а также для их создания могут быть использованы водоносные структуры.

При рассмотрении задач обеспечения устойчивого функционирования ЕСГ при воздействии краткосрочных колебаний длительностью до 3 сут. (в результате климатических аномалий) необходимо учитывать фактор инерционности транспортировки. При средней скорости движения газа по трубам не выше 5–8 м/с время прохождения по основным трубопроводам ЕСГ превышает 4 сут. (большая протяжённость магистральных газопроводов). С учётом инерционности транспортировки и дефицита мощностей ПХГ в отдельных сегментах ЕСГ резкое увеличение запасов газа (при быстром потеплении) может привести к нарушению нормального функционирования объектов транспорта газа, а в самом критическом случае – и к аварийным разрывам трубопроводов.

Важно отметить, что для базисного ПХГ характерен длительный срок закачки и отбора природного газа с его обновлением в хранилищах примерно раз в год, в пиковом ПХГ оборот газа происходит раз в несколько дней или недель.

В зависимости от размера ПХГ классифицируются на 3 типа: базовые, районные и локальные, наглядно отражающие степень регионального значения хранилища [2].

Геомеханические параметры и ФЕС пород-коллекторов

как критерий отбора пригодных для подземного хранения газа геологических структур

Среди факторов, которые следует учитывать при оценке возможностей подземного хранения газа, стоит отметить: целостность геологической структуры, не допускающей неконтролируемой утечки газа; расположение сетки скважин; результаты предварительного моделирования возможных режимов и поведения давления газа. Таким образом, пригодность каждого типа и местоположения ПХГ будет зависеть от детального изучения геологии территории и анализа характеристик, которые могу потребоваться, чтобы доказать герметичность предполагаемого хранилища [16].

При закачке природного газа в пласт создается давление, и чем выше это давление в хранилище, тем большая готовность газа к отбору [8]. На данный момент не установлено единой глубины, которая бы универсально подходила для всех типов хранения, поскольку многое будет зависеть от геологии района и работ, необходимых для предотвращения утечки газа в ниже- и вышележащие пласты.

Эксплуатация ПХГ отличается от разработки газовых месторождений кратковременностью и интенсивностью происходящих процессов. Активный объём газа хранилища должен быть отобран за 90–180 сут., поэтому в технологической системе ПХГ используется значительно больший фонд действующих скважин. Кроме того, при длительной эксплуатации ПХГ в песчано-алевритовых коллекторах, в особенности в ПЗП, происходит снижение ФЕС по причине изменения величины и структуры

порового пространства слагающих их пород. В результате, активная ёмкость хранилища постепенно уменьшается и наблюдается вынос материала коллекторов совместно с добываемым газом с последующим закономерным снижением ФЕС и поломкой оборудования [17]. Основной причиной является цикличность нагрузки и разгрузки пород-коллекторов, а именно растягивающие и сжимающие нагрузки как по вертикали (по толщине пластов), так и по горизонтали, вызываемые циклически меняющимся эффективным давлением. Кроме того, ухудшение ФЕС может быть ассоциировано с эксплуатацией скважины, а именно периодической закачкой больших объёмов газа, в котором содержатся твёрдые частицы (давление разрушения) или капли масла, приводящих к кольматации ПЗ [4].

Стоит отметить актуальность данной проблемы для слабосцементированных пластов-коллекторов сеноманских залежей месторождений Западной Сибири, а также для большинства остальных российских ПХГ, в особенности расположенных в истощённых ГКМ.

Как было сказано раннее, основное изменение пластового давления при отборе и закачке газа происходит в ПЗП. Пропорционально изменению пластового давления происходит деформация пластов-коллекторов. Эти определенные величины соответствуют изменению пластового давления на конец цикла закачки газа по всей площади ПХГ. Но для обеспечения закачки газа на забое скважин поддерживается давление, превышающее пластовое на величину репрессии. Этому превышению пластового давления соответствует дополнительное изменение толщины пласта-коллектора. Такие же, но сжимающие нагрузки действуют на рассматриваемые элементы ПХГ при отборе газа. Более того, можно предполагать, что за счёт пластических свойств горных пород покрышки ПХГ растягивающие и сжимающие нагрузки первоначально распространяются не на всю толщину покрышки, но в результате именно циклических воздействий происходят расширение зоны воздействия на ГП покрышки ПХГ и тампонажный материал обсадной колонны.

Таким образом, при исследовании действующих нагрузок необходимо различать растягивающие и сжимающие нагрузки, возникающие при изменении пластового давления в ПХГ по площади – региональные нагрузки, а в ПЗ скважин (в период закачки и отбора) – локальные нагрузки. Локальные нагрузки значительно выше, чем региональные, определяемые в результате замера при вычислении изменения толщин пластов-коллекторов (высотного положения земли).

Для установления технологических режимов эксплуатации скважин, определения оптимальных способов заканчивания, а также улучшения эксплуатационных показателей важна исходная промысловая информация и результаты геологического и структурного моделирований.

Однако для получения надёжных результатов используемые для анализа фильтрационные и геомеханические модели необходимо постоянно дополнять актуальными данными о свойствах пород коллекторов в ПЗП, необходим комплекс актуальных данных о механических свойствах пород продуктивного горизонта, его ФЕС, геомеханические параметры в окрестностях забоя скважин [18].

Основная проблема заключается в ограниченности литературы в силу недостаточной изученности. Из числа механических свойств породы в ПЗП наименее изученными являются показатели объёмной прочности слабосцементированных песчаников, сцепление и угол внутреннего трения, составляющие паспорт прочности горной породы. Высока также востребованность деформационных показателей, таких как модуль Юнга и коэффициент Пуассона, прочностных характеристик, в т.ч. пределов прочности на сжатие и растяжение, и фильтрационных показателей, в первую очередь проницаемости породы [13].

Уменьшение проницаемости даже в небольшой окрестности скважины значительно снижает ее производительность.

При создании ПХГ одним из ключевых факторов, как отмечалось ранее, является обеспечение герметичности геологической структуры, выбранной под хранилище. Влияние на целостность структуры разнообразных геологических факторов, условий эксплуатации часто является предметом научных изысканий.

Так, в работе [10] допустимые давления (на стадии нагнетания газа) в создаваемом ПХГ оценивались с точки зрения теории гидроразрыва пласта-покрышки и выявленной взаимосвязи между текущим пластовым давлением в ПХГ, максимально допустимым давлением нагнетания газа и репрессией на пласт.

Надёжность покрышек при создании газохранилищ в водоносных пластах исследована в работе [20], но уже в зависимости от фракционного состава слагающих их горных пород и наличия в них разбухающих минералов.

В результате исследований дано объяснение возникновению растягивающих и сжимающих нагрузок, направленных вдоль напластования горных пород (латерали). Основной причиной являются вертикальные подвижки в пластах горных пород покрышки после повышения давления в объекте хранения в процессе создания ПХГ (после закачки газа и в результате поднятия покрышки и всех горных пород до поверхности).

Аналогично рассматривается процесс снижения пластового давления в ПХГ и опускания земной поверхности – в этом случае будет происходить сжатие горных пород покрышки. Но, как известно,

горные породы имеют более высокие прочностные характеристики при сжатии и значительно меньшие – при растяжении, поэтому при оценке прочностных свойств горных пород наиболее показательны именно процесс растяжения.

Напряжения, возникающие в упругом материале по закону Гука, пропорциональны модулю Юнга, который хоть и является табличной величиной, чётких значений для горных пород не имеет. Эта неоднозначность вызвана неоднородностью строения пород, которые, как правило, представлены смесью различных минералов. Так, например, глины, которые чаще всего выступают в качестве покрышки создаваемых ПХГ, содержат в своём составе различное количество песчаника. Соответственно для оценки прочностных свойств (несущей способности) ГП покрышки предпочтительно проведение первоначальных лабораторных исследований на образцах кернового материала, ориентированного в направлении напластования, с моделированием знакопеременных растягивающих и сжимающих нагрузок. По замеряемым в результате эксперимента относительной деформации и прилагаемому напряжению довольно точно определяется модуль Юнга. По мере увеличения этих величин также определяется предельно допустимая относительная деформация рассматриваемого материала покрышки (фиксируемые параметры на момент разрушения образца). Затем по известным физическим параметрам пластов-коллекторов ПХГ (толщины, коэффициенты сжимаемости слагающих их пород) и изменениям пластового давления можно определить деформацию этих пластов, которую приравнивают к изменению высотного положения поверхности земли над ПХГ. Для этих определений также предпочтительно иметь физические параметры пластов-коллекторов, определенные на основании лабораторных исследований кернового материала этих пластов, но на образцах, ориентированных по толщине пластов [9].

В этой связи стоит отметить, что наблюдения за герметичностью покрышки на стадии создания ПХГ, когда на покрышку действуют наиболее опасные растягивающие нагрузки, особенно важны в местах с меньшими прочностными свойствами и перетоком газа в пласты-коллекторы, расположенные выше покрышки. Помимо этого, как отмечалось в работе [24], при развитии техногенных деформационных процессов в результате изменения пластового давления в залежи на границе пластов с разными физическими свойствами, например, между покрышкой ПХГ и вышележащим пластом, возникают касательные знакопеременные напряжения. Совместно с растягивающими и сжимающими нагрузками такие напряжения (особенно в ПЗ) являются совокупными причинам возможного растрескивания ГП пластов от газовой залежи ПХГ до поверхности земли, в том числе разгерметизации покрышки ПХГ и тампонажного материала обсадных колонн эксплуатационных скважин.

Особенности разработки и эксплуатации ПХГ в пористых геологических структурах

Как было сказано ранее, грамотный выбор геологической структуры, предназначенной для подземного хранения газа является одним из ключевых факторов успешной эксплуатации ПХГ в дальнейшем. При выборе стоит учитывать герметичность структуры, её геомеханические и ФЕС.

В мировой практике в качестве природных резервуаров наиболее широко используются два типа ПХГ – в пористых геологических структурах (истощённые газовые, ГКМ и нефтяные месторождения, водоносные пласты) и в соляных формациях. Первые, из-за возможности хранения большого активного объёма газа, применяются как регуляторы сезонной неравномерности. Вторые, работающие в «рывковом» режиме и имеющие значительно большую производительность при отборе газа, наиболее эффективны при авариях на газопроводах и для покрытия пиковых нагрузок газопотребления.

Одними из первых были промышленно опробованы хранилища в истощённых месторождениях по причине вытекающей логики их создания. Вначале они не носили фундаментальной роли, а лишь использовались для сбора и хранения ранее сжигаемого попутного нефтяного газа. Однако использование ПНГ в отдаленных регионах Западной, Восточной Сибири и Крайнего Севера, где, собственно, он и добывается вместе с нефтью, значительно осложнено в связи с отсутствием газотранспортной системы для поставок газа внешним потребителям. Позднее закачка в данные резервуары стала рассматриваться не только как способ аккумулирования углеводородов, но и как способ увеличения КИГ, КИК и КИН.

В истощённом НГКМ, на котором совместно с циклической эксплуатацией подземного хранилища ведется также отбор остаточного конденсата, наиболее эффективным способом освоения представляется смешивающееся вытеснение конденсата углеводородным газом. Так, коэффициент газоотдачи 75–90 %, коэффициент извлечения конденсата составляет при этом 30–50 % [3]. Низкие значения коэффициента извлечения конденсата обусловлены выпадением конденсата в пласте в результате снижения пластового давления. Таким образом, эффективный способ увеличения коэффициента извлечения конденсата – поддержание пластового давления близким или выше давления начала конденсации. Тогда значение коэффициента извлечения конденсата будет стремиться к коэффициенту газоотдачи. По окончании извлечения основных и остаточных запасов конденсата возврат газа в пласт завершается, и залежь может использоваться как подземное хранилище газа.

Данный режим разработки, обеспечивающий отбор газа с дополнительной добычей конденсата (благодаря поддержанию пластового давления газовыми методами), получил название сайклинг-

процесса. Применение сайклинг-процесса возможно как на новом газоконденсатном месторождении, так и на истощённом. Однако чем позже начинается применение данной технологии, тем ниже прогнозный коэффициент конденсатоотдачи пласта [1].

С точки зрения экономики, строительство ПХГ в истощённых месторождениях наиболее экономично благодаря уже имеющейся инфраструктуре. Особенно экономически и технологически эффективен метод резервирования газа в истощённых нефтяных месторождениях, так как наряду с решением задач обеспечения надёжности газоснабжения это позволяет существенно повысить коэффициент нефтеотдачи. Однако, несмотря на то, что основные технологические процессы на газовых месторождениях и ПХГ основаны на одних физических закономерностях, условия реализации этих законов на месторождениях и хранилищах совершенно различны. Главным отличием технологий подземного хранения от разработки газовых месторождений является скоротечность и нестабильность процессов на ПХГ. Кроме того, наличие цикла закачки газа определяет ряд особенностей при эксплуатации этих объектов – увеличение буферного объёма хранилища, образование в коллекторе переходной зоны, вызываемое частичным уходом газа за пределы залежи. Все эти обстоятельства вызывают специфические трудности создания и эксплуатации ПХГ.

Заметно меньшие объёмы газа аккумулируются в ПХГ, сооружаемых в водоносных пластах. Отличительными особенностями хранилищ этого типа является превышение объёма буферного газа над активным, относительно низкие темпы отбора и закачки газа при больших объёмах хранения, высокая инерционность технологических процессов, длительность и сложность изменения режимов. Помимо этого, ПХГ в водоносных пластах обеспечивают наименьшую суточную подачу газа.

Так, Центральный экономический район РФ испытывает острую нехватку ПХГ, необходимых для регулирования сезонных колебаний потребления газа и повышения надёжности работы Единой системы газоснабжения. Отсутствие истощённых месторождений УВ в данном регионе вынуждает готовить под ПХГ антиклинальные структуры в изначально водоносных пластах, что требует решения ряда сложнейших геологических задач. Ключевыми из них являются определение ФЕС коллекторов, оценка герметичности экранирующих горизонтов и выяснение литологических особенностей строения природных резервуаров. Спецификой ПХГ является изменение во времени ФЕС пород, связанное с циклическим режимом эксплуатации, высокими темпами отбора и закачки газа, влияющими на технологические режимы эксплуатации, что также требует тщательного изучения динамических моделей, получаемых в результате лабораторных исследований керна водоносных пластов [7].

Приоритетность создания резервуаров в соляных формациях: преимущества, географическая и политическая обоснованность решения

В зарубежной практике в последние годы отмечается устойчивая тенденция к приоритетному развитию ПХГ в каменной соли по причине их высокой герметичности, прочностных и механических свойств. Иллюстрацией могут служить Германия и США, где более половины прироста объёмов хранимого природного газа на перспективу приходится на хранилища именно этого типа [19].

Как упоминалось ранее, в числе ключевых задач ПАО «Газпром» – монополиста в области подземного хранения – на 2020–2030 гг. выделяется увеличение оперативности и гибкости работы системы ПХГ. Так, для обеспечения нормальной работы ЕСГ требуется отбор газа из ПХГ, в среднем, в количестве 20–22 млн м^3 в сутки на каждый градус снижения температуры окружающего воздуха.

Достижение данной цели возможно за счёт создания пиковых хранилищ небольшого объёма, которые обладают высокой производительностью. Наилучшими кандидатами на данную роль являются ПХГ в соляных пластах – гидроизолированные соляные пещеры (естественные или искусственно созданные каверны).

Под пиковым спросом, составляющим 10–12 % от объёма сезонной неравномерности газопотребления, понимается дефицит газопотребления в периоды резких похолоданий, аварий на газопроводах, стихийных бедствий, образующийся после исчерпания всех возможностей удовлетворить потребности в газе путём его подачи из магистрального газопровода. Важно отметить, что покрытие пикового спроса должно осуществляться в короткие сроки и с высокой производительностью подачи газа.

Рабочее давление для хранилищ в соляных отложениях ниже, чем в хранилищах другого типа, тем не менее, в отличие от пористых структур, они обладают возможностью эксплуатации в режиме «рывка» с намного большей производительностью отбора (пиковой скоростью отбора) и могут осуществлять таким образом порядка 20 циклов в год. Темпы отбора газа из ПХГ в каменной соли обычно ограничены только мощностью наземных установок осушки газа и составляют 4–10 млн. м^3/сут. из одной скважины, что сравнимо с темпами отбора из крупного ПХГ в структурах. Эти явления, объясняются высокой отдачей ПХГ данного вида, а также способностью к самозаживлению трещин, что повышает герметичность и без того непроницаемых соляных пластов.

Кроме того, ПХГ в каменной соли за рубежом проектируются с учётом быстрой смены режимов отбора и закачки, что существенно влияет на их экономическую эффективность. Одни из ключевых показателей, характеризующих работу ПХГ, являются запасы активного, то есть выкачиваемого, газа

и максимальная суточная производительность хранилищ – максимальный объём газа, который может быть выкачан из хранилищ за сутки. Помимо активного газа, в ПХГ находится так называемый буферный газ, который является неотъемлемой частью хранилища и не подлежит реализации. Важным преимуществом ПХГ в солях является тот факт, что объём буферного газа составляет 20–25 % от общего объёма хранимого газа, в то время как для ПХГ в пористых структурах – порядка 50 % от общего объёма и более. Например, в Касимовском ПХГ на 7,5 млрд м^3 активного газа приходится 9,5–10 млрд м^3 буферного газа [12].

Ключевой особенностью разработки подобных хранилищ является предварительная проработка вопроса строительства водорассольного комплекса (ВРК), необходимого для растворения соли и образования полости в пласте. Образующийся при этом в процессе размыва строительный рассол может быть использован на технические нужды, для получения соли выпаркой.

Для размещения наземного комплекса ПХГ в каменной соли требуются относительно небольшие земельные отводы (1–2 га), а высокая герметичность резервуаров не требует создания обширной сети контрольных и наблюдательных скважин, что также является безусловным преимуществом.

Возможность строительства данного типа ПХГ обусловлена 2 ключевыми факторами: это наличие подходящей для разработки геологической структуры – залежи каменной или калийной соли и близость с потенциальными источниками воды для подпитки процесса размыва пласта.

На сегодняшний день подземные хранилища природного газа чаще всего строятся в стабильных солевых куполообразных структурах с высокой мощность соленого пласта. Однако, на практике гораздо чаще встречаются соляные каверны и другие структуры терригенной озерной фракции. Для данных структур характерно большая разница в свойствах слагающих эти структуры фаций, многочисленные парагенезисы, низкое содержание NaCl и высокое содержание нерастворимых в воде компонентов. Оптимальная глубина составляет 1000 м. При этой глубине давление пласта является оптимальным и требуется меньше усилий для работы с такой структурой как в вопросах наполнения, так и отбора газа. С увеличением глубины залегания образования ёмкость хранилища может быть увеличена за счёт сжимаемости природного газа под давлением на большей глубине. Однако если глубина залегания достигнет 1500 м, то увеличение скорости ползучести соляных пород может привести к увеличению годового коэффициента усадки каверны. Для того чтобы контролировать годовой коэффициент усадки каверны, необходимо увеличить нижний предел давления. По этой причине будет снижен интервал рабочего давления, а, следовательно, будет снижена ёмкость хранилища, при сохранении высоких затрат на работу компрессорных агрегатов при закачке на большую глубину. Кроме того, все равно сохраняется опасность проседания грунта за счёт движения мобильных соляных образований.

На территории России находится большое количество соляных пластов, в том числе с достаточно высокой мощностью. Вопрос разработки таких объектов особенно актуален для Восточной Сибири и Дальнего Востока, где густая и разветвленная речная сеть вкупе с отсутствием потенциальных вместилищ другого типа (истощённые газовые месторождения и ГКМ) однозначно определяет перспективность направления ПХГ, связанного с хранением именно в соляных формациях [5].

Главенствующим фактором при проектировании технологических решений является условие соблюдение допустимых показателей вод, таких как минерализация, КВЧ, жесткость общая, щелочность, ионный состав, pH, содержание органических веществ. Воды речных систем Сибири и Дальнего Востока, как правило, низкоминерализованы, с низкой жёсткостью и щёлочностью, но имеют высокое содержание органических веществ, а низкая температура, которая наблюдается в течение большей части года в данных регионах значительно усложняет очистку воды, в том числе реагентную. Тем не менее, создание ПХГ, ассоциированных с соляными кавернами в данном регионе является неотъемлемой частью как развития ЕСГ России, так и обеспечения экспортных поставок в целом по причине бесперебойной эксплуатации газопровода «Сила Сибири», а также для реализации потребности в оперативном объёме газа для западного маршрута поставок газа в Китай и регулирования неравномерности потребления на юге Западной Сибири. Энергоносители на сегодняшний день разворачиваются в Восточном направлении, что обусловлено поставками в Китай и Азию, а разработка подземных газохранилищ до 2022 года была развернута в европейском направлении. В связи с этим наблюдается нехватка ПХГ на Дальнем Востоке и Восточной Сибири.

Китай, являясь одним из крупнейших потребителей природного газа, остается одним из ключевых направлений для строительства ПХГ. Так, на его территории можно выделить перспективное для строительства солевое образование Фугинской свиты палеогена, находящееся в дельте реки Янцзы. Эта структура находится в непосредственной близости от действующего магистрального газопровода. Глубина залегания кровли пласта составляет от 800 до 1200 м, так как структура обладает антиклинальной формой и имеет высокий уклон, мощность пласта варьируется в пределах от 90 до 290 м. В структуре наблюдается около 10 прослоек, которые равномерно распределены по всей толщине пласта. Мощность самой толстой прослойки составляется 5 м. Остальные имеют мощность 1–2 м. Содержание соли составляет около 80 %. Без проведения дополнительных исследований по определению пористости структуры достаточно сложно судить о возможном объёме предлагаемого храни-

лища. Однако примерную оценку может дать объёмный метод с использованием Monte Carlo Simulation для учёта вероятности неточности используемых данных. По такому типу анализа объём предлагаемой структуры составляет 0,4 млрд м^3.

Исследования в области оценивания возможности использования соляных структур в качестве ПХГ в основном сконцентрированы на оценке механизма растворения солей в воде, контроле выщелачивания и оценке стабильности. Основными задачами, стоящими в рамках развития данного направления, являются: осветление маломутных высокоцветных рек Восточной Сибири и Дальнего Востока в условиях низких температур без дополнительного подогрева, разработка ПХГ с возвращением отработанной воды обратно в пласт с целью снижения потребления воды в условиях удалённости от речных бассейнов.

Список литературы:

1. Жарикова Н.Х. Проблемы освоения и разработки Юрхаровского НГКМ / Н.Х. Жарикова, А.Н. Лапердин, И.А. Кустышев // Бурение и нефть. – 2008. – № 9. – С. 12–13.

2. Арсан Ш.А. Подземные хранилища газа, общая классификация / Ш.А. Арсан, А.К. Ягафаров, Ю.В. Ваганов // Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 48–52.

3. Гасумов Р.А. Особенности создания подземных резервуаров в истощённых нефтегазоконденсатных месторождениях / Р.А. Гасумов, Э.Р. Гасумов, Ю.С. Минченко // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 418–427.

4. Изменение деформационных и емкостно-фильтрационных свойств песчано-алевритовых пород при эксплуатации подземных хранилищ газа / Г.А. Голодковская [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2008. – № 3. – С. 32–40.

5. Новые технологии выбора места и оценки соляных структур для подземных хранилищ газа / В.В. Горшкова [и др.] // Вестник Евразийской науки. – 2020. – № 4. – Т. 12. – URL : https://esj.today/PDF/52SAVN420.pdf

6. Гришин Д.В. Анализ факторов, обуславливающих процессы разрушения призабойных зон скважин Гатчинского ПХГ, и прогноз пескопроявлений / Д.В. Гришин, А.В. Петухов, А.А. Петухов // Записки Горного института. – 2010. – Т. 188. – С. 207–213.

7. Даминов У.Р. Развитие подземного хранения газа в России / У.Р. Даминов, М.К. Исламов // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 699–707.

8. Исаева Н.А. Исследование максимального допустимого давления нагнетания газа в пласты-коллекторы / Н.А. Исаева, А.А. Михайловский // Газовая промышленность. – 2011. – № 4. – С. 55–57.

9. Определение параметров метода направленной разгрузки пласта на основе физического моделирования на установке истинно трёхосного нагружения / В.И. Карев [и др.] // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 906–914.

10. Королева В.П. Методические подходы к формированию программ развития системы ПХГ // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2016. – № 5. – С. 50–54.

11. Люгай Д.В. Роль подземных хранилищ газа в обеспечении устойчивости функционирования Единой системы газоснабжения России / Д.В. Люгай, С.И. Долгов, Г.С. Ракитина // Вести газовой науки. – 2018. – С. 101–107.

12. ПХГ в отложениях каменной соли как эффективный способ решения проблемы пикового газопотребления // Газовая промышленность. – 2019. – № 11(792). – С. 66–67.

13. Паспорт прочности породы и другие прочностные, деформационные и фильтрационные характеристики пород коллекторов ПХГ / М.В. Пятахин [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2020. – № 7–8. – С. 108–112.

14. История организации подземного хранения газа в СССР – России / Р.О. Самсонов [и др.] // Георесурсы. – 2010. – № 4(36). – С. 2–8.

15. Свешникова С.П. Подземное хранение газа в России: история, перспектива и проблемы правового регулирования / С.П. Свешникова // Правовой энергетический форум. – 2020. – № 2. – С. 54–59.

16. Семёнов Е.О. Оценка экранирующей способности глинистых пород и критерии их герметичности при создании газохранилищ в водоносных пластах / Е.О. Семёнов // Газовая промышленность. – 2012. – № S (684). – С. 19–23.

17. Тананыхин Д.С. Химический способ крепления слабосцементированных песчаников в эксплуатационных скважинах подземного газохранилища / Д.С. Тананыхин, А.В. Петухов, А.М. Шагиахметов // Записки Горного института. – 2013. – Т. 206. – С. 107–111.

18. Тупысев М.К. Контроль динамики техногенных напряжений в горных породах пластов, в том числе покрышки, при создании и эксплуатации ПХГ / М.К. Тупысев // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – Вып. 2 (25).

19. Хархурина А.О. К вопросу о приоритетах использования месторождения соли в качестве подземных хранилищ природного газа / А.О. Хархурина // Девизы «Горной книги». – 2011. – № 7–8. – С. 171–173.

20. Хасанов И.И. Современное состояние ПХГ в России и мире / И.И. Хасанов, Т.Д. Гильмутдинов // История и педагогика естествознания. – 2020. – № 3–4. – С. 33–37.

21. Хасанов И.И. Развитие подземных хранилищ газа в России и мире / И.И. Хасанов, Р.А. Шакиров, Т.Д. Гильмутдинов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – № 5–6. – С. 39–42.

List of references:

1. Zharikova N.Kh. Problems of development and development of Yurkharovsky oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova, A.N. Laperdin, I.A. Kustyshev // Drilling and oil. – 2008. – № 9. – P. 12–13.

2. Arsan S.A. Underground gas storage facilities, general classification/S.A. Arsan, A.K. Yagafarov, Yu.V. Vaganov // Oil and gas. - 2018. – № 1. – P. 48–52.

3. Gasumov, R.A. Features of Creating Underground Reservoirs in Depleted Oil, Gas and Densate Fields / R.A. Gasumov, E.R. Gasumov, Yu.S. Minchenko//Notes of the Mining Institute. – 2020. – Vol. 244. – P. 418–427.

4. Change in Deformation and Reservoir Properties of Sand-Silt Rocks during Operation of Underground Gas Storage Facilities / G.A. Golodkovskaya [et al.] // Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology. – 2008. – № 3. – P. 32–40.

5. New technologies for siting and evaluation of salt structures for underground gas storage facilities / V.V. Gorshkova [et al.] // Bulletin of Eurasian Science. – 2020. – № 4. – Vol. 12. – URL : https://esj.today/PDF/52SAVN420.pdf

6. Grishin D.V. Analysis of Factors Causing Destruction of Bottomhole Zones of Wells of Gatchina UGS and Forecast of Sand Shows / D.V. Grishin, A.V. Petukhov, A.A. Petukhov // Notes of the Mining Institute. – 2010. – Vol. 188. – P. 207–213.

7. Daminov U.R. Development of underground gas storage in Russia / U.R. Daminov, M.K. Islamov // Oil and gas business. – 2014. – № 6. – P. 699–707.

8. Isaeva N.A. Study of the maximum allowable pressure of gas injection into reservoir beds / N.A. Isaeva, A.A. Mikhailovsky // Gas industry. – 2011. – № 4. – P. 55–57.

9. Determination of Parameters of the Directional Formation Discharge Method Based on Physical Modeling at a True Triaxial Loading Unit / V.I. Karev [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2022. – Vol. 258. – P. 906–914.

10. Koroleva V.P. Methodical Approaches to the Development of UGS System Development Programs // Neftegaz Territory. – 2016. – № 5. – P. 50–54.

11. Lyugai D.V. The role of underground gas storage facilities in ensuring the stability of the Unified Gas Supply System of Russia / D.V. Lyugai, S.I. Dolgov, G.S. Rakitina // News of Gas Science. – 2018. – P. 101–107.

12. UGS in rock salt deposits as an effective way to solve the problem of peak gas consumption // Gas industry. – 2019. – № 11(792). – P. 66–67.

13. Rock strength certificate and other strength, deformation and filtration characteristics of UGS reservoir rocks / M.V. Pyatakhin [et al.] // Neftegaz Territory. – 2020. – № 7–8. – P. 108–112.

14. History of underground gas storage in the USSR – Russia / R.O. Samsonov [et al.] // Georesources. – 2010. – № 4(36). – P. 2–8.

15. Sveshnikova S.P. Underground gas storage in Russia: history, perspective and problems of legal regulation / S.P. Sveshnikova // Legal Energy Forum. – 2020. – № 2. – P. 54–59.

16. E.O. Semenov. Assessment of shielding capacity of clay rocks and criteria of their hermeticity when creating gas storages in aquifers / E.O. Semenov // Gas industry. – 2012. – № S (684). – P. 19–23.

17. D.S. Tananykhin, A.V. Petukhov, A.M. Shagiakhmetov // Notes of the Mining Institute. – 2013. – T. 206. – P. 107–111.

18. Tupysev M.K. Monitoring the dynamics of technogenic stresses in the rocks of formations, including tires, during the creation and operation of UGS / M.K. Tupysev // Actual problems of oil and gas. – 2019. – Iss. 2 (25).

19. Kharkhurin A.O. On the question of the priorities of using the salt deposit as underground storage of natural gas / A.O. Kharkhurin // Motto of the «Mountain Book». – 2011. – № 7–8. – P. 171–173.

20. Khasanov I.I. The current state of UGS in Russia and the world / I.I. Khasanov, TD Gilmutdinov // History and pedagogy of natural science. – 2020. – № 3–4. – P. 33–37.

21. Khasanov I.I. Development of underground gas storage facilities in Russia and the world / I.I. Khasanov, R.A. Shakirov, TD Gilmutdinov // Transportation and storage of petroleum products and hydrocarbon raw materials. – 2019. – № 5–6. – P. 39–42.