

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 19.02.2025 г.

Принята к публикации 23.05.2025 г.

EDN: HFRQGV

УДК 553.98.041:622.691.24(575.1)

**Богданов А.Н., Каршиев О.А., Гаффаров М.А., Хмыров П.В., Раббимкулов С.А.**

Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (ГУ «ИГИРНИГМ»), Республика Узбекистан, Ташкент, bogdalex7@yandex.ru

## **ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН**

*Представлен краткий обзор современного состояния подземных хранилищ газа в мире, представлены сведения об их основных типах.*

*Рассмотрены геологические аспекты вопросов обеспеченности Республики Узбекистан подземными хранилищами газа и уменьшения их количества, а также перспективы расширения активного объема путем их модернизации. Сделан вывод о недостаточности существующих объемов подземного хранения природного газа для сезонного регулирования газопотребления.*

*На основе ранее выполненных геолого-геофизических исследований предложены объекты для создания в их объеме подземных хранилищ газа. Приведены общие сведения об этих объектах, истории их выявления, проведенных геологоразведочных работах, основных параметрах пластов, выделенных под строительство и ожидаемых активных объемах хранилищ.*

*Сделан вывод о необходимости целенаправленных дополнительных геологических и промысловых исследований для принятия решений о целесообразности строительства подземных хранилищ газа, что позволит решить вопрос равномерного его использования в Республике Узбекистан.*

**Ключевые слова:** подземное хранилище газа, геологоразведочные работы, Республика Узбекистан.

---

**Для цитирования:** Богданов А.Н., Каршиев О.А., Гаффаров М.А., Хмыров П.В., Раббимкулов С.А. Геологические аспекты современного состояния и перспектив развития подземного хранения газа в Республике Узбекистан // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №2. - [https://www.ngtp.ru/rub/2025/17\\_2025.html](https://www.ngtp.ru/rub/2025/17_2025.html) EDN: HFRQGV

---

### **Введение**

Подземные хранилища газа (ПХГ) - это комплекс стратегических сооружений, предназначенный для резервирования и длительного хранения больших объёмов природного газа, способный содержать сотни миллионов, а иногда и миллиардов кубических метров газа, являющийся наиболее рентабельным объектом резервирования природного газа [Нурмамедли, 2019]. Если этому способствуют условия, целесообразно создавать ПХГ непосредственно вблизи крупных центров газопотребления (города, промышленные центры, сети магистральных газопроводов и др.).

Возобновляемые источники энергии, такие как солнце и ветер, являются

привлекательными вариантами, но рост их объемов применения только подчеркивает важность и необходимость подземного хранения традиционных источников энергии – углеводородов [Soltanian et al., 2024].

Различают два основных типа ПХГ: 1 - истощённые месторождения углеводородов и водонасыщенные пористые пласты; 2 - горные выработки подземных рудников и шахт, соляные отложения.

Рабочая мощность ПХГ или их рабочий ресурс хранения является очень важным показателем при выборе типа хранилища, так как величина объема хранения в подавляющем большинстве напрямую влияет на себестоимость его эксплуатации. Мировой опыт показывает, что объемы хранения природного газа в соляных отложениях в десятки, а то и в сотни раз меньше, чем в истощённых пластах месторождений углеводородов [Gallo, 2024].

Кроме того, исследования, направленные на определение общей устойчивости ПХГ в соляных породах, показали, что она не всегда обеспечивается, при условии размещения кровли последнего в однородных соляных разрезах, а основания в - слоистых соляных породах, включающих прослойки со слабым сопротивлением сдвигу. В этих случаях предлагается проводить оценку устойчивого состояния ПХГ на основе теории предельного равновесия. Соляная порода, включающая прослойки с малым сопротивлением сдвигу, заменяется многослойной ортотропной средой по всей глубине области предельного равновесия. Кроме того, не рассматривается совместная работа стенок ПХГ с основанием, что является еще одним упрощением предложенной методики [Алиев и др., 2015].

Истощенные залежи нефти и газа широко изучались для целей хранения углекислого газа, метана и водорода [Al-Yaseri et al., 2024].

Важными критериями при выборе объектов для строительства ПХГ в объеме истощенных месторождений нефти и газа являются геологические условия, соответствующие критериям выбора объекта: наличие положительной структуры, отсутствие разломов, осложняющих кровельную часть структуры, высокие фильтрационно-емкостные свойства пласта, достаточный объем залежи для хранения. Геологические условия лежат в основе определения индивидуальных особенностей технологии строительства ПХГ на каждом истощенном месторождении углеводородного сырья [Гасумов, Гасумов, Минченко, 2020].

Поэтому на сегодняшний день в мире получили наибольшее распространение ПХГ, созданные в истощенных месторождениях нефти и газа. Примерами могут служить: в РФ - Северо-Ставропольское (активный объем 43 млрд. м<sup>3</sup> газа), Касимовское (9,0 млрд. м<sup>3</sup>), Кущевское (5,0 млрд. м<sup>3</sup>), Песчано-Уметское (2,4 млрд. м<sup>3</sup>), Степновское (2,4 млрд. м<sup>3</sup>), Невское (2,0 млрд. м<sup>3</sup>); в Германии - Реден (4,2 млрд. м<sup>3</sup>), Этцель (1,0 млрд. м<sup>3</sup>), Йемгум (0,95 млрд. м<sup>3</sup>); в Нидерландах - Норг (7,0 млрд. м<sup>3</sup>), Бергермеер (4,1 млрд. м<sup>3</sup>), Алкмар

(3,6 млрд. м<sup>3</sup>), Грийпскерк (более 2,0 млрд. м<sup>3</sup>); в Австрии – Хайдах (2,8 млрд. м<sup>3</sup>); в Англии - Солтфлитби (0,7 млрд. м<sup>3</sup>); в Сербии - Банатский двор (0,45 млрд. м<sup>3</sup>); в Латвии - Инчукалнское (2,32 млрд. м<sup>3</sup>); в Казахстане - Бозой (4,0 млрд. м<sup>3</sup>); в Узбекистане - Газли (3,0 млрд. м<sup>3</sup>).

Также строительство ПХГ осуществляют в водоносных пластах антиклинальных структур: в РФ - Касимовское (4,5 млрд. м<sup>3</sup>), Калужское (0,48 млрд. м<sup>3</sup>); в Белоруссии - Прибугское (0,45 млрд. м<sup>3</sup>), Осиповичское (0,36 млрд. м<sup>3</sup>). Кроме того, ПХГ строят в отложениях каменной соли: в РФ - Калининградское (0,4 млрд. м<sup>3</sup>), Новомосковское (0,34 млрд. м<sup>3</sup>), Волгоградское (0,3 млрд. м<sup>3</sup>); в Белоруссии - Мозырское (1,0 млрд. м<sup>3</sup>).

Процесс хранения - это комплекс сложных мероприятий, включающий системный технологический, геологический и экологический контроль за объектом хранения газа и созданными производственными фондами. Общий объем хранимого газа определяется емкостью создаваемой ловушки и давлением, при котором сохраняется герметичность покрышки [Казанкова, Корнилова, 2016].

### **Материалы и методы**

В основу исследований положено обобщение и комплексный анализ данных о геологическом строении территории и объектов предлагаемых для создания в их объеме ПХГ, об истории и современном состоянии подземного хранения газа в Республике Узбекистан, о состоянии и движении запасов промышленных категорий, накопленной добычи углеводородного сырья из отдельных месторождений. Источником данных служили Государственные балансы полезных ископаемых Республики Узбекистан и научные труды по данной тематике [Солопов и др., 2011; Алиев и др., 2015; Нурмамедли, 2019; Гасумов, Гасумов, Минченко, 2020; Хасанов, Гильмутдинов, 2020].

В настоящей статье рассматриваются первоочередные объекты для строительства ПХГ, которые территориально располагаются в трех регионах: Бухаро-Хивинском, Ферганском и Приташкентском. Эти регионы различаются между собой по геологическому строению, глубинам залегания продуктивных отложений (за исключением Приташкентского региона, в котором месторождения нефти и газа не выявлено).

Бухаро-Хивинский регион, в пределах которого выделен один из первоочередных объектов для создания ПХГ - Карабаир, занимает юго-западную равнинную часть территории Республики Узбекистан, в тектоническом плане - в пределах северо-восточного борта Амударьинской синеклизы, имеющего ступенчатое погружение палеозойского фундамента с севера на юг по крупным парогрэдным разломам. Вскрытый скважинами разрез представлен породами палеозойского, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного

возрастов.

Ферганская межгорная впадина Тянь-Шаньского орогена расположена в восточной части Узбекистана, в ее пределах определен один из первоочередных объектов для создания ПХГ - Ханкыз. В разрезах Ферганской межгорной впадины выделены два крупных стратиграфических комплекса пород: палеозойский и мезозой-кайнозойский. Складчатый фундамент сложен палеозойскими породами, осадочный чехол - мезозой-кайнозойскими (юрскими, меловыми, палеогеновыми, неогеновыми) и четвертичными.

В административном отношении площадь Алимкент находится на территории Пскентского района Ташкентской области. В геологическом строении Приташкентского региона, в пределах которого выделен один из первоочередных объектов для создания ПХГ - Алимкент, принимают участие отложения палеозойского, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

### Результаты и обсуждение

Республика Узбекистан является одной из ведущих стран в мире (16 место<sup>1</sup>) по объему доказанных промышленных запасов природного газа (по состоянию на 2024 г.). По объемам добычи газа в рейтинге мира республика занимает 16 место<sup>2</sup> (по состоянию на 2024 г.).

На территории пяти нефтегазоносных регионов Республики Узбекистан по состоянию на 01.01.2024 г. выявлено 305 месторождений углеводородов, из которых 9 - газовых, 156 - газоконденсатных, 55 - нефтяных, 27 - нефтегазовых и 58 - нефтегазоконденсатных. При этом промышленная разработка осуществляется на 114 месторождениях; 89 - подготовлены к промышленному освоению; разведываемые - 93; законсервированные - 9. По нефтегазоносным регионам они распределяются следующим образом: в Устюртском регионе - 28 месторождений; в Бухаро-Хивинском регионе - 211; в Юго-Западно-Гиссарском регионе - 19; в Сурхандарьинском регионе - 14; в Ферганском регионе - 33. Промышленные запасы природного газа составляют более 1,8 трлн. м<sup>3</sup> [Богданов, Хмыров, 2023].

Для экономики Республики Узбекистан природный газ имеет первостепенное значение как наиболее эффективный, экономичный и экологически чистый вид топлива. Поэтому доля газа в топливно-энергетическом балансе с каждым годом увеличивается. При этом основной прирост газопотребления приходится на долю коммунально-бытового сектора, который потребляет газ неравномерно: летом - меньше, а зимой - больше. Такая сезонность

---

<sup>1</sup> Natural Gas Production by Country (2025). - <https://www.globalfirepower.com/natural-gas-production-by-country.php> (дата обращения: 28.04.2025).

<sup>2</sup> Proven Natural Gas Reserves by Country (2025). - <https://www.globalfirepower.com/proven-natural-gas-reserves-by-country.php> (дата обращения: 28.04.2025).

регулируется не за счет газа из магистрального газопровода, а за счет газа в ПХГ.

В советское время существовало два ПХГ на территории Республики Узбекистан. ПХГ «Газли» расположено на территории Бухарской области и создано в объеме выработанного более чем на 90% IX горизонта месторождения Газли. Начальные запасы газа IX горизонта оценены в объеме более 225 млрд. м<sup>3</sup>, что составляло 44% от начальных запасов газа в целом месторождения Газли, являвшимся на тот период (1956 г.) первым уникальным по запасам углеводородов месторождением Советского Союза [Богданов, Каршиев, Хмыров, 2023].

При вводе в эксплуатацию вместимость ПХГ «Газли» составила 2,0 млрд. м<sup>3</sup>. В 2008-2011 гг. в результате модернизации указанный объем вырос до 3,0 млрд. м<sup>3</sup>. В настоящее время узбекско-российским совместным предприятием «Gazli Gas Storage», которому выдана лицензия на разработку месторождения Газли и эксплуатацию ПХГ «Газли», озвучены планы на расширение объёмов хранения газа до 6,0 млрд. м<sup>3</sup> к 2025 г. и до 10,0 млрд. м<sup>3</sup> в перспективе.

ПХГ «Северный Сох» вместимостью 1 млрд. м<sup>3</sup> газа расположено в Ферганской впадине в узбекском анклав Сох на территории Кыргызстана. Кроме того, в приграничной зоне с Республикой Узбекистан расположены два ПХГ - на территории Казахстана (Полторацкое) и на территории Кыргызстана (Майлуу-Суу).

После обретения независимости между Узбекистаном и Киргизией стали возникать споры в вопросах управления ПХГ «Северный Сох». В феврале 2023 г. в ходе визита президента Республики Узбекистана Шавката Мирзиёева в Кыргызстан Министерства энергетики двух стран подписали дорожную карту по подготовке проекта восстановления ПХГ «Северный Сох» в целях совместного использования. В настоящее время проводятся исследовательские работы.

В 1999 г. Республика Узбекистан завершила строительство и запустила в эксплуатацию ПХГ «Ходжаабад». В его строительстве участвовали компания «Узбекнефтегаз» и фирма «BSI Industries, Inc.» (США). Это ПХГ предназначено для обеспечения поставок газа в распределительные сети, расположенные в Ферганской долине Узбекистана и южной части Кыргызстана.

Таким образом, в настоящее время на территории Республики Узбекистан находятся два действующих ПХГ («Газли» и «Ходжаабад») суммарной вместимостью порядка 4,0 млрд. м<sup>3</sup>.

К сожалению, эти ПХГ пока не могут полностью удовлетворить потребителей газа в зимний период. Постоянный и планомерный рост экономики Республики Узбекистан, положительная динамика численности населения и увеличение его благосостояния диктует условия для проведения работ по изысканию и строительству новых ПХГ, а также расширению существующих мощностей.

Современная система подземного хранения газа выполняет следующие функции:

- регулирование сезонной неравномерности газопотребления;
- хранение резервов газа на случай аномально холодных зим;
- регулирование неравномерности экспортных поставок газа;
- обеспечение подачи газа на случай нештатных ситуаций в системе газоснабжения;
- обеспечение энергетической безопасности государства путем создания долгосрочного резерва [Хасанов, Гильмутдинов, 2020].

Немаловажное значение имеет объем хранения газа в подземных хранилищах. Выполненные исследования для ПХГ России и Украины показали, что чем крупнее хранилище, тем эффективнее его эксплуатация. Так, статистические данные свидетельствуют, что по удельному доходу от хранения газа, превышение доходной части над расходами лишь на пяти крупных ПХГ (Кущевское, Совхозное, Северо-Ставропольское, Касимовское, Пунгинское) позволяло обеспечить прибыльность всей отрасли подземного хранения газа в России в целом. Наибольшие расходы на эксплуатацию хранилищ требуются в случае локальных ПХГ, имеющих небольшой активный объем и низкую суточную производительность [Бачурина, Мельников, Саркисова, 2019; Буравцов, Кунафина, Бачурина, 2015].

Вопросам поиска объектов перспективных для строительства ПХГ на территории Республики Узбекистан посвящено тематических научно-исследовательских работ (Г.С. Солопов и др., 1998, 2000, 2002, 2004, 2011, 2014 гг.). При этом в качестве критериев благоприятствующих выбору объектов в качестве ПХГ, с учетом утвержденных правил их создания и эксплуатации в пористых пластах, определены следующие: нахождение объектов на расстоянии не менее 5 км от границы с другими государствами; залегание предполагаемых горизонтов для закачки газа не глубже 2000 м; выработанность продуктивных пластов месторождений, определенных в качестве потенциальных для строительства ПХГ; наличие пластов-коллекторов, обладающих хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость - не менее 10%, проницаемость - не менее 0,1Д); наличие надежных пластов-покрышек достаточной мощности (не менее 2-3 м при глубине залегания 600 м и 4-5 м при глубине более 600 м); достаточная амплитуда и размеры ловушки для максимального объема активного газа (в сумме не менее 1,0 млрд. м<sup>3</sup>); развитая инфраструктура. При анализе объектов основной упор делался на месторождения, разрабатывающиеся довольно значительное время, с максимально выработанными залежами. Исключением являются исследования, направленные на поиск объекта пригодного для строительства ПХГ в Приташкентском районе. Здесь из-за отсутствия выявленных месторождений поиск осуществлялся среди водонасыщенных пластов антиклинальных структур.

По результатам комплексного анализа всего имеющегося геолого-геофизического

материала в качестве первоочередных объектов для строительства ПХГ предложены: в Бухаро-Хивинском регионе - XII горизонт месторождения Карабаир; в Ферганском регионе - II, IV, V, VI, VII и VIII+IX горизонты месторождения Ханкыз; в Приташкентском районе - I, II и III водоносные пласты структуры Алимкент.

*Месторождение Карабаир.* В административном отношении это месторождение находится на территории Кашкадарьинской области Республики Узбекистан. Ближайшие населенные пункты г. Касан и г. Карши расположены соответственно в 25 км к югу от месторождения и в 44 км к юг-юго-востоку от площади Карабаир. Ближайшая железнодорожная станция Касан - в 20 км к югу от площади.

Структура Карабаир впервые выявлена в 1951 г. гравиметрической съемкой. В 1958 г. наличие антиклинальной складки подтверждено структурным бурением. Пробурено 38 скважин общим объемом 17289 м.

В 1959 г. начато глубокое бурение заложением поисковой скв. 1, при опробовании которой в 1960 г. из XII горизонта нижнемелового возраста получены промышленные притоки газа дебитом до 297,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 12 мм штуцере, а из XVa-1 горизонта верхнеюрского возраста получены притоки нефти дебитом до 35 т/сут на 8 мм штуцере. Первооткрывательницей месторождения стала скв. 1. В разряд месторождений площадь введена в 1960 г.

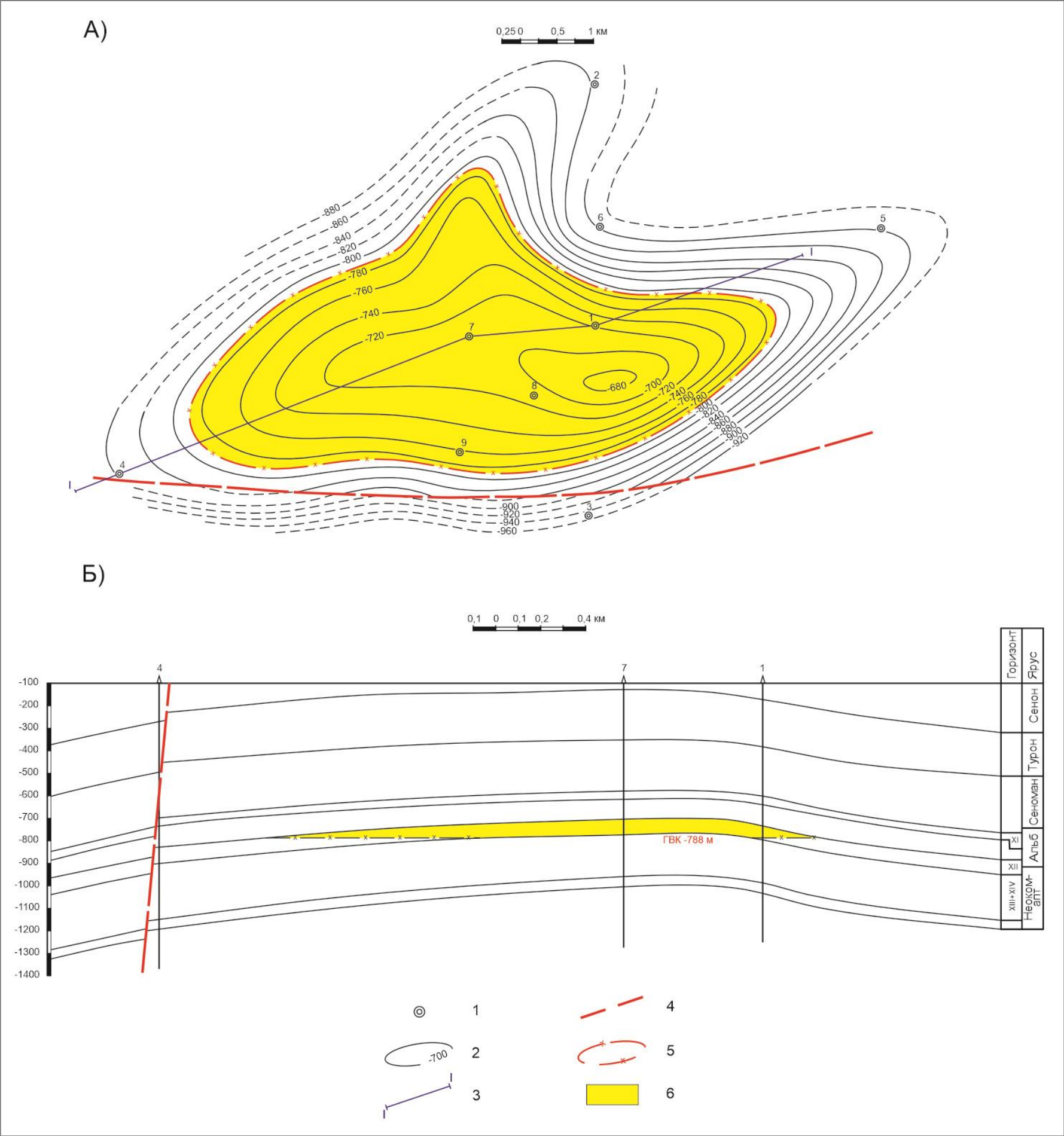
С 1959 по 1970 гг. пробурены 21 поисково-разведочная и 4 эксплуатационные скважины. В 1982-1983 гг. пробурены еще две разведочные скважины (30 и 31), причем скв. 31 в связи с аварией ликвидирована. Общий метраж пробуренных скважин составляет 35395 м. В контуре нефтегазоносности оказались девять скважин (1, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 15, 23).

Вскрытый скважинами разрез представлен отложениями юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

Месторождение Карабаир в тектоническом отношении расположено в восточной части Мубарекского поднятия Бухарской ступени Бухаро-Хивинского региона.

Карабаирская складка представляет собой ассиметричную брахиантиклиналь субширотного простирания, не выраженную в рельефе. По кровле XII горизонта по изогипсе «-900 м» размеры составляют: длина - 10 км, ширина - 3 км, высота - 220 м. Южное крыло складки осложнено широтным нарушением типа сброса, местоположение которого находится за пределами залежи углеводородов (рис. 1) [Абдуллаев и др., 2022].

Промышленная газоносность связана с меловыми (XII горизонт), а нефтеносность - с юрскими (XVa-1 горизонт) отложениями. Строительство ПХГ планируется в объеме XII горизонта.



**Рис. 1. Подсчетный план горизонта XII (А) и строение продуктивной части разреза по линии профиля I-I (Б) месторождения Карабаир [Солопов и др., 2011]**  
*1 - поисково-разведочные скважины, 2 - изогипсы по кровле XII горизонта, 3 - линия геологического профиля, 4 - разрывные нарушения, 5 - газоводяной контакт, 6 - предполагаемая залежь (ПХГ).*

Промышленная залежь газа в XII горизонте меловых отложений имеет следующие размеры: длина - 8,3 км, ширина - 2,8 км, высота - 107 м. Дебиты газа составляют от 94,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут (скв. 9) на 12,67 мм штуцере до 224,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут (скв. 8) на 15,0 мм штуцере. Тип залежи - пластово-сводовый. Газоводяной контакт принят на абсолютной отметке «-788 м». Пластовое давление равно 115,5 ата. Глубина залегания продуктивного горизонта находится в пределах 900-1300 м. Эффективная газонасыщенная толщина - 13,8 м. Коэффициенты открытой пористости и газонасыщенности составляют соответственно 0,218 и 0,6. Мощность покрывки над XII горизонтом изменяется в пределах 55-60 м. Активный объем ПХГ может составить 1500 млн. м<sup>3</sup>.

Пластовые воды XII горизонта нижнемеловых отложений относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Плотность воды составляет 1,021-1,007 г/см<sup>3</sup>, pH = 7,2-8,4. Содержание (г/л) натрия+калия - 0,55-2,58; кальция - 0,01-0,09; магния - 0,002-0,027; хлора - 0,34-3,83; сульфатов - 0,07-1,26; гидрокарбонатов - 0,18-0,68.

По состоянию на 01.01.2024 г. месторождение находится в разряде законсервированных. В эксплуатацию газовая залежь XII горизонт введена в 1971 г. Нефтяная залежь XVa-1 горизонта не разрабатывалась. Начальные запасы природного газа – 3039 млн. м<sup>3</sup>. Суммарный отбор газа за весь период эксплуатации составил 2816 млн. м<sup>3</sup>. Выработанность залежи равна 92,7%.

*Месторождение Ханкыз.* В административном отношении месторождение находится на территории Ферганской области Республики Узбекистан. Ближайшим населенным пунктом, находящимся в 15 км к юго-востоку от площади Ханкыз, является г. Фергана.

В 1954 г. сейсморазведочными работами МОВ, с различной степенью детальности, выявлена структура Ханкыз. В 1955 г. структура подготовлена и передана под глубокое поисковое бурение сейсморазведочными работами МОВ и КМПВ. В 1956 г. началось бурение поисковой скв. 1. Первооткрывательницей месторождения стала скважина скв. 2, при испытании которой в 1957 г. получены промышленные притоки нефти из палеогеновых отложений. В том же году структура введена в разряд месторождений. В период 1956-2008 гг. пробурено 64 скважины, из них: 1 (скв. 50) - параметрическая, глубиной 4353 м; 5 (скважины 1, 2, 47, 48, 49) - поисковые, общим метражом 13395 м; 27 (скважины 3-9, 15-17, 22, 23, 32-36, 51-54, 56, 63, 68-71) - разведочные, общим метражом 73576 м; 31 (скважины 12, 18-21, 24-31, 37-46, 58-62, 64-66) - эксплуатационные, общим метражом 60204 м. Из 64 скважин 45 оказались в контуре нефтегазоносности.

Вскрытый разрез на месторождении Ханкыз представлен породами палеозойского, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

В тектоническом отношении структура Ханкыз расположена в центральной части

Южной ступени Ферганской впадины.

По кровле VII горизонта Ханкызская структура представляет собой пологую брахиантиклинальную складку широтного простирания, юго-восточное крыло которой осложнено серией разрывных нарушений. Размеры структуры по изогипсе «-1250 м» следующие: длина - 5,9 км, ширина - 1,7 км, высота - около 250 м. Южное крыло осложнено продольным нарушением типа взброса. Плоскость взброса наклонена на север под углом 70° (сместитель не является строго вертикальным, а имеет наклон, поэтому у него лежащее крыло опущено относительно висячего) (рис. 2) [Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019].

На месторождении Ханкыз промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях палеогенового (II, V, VII, горизонты), мелового (XVIIa, XVIIб, XVIIв, XVIIг горизонты) и юрского (XXXIa, XXXIб горизонты) возрастов. Строительство ПХГ планируется в объеме II, V, VII горизонтов, первоначально содержащих залежи нефти, а также IV, VI, VIII+IX водоносных горизонтов.

Тип залежей - пластовый. Водонефтяной контакт меняется в пределах от «-747 м» (II горизонт) до «-1081 м» (VII горизонт). Дебиты нефти составили от 0,3 м<sup>3</sup>/сут (скв. 29, II горизонт) до 6,1 м<sup>3</sup>/сут (скв. 19, VII горизонт). Коэффициент нефтенасыщенности для всех нефтяных залежей принят равным 0,65. Пластовая температура меняется в пределах от 50<sup>0</sup>С (II горизонт) до 60<sup>0</sup>С (VII горизонт).

Расчетные площади залежей газа в объеме ПХГ составляют: 4,46 км<sup>2</sup> (II горизонт); 4,16 км<sup>2</sup> (IV горизонт); 4,12 км<sup>2</sup> (V горизонт); 4,36 км<sup>2</sup> (VI горизонт); 4,27 км<sup>2</sup> (VII горизонт); 4,1 км<sup>2</sup> (VIII+IX горизонты). Эффективные толщины равны: 10,66 м (II горизонт); 5,4 м (IV горизонт); 8,28 м (V горизонт); 13,4 м (VI горизонт); 19,91 м (VII горизонт); 23,6 м (VIII+IX горизонты). Коэффициенты пористости составляют: 0,148 (II горизонт); 1,141 (IV горизонт); 0,131 (V горизонт); 0,135 (VI горизонт); 0,139 (VII горизонт); 0,146 (VIII+IX горизонты). Глубины залегания продуктивных горизонтов составляют: 1300-1450 м (II горизонт); 1500-1650 м (IV горизонт); 1560-1700 м (V горизонт); 1580-1750 м (VI горизонт); 1640-1780 м (VII горизонт); 1740-1850 м (VIII+IX горизонты). Мощности покрышек над горизонтами ПХГ составляют: 30-50 м (над II горизонтом); 150-200 м (над IV горизонтом); 50-60 м (над V горизонтом); 20-60 м (над VI горизонтом); 30-60 м (над VII горизонтом); 100-110 м (над VIII+IX горизонтом). Пластовые давления на середину прогнозируемых залежей газа в объеме ПХГ приняты равными: 151,5 атм (II горизонт); 171,3 атм (IV горизонт); 173,9 атм (V горизонт); 176,2 атм (VI горизонт); 183,5 атм (VII горизонт); 188,3 атм (VIII+IX горизонты).

Суммарный активный объем ПХГ может составить 1400 млн. м<sup>3</sup>.

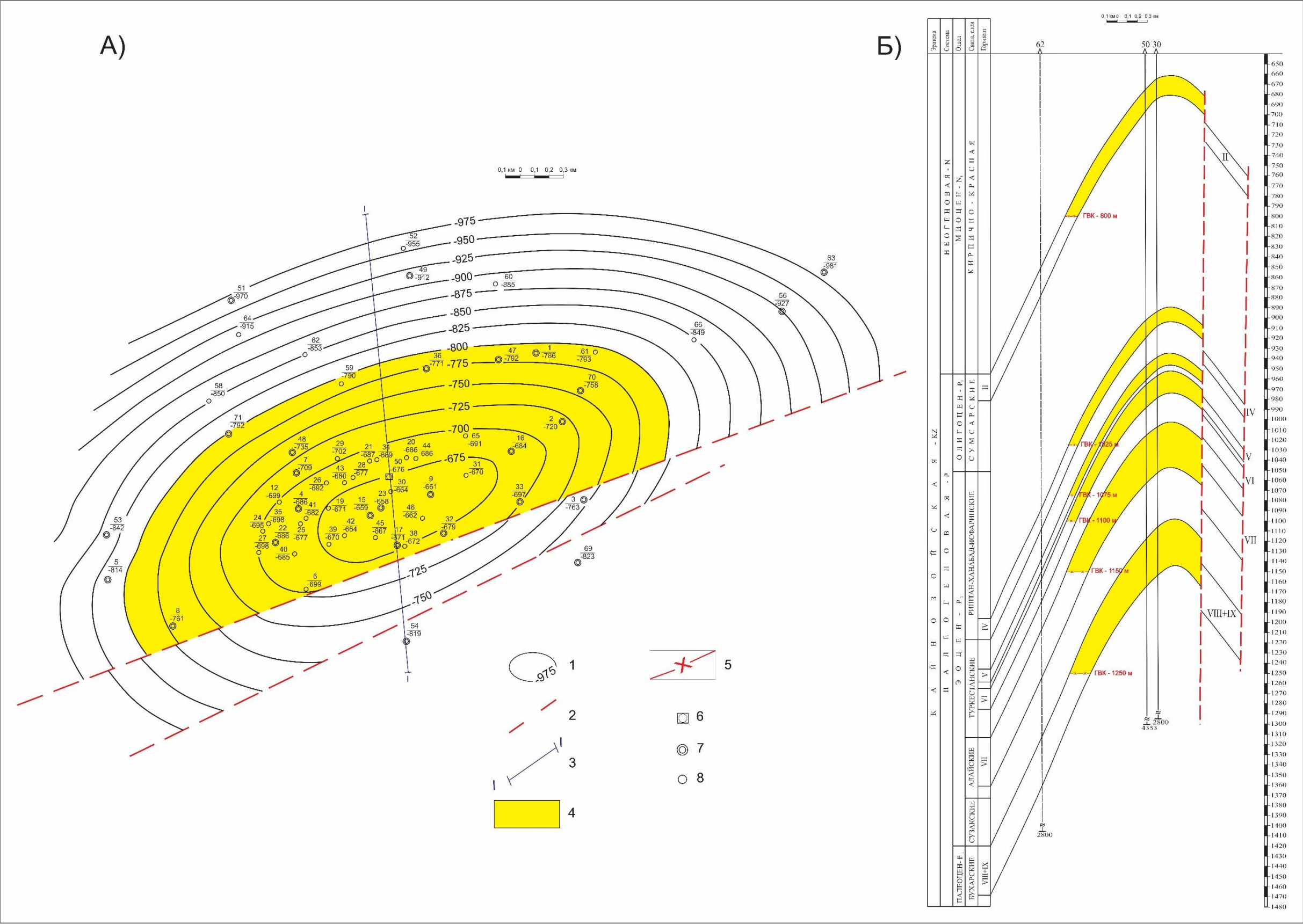


Рис. 2. Структурная карта по кровле горизонта (А) и геологический разрез по профилю I-I (Б) месторождения Ханкыз [Солопов и др., 2011]

1 - изогипсы по кровле II горизонта, 2 - тектонические нарушения, 3 - линия геологического профиля, 4 - предполагаемая залежь (ПХГ), 5 - газоводяной контакт; скважины (в числителе - номер скважины, в знаменателе - абсолютная отметка кровли II горизонта): 6 - параметрические, 7 - поисково-разведочные, 8 - эксплуатационные.

Нефти палеогеновых отложений относятся к категории среднетяжелых, сернистых, высокопарафинистых, высокосмолистых. Плотность нефти равна 0,865-0,877 г/см<sup>3</sup>. Объемная доля компонентов в нефти составляет (%): серы - 0,176-0,51; парафинов - 5,5-7,7; смол силикагелевых - 7,4-15,7.

Растворенные газы нефтяных залежей палеогеновых отложений месторождения Ханкыз - высокожирные, низкоуглекислые, азотные. Объемная доля компонентов в растворенном газе составила (%): метана - 20,5-51,3; этана - 11,0-24,3; пропана - 20,2-27,1; изо-бутана и н-бутана - 11,9-5,9; пентана и высших - 6,0-7,0; углекислого газа - 0,03-0,80; азота - 5,5-68,1. Относительная плотность равна 0,836-1,373 г/см<sup>3</sup>.

Пластовые воды палеогеновых отложений относятся к хлоркальциевому типу с общей минерализацией до 189,9 г/л и удельным весом 1,023-1,135 г/см<sup>3</sup>. Содержание (г/л): натрия+калия - 5,0-68,5; кальция - 0,4-22,6; магния - 0,1-7,0; хлора - 7,0-117,3; сульфатов - 0,0014-12,2; гидрокарбонатов - 0,03-1,59. Установлено кондиционное содержание (мг/л): йода - до 17,0; окиси бора - до 355,0.

На 01.01.2024 г. месторождение Ханкыз находится в разряде разрабатываемых. В эксплуатацию введено в 1957 г. Начальные запасы нефти (геологические/извлекаемые) составляют: II горизонт - 1478/591 тыс. т; V горизонт - 352/68 тыс. т; VII горизонт - 2309/462 тыс. т. Выработанность нефтяных залежей составляет: 87,8% (II горизонт); 38,2% (V горизонт); 60,6% (VII горизонт).

*Структура Алимкент.* В административном отношении находится на территории Пскентского района Ташкентской области. Ближайшими населенными пунктами к площади Алимкент являются г. Ташкент и г. Бука, расположенные соответственно в 40 км к северу и 15 км к югу. В 18 км к северо-западу проходит магистральный газопровод Янгиер-Ташкент.

Структура Алимкент подготовлена под бурение в 1999 г. сейсморазведочными работами МОГТ 2D в масштабе 1:50000. В 2000 г. введена в бурение, которое завершено в октябре 2004 г. Всего пробурено 14 скважин, из них восемь (скважины 1, 7, 9, 10, 11, 12, 13 и 14) поисково-разведочные и шесть (скважины 2-6 и 8) структурные.

Вскрытый разрез на структуре Алимкент представлен породами палеозойского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

В тектоническом отношении структура Алимкент расположена в северной части одноименного поднятия, находящейся в юго-восточной части Чирчикской депрессии, которая в свою очередь осложняет северо-восточную часть Ташкентско-Голодностепского прогиба.

В пробуренных скважинах проведены в полном объеме геолого-геофизические исследования. Результат обработки этих исследований свидетельствует о наличии целостной структуры, пригодной для создания ПХГ. Размеры структуры - 3,6×1,5 км при высоте 65 м

(рис. 3). Пласты-коллекторы (I, II и III объекты) представлены песчаниками с прослоями алевролитов верхнетурон-сенонского возраста. Выше по разрезу залегает пачка известняков и песчаников алайских слоев, которая выделена в качестве контрольного объекта ПХГ (IV объект) для аккумуляции на случай прорыва газа из нижезалегающих объектов ПХГ. Расчетная величина емкости контрольного объекта составляет около 600 млн. м<sup>3</sup>.

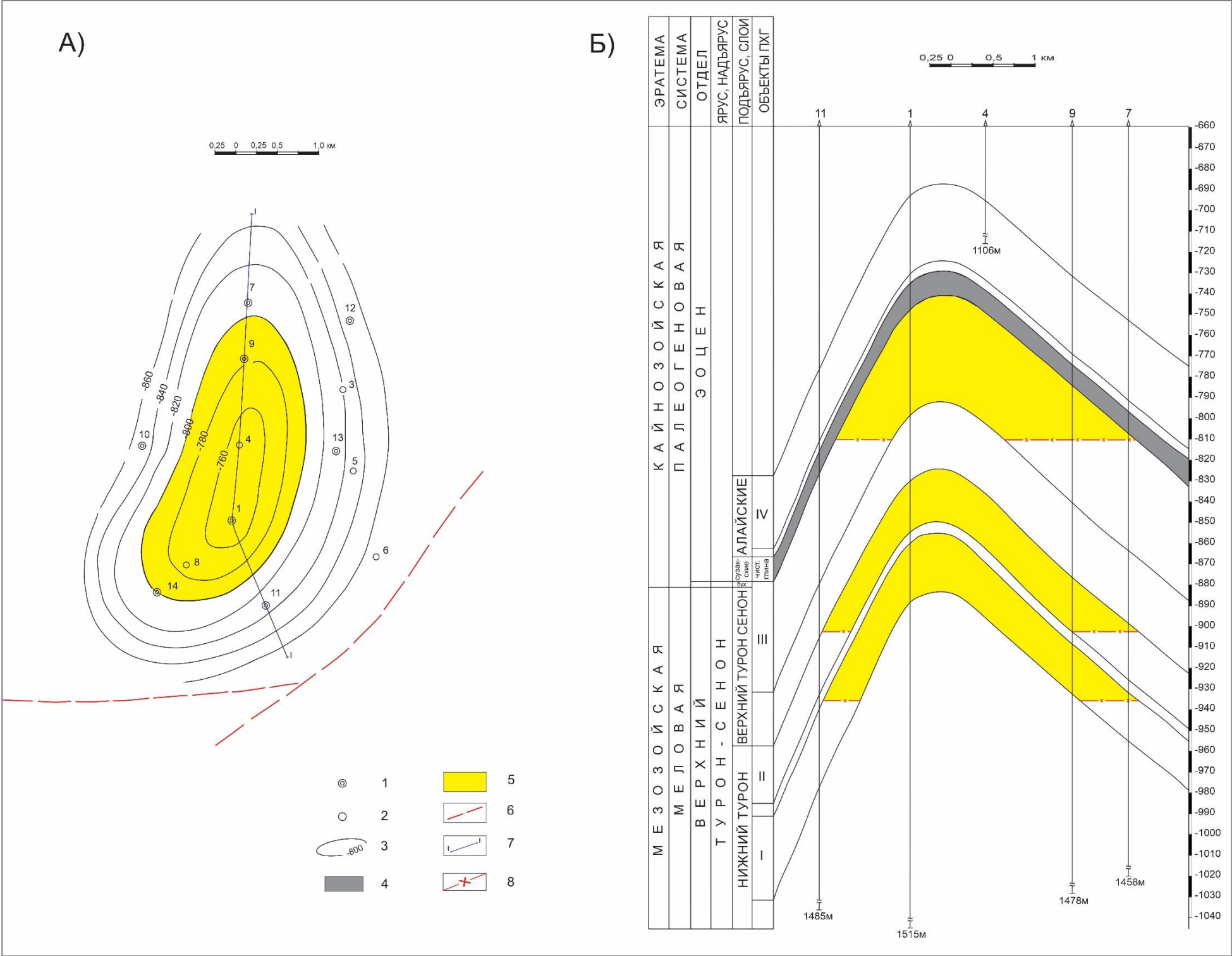
Расчетные площади залежей газа в объеме ПХГ составляют 4,4 км<sup>2</sup> для I, II и III объектов. Эффективные толщины равны 14,3 м для I объекта, 11,1 м - для II объекта, 20,5 м - для III объекта. Коэффициенты пористости составляют 0,227 для I объекта; 0,21 - для II объекта; 0,231 - для III объекта. Глубина залегания пластов-коллекторов - 1150-1300 м. Проектируемые пласты перекрываются регионально выдержанным слоем глин сузакской свиты палеогена мощностью от 15 до 20 м. Пластовые давления на середину прогнозируемых залежей газа в объеме ПХГ приняты равными 118,3 атм для I объекта, 116,4 атм - для II объекта, 112,6 атм - для III объекта. Суммарный активный объем ПХГ может составить 1070 млн. м<sup>3</sup>.

Воды палеозойских, верхнемеловых и палеогеновых отложений - пресные, бесцветные, прозрачные и по классификации В.А. Сулина относятся к хлоркальциевому и сульфатнонатриевому типам. Удельный вес воды колеблется в пределах 1,000 до 1,002 г/см<sup>3</sup>, рН изменяется от 6,5 до 8,2. Содержание натрия и калия варьирует в пределах 0,213-3,133 г/л, хлора - 0,422-4,913 г/л; сульфатов - 0,063-0,565 г/л, гидрокарбонатов - 0,036-0,366 г/л, кальций (0,050-0,160 г/л) преобладает над магнием (0,014-0,072 г/л).

Обобщение и анализ материалов бурения и сейсморазведочных исследований МОГТ 2D позволили авторам, в целом, сформулировать заключение о пригодности и подготовленности структуры Алимкент для строительства ПХГ.

### Выводы

По результатам ранее проведенных исследований и на основе определенных критериев в качестве первоочередных объектов пригодных для строительства ПХГ выбраны месторождения Карабаир (XII горизонт) и Ханкыз (II, IV, V, VI, VII и VIII+IX горизонты), площадь Алимкент (I, II, III объекты). По указанным первоочередным объектам выполнен комплексный анализ всего объема имеющейся геолого-геофизической информации, определены характеристики горизонтов, выбранных для создания ПХГ, представлены подсчетные параметры, оценены активные объемы ПХГ. Для месторождения Карабаир он составит 1500 млн. м<sup>3</sup>, для месторождения Ханкыз - 1400 млн. м<sup>3</sup>, для площади Алимкент - 1070 млн. м<sup>3</sup>.



Несомненно, с целью принятия окончательного решения о пригодности указанных первоочередных объектов (Карабаир, Ханкыз и Алимкент) для строительства ПХГ необходимо выполнить комплекс дополнительных геологоразведочных работ и промысловых исследований для уточнения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, экранирующих свойств пород-покрышек и их устойчивости в условиях закачки газа при повышенных давлениях, оценки возможных пластовых потерь газа. Имеющийся мировой опыт показывает, что в процессе создания и многолетней циклической эксплуатации ПХГ в пластах-коллекторах водоносных горизонтов могут происходить пластовые потери газа, которые могут достигать десятков процентов от закачанных объемов газа в пласт и оказывать существенное влияние на надежность и безопасность функционирования и эффективность эксплуатации ПХГ. В этих условиях требуется организация промыслового контроля и оценки пластовых потерь газа на ПХГ [Михайловский, 2022].

Также немаловажное значение имеют процессы разрушения призабойной зоны пласта, вызванные ростом нагрузки на скелет породы-коллектора при создании депрессии и снижении пластового давления в процессе отбора газа, приводящей к концентрации избыточных напряжений, что является характерным осложнением призабойной зоны в прискважинном пространстве при эксплуатации ПХГ [Гришин, Петухов, Петухов, 2010]. Выполнение дополнительных геологических исследований призвано ответить на эти и многие другие вопросы, возникающие при строительстве ПХГ.

Получение положительных результатов и последующее строительство ПХГ, позволит решить проблему равномерного использования газа в Республике Узбекистан.

### Литература

Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан. - Ташкент: Zamin Nashr, 2019. - 820 с.

Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К., Мухутдинов Н.У., Каршиев О.А., Хайитов Н.Ш., Хмыров П.В., Абдураимов М.Х., Тухтаев Р.Р. Нефтяные и газовые месторождения Бухаро-Хивинского региона. - Ташкент: Fan-Ziyosi, 2022. - 594 с.

Алиев М.М., Байбурова М.М., Кантюков Р.Р., Ульшина К.Ф. Устойчивость подземных хранилищ газа, строящихся в слоистых породах // Газовая промышленность. - 2015. - №10(729). - С. 40-42.

Бачурина Н.М., Мельников Е.А., Саркисова М.А. Методический подход к оценке экономического эффективности эксплуатации локальных ПХГ // Газовая промышленность. - 2019. - № 2(780). - С. 92-97.

Богданов А.Н., Каршиев О.А., Хмыров П.В. Роль Бухаро-Хивинского региона в состоянии углеводородного потенциала Республики Узбекистан // Anas Transactions, Earth Sciences, Special Issue. - 2023. - С. 168-172. DOI: [10.33677/ggianasconf20230300041](https://doi.org/10.33677/ggianasconf20230300041)

Богданов А.Н., Хмыров П.В. Сырьевая база углеводородов Республики Узбекистан - структура прироста и добычи // SOCAR Proceedings, Special Issue. - 2023. - № 2. - С. 1-5.

Буравцов И.А., Кунафина Р.Р., Бачурина Н.М. Сравнительная оценка экономической целесообразности регулирования сезонной неравномерности потребления газа за счет

подземных хранилищ газа и добычи газа // Научно-технический сборник: Вести Газовой Науки. - 2015. - № 3 (23). - С. 84-87.

*Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Минченко Ю.С.* Особенности создания подземных резервуаров в истощенных нефтегазоконденсатных месторождениях // Записки Горного института. - 2020. - Т. 244. - С. 418-427. DOI: [10.31897/PMI.2020.4.4](https://doi.org/10.31897/PMI.2020.4.4)

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

*Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.* Геоэкологические проблемы подземного хранения газа в России // Геология нефти и газа. - 2016. - № 3. - С. 102-106.

*Михайловский А.А.* Пластовые потери газа на ПХГ в водоносных горизонтах // Георесурсы. - 2022. - Т. 24. - № 3. - С. 182-186. DOI: [10.18599/grs.2022.3.15](https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.15)

*Нурмамедли Ф.А.* Существующие методы создания, эксплуатации подземных хранилищ газа и повышения компонентоотдачи пластов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2019. - № 6. - С. 51-55. DOI: [10.31660/0445-0108-2019-6-51-55](https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-6-51-55)

*Солопов Г.С., Эйдельмант Н.К., Богданов А.Н., Насыров Д.Д., Шарипов И.Р., Таирова Д.Х.* К проблеме поиска оптимального объекта под строительство подземного хранилища газа для бесперебойного газоснабжения Ферганской долины // Узбекский журнал нефти и газа. - 2011. - №4. - С. 12-15.

*Хасанов И.И., Гильмутдинов Т.Д.* Современное состояние подземных хранилищ газа в России и мире // История и педагогика естествознания. - 2020. - №3-4. - С. 33-37.

*Al-Yaseri A., Fatah A., Adebayo A.R., Al-Qasim A.S., Patil P.D.* Pore structure analysis of storage rocks during geological hydrogen storage. Investigation of geochemical interactions // Fuel. - 2024. - Vol. 361. - 130683. DOI: [10.1016/j.fuel.2023.130683](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.130683)

*Gallo Y.L.* Assessment of hydrogen storage capacity in porous media at the European scale // International Journal of Hydrogen Energy. - 2024. - Vol. 58. - P. 400-408. DOI: [10.1016/j.ijhydene.2024.01.158](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.01.158)

*Soltanian M.R., Bemani A., Moeini F., Ershadnia R., Yang Z., Du Z., Yin H., Dai Z.* Data driven simulations for accurately predicting thermodynamic properties of H<sub>2</sub> during geological storage // Fuel. - 2024. - Vol. 362. - 130768. DOI: [10.1016/j.fuel.2023.130768](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.130768)

**Bogdanov A.N., Karshiev O.A., Gaffarov M.A., Khmyrov P.V., Rabbimkulov S.A.**

Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields (IGIRNIGM), Tashkent, Republic of Uzbekistan, bogdalex7@yandex.ru

## **GEOLOGICAL ASPECTS OF THE CURRENT STATE AND PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF UNDERGROUND GAS STORAGE IN THE REPUBLIC OF UZBEKISTAN**

*A brief overview of the current state of underground gas storage facilities in the world is presented, and information about their main types is provided. The geological aspects of providing the Republic of Uzbekistan with underground gas storage facilities and reducing their number, as well as prospects for expanding the active volume through their modernization, are considered. It is concluded that the existing volumes of underground natural gas storage are insufficient for seasonal regulation of gas consumption. Based on previously performed geological and geophysical studies, facilities have been proposed for the creation of underground gas storage facilities in their volume. The general information about these objects, the history of their identification, the geological exploration carried out, the main parameters of the formations allocated for construction and the expected active storage volumes are given. The conclusion is made about the need for targeted additional geological and field studies to make decisions on the feasibility of building underground gas storage facilities, which will solve the issue of its uniform use in the Republic of Uzbekistan.*

**Keywords:** underground gas storage, geological exploration, Republic of Uzbekistan.

---

**For citation:** Bogdanov A.N., Karshiev O.A., Gaffarov M.A., Khmyrov P.V., Rabbimkulov S.A. Geologicheskie aspekty sovremennogo sostoyaniya i perspektiv razvitiya podzemnogo khraneniya gaza v Respublike Uzbekistan [Geological aspects of the current state and prospects for the development of underground gas storage in the Republic of Uzbekistan]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 2, available at: [https://www.ngtp.ru/rub/2025/17\\_2025.html](https://www.ngtp.ru/rub/2025/17_2025.html) EDN: HFRQGV

---

### **References**

Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K. *Mestorozhdeniya nefti i gaza Respubliki Uzbekistan* [Oil and gas fields of the Republic of Uzbekistan]. Tashkent: Zamin Nashr, 2019, 820 p. (In Russ.).

Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K., Mukhutdinov N.U., Karshiev O.A., Khayitov N.Sh., Khmyrov P.V., Abduraimov M.Kh., Tukhtaev R.R. *Neftyanые i gazovые mestorozhdeniya Bukhara-Khivinskogo regiona* [Oil and gas fields of the Bukhara-Khiva region]. Tashkent: Fan-Ziyosi, 2022, 594 p. (In Russ.).

Aliev M.M., Bayburova M.M., Kanyukov R.R., Ul'shina K.F. Ustoychivost' podzemnykh khranilishch gaza, stroyashchikhsya v sloistnykh porodakh [Stability of underground gas storage facilities under construction in layered rocks]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2015, no. 10(729), pp. 40-42. (In Russ.).

Al-Yaseri A., Fatah A., Adebayo A.R., Al-Qasim A.S., Patil P.D. Pore structure analysis of storage rocks during geological hydrogen storage. Investigation of geochemical interactions. *Fuel*, 2024, vol. 361, 130683. DOI: [10.1016/j.fuel.2023.130683](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.130683)

Bachurina N.M., Mel'nikov E.A., Sarkisova M.A. Metodicheskiy podkhod k otsenke ekonomicheskoy effektivnosti ekspluatatsii lokal'nykh PKhG [A methodological approach to assessing the economic efficiency of the operation of local UGS facilities]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2019, no. 2(780), pp. 92-97. (In Russ.).

Bogdanov A.N., Karshiev O.A., Khmyrov P.V. Rol' Bukhara-Khivinskogo regiona v sostoyanii uglevodorodnogo potentsiala Respubliki Uzbekistan [The role of the Bukhara-Khiva region in the

state of the hydrocarbon potential of the Republic of Uzbekistan]. *Anas Transactions, Earth Sciences*, special issue, 2023, pp. 168-172. (In Russ.). DOI: [10.33677/ggianasconf20230300041](https://doi.org/10.33677/ggianasconf20230300041)

Bogdanov A.N., Khmyrov P.V. Syr'evaya baza uglevodorodov Respubliki Uzbekistan - struktura prirosta i dobychi [The raw material base of hydrocarbons of the Republic of Uzbekistan - the structure of growth and production]. *SOCAR Proceedings*, special issue, 2023, no. 2, pp. 1-5. (In Russ.).

Buravtsov I.A., Kunafina R.R., Bachurina N.M. Sravnitel'naya otsenka ekonomicheskoy tselesoobraznosti regulirovaniya sezonnoy neravnomernosti potrebleniya gaza za schet podzemnykh khranilishch gaza i dobychi gaza [Comparative assessment of the economic feasibility of regulating seasonal uneven gas consumption due to underground gas storage and gas production]. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik: Vesti Gazovoy Nauki*, 2015, no. 3 (23), pp. 84-87. (In Russ.).

Gallo Y.L. Assessment of hydrogen storage capacity in porous media at the European scale. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, vol. 58, pp. 400-408. DOI: [10.1016/j.ijhydene.2024.01.158](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.01.158)

Gasumov R.A., Gasumov E.R., Minchenko Yu.S. Osobennosti sozdaniya podzemnykh rezervuarov v istoshchennykh neftegazokondensatnykh mestorozhdeniyakh [Features of the creation of underground reservoirs in depleted oil and gas condensate fields]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 244, pp. 418-427. (In Russ.). DOI: [10.31897/PMI.2020.4.4](https://doi.org/10.31897/PMI.2020.4.4)

Grishin D.V., Petukhov A.V., Petukhov A.A. Analiz faktorov, obuslavlivayushchikh protsessy razrusheniya prizaboynykh zon skvazhin Gatchinskogo PKhG i prognoz peskoproyavleniy [Analysis of the factors causing the destruction of bottom-hole zones of wells at Gatchina UGS and forecast of sand events]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2010, vol. 188, pp. 207-213. (In Russ.).

Kazankova E.R., Kornilova N.V. Geoekologicheskie problemy podzemnogo khraneniya gaza v Rossii [Geoecological problems of underground gas storage in Russia]. *Geologiya nefti i gaza*, 2016, no. 3, pp. 102-106. (In Russ.).

Khasanov I.I., Gil'mutdinov T.D. Sovremennoe sostoyanie podzemnykh khranilishch gaza v Rossii i mire [The current state of underground gas storage facilities in Russia and the world]. *Istoriya i pedagogika estestvoznaniya*, 2020, no. 3-4, pp. 33-37. (In Russ.).

Mikhaylovskiy A.A. Plastovye poteri gaza na PKhG v vodonosnykh gorizontakh [Reservoir gas losses at UGS facilities in aquifers] *Georesursy*, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 182-186. (In Russ.). DOI: [10.18599/grs.2022.3.15](https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.15)

Nurmamedli F.A. Sushchestvuyushchie metody sozdaniya, ekspluatatsii podzemnykh khranilishch gaza i povysheniya komponentootdachi plastov [Existing methods of creating and operating underground gas storage facilities and increasing reservoir component recovery]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, 2019, no. 6, pp. 51-55. (In Russ.). DOI: [10.31660/0445-0108-2019-6-51-55](https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-6-51-55)

Solopov G.S., Eydel'nant N.K., Bogdanov A.N., Nasyrov D.D., Sharipov I.R., Tairova D.Kh. K probleme poiska optimal'nogo ob'ekta pod stroitel'stvo podzemnogo khranilishcha gaza dlya bespereboynogo gazosnabzheniya Ferganskoy doliny [On the problem of finding the optimal facility for the construction of an underground gas storage facility for uninterrupted gas supply to the Fergana Valley]. *Uzbekskiy zhurnal nefti i gaza*, 2011, no. 4, pp. 12-15. (In Russ.).

Soltanian M.R., Bemani A., Moeini F., Ershadnia R., Yang Z., Du Z., Yin H., Dai Z. Data driven simulations for accurately predicting thermodynamic properties of H<sub>2</sub> during geological storage. *Fuel*, 2024, vol. 362, 130768. DOI: [10.1016/j.fuel.2023.130768](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.130768)