

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫБОРА ПЛАСТА ПРИ ОБОСНОВАНИИ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА

В работе представлен один из возможных вариантов создания подземных хранилищ газа в выработанном нефтяном пласте. Разработаны критерии выбора хранилищ попутного газа с геологической и технической позиций. Отражены основные этапы технологических расчётов параметров пласта для обоснования подземного хранилища газа. Дана оценка критериев создания подземного хранилища газа на примере одного из объектов в Татарстане.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, пласт-коллектор, амплитуда ловушки, критерии выбора пласта.

История создания подземных хранилищ газа (ПХГ) в России насчитывает более 60-ти лет. Начало было положено вводом в эксплуатацию первых скважин в водоносных пластах Калужского и Щелковского хранилищ газа в 1957 и 1958 гг. соответственно (Самсонов и др., 2010). Накопленные теоретические знания и богатый практический опыт позволили во многих регионах страны организовать работы по созданию и эксплуатации подземных хранилищ газа. Необходимо отметить, что предпосылки создания газовых хранилищ для каждого региона являются индивидуальными. Также имеют свою специфику научно-методические проблемы, которые приходится решать при обосновании геологических и технологических критериев выбора объектов для создания подземного хранилища газа в Татарстане.

Для Татарстана, как одного из наиболее динамично развивающихся в социально-экономическом плане регионов, актуальным является энергетическая стабильность, которую во многом можно достичь, например путём создания резервных объёмов газа. Оперативный резерв позволит регулировать сезонную неравномерность в газоснабжении, компенсировать недопоставки газа вследствие аварийных и внештатных ситуаций, обеспечивать более эластичный спрос и предложение при колебаниях мировых и внутренних цен на газовое топливо. В работе (Хан и др., 2010) представлен прогноз потребления газа в Татарстане, который согласно расчётам должен возрасти к 2030 году до 18 млрд. м³. В долевом соотношении превалирует потребление со стороны энергетики и ЖКХ – более 70%. Со стороны населения и промышленности спрос является стабильным и на каждый год сохраняется на одном уровне – до 30%.

В 2008 году ООО ГазпромВНИИГАЗ в качестве перспективного объекта проводил исследования на предмет возможности создания в Татарстане подземного хранилища газа большого объёма на Арбузовском поднятии (Хан и др., 2010), которое в региональном тектоническом плане размещается в центральной части Мелекесской впадины и приурочено к осевой зоне Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы (ККСП). По результатам глубокого бурения в фаменско-турнейских отложениях был выявлен водоносный риф с амплитудой

более 300 метров. В результате проведённых работ был разработан технологический проект создания Арбузовского подземного хранилища газа. Поиск структур, подходящих для создания ПХГ продолжался и по другим перспективным объектам, находящимся в непосредственной близости к магистральным газопроводам. Например, Белогорская группа поднятий, расположенная северо-восточнее Арбузовского поднятия на южном склоне Северо-Татарского свода и приуроченная к участку сочленения Усть-Черемшанского и Нижнекамского прогибов ККСП. По данным сейсморазведочных работ вдоль прогиба цепочкой расположены поднятия с амплитудой в турнейских отложениях от 30 до 60 метров. По имеющимся предварительным данным поровый объём пласта бобриковского горизонта на Западно-Белогорском поднятии ориентировочно составил 20,2 млн. м³. Расчётная ёмкость ловушки по газу может составить от 1,01 до 1,25 млрд. м³.

Начиная с 2012 года, со вступлением в силу постановления Правительства РФ от 8 января 2009 г. N 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», целевой показатель сжигания снизился до размера 5 процентов от объёма добытого попутного нефтяного газа. Кроме этого увеличились платежи за несоблюдения установленных лимитов. Это способствовало тому, что в Татарстане, наряду с поиском возможных объектов для хранения большого (стратегического) объёма газа, предприятия нефтедобычи стали организовывать собственные работы по подготовке структур для захоронения попутного газа, добываемого вместе с основной продукцией – нефтью.

Из опыта создания подземных хранилищ газа (ГОСТ Р 53239-2008, 2009) известно, что хранилища могут создаваться в геологических структурах истощённых месторождений углеводородного сырья, в водоносных пластах, в соленосных пластах путём намыва каверн, а также в шахтах и горных выработках. Последние два варианта являются для территории Татарстана скорее экзотикой, поэтому в данной статье рассмотрена возможность создания подземного хранилища газа в истощённых, выработанных нефтяных пластах, приуроченных к высокоамплитудным локальным поднятиям. Например, одним из таких объектов явля-

ется Западно-Юртовское поднятие, в региональном тектоническом плане расположенное в пределах Нуркеевской и Контузлинской гряд фундамента, в области сочленения юго-восточного склона Северо-Татарского свода и северного склона Южно-Татарского свода. Поднятие приурочено к осевой зоне на участке сочленения Актаныш-Чишминского и Нижнекамского прогибов Камско-Кинельской системы. Характерной особенностью строения поверхности турнейского яруса на поднятии является наличие рифогенной постройки, выделенной по данным бурения и сейсморазведочных работ, амплитуда поднятия составляет около 400 метров. По кровле бобриковских отложений Западно-Юртовское поднятие представляет собой антиклинальную структуру третьего порядка с амплитудой более 100 метров.

Критериями выбора пластов-коллекторов для закачки и хранения газа являются условия, определяющие размеры горизонта (комплекса) в плане и разрезе, фильтрационно-емкостные свойства породы, обуславливающие возможность прокачки определенных объемов газа, приёмистость скважин и характер распространения закачиваемого газа по пласту. Другими критериями при обосновании подземного хранилища попутнодобываемого газа являются наличие локально изолированной структурной ловушки достаточной ёмкости, обеспечивающей возможность размещения в ней заданного количества газа и наличие пробуренных скважин, которые можно перепрофилировать в поглощающие газовые. Так как предпочтение имеют терригенные образования, в качестве объекта выбран бобриковский пласт, выработка из которого по состоянию на 01.01.2012 составила более 95 % от величины извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе.

Коллекторские свойства пород. Литологически бобриковские отложения представлены песчаниками мелкозернистыми, алевритистыми, слабо известковистыми с прослоями углито-глинисто-алевритового состава, с переслаиванием песчано-алевролитовых пластов и алевритисто-глинистых пород, аргиллитов. Коллекторами в разрезе являются песчаники и алевролиты. Мощность бобриковских отложений увеличивается от свода структуры к её периклиналям и меняется в диапазоне от 8,8 до 70,4 метров.

По промыслово-геофизическим данным и материалам анализа ядра значение коэффициента пористости для пластов-коллекторов бобриковского горизонта изменяется от 15,1 % до 28,3 %, средневзвешенное значение по эффективной толщине составляет 22 %. Проницаемость измеренная по керновому материалу меняется от $88,5 \text{ до } 2212 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, средняя – $808,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Покрышки и закономерности их пространственного размещения. Для бобриковского пласта в региональном плане покрышкой являются тульские карбонатно-глинистые отложения, толщины которых изменяется от 4 до 45 метров. Региональное уменьшение толщины покрышки происходит в направлении с юго-востока Татарстана к осевым зонам Нижнекамского и Усть-Черемшанского прогибов. Некоторые возрастания их величин отмечаются на территории Северо-Татарского свода, где они достигают 30–45 метров. На западном склоне Южно-Татарского свода значения толщин покрышек распространяются диффе-

ренцированно: в центральной части преимущественно от 5 до 10 метров, увеличиваются в южной и северной частях территории до 10 метров и более, затем в районе, примыкающем к Нижнекамскому прогибу, снова снижаются до 3–8 метров. Аналогичная картина на северном и северо-восточном склонах Южно-Татарского свода – толщины покрышек к центральным зонам прогибов уменьшаются до 2–6 метров. На восточном борту Мелекесской впадины тульская покрышка имеет толщину преимущественно менее 10 метров, лишь в восточной половине территории на отдельных поднятиях более 10 метров.

На долю глинисто-алевритистых пород, в тульских отложениях на Западно-Юртовском поднятии, отнесенных к неколлекторам, приходится примерно 67 % общей толщины. Толщина глинистых пластов варьирует в пределах от 4,0 до 8,0 метров. Суммарная мощность непроницаемых пород составляет 20–22 метров.

Алексинский горизонт отделён от тульского горизонта небольшой глинистой перемычкой мощностью 1–2 метра. Пласты выдержаны по простиранию и по разрезу. В результате исследований установлено, что алексинский горизонт характеризуется карбонатными пластами с трещиноватой пористостью от 0,1 % до 23,4 %. Мощность горизонта увеличивается от свода к периклиналям и составляет 15,9–23,6 метров. Суммарная мощность алексинской покрышки составляет 18–20 метров.

Итак, покрышки тульско-бобриковских отложений являются выдержанными глинистыми и глинисто-карбонатными флюидоупорами. Алексинские отложения играют роль зональной и одновременно локальной покрышки.

Гидрогеологическое районирование. Согласно схеме гидрогеологического районирования территория исследуемого участка расположена в пределах Камско-Вятского артезианского бассейна второго порядка, в свою очередь входящего в состав сложнопостроенного Восточно-Русского артезианского бассейна первого порядка пластовых и блоково-пластовых вод (Хисамов, Гатиятуллин и др., 2009). Характерной чертой Камско-Вятского артезианского бассейна является региональное распространение гипсово-ангидритовой толщи нижнепермского возраста, разделяющей всю обводненную толщу осадочных пород на две резко различные гидродинамические зоны. По степени гидродинамической активности в разрезе сверху вниз выделяются зоны активного и затрудненного водообмена. Бобриковский пласт, также как и все горизонты, расположенные ниже верейского водоупора, относится к зоне затруднённого водообмена, где скорости движения подземных вод весьма незначительные, ощутимые лишь в масштабе геологического времени. Зона распространения пресных подземных вод, занимающих верхнюю часть гидрогеологического разреза, ограничивается глубиной залегания подошвы шешминского горизонта уфимского яруса. Такая гидрогеологическая характеристика является благоприятной для обеспечения сохранности закачиваемого газа в ловушке и отсутствия влияния хранилища газа на пресные воды вышезалегающих пресных вод хозяйственного и питьевого назначения.

Минерализация артезианских вод шешминского водоносного комплекса и нижнеказанской водоносной свиты изменяется от 0,8 до 1,3 г/л, по химическому составу подземные воды гидрокарбонатно-сульфатные и сульфатно-

гидрокарбонатные. Минерализация подземных вод козьвинско-тульского комплекса изменяется от 146,82 до 250,2 г/л, тип вод – хлоркальциевый (по Сулину).

Расчёты технологических показателей. Для проектирования подземного хранилища газа основными показателями являются ёмкость ловушки, водо-газопроводимость, пьезопроводность, сжимаемость газа, коэффициенты сопротивления фильтрации и др. (Инструкция по комплексному исследованию..., 1980).

Для повышения надёжности хранения газа ёмкость (Vэф) ловушки нами рассчитана по замкнутой изогипсе с отметкой минус 1060 м, расположенной на 20 м выше раскрытой изогипсы, согласно формуле (1).

$$V_{эф} = S \cdot h_{эф} \cdot K_{пор.эф.} = 8\,855\,000 \text{ м}^3, \quad (1)$$

где S – площадь ловушки в пределах замыкающей изогипсы, hэф – эффективная толщина пласта, Kпор.эф. – эффективная пористость.

Площадь ловушки может быть рассчитана традиционным методом – геометризацией плоской фигуры в плане или как 1/2 S (4πR²) – площади сферы, образуемой фигурой вращения с радиусом от центра вращения до границ замыкающей изогипсы.

Для приведения расчётного объёма газа к пластовым

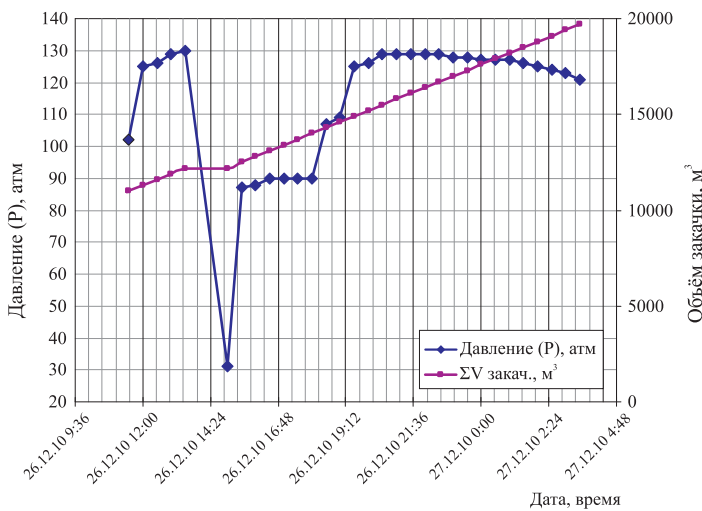


Рис. 1. График изменения давления со временем при пробной закачке азота по НКТ.

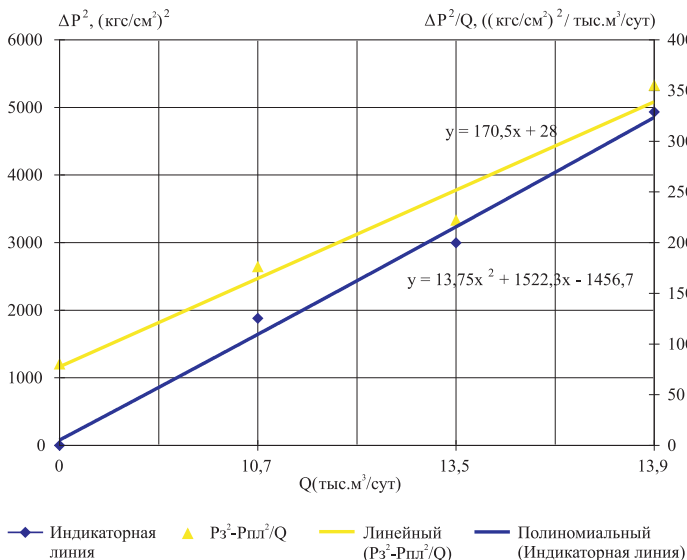


Рис. 2. График зависимости $R_z^2 - R_{пл}^2$ и $R_z^2 - R_{пл}^2 / Q$ от дебита.

Режим	R _{пл} , кг/см ²	R _{пл} ² , кг/см ²	R _з , кг/см ²	R _з ² , (кг/см ²) ²	R _з ² -R _{пл} ²	R _з ² -R _{пл} ² / Q	Q, тыс.м ³ /сут	a	b
1	100	10000	114	12996	2996	222	13,5	80	8,9
2	100	10000	109	11881	1881	176	10,7		
3	100	10000	122,2	14932,8	4932,84	355	13,9		

Табл. 1.

условиям необходимо применять такой параметр как коэффициент сверхсжимаемости реального газа, который рассчитывается по величинам критических и приведенных давлений и температур и зависит от его мольного и компонентного состава.

С целью достоверной оценки параметров работы пласта необходимо выполнить газогидродинамические исследования, включающие в себя комплекс взаимосвязанных исследований. Для качественного анализа расчета фильтрационных параметров пласта необходимо в опытных работах иметь как возмущающую скважину, так и наблюдательную. С учётом существующих технологий выделяют две группы исследований: исследования при установившемся (стационарном) режиме фильтрации газа (метод установившихся отборов) и при неустановившемся (нестационарном) режиме фильтрации газа.

В целом, на участке работ в разное время проводились исследования на стационарных режимах закачки в пласт воды, газа, и замерялись кривые восстановления давления в скважинах. На примере пробных закачек инертного газа азот в бобриковский пласт, объёмы и режимы которого приведены на рис. 1, нами на основе графо-аналитических методов выполнены расчёты гидропроводности, пьезопроводности, коэффициента приёмистости, а также определены коэффициенты фильтрационного сопротивления и проницаемость. Параметры рассчитаны по формуле притока газа к забою совершенной скважины (2), характеризующей зависимость потерь энергии пласта от дебита газа:

$$R_z^2 - R_{пл}^2 = aQ + bQ^2, \quad (2)$$

где R_з и R_{пл} – соответственно, забойное и пластовое давления (МПа); a – линейный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/(тыс.м³/сут²); b – квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/(тыс.м³/сут²), зависящие от фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, несовершенства скважины и др.; Q – дебит скважины (тыс.м³/сут).

Подставив в формулу (2) значения результатов пробных закачек газа азот из таблицы 1, можно построить показанный на рисунке 2 график зависимости $R_z^2 - R_{пл}^2$ от дебита, называемый индикаторной линией и зависимость $R_z^2 - R_{пл}^2 / Q$ от дебита, и определить значения коэффициентов a, b, равных соответственно 80 и 8,9.

Из всех гидродинамических показателей наиболее стабильной величиной является пьезопроводность. Из таблицы 1 следует, что значения проницаемости, определённые по керну и газогидродинамическим исследованиям находятся в пределах одного порядка.

Подводя итог и сравнивая результаты газогидродинамических исследований на различных режимах, можно сделать вывод о том, что результаты, полученные закачкой газа азот в пласт при стационарном режиме, являются наиболее достоверными. Таким образом, в дальнейшем при проектировании газового хранилища в расчётах мож-

Показатели	Исследования на стационарных режимах закачки в пласт воды	Исследования на стационарных режимах закачки в пласт газа	Расчёт на основе геолого-геофизических данных	КВД в нефтяных скважинах
Коэффициент проницаемости, Д	0,500	0,120	0,808	0,0002 / 0,075**
Коэффициент приёмистости, м ³ /сут/кг/см ²	4,0	928,3	-	-
Гидропроводность, Д*м/сПс	118,3/69,5*	184,4	1886,4	0,0014
Пьезопроводность, м ² /сут	-	2,6*104	2,85*104	3,0*104

Табл. 2. * – в знаменателе в пересчёте на попутный газ. ** – в числителе фазовая проницаемость по воде, в знаменателе фазовая проницаемость по нефти.

но опираться на значения проницаемости бобриковского терригенного пласта 0,120 дарси, гидропроводности – 184,4 Д*м/сПз, пьезопроводности – 2,6*10⁴ м²/сут при среднем коэффициенте приёмистости (тыс. м³/сут/кг/см² попутного газа) – 928,3 (Табл. 2).

Обращает на себя внимание то, что проницаемость, определённая по результатам газогидродинамических исследований, снизилась в разы по сравнению с той проницаемостью, которая определена на основе геолого-геофизических данных. Мы полагаем, что снижение проницаемости произошло из-за изменений в призабойной зоне пласта в процессе разработки и выпадения асфальто-смолистых компонентов из нефти. Поэтому при создании газового хранилища в проект необходимо закладывать мероприятия по очистке призабойной зоны и повышению проницаемости.

При создании подземных хранилищ газа в выработанных нефтяных пластах в соответствии с требованиями отраслевого документа (Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа... 2003) дополнительно необходимо проводить работы по анализу мест возможной утечки газа в заколонное пространство. Проводимый анализ должен включать оценку целостности обсадных колонн, характер распределения цементного камня за колонной и качество его сцепления с породой и колонной. В результате анализа фонд скважины ранжируется по степени надёжности цементного камня за колонной, а также по принадлежности скважин к ареалу распространения закачиваемого газа по годам в течение времени существования газового хранилища.

Выводы:

1. Выполненный анализ геологического строения целевого пласта показывает, что благодаря наличию коллектора-ловушки, которая представляет собой антиклинальную структуру с амплитудой по кровле бобриковского горизонта более 100 метров, а также покрышки есть все основания для создания газового хранилища в пределах Западно-Юртовского поднятия.

2. Проведённые расчёты технологических и фильтрационно-емкостных параметров терригенного бобриковского пласта показывают хорошую возможность для создания подземного хранилища попутного газа, объёмом до 8,8 млн. м³ в поверхностных условиях, для решения производственных задач и соблюдения природоохранного законодательства предприятием-недропользователем.

3. Несмотря на незначительный объём газа, создание

локальных объектов хранения позволяет не только решать текущие вопросы обеспечения потребителей газа на районном или ведомственном уровне, но и в перспективе позволит создать общую систему хранения газа под землёй, которая суммарно сможет обеспечивать и гарантировать стабильную работу газотранспортной системы Республики Татарстан.

Литература

- Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Ибрагимов Р.Л., Покровский В.А. Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2009. 254.
- ГОСТ Р 53239-2008. Хранилища природных газов подземные. Правила мониторинга при создании и эксплуатации. Введ. 2010.01.01. М.: Стандартинформ. 2009. 30.
- Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М.: Недра. 1980. 301.
- Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах. ПБ 08-621-03. Постановление госгортехнадзора РФ №57 от 05.06.2003 г.
- Самсонов Р.О., Бузинов С.Н., Рубан Г.Н., Джафаров К.И. История организации подземного хранения газа в СССР-России. *Георесурсы*. 2010. №4(36). 2-7.
- Хан С.А., Симонов Р.О., Рубан Г.Н., Гарайшин А.С. Перспективы и необходимость создания подземных хранилищ газа на территории Республики Татарстан. *Георесурсы*. 2010. №4(36). 8-11.

R.R. Ganiev, S.P. Novikova. Geological and Technological Criteria of Layer Selection at the Substantiation of Underground Gas Storage Creation on the Territory of the Tatarstan Republic (Russia).

In the article we introduce one of the possible options of the underground gas storage creation in the worked-out oil reservoir. Criteria of the associated gas storage selection from the perspective of geological and technical points are generated. Herewith are reflected the major stages of the reservoir characteristics technological calculation for the substantiation of underground gas storage creation. Estimation for criteria of underground gas storage creation on the example of one of the objects in the Tatarstan Republic is given.

Key words: underground gas storage, reservoir, trap amplitude, object selection criteria.

Радик Рафкатович Ганиев

Заместитель директора по научной работе. Научные интересы: компьютерное моделирование геологического строения нефтяных месторождений, методы поиска и разведки нефтяных месторождений.

Тел.: (843) 298-59-65

Светлана Петровна Новикова

Заведующий лабораторией запасов и ресурсов углеводородного сырья и проектов геологоразведочных работ. Научные интересы: тектоника, палеотектоника, закономерностей развития пластов-коллекторов, седиментология, оценка запасов нефти и газа.

Тел.: (843) 299-35-03

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики

420087, Казань, ул. Даурская, 28.