

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 02.03.2026 г.

Принята к публикации 09.04.2026 г.

EDN: TJIFAL

УДК 622.691.24(479.24)

Фейзуллаев А.А.

Институт геологии и геофизики Министерства Науки и Образования Азербайджанской республики; Институт нефти и газа Министерства Науки и Образования Азербайджанской республики, Баку, Азербайджан, fakper@gmail.com

Исмайлова Г.Г.

Институт геологии и геофизики Министерства Науки и Образования Азербайджанской республики, Баку, Азербайджан, gulkhar@yahoo.com

Годжаев А.Г.

Управление эксплуатации газовых хранилищ, Производственное объединение «Азнефть» Государственной нефтяной компании Азербайджана (SOCAR), Баку, Азербайджан, araz.qocayev@socar.az

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АЗЕРБАЙДЖАНЕ: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В последние годы в глубоководной части Южно-Каспийского бассейна открыт ряд крупных газоконденсатных месторождений (Шах-Дениз, Апишерон, Умид-Бабек). Ожидается выявление газоконденсатных скоплений и на других перспективных структурах. В связи с этим основной целью статьи является анализ перспектив увеличения объема подземного хранения газа в Азербайджане, как за счет расширения возможностей уже действующих подземных хранилищ газа (Карадаг и Галмас), так и за счет их создания на новых геологических объектах. Для этого использованы геолого-геофизические (результаты сейсморазведочных работ и геофизических исследований скважин) и промысловые (суммарная продуктивность скважин и их динамика) данные, обработка которых и соответствующие графические построения выполнены с применением стандартных компьютерных программ. В результате осуществления этих задач в качестве потенциальных объектов для подземных хранилищ газа предлагаются: VI горизонт продуктивной толщи (нижний плиоцен) структуры Галмас, находящийся на стадии истощения; VIII горизонт южного крыла структуры Карадаг; площади Нехрам и Тумбул в Нахичеванской Автономной Республике, где рекомендуется проведение дополнительных исследований с применением современных технологий для оценки возможности создания подземных хранилищ газа в солевых и подсоелевых отложениях.

Ключевые слова: *подземное хранение газа, газоконденсатное месторождение, продуктивная толща на стадии истощения, соляные и подсоелевые отложения, Южно-Каспийский бассейн, Азербайджан.*

Для цитирования: Фейзуллаев А.А., Исмайлова Г.Г., Годжаев А.Г. Подземное хранение природного газа в Азербайджане: современное состояние и перспективы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2026. - Т.21. - №2. - https://www.ngtp.ru/rub/2026/10_2026.html EDN: TJIFAL

Введение

По существующим прогнозам, в ближайшем будущем ожидается рост мировой добычи природного (традиционного + нетрадиционного) газа, и его доля в общем балансе углеводородных (УВ) ресурсов будет непрерывно увеличиваться. Параллельно с ростом

добычи газа прогнозируется и рост его потребления в мире¹. Непрерывный рост добычи и потребления газа вместе с большой сезонной неустойчивостью между спросом и предложением в газоснабжении населения способствовали возникновению идеи создания подземных хранилищ газа (ПХГ) в истощенных нефтегазовых месторождениях.

К концу 2020 г. в мире действовало уже 689 ПХГ с суммарным объемом газа 417 млрд. м³². В этот период на стадии строительства находились еще 68 газохранилищ с суммарным объемом активного газа 48 млрд. м³ [Hureau, 2015].

Увеличение добычи газа наблюдается и в Азербайджанском секторе Южно-Каспийского бассейна, где в последние годы открыто несколько крупных газоконденсатных месторождений: Шах-Дениз с запасами газа 1,2 трлн. м³, а также Апшерон и Умид-Бабек с запасами по 200-300 млрд. м³ газа каждый. В этой части бассейна ожидается открытие газоконденсатных скоплений и на других перспективных структурах.

В настоящее время в Азербайджане действуют два ПХГ - Карадагское и Галмазское, созданных в истощенных газовых и газоконденсатных залежах, соответственно, в 1974 и 1986 гг. Объем активного газа в этих ПХГ составляет 2,5-3,1 млрд. м³.

Величина соотношения доказанных запасов газа в Азербайджане и суммарного объема газа в ПХГ составляет 0,14, что значительно меньше этого показателя по ведущим газодобывающим странам мира (табл. 1) [Велиев, Фейзуллаев, Годжаев, 2024].

Таблица 1

Объемы доказанных запасов газа действующих подземных хранилищ газа и их соотношение по некоторым странам мира

Страна	Доказанные запасы газа, млн. м ³ [ПХГ в отложениях..., 2019]	Объем подземных хранилищ газа, млн. м ³ (М.З. Черномординов и др., АзНИИ ДН, 1964 г.)	Объем подземных хранилищ газа / запасы, %
Россия	50279000	3835857	7,6
Иран	33988000	3227144	9,5
Катар	23831000	2492824	10,5
США	14254000	1304385	9,2
Туркмения	13950000	1971070	14,1
Азербайджан	2200000*	3100	0,14

*данные SOCAR.

Согласно «Государственной программы развития топливно-энергетического комплекса Азербайджанской Республики», утвержденной Указом Президента Республики Ильхамом Алиевым от 14.06.2005 г. (№ 635, п. 33), предусмотрено поэтапное увеличение активного

¹ Davis C. World's NatGas producers to boost supply by 42% to 2040, says EIA // Natural Gas Intelligence. - 2017. - <https://www.naturalgasintel.com/worlds-natgasproducers-to-boost-supply-by-42-to-2040-says-eia/>

² Underground gas storage in the world - 2021 STATUS. CEDIGAZ Insights on 3 December 2021. - <https://www.cedigaz.org/underground-gas-storage-in-the-world-2021-status/>

объема газа в существующих ПХГ до 5 млрд. м³.

Ниже рассмотрены перспективы увеличения объема подземного хранения газа в Азербайджане в альтернативных резервуарах на действующих ПХГ Карадаг и Галмас и за счет создания газохранилищ на новых геологических объектах.

Фактический материал и методика исследований

Использованы результаты сейсморазведочных работ, геофизических исследований скважин и промысловые данные (М.З. Черномординов и др., АзНИИ ДН, 1964 г.; Р.А. Панахов, ВНИПИГаз, 1975 г., 1985 г.; Р. Джафаров, ГНКАР, НИПИ Нефти и Газа, 2011 г.; М.Д. Каргер и др., НИПИ Нефти и Газа SOCAR, 2013 г.), обработка которых и соответствующие графические построения выполнены с применением стандартных компьютерных программ.

Результаты исследований и их обсуждение

Перспективы увеличения объема подземного хранения газа на структурах Карадаг и Галмас
Структура Галмас

Брахантиклинальная складка Галмас выявлена геофизическими методами в Нижнекуринской впадине Южно-Каспийского бассейна и подтверждена структурным и глубоким бурением. В центре складки расположен потухший одноименный грязевой вулкан (рис. 1).

В геологическом строении структуры принимают участие четвертичные отложения (1370 м), отложения верхнего (240 м) и нижнего плиоцена (до 3015 м). Последние литологически представлены чередованием глинистых и песчано-алевритовых пород и присутствием около 20 песчаных прослоев. Месторождение Галмас введено в промышленную разработку в 1956 г. с 44 пробуренными скважинами.

Пробные закачки газа в ПХГ Галмас в малых объемах без его отбора начаты еще в 1974 г. Однако фактической датой ввода ПХГ Галмас в эксплуатацию считается 1976 г., когда осуществлялся режим закачки-отбора газа в промышленных масштабах.

Объектом подземного хранения газа здесь являются истощенные, ранее промышленно газоносные I и II горизонты верхнего отдела продуктивной толщи (нижний плиоцен) I блока структуры, залегающие на глубине 1500-1800 м. Горизонт I общей мощностью 125 м содержит четыре песчаные пачки толщиной 10-15 м, которые хорошо фиксируются на каротажных диаграммах. В горизонте II мощностью 140 м выделяется 3-5 песчаных интервалов. Песчаники этого горизонта в отличие от горизонта I более плотные и мелкозернистые.

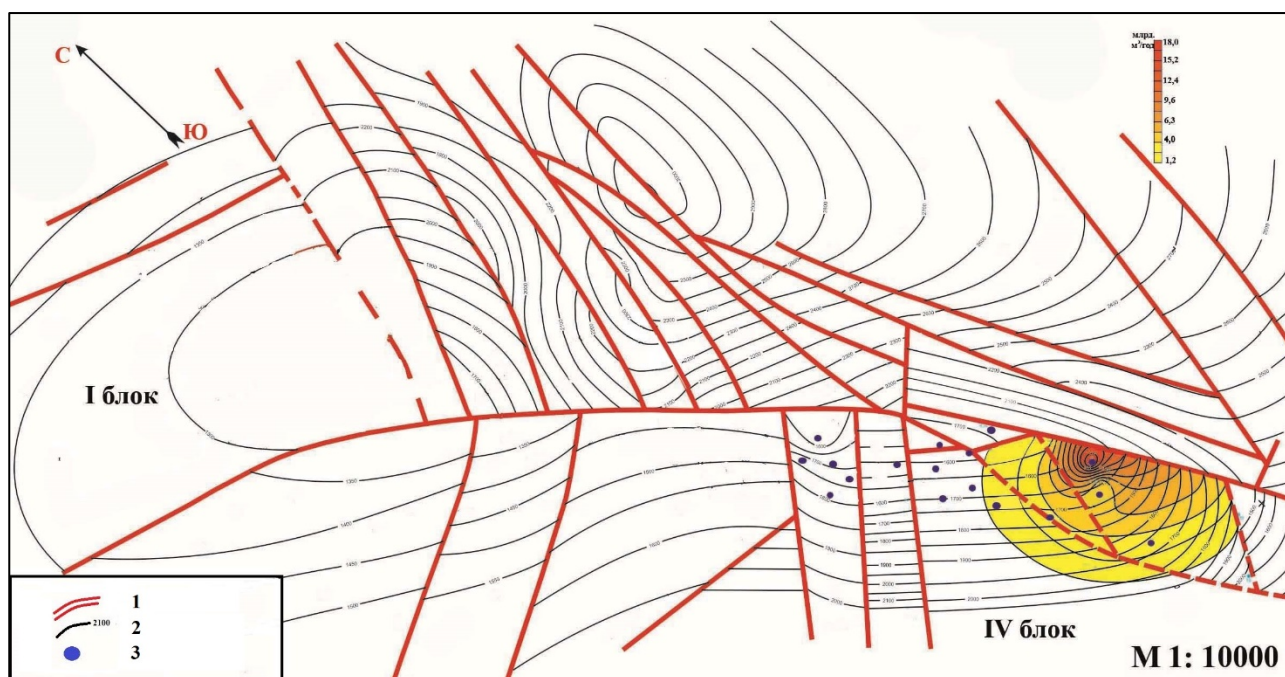


Рис. 1. Структурная карта по I горизонту продуктивной толщи (нижний плиоцен) и изменение в пространстве ежегодной добычи газа в IV блоке структуры месторождения/подземного хранилища газа Галмас

1 - тектонические нарушения; 2 - изогипсы; 3 - эксплуатационные скважины.

В результате сейсморазведочных работ установлена большая мощность продуктивной толщи на структуре Галмас. Об этом свидетельствует приведенный ниже сейсмогеологический разрез по профилю, пересекающему блок IV-IVa структуры. По этому профилю мощность продуктивной толщи составляет более 3000 м, а глубина ее подошвы колеблется в пределах 5-5,5 км.

По данным самых глубоких пробуренных на месторождении Галмаз скважин 1 и 54 разрез продуктивной толщи пройден не полностью. Не вскрыта нижняя часть продуктивной толщи мощностью около 1500 м. Согласно корреляционной диаграммы разрезов скважин 1 и 54 (рис. 2) в низах продуктивной толщи вскрыты только горизонты XIV (скв. 54) и XVII (скв. 1).

Изучение литолого-фациальной характеристики пород нижних горизонтов продуктивной толщи имеет важное прикладное значение. Некоторые предварительные результаты таких исследований по данным геофизических исследований глубоких скважин 1 и 54 отражены на рис. 3. Согласно приведенных на рис. 3 гистограмм количество песчаных пачек/слоев, а также их общая мощность в IV-IVa блоках больше (разрез продуктивной толщи в скв. 54), чем в блоке I (разрез продуктивной толщи в скв. 1). Наряду с этим, нижние горизонты продуктивной толщи (XI-XIV) характеризуются более высокими значениями мощности песчаных слоев, чем вышележащие горизонты.

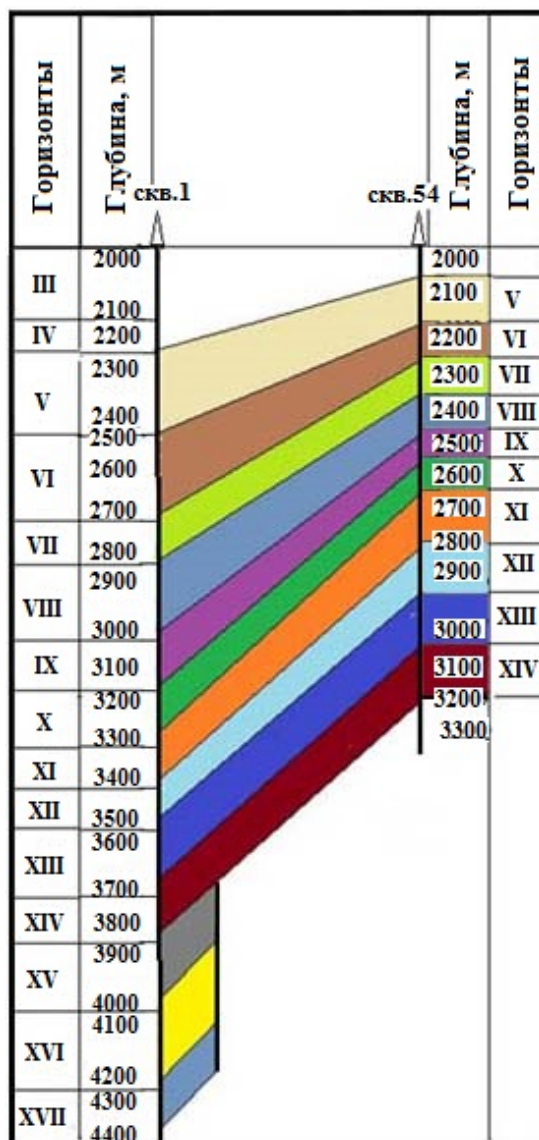


Рис. 2. Схема корреляции разрезов продуктивной толщи в глубоких скважинах 1 и 54 на структуре Галмас

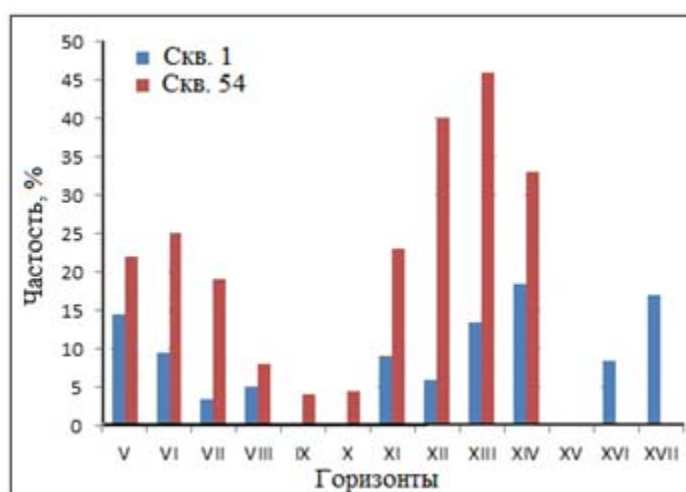


Рис. 3. Диаграмма сравнения суммарных мощностей песчаных пачек/слоев в разрезе горизонтов V-XIV продуктивной толщи месторождения Галмас на примере глубоких скважин 1 и 54

Таким образом, нижние горизонты продуктивной толщи на структуре Галмаз являются перспективными объектами как для оценки их нефтегазоносности, так и для изучения возможности создания ПХГ.

В верхнем отделе продуктивной толщи в IV блоке уже длительное время находятся в эксплуатации апшеронская свита и I горизонт продуктивной толщи, в связи с чем продуктивность большинства скважин в настоящее время очень низкая. Исходя из этого, указанные интервалы разреза в этом блоке могут рассматриваться в качестве потенциальных объектов для ПХГ.

В этом же блоке в эксплуатации находятся также IV, V и VI горизонты продуктивной толщи. Однако в пробуренных новых скважинах в IV и V горизонтах отмечены высокие дебиты нефти. Это наглядно видно на диаграммах, отражающих динамику годовой добычи нефти (рис. 4). Поэтому целесообразно продолжение разработки этих горизонтов. Они могут быть рассмотрены в качестве объектов ПХГ в ближайшей перспективе.

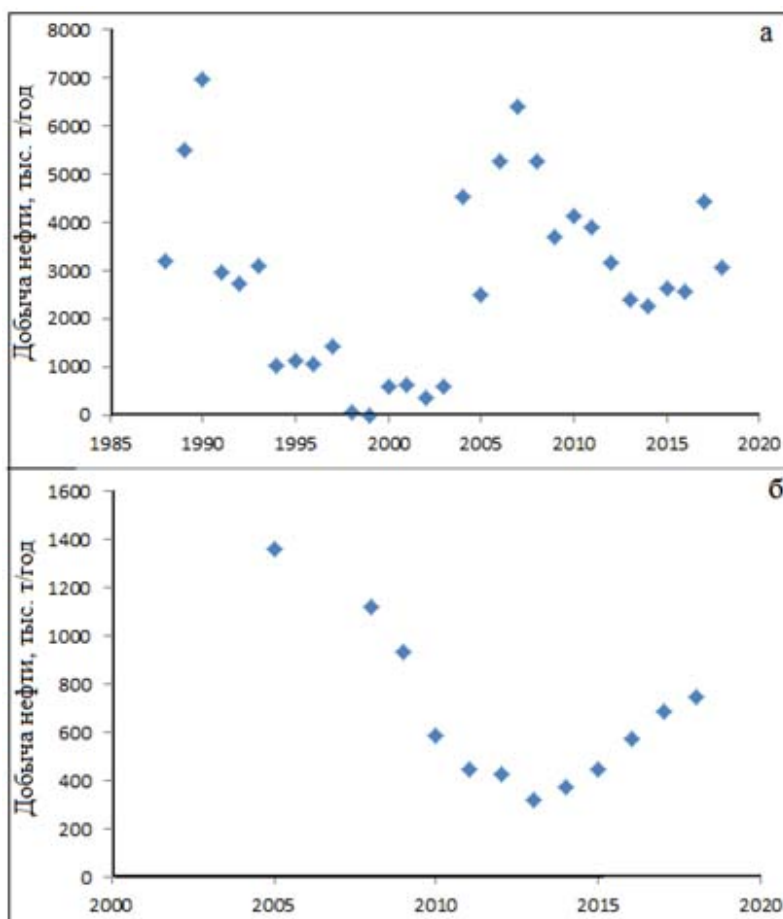


Рис. 4. Диаграммы динамики ежегодной добычи нефти из IV (а) и V (б) горизонтов продуктивной толщи (нижний плиоцен) месторождения Галмас

Что же касается VI горизонта, то судя по характеру динамики добычи нефти, он находится на стадии истощения (рис. 5а).

Важно отметить, что параллельно со снижением добычи нефти наблюдается уменьшение и добычи воды (рис. 5б). В связи с этим VI горизонт может быть рекомендован для рассмотрения в качестве объекта ПХГ.

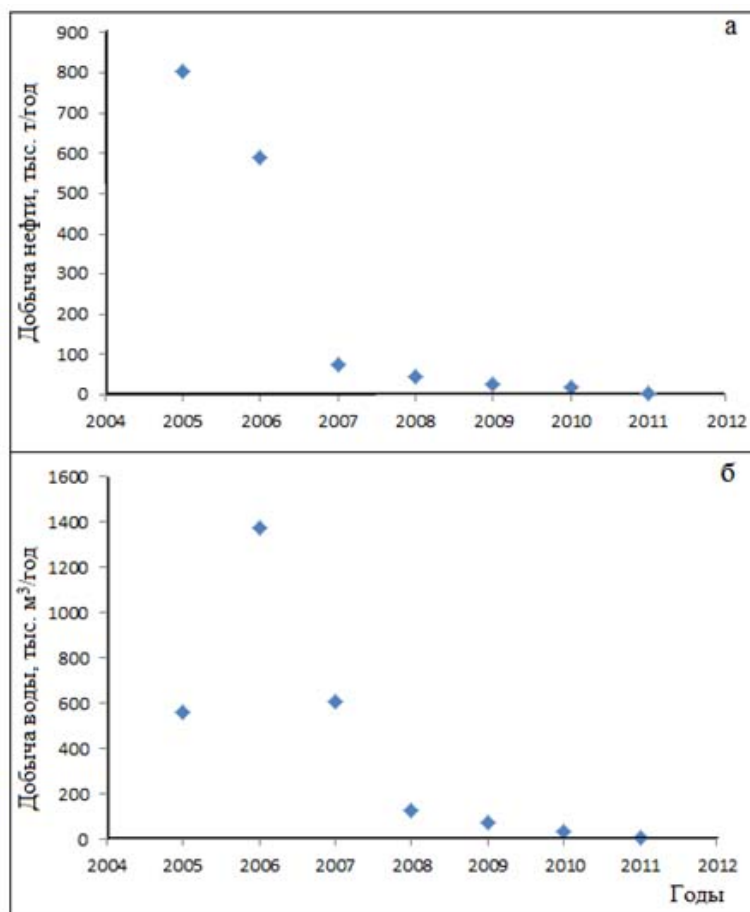


Рис. 5. Диаграммы динамики ежегодной добычи нефти (а) и воды (б) из VI горизонта продуктивной толщи (нижний плиоцен) месторождения Галмас

Структура Карадаг

Месторождение Карадаг, расположенное в юго-западной части Апшеронского п-ова, являлось первым газоконденсатным месторождением бывшего СССР.

Разработка газоконденсатной залежи VII-VIIa горизонтов ПТ в режиме истощения началась с 1955 г. Нефтяная оторочка залежи вскрыта и введена в промышленную разработку на 3,5 лет позже. Максимальный уровень добычи нефти и газа достигнут в 1958 г.

К концу 1980-х гг. залежи в VII-VIIa горизонтах истощены. За период с 1955 по 1978 гг. из VII-VIIa горизонтов отобрано более 20,5 млрд. м³ газа.

Начало эксплуатации ПХГ Карадаг (в VII-VIIa горизонтах) относится к 1986 г. (площадь

газоносности VIIa горизонта - наибольшая). Однако в период передачи этого горизонта для использования в качестве объекта ПХГ большая часть ее обводнена, и в настоящее время для закачки и отбора газа используется ее малый объем.

Два года после введения ПХГ в эксплуатацию оно работало в режиме закачки, после чего переведено в циклический режим «закачка/отбор», с постепенным наращиванием давлений и объема закачиваемого газа. С 2005 г. после передачи ПХГ в ведение ПО Азнефть SOCAR работа ПХГ контролируется на регулярной и систематической основе.

В настоящее время основной объем закачиваемого газа поступает практически в часть (от трети до половины) первоначального объема резервуара в VII+VIIa горизонтах (М.Д. Каргер и др., НИПИ Нефти и Газа SOCAR, 2013 г.).

*О перспективе создания подземных хранилищ газа в VIII горизонте южного крыла
структуры Карадаг*

В 1956 г. выявлен VIII горизонт продуктивной толщи по карадагской стратиграфической номенклатуре или надкирмакинская песчаная свита по апшеронской разбивке на южном крыле структуры Карадаг, он состоит из чередующихся песчано-глинистых слоев мощностью не более 5-6 м, отличается литологической изменчивостью – выявлено увеличение песчаности горизонта в северо-восточном направлении [Разработка газоконденсатных..., 1967]. В западной части преобладают глины с плотными песчанистыми прослоями. Суммарная и эффективная мощности горизонта также изменяются в пространстве: в северо-восточной части горизонта его общая мощность составляет 80 м, а эффективная мощность – 35 м, в западной части горизонта значения этих показателей не превышают 60 м и 10 м, соответственно. По результатам исследования керна скважин пористость пород составляет в среднем 12,1%, проницаемость – 28 мД и карбонатность – 14,5% (М.Д. Каргер и др., НИПИ Нефти и Газа SOCAR, 2013 г.).

Перекрывающий VIII горизонт пласт надкирмакинской глинистой свиты мощностью 200 м играет роль «покрышки», предотвращающей субвертикальные перетоки газа из газовой залежи, обеспечивая тем самым герметичность резервуара.

Первоткрывательницей залежи стала скв. 120, пробуренная в центре южного крыла структуры, из которой в 1956 г. получен фонтан газоконденсата. Из 23 скважин, пробуренных на VIII горизонт, 13 дали газоконденсат, 1 - нефть и 2 - газонасыщенную воду; 2 скважины оказались непродуктивными, а 5 не освоены.

Схема расположения скважин, вскрывших VIII горизонт, представлена рис. 6.

За 20-летний период (1955-1975 гг.) разработки VIII горизонта продуктивной толщи месторождения Карадаг объем суммарной добычи УВ составил: газа - 4,3 млрд. м³, конденсата - 250 тыс. т, нефти - 58 тыс. т.

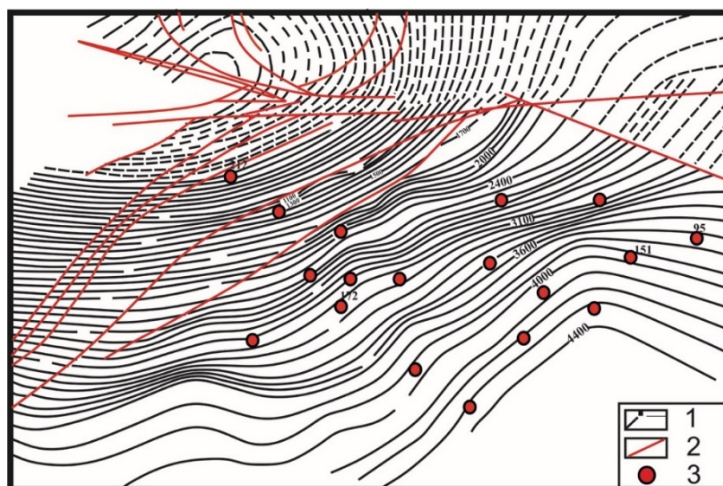


Рис. 6. Структурная карта по кровле VII горизонта продуктивной толщи месторождение / подземное хранилище газа Карадаг
1 - изогипсы; 2 - нарушения; 3 - скважины, вскрывшие VIII горизонт ПТ.

Анализ динамики ежегодной добычи как жидких УВ (нефть + конденсат), так и газа позволяет заключить о существенном истощении этого резервуара (рис. 7).

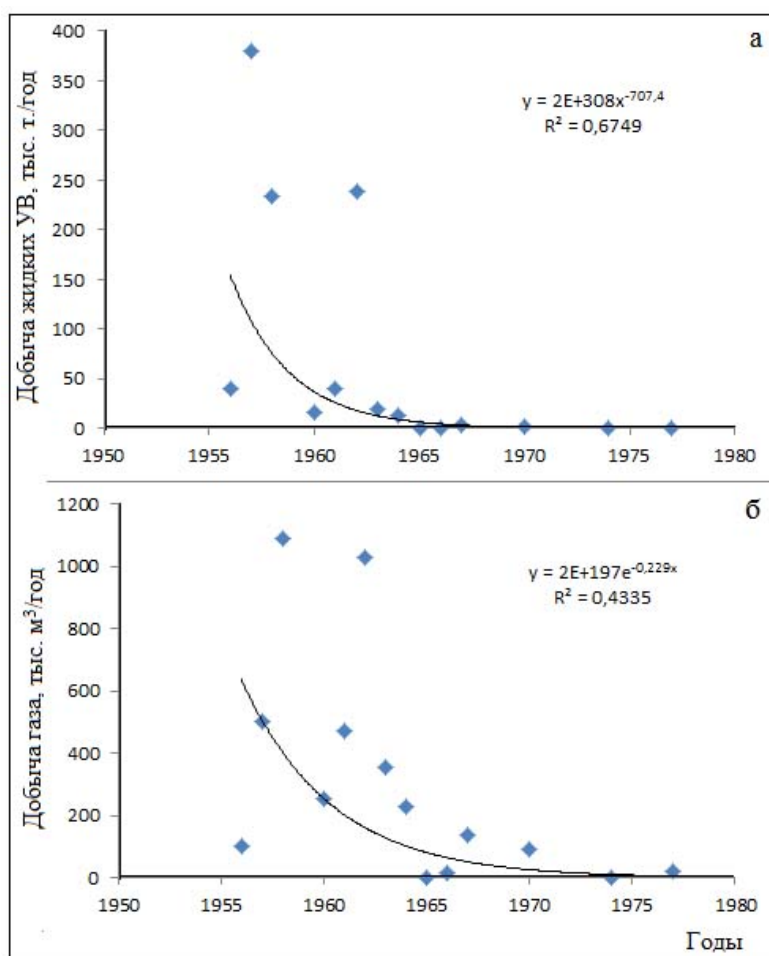


Рис. 7. Диаграммы динамики ежегодной добычи нефти (а) и газа (б) из VIII горизонта продуктивной толщи (нижний плиоцен) месторождения/подземного хранилища газа Карадаг

Динамика добычи УВ из VIII горизонта, указывающая на существенное его истощение, дает основание рекомендовать этот горизонт ПТ для рассмотрения его в качестве возможного объекта ПХГ.

*Предпосылки создания подземных хранилищ газа в истощенных коллекторах
месторождений Апшеронского полуострова*

Нефтегазовые месторождения Апшеронского п-ова разрабатываются уже более века, в результате чего из недр извлечено более миллиарда тонн нефти, а также большой объем попутного газа и пластовой воды. В настоящее время эксплуатационные объекты месторождений находятся, как правило, на поздней стадии разработки (рис. 8).

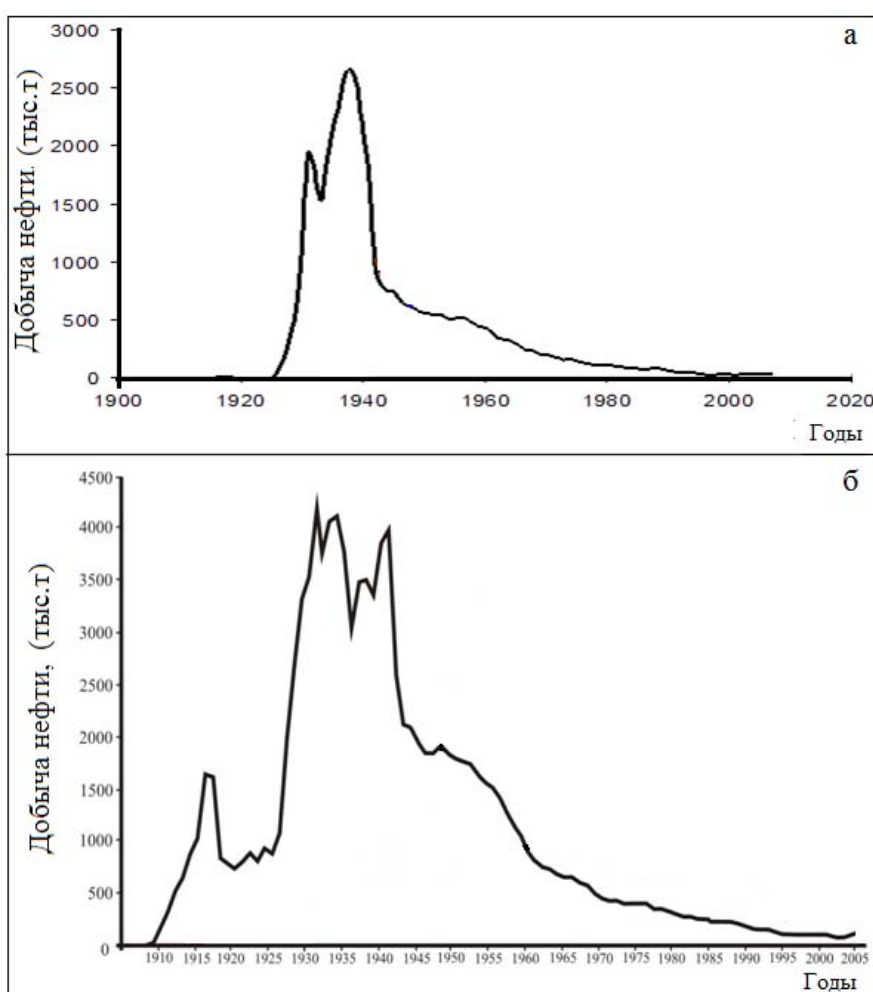


Рис. 8. Диаграммы динамики добычи нефти из месторождений Апшеронского полуострова на примере самого крупного месторождения Балаханы-Сабунчи-Рамана

а - VI горизонт балаханской свиты, б - подкирмакинская свита, соответственно, верхнего и нижнего отделов продуктивной толщи (нижний плиоцен).

Таким образом, некоторые эксплуатационные объекты месторождений Апшеронского п-ова могут быть рассмотрены в качестве потенциальных ПХГ, для выбора которых необходимы специальные, более детальные исследования степени разработанности продуктивной толщи

как по площади, так и по разрезу.

*О возможности создания подземных хранилищ газа в подсолевых резервуарах
Нахичеванской Автономной Республики*

Исследования, проведенные на площадях Нехрам и Тумбул в Нахичеванской Автономной Республике, с целью оценки возможности создания ПХГ в соленосных пластах не дали положительных результатов.

Одной из возможных причин может быть то, что не учтены новые технологии создания ПХГ в маломощных соляных пластах³ [Мазуров, Поздняков, Малюков, 1979; Михаленко, 2016]. Так, например, известен эффективный метод строительства ПХГ в пластах каменной соли малой мощности в виде протяженного (тоннельного) резервуара [Хлопцев и др., 2012]. Такой резервуар создан на введенном в 2018 г. в эксплуатацию Волгоградском ПХГ, ставшим вторым в России ПХГ в отложениях каменной соли [Газовая промышленность, 2019].

Кроме того, не опробована идея создания ПХГ в подсолевых слоях. Тем более что из мировой практики известно открытие в подсолевых слоях крупных месторождений УВ [Ulmishek, 2001; Liu et al., 2023], где соляные слои играют роль флюидоупора. В связи с этим целесообразно изучить возможность создания на площадях Нехрам и Тумбул ПХГ и в подсолевых слоях.

На рис. 9 представлены разрезы двух скважин, пробуренных ниже слоя соли, которые предполагают возможность наличия коллекторов с благоприятными емкостно-фильтрационными свойствами (в том числе трещиноватых коллекторов).

Принимая во внимание вышеизложенное, для дальнейшего улучшения газоснабжения Нахичеванской Автономной Республики, необходимы дополнительные специальные исследования с применением современных технологий с целью экспертной оценки возможности создания ПХГ в солевых и подсолевых отложениях.

Заключение

В связи с открытием новых крупных скоплений газа в глубоководной части Южно-Каспийского бассейна и непрерывным ростом его добычи рассмотрены перспективы увеличения объемов ПХГ в Азербайджане. В результате сбора, обобщения и анализа геолого-геофизических и промысловых данных по нефтегазовым месторождениям Карадаг и Галмас Южно-Каспийского бассейна, в которых в качестве ПХГ уже длительное время эксплуатируются некоторые истощенные его резервуары, а также по другим геологическим

³ Михаленко В.А. Развитие ГТС ПАО «Газпром» и новые технологии в транспорте газа. - 2016. - <https://mediamiry.ru/upload/iblock/0d9/bhcmu1132i7oxdcd70zitp9j3d6f2bxy.docx>

объектам Азербайджана, даются нижеследующие рекомендации:

1. По месторождению/ПХГ Карадаг. Исходя из динамики добычи УВ из VIII горизонта продуктивной толщи, указывающей на существенное ее истощение, этот горизонт может быть рассмотрен в качестве возможного объекта хранения газа.

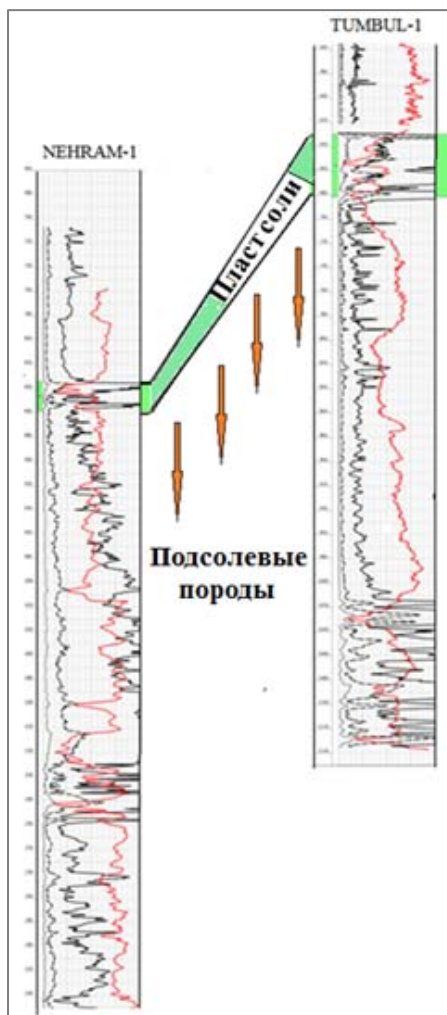


Рис. 9. Каротажные диаграммы геофизических исследований скважин, пробуренных на месторождениях Нехрам и Тумбул в Нахичеванской Автономной Республике

2. По месторождению/ПХГ Галмас. В верхнем отделе продуктивной толщи в качестве объекта хранения газа рассматривается VI горизонт. Наряду с этим обосновывается перспективность в отношении, как нефтегазоносности, так и возможности создания ПХГ в нижних горизонтах ПТ.

3. Учитывая, что преобладающее число месторождений старейшей нефтеносной провинции мира (Апшеронский п-ова) находится на завершающей стадии разработки, необходимо проведение специальных исследований по выбору объектов для создания хранилищ газа;

4. Следует выполнить дополнительные исследования на площадях Нехрам и Тумбул в

Нахичеванской Автономной Республике с целью рассмотрения возможности создания с применением современных технологий в солевых и подсолевых отложениях ПХГ.

Литература

Велиев Н.А., Фейзуллаев А.А., Годжаев А.Г. О способе регулирования неравномерного сезонного потребления природного газа // Геофизические новости в Азербайджане. - 2024. - №4. - С.11-17.

Мазуров В.А., Поздняков А.Г., Малюков В.П. Хранилища природного газа в маломощных пластах каменной соли // Газовая промышленность. - 1979. - №5. - С. 36-42.

Разработка газоконденсатных месторождений / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Дурмишьян, А.Г. Ковалев, Т.А. Аллахвердиев. - М.: Недра, 1967. - 356 с.

ПХГ в отложениях каменной соли как эффективный способ решения проблемы пикового газопотребления // Газовая промышленность. - 2019. - № 11(792). - С.66-67. EDN: [IXDXAT](#)

Hureau G. Gas Storage in Europe, recent developments and outlook to 2035 // European Gas Conference (Vienna, 27-29 January 2015). - 2015. - 26 p. - https://www.europeangashub.com/wp-content/uploads/attach_411.pdf

Khloptsev D.V. Modeling the process of constructing underground tunnel-type reservoirs in thin layers // UGS – safe operation and effective technologies: abstracts of the conference (Austria, 13-14 November 2012). - 2012.

Liu J., Zhao J., Qin S., Zhang N., Ren D., Luo Z., Xie Y. Research and application of acid fracturing stimulation mechanism in ultra-deep subsalt dolomite reservoir in Tarim Basin // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. - 2023. - № 13. - P.877-889. DOI: [10.1007/s13202-022-01578-y](https://doi.org/10.1007/s13202-022-01578-y)

Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the Dnieper-Donets Basin, Ukraine and Russia. U.S. Geological Survey Bulletin 2201-E. Published in the Central Region, Denver, Colorado. - 2001. - 14 p. DOI: <https://doi.org/10.3133/b2201E>

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 02.03.2026

Published 09.04.2026

Feyzullayev A.A.

Institute of Geology and Geophysics of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan; Institute of Oil and Gas of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan, fakper@gmail.com

Ismaylova G.G.

Institute of Geology and Geophysics of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan, gulklar@yahoo.com

Godzhaev A.G.

Management of gas storage facilities operation, Production Association "Azneft" of the State Oil Company of Azerbaijan (SOCAR), Baku, Azerbaijan, araz.qocayev@socar.az

UNDERGROUND NATURAL GAS STORAGE IN AZERBAIJAN: CURRENT STATUS AND PROSPECTS

In recent years, a number of large gas condensate fields (Shah Deniz, Absheron, and Umid-Babak) have been discovered in the deepwater South Caspian Basin. Gas condensate accumulations are also expected to be discovered in other promising structures. Therefore, the main objective of this article is to analyze the prospects for increasing underground gas storage capacity in Azerbaijan, both by expanding the capacity of existing underground gas storage facilities (Garadagh and Galmas) and by creating new storage facilities at new geological sites. This study utilizes geological and geophysical data (seismic exploration and well logging results) and field data (total well productivity and well dynamics), processed and graphically plotted using standard computer programs. As a result of these tasks, the following potential sites are proposed for underground gas storage: productive unit VI (Lower Pliocene) of the Galmas structure, which is in the depletion stage; productive unit VIII of the southern flank of the Garadagh structure; and the Nehram and Tumbul areas in the Nakhchivan Autonomous Republic, where additional studies using modern technologies are recommended to assess the feasibility of creating underground gas storage facilities in salt and presalt strata.

Keywords: *underground gas storage, gas condensate field, productive unit in the depletion stage, salt and presalt strata, South Caspian Basin, Azerbaijan.*

For citation: Feyzullayev A.A., Ismaylova G.G., Godzhaev A.G. Underground natural gas storage in Azerbaijan: current status and prospects. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2026, vol. 21, no. 2, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2026/10_2026.html EDN: TJFAL

References

Development of gas condensate fields. A.H. Mirzajanzade, A.G. Durmishyan, A.G. Kovalev, T.A. Allakhverdiev. Moscow: Nedra, 1967, 356 p. (In Russ.).

Hureau G. Gas Storage in Europe, recent developments and outlook to 2035. *European Gas Conference* (Vienna, 27-29 January 2015), 2015, 26 p. - https://www.europeangashub.com/wp-content/uploads/attach_411.pdf

Khloptsev D.V. Modeling the process of constructing underground tunnel-type reservoirs in thin layers. *UGS - safe operation and effective technologies: abstracts of the conference* (Austria, 13-14 November 2012), 2012.

Liu J., Zhao J., Qin S., Zhang N., Ren D., Luo Z., Xie Y. Research and application of acid fracturing stimulation mechanism in ultra-deep subsalt dolomite reservoir in Tarim Basin. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2023, no. 13, pp. 877-889. DOI: [10.1007/s13202-022-01578-y](https://doi.org/10.1007/s13202-022-01578-y)

Mazurov V.A., Pozdnyakov A.G., Malyukov V.P. Natural gas storage facilities in low-capacity

rock salt formations. *Gas Industry*, 1979, no. 5, pp. 36-42. (In Russ.).

UGS in rock salt deposits as an effective way to solve the problem of peak gas consumption. *Gas Industry*, 2019, no. 11(792), pp. 66-67. (In Russ.). EDN: [IXDXAT](#)

Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the Dnieper-Donets Basin, Ukraine and Russia. *U.S. Geological Survey Bulletin 2201-E*. Published in the Central Region, Denver, Colorado, 2001, 14 p. DOI: [10.3133/b2201E](#)

Veliev N.A., Feyzullaev A.A., Godzhaev A.G. On the method of regulating uneven seasonal consumption of natural gas. *Geophysical News in Azerbaijan*, 2024, no. 4, pp. 11-17. (In Russ.).