



ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Научная статья

<https://doi.org/10.17073/2500-0632-2022-1-18-29>**Особенности флюидодинамики
в длительно эксплуатирующихся неоднородных газовых резервуарах**А. А. Фейзуллаев^{1,2}  , А. Г. Годжаев³ , И. М. Мамедова⁴ ¹ *Институт геологии и геофизики, Национальная Академия наук Азербайджана,
г. Баку, Республика Азербайджан*² *Институт нефти и газа Национальной Академии наук Азербайджана,
г. Баку, Республика Азербайджан*³ *ПО «Азнефть», Государственная нефтяная компания Азербайджана,
г. Баку, Республика Азербайджан*⁴ *НИПИ «Нефтегаз», Государственная нефтяная компания Азербайджана,
г. Баку, Республика Азербайджан* fakper@gmail.com**Аннотация**

Геологические объекты характеризуются макро- и микронеоднородностью, что проявляется изменчивостью в пространстве вещественного состава и литофизических свойств пород. Это, в свою очередь, определяет пространственно-временную изменчивость динамики углеводородных (УВ) флюидов как при формировании залежи, так и при ее разработке, а в последующем и эксплуатации в качестве подземного хранилища газа (ПХГ). Длительная эксплуатация подземных газовых резервуаров на площадях Галмас и Гарадаг в Южно-Каспийском бассейне (ЮКБ), служащих вместилищем промышленных скоплений газа, а в дальнейшем для подземного хранения газа (ПХГ) характеризуется существенными особенностями. Анализ данных мониторинга объемов закачки-отбора газа на ПХГ Галмас и Гарадаг в период 2020–2021 гг. показал изменчивость в пространстве их значений, так же, как и продуктивности скважин при разработке газового резервуара. Это позволяет предположить унаследованный с режимом разработки газового резервуара характер режима эксплуатации ПХГ. Неоднородный характер изменения в пространстве этих параметров определяется фильтрационно-емкостными свойствами пород. Падение пластового давления в процессе разработки залежи сопровождается снижением проницаемости пород, а при эксплуатации ПХГ литофациальные свойства пород определяют соотношение объемов закачиваемого и отбираемого газа. В связи с этим необходимым условием выбора оптимальной системы эксплуатации ПХГ является учет пространственной неоднородности подземного резервуара. Неравномерный характер изменения по площади фильтрационно-емкостных свойств горных пород (ФЕС), формирование изолированных зон в резервуаре со значительными остаточными объемами газа, а также непрогнозируемые направления движения флюидов являются основными причинами снижения эффективности разработки залежи и эксплуатации ПХГ. Для определения оптимальной системы эксплуатации ПХГ, созданных в истощенных подземных нефтегазовых резервуарах, необходимо учитывать особенности изменения в пространстве ФЕС слагающих его пород.

Ключевые слова

подземное хранилище газа, резервуар, горные породы, фильтрационно-емкостные свойства, пористость, проницаемость, пространственная неоднородность, газоконденсатная залежь, флюидодинамика, Южно-Каспийский бассейн

Благодарности

Данная работа выполнена при финансовой поддержке Фонда Государственной нефтяной компании Азербайджана (SOCAR) – Грант № 06LR – AMEA.

Для цитирования

Feyzullaev A.A., Godzhaev A.G., Mammadova I.M. Features of fluid dynamics in long-term heterogeneous gas reservoirs. *Mining Sciences and Technology (Russia)*. 2022;7(1):18–29. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2022-1-18-29>



GEOLOGY OF MINERAL DEPOSITS

Research article

Features of fluid dynamics in long-term heterogeneous gas reservoirs

A. A. Feyzullaev^{1,2}  , A. G. Gojayev³ , I. M. Mamedova⁴ ¹ Institute of Geology and Geophysics of the National Academy of Sciences of Azerbaijan, Baku, Republic of Azerbaijan² Institute of Oil and Gas of the National Academy of Sciences of Azerbaijan, Baku, Republic of Azerbaijan³ Gas Storage Facility Operation Department of “Azneft” Production Association, State Oil Company of the Azerbaijan Republic (SOCAR), Baku, Republic of Azerbaijan⁴ «Oil and Gas» Research Projective Institute, SOCAR, Baku, Republic of Azerbaijan fakper@gmail.com**Abstract**

Geological features are characterized by macro- and micro-heterogeneity, manifested by the spatial variability of material composition and lithophysical properties of rocks. This, in turn, determines the spatial and temporal variability of hydrocarbon (HC) fluid dynamics both during the reservoir formation and during its development and, subsequent operation as an underground gas storage facility (UGSF). The long-term operation of underground gas reservoirs at the Galmas and Garadagh areas in the South Caspian Basin (SCB), serving as a reservoir of commercial gas accumulations, and subsequent underground gas storage (UGSF) is characterized by significant peculiarities. Analysis of monitoring data on volumes of gas injection and extraction at the Galmas/Garadagh UGSF in the period of 2020–2021 showed their spatial variability, as well as the variability of wells deliverability during the gas reservoir development. This suggests the inherited nature of UGSF operation mode in relation to the gas reservoir development mode. The heterogeneous nature of spatial variability of these parameters is determined by the reservoir rock poroperm properties. A formation pressure drop during reservoir development is accompanied by decreasing rock permeability. When operating UGSF, the lithofacial properties of rocks determine the ratio of volumes of injected and extracted gas. In this regard, a necessary condition for selecting the optimal system of UGSF operation is to take into account the spatial heterogeneity of the underground reservoir. The irregular nature of variation of rock poroperm properties, the origination of isolated zones in the reservoir with considerable residual gas volumes, as well as unpredictable directions of fluid movement are the main reasons for decreased efficiency of field development and underground gas storage facility operation. In order to determine the optimal system of operation of UGSF in depleted underground oil and gas reservoirs, the features of the spacial variations resulting from the rocks poroperm properties need to be taken into account.

Keywords

underground gas storage facility, reservoir, rocks, reservoir poroperm properties, porosity, permeability, spatial heterogeneity, gas-condensate reservoir, fluid dynamics, South Caspian Basin

Acknowledgements

This study was carried out with the financial support of the Fund of the State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR) - Grant No. 06LR – AMEA.

For citation

Feyzullaev A. A., Godzhaev A. G., Mammadova I. M. Features of fluid dynamics in long-term heterogeneous gas reservoirs. *Mining Sciences and Technology (Russia)*. 2022;7(1):18–29. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2022-1-18-29>

Введение

Как известно, в природе нет абсолютно однородных геологических объектов. Все они характеризуются макро- и микронеоднородностью, что проявляется изменчивостью в пространстве вещественного состава и лито-физических свойств пород. Это, в свою очередь, создает пространственно-временную изменчивость динамики углеводородных флюидов как при формировании залежи, так и при ее разработке, а в последующем и эксплуатации в качестве подземного хранилища газа.

Необратимые изменения в резервуаре в процессе длительной разработки месторождений обуслов-

лены непрерывным падением пластового давления, связанным с извлечением из подземного резервуара значительных объемов флюидов (нефти, газа, воды) [1, 2]. В сравнении с изменением пористости пород падение пластового давления в резервуаре приводит к более существенным необратимым изменениям их проницаемости [3–6].

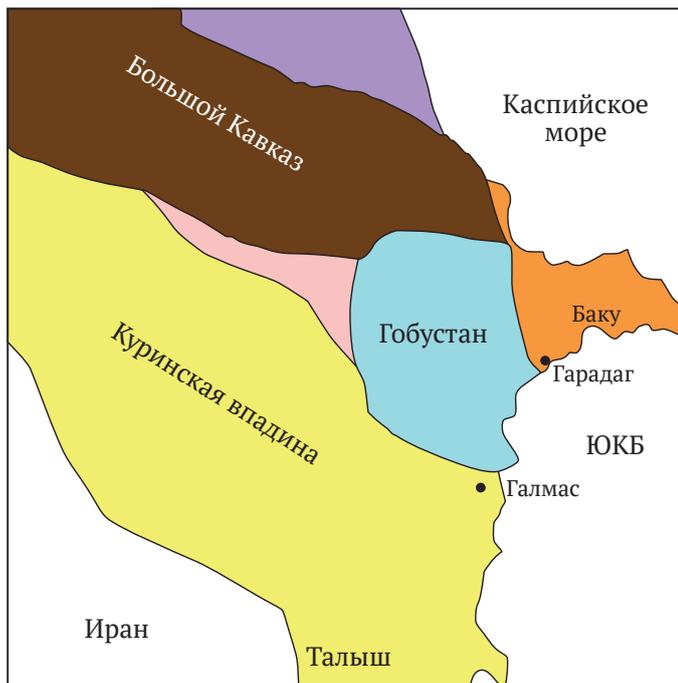
В сравнении с режимом разработки залежи изменения в резервуаре при эксплуатации ПХГ связаны с многократными знакопеременными нагрузками на пласт (циклическими колебаниями эффективного давления), обусловленными сезонной закачкой-отбором газа.

Изучение указанных выше процессов на примере разработки газовых залежей площадей Галмас и Гарадаг ЮКБ, а также длительной эксплуатации созданных в них ПХГ является основной целью данной статьи.

Краткая характеристика исследуемых объектов

Месторождение / ПХГ Галмас

Нефтегазовое месторождение / ПХГ Галмас расположено в северной части Нижнекуруинской впадины, в 75 км от г. Баку (рис. 1).



1 2 3 4 5

Рис. 1. Положение месторождений / ПХГ Галмас и Гарадаг и литофациальные типы отложений Продуктивной толщи:

1 – Прикаспийский; 2 – Абшеронский; 3 – Гобустанский;
4 – Гейлярский; 5 – Нижне-Куруинский

Структура осложнена продольными и поперечными нарушениями и, как следствие, имеет блочное строение. Основным нарушением складки является продольный разрыв, на котором расположен одноименный потухший грязевой вулкан.

Отложения ПТ представлены чередующимися глинистыми и песчано-алевритовыми прослоями, соотношение которых значительно варьирует в зависимости от глубины и площади распространения.

Промышленные притоки газа были получены из скважин, вскрывших отложения Абшеронского региона (ранний Антропоген), Акчагыла (верхний Плиоцен) и Продуктивной толщи (ПТ, нижний Плиоцен). В промышленную разработку месторождение Галмас было введено в 1956 г.

С 1976 г. ранее промышленно газоносные I и II горизонты ПТ используются в качестве объектов ПХГ. В небольших объемах газ также закачивается в песчаный резервуар Абшеронской свиты.

Месторождение / ПХГ Гарадаг

Месторождение / ПХГ Гарадаг расположено в крайней юго-западной части Абшеронского полуострова, в 30 км от г. Баку (см. рис. 1) и приурочено к южному крылу асимметричной антиклинали, имеющей блочное строение [7].

Основными объектами разработки нефтегазового месторождения Гарадаг являются I–VII горизонты ПТ. Газоконденсатная залежь была выявлена в VII–VIIa горизонтах ПТ (далее VII горизонт ПТ), которые в ЮВ части южного крыла объединяются и образуют единый толстый слой песчаников. Эффективная мощность VII горизонта на северо-западе достигает 10–25 м, а на юго-востоке – 55–75 м.

VII горизонт ПТ начал использоваться в качестве объекта ПХГ с 1986 г.

Фактический материал и методика исследований

Анализ продуктивности скважин на исследуемых площадях выполнен по около 110 скважинам, а фильтрационно-емкостных свойств пород по более чем 150 образцам керна.

Анализ динамики закачки-отбора газа на ПХГ Галмас и Гарадаг, охватывающий период 2009–2021 гг., выполнен по данным соответственно по более чем 100 и 60 скважинам.

Мониторинг пластовых давлений в скважинах включал более 50 замеров.

Обработка данных и соответствующие графические построения проводились с помощью стандартных компьютерных программ.

Результаты и их обсуждение

Об условиях формирования пород ПТ

Месторождения / ПХГ Галмас и Гарадаг, приуроченные к нижнеплиоценовым отложениям, расположены в различных нефтегазоносных районах (НГР) ЮКБ, соответственно в Нижнекуруинском и Абшеронском (см. рис. 1).

Известно, что формирование ПТ происходило в пределах Южного Каспия, который изолировался от Восточного Паратетиса. Формирование ПТ охватывает временной интервал от 5,5 млн лет до 3,5 млн лет, т.е. около 2 млн лет [8].

Осадки накапливались в условиях значительных колебаний уровня Палео-Каспия, в связи с чем имели место различные типы палеообстановок – от озерных до типично флювиальных. В целом разрез ПТ представляет собой ритмичное чередование песчано-алеврито-глинистых отложений, мощность которых в наиболее погруженной части бассейна достигает 7 км.

В связи с тем, что осадки сносились в бассейн одновременно из нескольких окружающих ЮКБ горных массивов, в ПТ выделяют 5 литофациальных типов отложений [8].

Месторождение / ПХГ Гарадаг расположено в зоне развития Абшеронской фации ПТ, сложенной в основном осадками, приносимыми ПалеоВолгой с Русской

платформы; другие источники сноса имеют подчиненное значение. Породы этой фации отличаются наибольшей песчаностью. Количество продуктивных горизонтов на некоторых месторождениях доходит до 40–50. Наибольшей мощности породы Абшеронской фации достигают в Южно-Абшеронском прогибе (до 5 км). В минералогическом составе легкой фракции пород в большом количестве присутствует кварц – до 95%. Имеются также полевые шпаты (до 20%) и обломки пород (до 10%).

Породы ПТ в пределах месторождения / ПХГ Галмас относятся к Нижнекуринской фации. При формировании этого литофациального типа ПТ обломочный материал в эту часть ЮКБ приносился в основном крупнейшей речной артерией – Палео-Курой, а также Палео-Араксом, несущими продукты размыва Куринской низменности, Большого и Малого Кавказа, а также Талыша.

Общая мощность отложений составляет 3500–4000 м. В разрезе выделяется около 20 песчаных пачек, мощность которых доходит до 20 м. Наибольшая песчаность характерна для верхних 300–400 м, вниз по разрезу содержание песчаного материала значительно уменьшается. Породы ПТ Нижнекуринской фации отличаются от пород Абшеронской фации низким содержанием кварца и высоким – полевых шпатов.

О пространственной неоднородности газовых резервуаров

Выполненный анализ показал, что подземные газовые резервуары площадей Галмас и Гарадаг характеризуются геологической неоднородностью (блоковое строение, изменение в пространстве вещественного состава пород). Это проявляется и в изменении в пространстве ФЕС (пористости и проницаемости) пород резервуаров (рис. 2, 3).

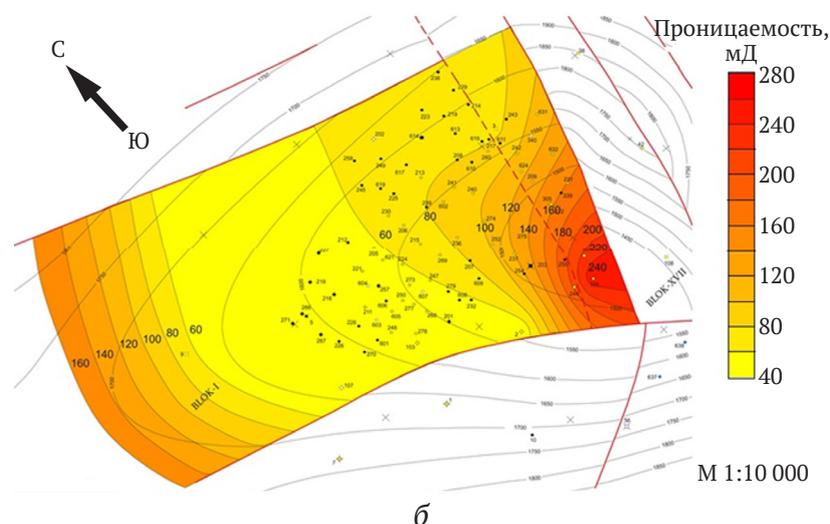
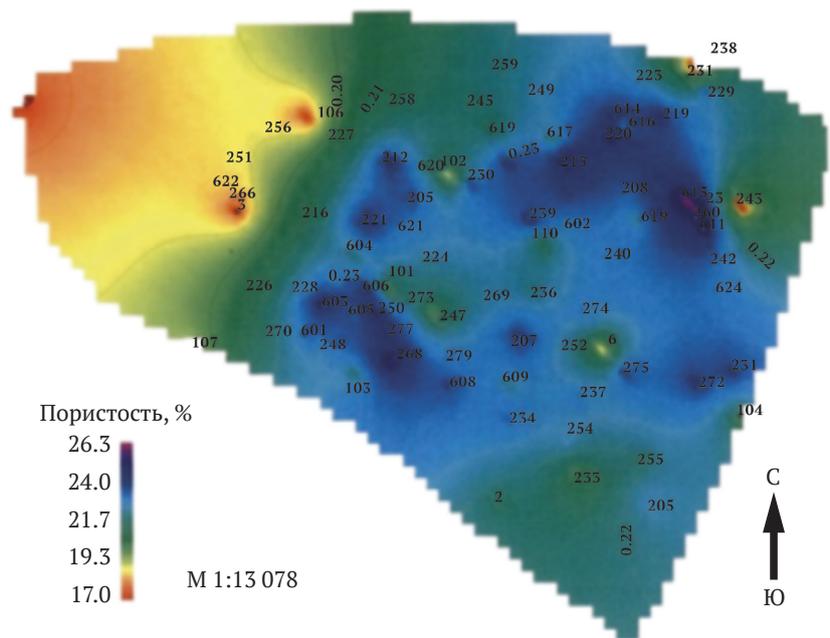


Рис. 2. Изменение по площади пористости (а) и проницаемости (б) пород I горизонта ПТ на месторождении Галмас

Пространственная неоднородность проявляется и в продуктивности скважин месторождений Галмас и Гарадаг, рис. 4.

Пространственная неравномерность в газонасыщении подземного резервуара определяет и изменение по площади интенсивности субвертикального рассеяния газа. Это наглядно видно на примере месторождения Галмас, где в север-северо-западной части резервуара, отличающейся относительно более низкой газонасыщенностью пород, выявлены менее контрастные ореолы рассеяния УВ газов, в сравнении с его южной (сводовой) частью, характеризующейся более высокой газонасыщенностью (рис. 5).

Особенности флюидодинамики при разработке залежей

За период разработки газоконденсатной залежи Галмас (с 1958 по 1962 г.) из подземного резервуара было извлечено около 3,8 млрд м³ газа, в результате чего пластовое давление упало на 13,5 МПа (с 21,1 до 7,6 МПа), составляя в среднем около 0,3 МПа в месяц (рис. 5, а).

Разработка газоконденсатной залежи Гарадаг, начатая в 1955 г., проводилась без поддержания пластового давления и к концу 1980-х годов она была истощена. Суммарный объем отобранного газа составил около 21 млрд м³, что сопровождалось падением

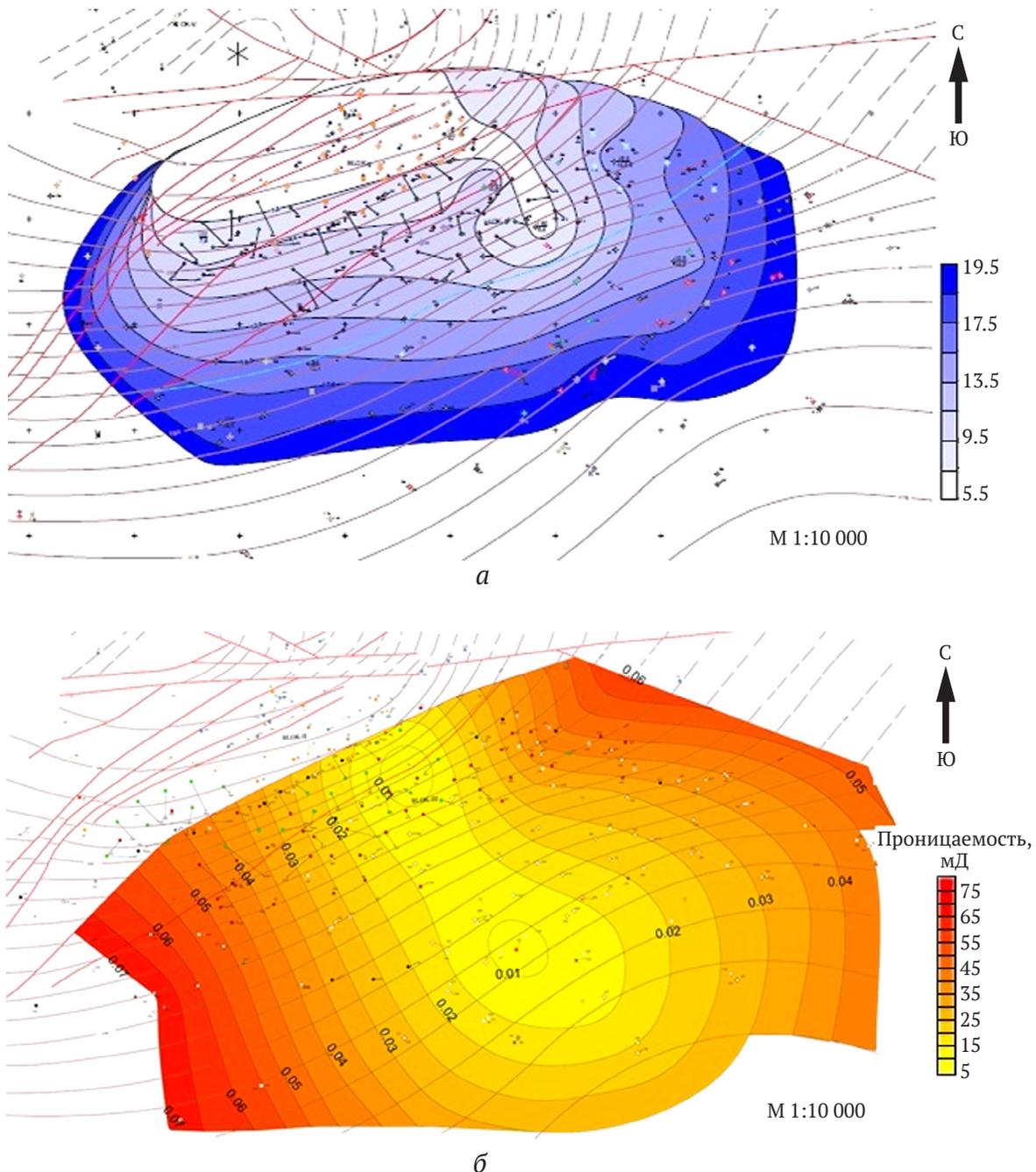


Рис. 3. Изменение по площади пористости (а) и проницаемости (б) пород VII горизонта ПТ на месторождении Гарадаг

пластового давления в резервуаре с 39,8 до 3,6 МПа (рис. 5, б).

Темп падения пластового давления на месторождении Галмас примерно в 1,8 раз выше темпа падения на месторождении Гарадаг. Это, вероятнее всего, связано с более низким энергетическим уровнем газа в залежи Галмас в связи с относительно меньшими запасами его в сравнении с залежью Гарадаг.

Начальное пластовое давление в скважинах площади Гарадаг превышает гидростатическое в среднем в 1,2 раза. Благодаря этому за счет избыточной упругой энергии газа в первые 2 года разработки залежи наблюдается непрерывное повышение его добычи при незначительном снижении (в пределах 40–38 МПа)

пластового давления. Причинно-следственная связь между двумя параметрами при дальнейшей разработке залежи подчиняется экспоненциальному закону и характеризуется устойчивым снижением добычи газа и пластового давления (рис. 7).

На примере месторождения Гарадаг установлено, что падение пластового давления (с 2,4 до 11,7 МПа) сопровождается уменьшением проницаемости пород (с 1,2 до 4,9 мД) (рис. 8, табл. 1). В целом темп уменьшения проницаемости в связи с падением пластового давления в рассмотренных скважинах сопоставим, за исключением скважин 124 и 132, расположенных в приразломной зоне. В этих скважинах темп снижения проницаемости пород относительно выше.

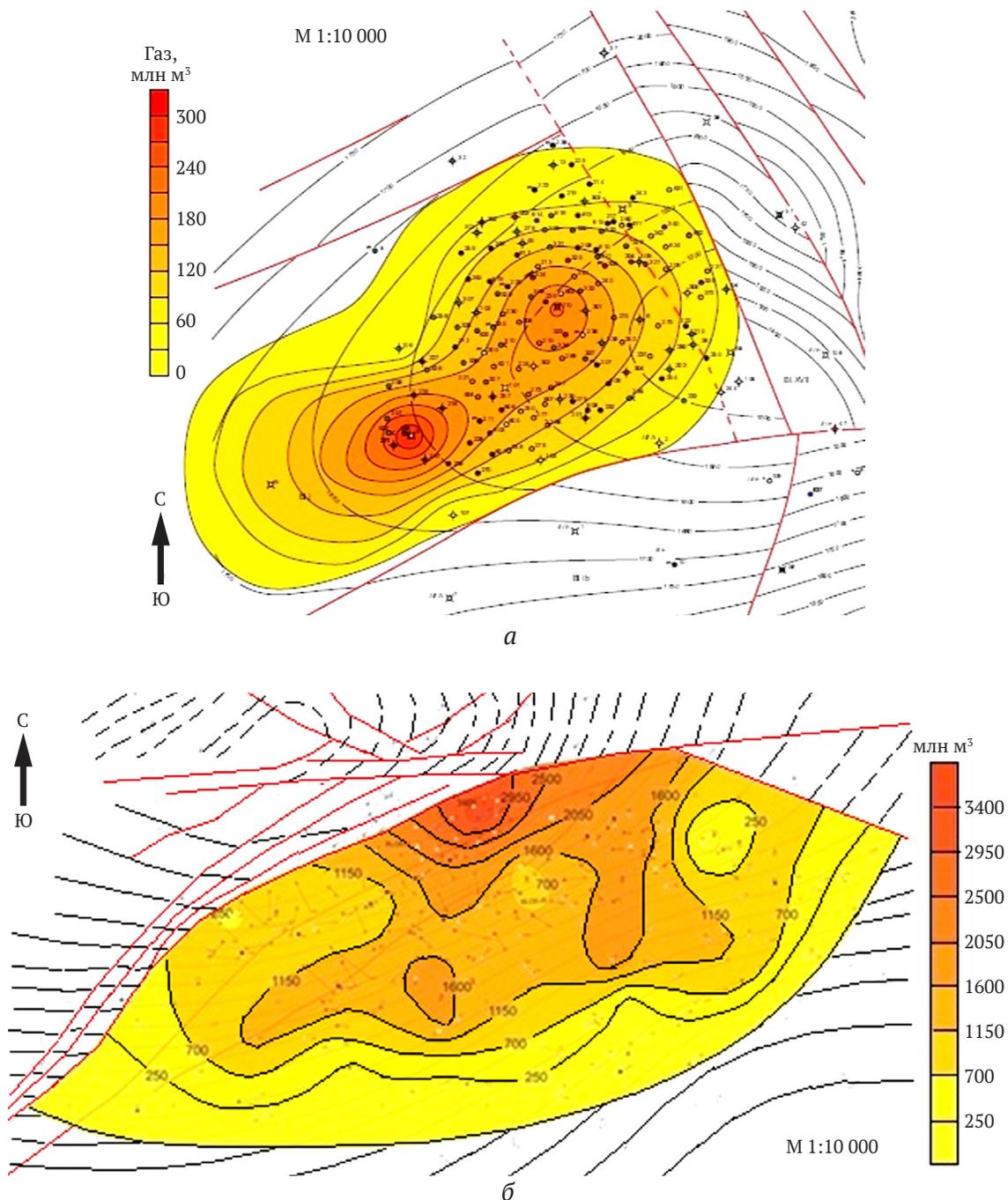


Рис. 4. Карты изменения продуктивности скважин месторождения Галмас (а) и Гарадаг (б)

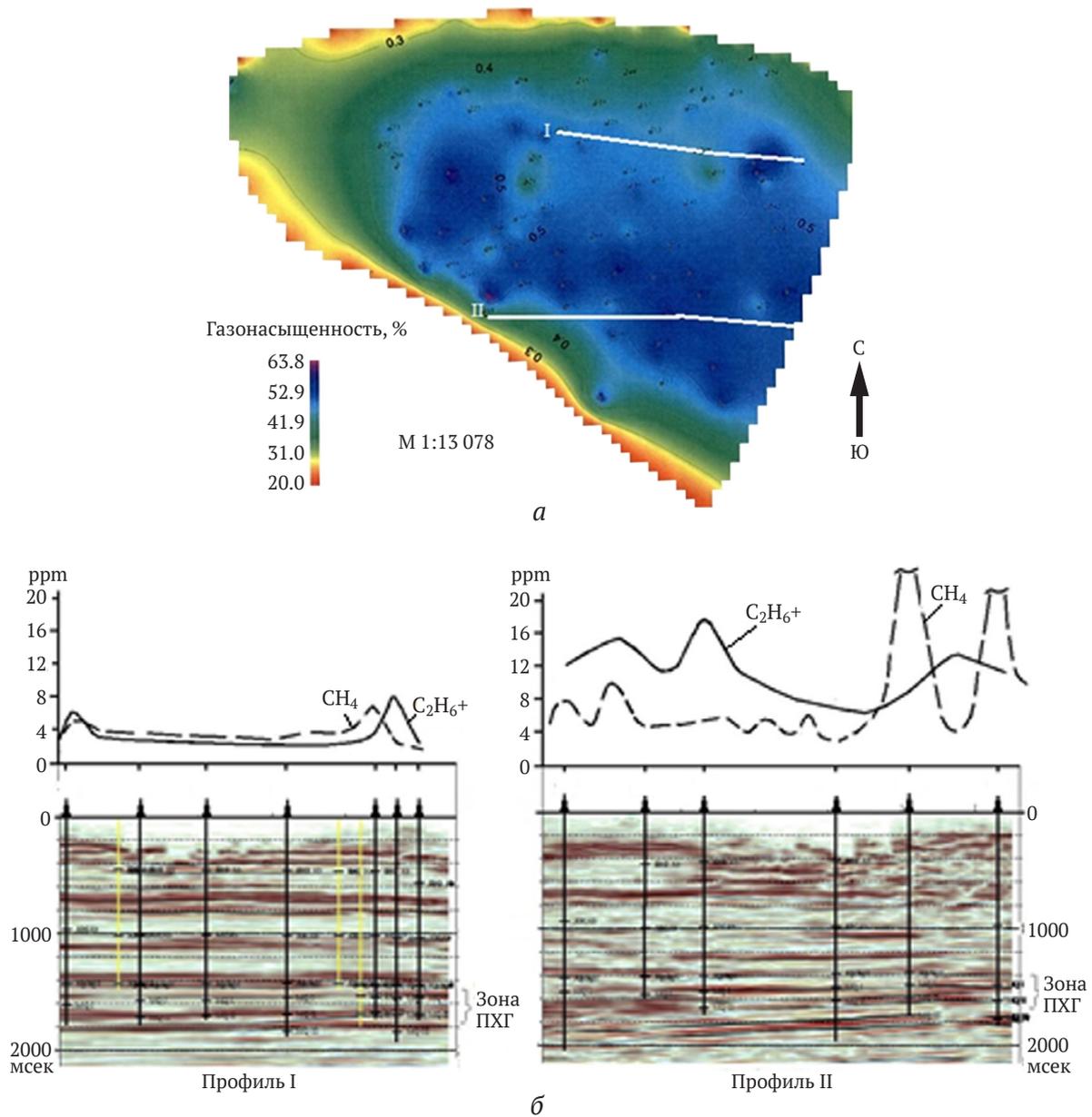


Рис. 5. Месторождение / ПХГ Галмас: а – изменение в пространстве газонасыщенности пород I горизонта ПТ и расположение газосъемочных профилей; б – распределение концентрации УВ газов в приповерхностных отложениях (глубина около 1,2 м) вдоль профилей I и II

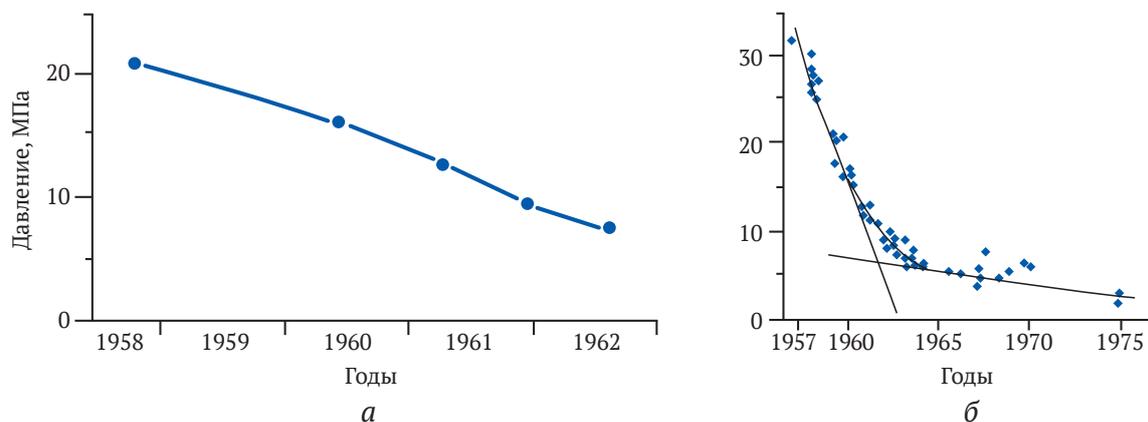


Рис. 6. Графики, отражающие темп падения пластового давления в процессе разработки месторождений Галмас (а) и Гарадаг (б)

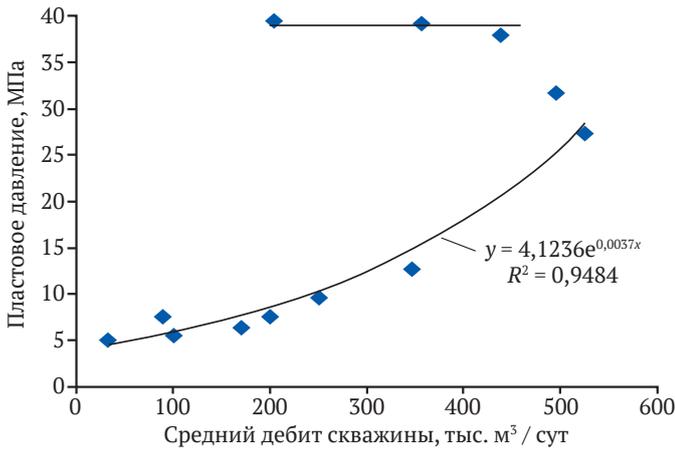


Рис. 7. Зависимость между пластовым давлением и дебитом скважин на месторождении Гарадаг

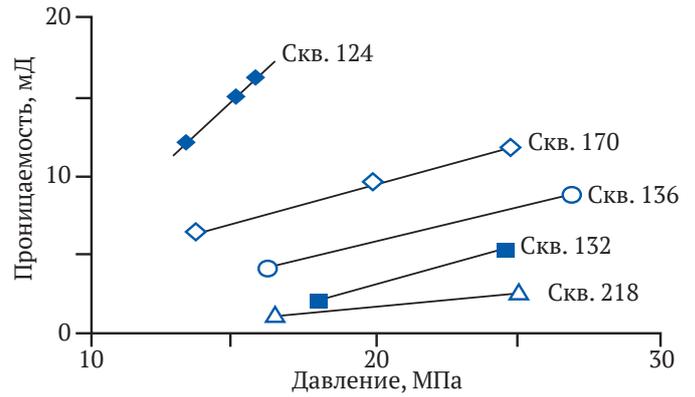


Рис. 8. Графики изменения проницаемости пород ПТ в связи с падением пластового давления на месторождении Гарадаг. Скважина 124 находится вблизи тектонического нарушения

Таблица 1

Изменение проницаемости пород в связи с падением давления при разработке месторождения Гарадаг

Номер скважины	Пористость, %	Период замера, мес.	Величина падения давления, МПа	Уменьшение проницаемости породы, %
136	18,0	25	11	47
132 (вблизи тектонического нарушения)	18,5	15	3	56
218	17,4	14	1	44
170	16,7	13	5	41

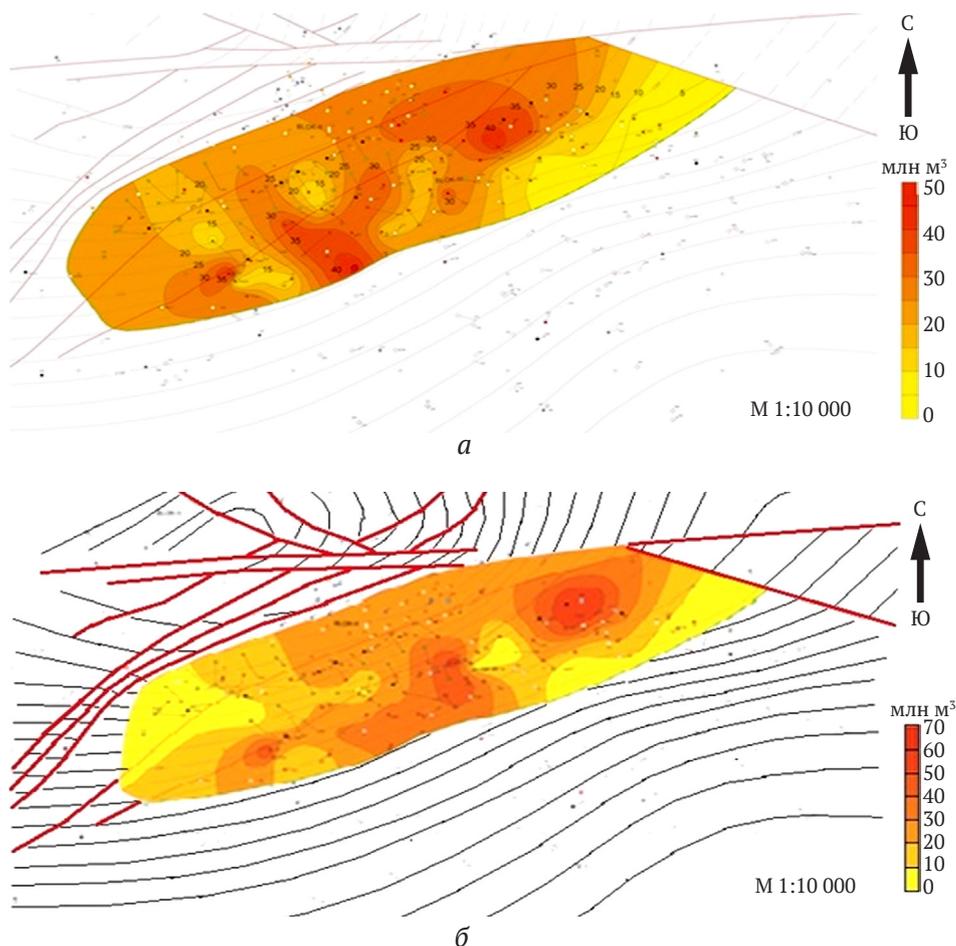


Рис. 9. Карты изменения в пространстве объемов закачиваемого (а) и отбираемого (б) газа на ПХГ Гарадаг в период 2020–2021 гг.

Особенности эксплуатации ПХГ

Анализ данных мониторинга объемов закачки-отбора газа на ПХГ Галмас и Гарадаг в период 2020–2021 гг. показал изменчивость в пространстве их значений (рис. 9 и 10), так же как и продуктивности скважин при разработке газового резервуара (см. рис. 4). Это позволяет предположить унаследо-

ванный с режимом разработки газового резервуара характер режима эксплуатации ПХГ. Это подтверждает также положительная корреляция между суммарными объемами газа, отобранными из отдельных скважин с начала разработки месторождения Галмас, и при эксплуатации созданного в этом же резервуаре ПХГ (рис. 11).

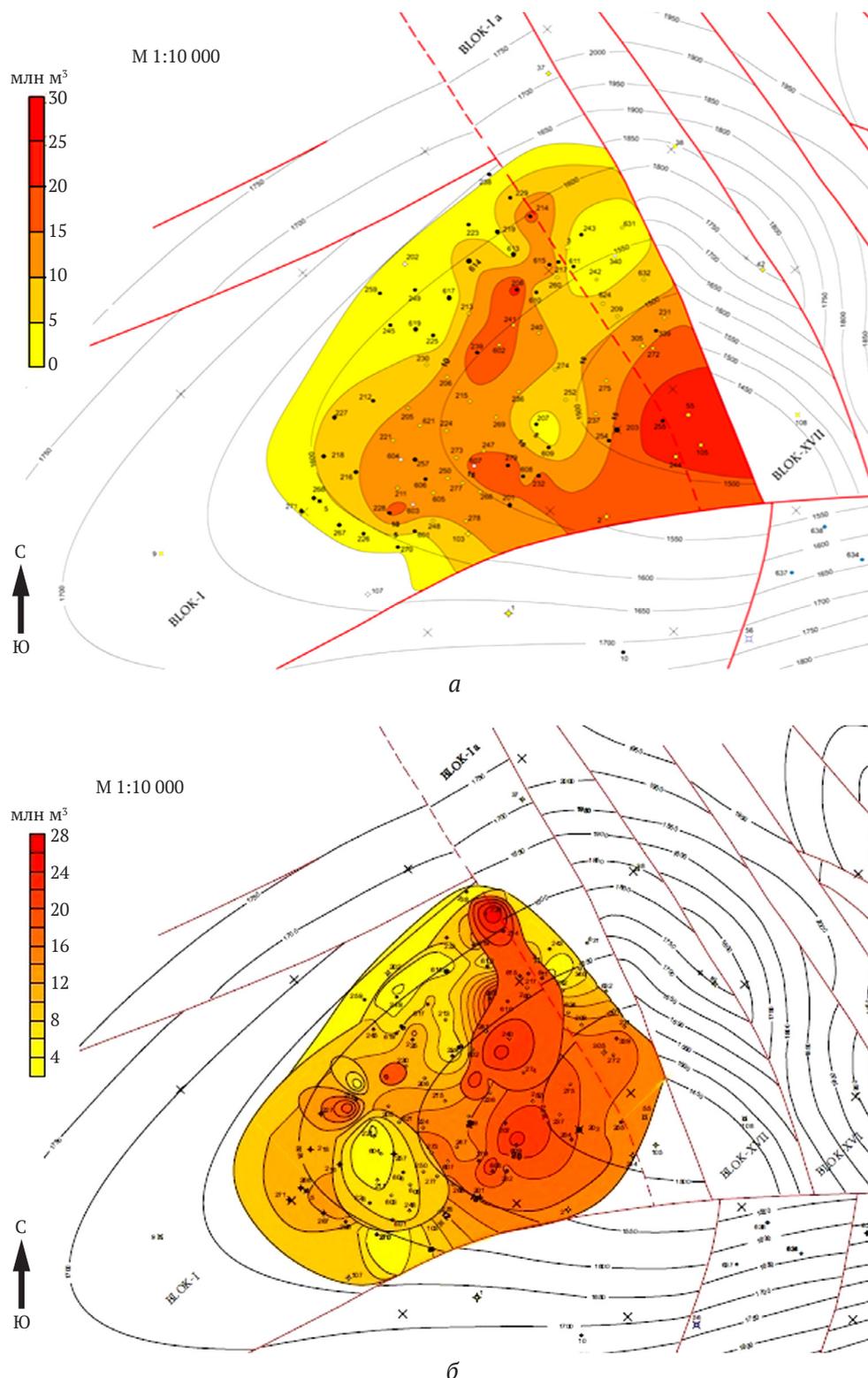


Рис. 10. Карты изменения в пространстве объемов закачиваемого (а) и отбираемого (б) газа на ПХГ Галмас в период 2020–2021 гг.

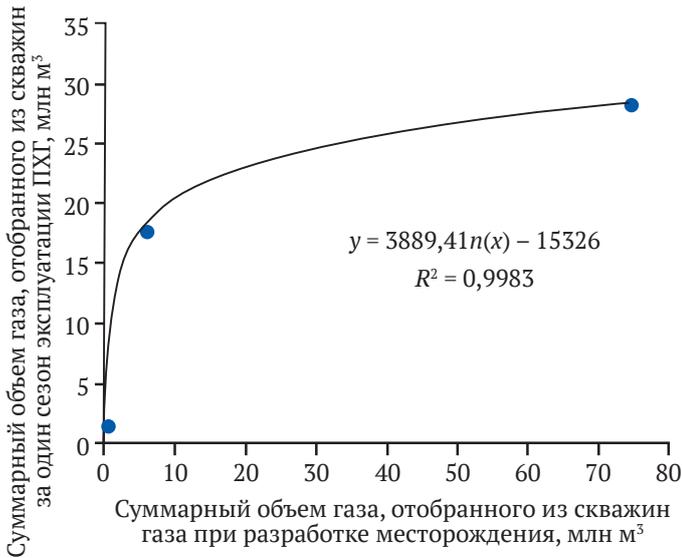


Рис. 11. Месторождение / ПХГ Галмас. Зависимость между суммарными объемами газа, отобранными из отдельных скважин с начала разработки месторождения и за один сезон эксплуатации ПХГ

Важно отметить, что эксплуатационные скважины на ПХГ отличаются по соотношению объемов закачиваемого и отбираемого газа, что может быть обусловлено влиянием как технико-технологических, так и геологических факторов.

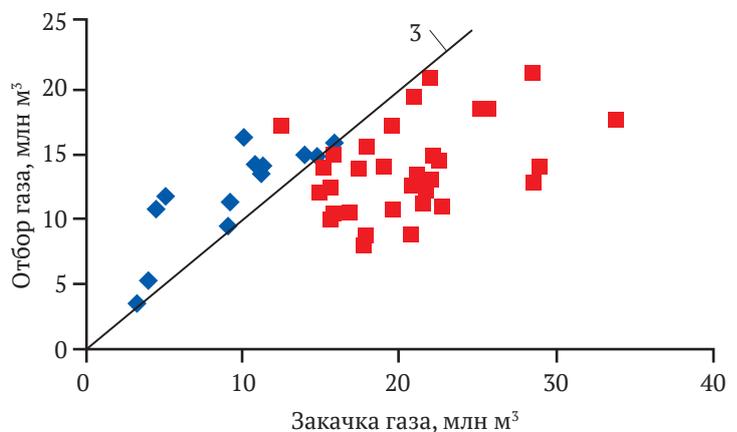
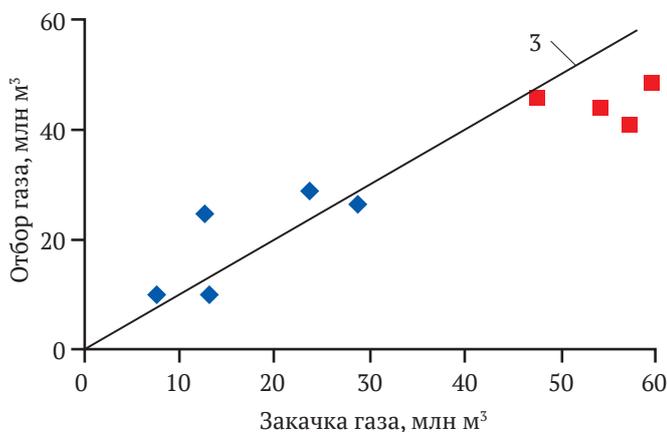
Выполненный анализ показал, что в скважинах с низкими ФЕС пород объемы закачиваемого и отбираемого газа близки к оптимальным (ПХГ Гарадаг) или объемы отбираемого газа больше объемов закачиваемого газа (ПХГ Галмас) (рис. 12). В скважинах с относительно высокими ФЕС пород, как правило, объемы закачиваемого газа превышают объемы отбираемого газа (табл. 2). Возможным объяснением этого явления может быть то, что породы с относительно низкими ФЕС свойствами пород лучше ак-

кумулируют и сохраняют закачанный газ благодаря низким фильтрационным и высоким адсорбционным свойствам пород. Закачка газа в относительно более проницаемые породы, обладающие благоприятными для флюидодинамики свойствами, возможно, способствует рассеянию (потере) в пространстве закачиваемого газа.

Таблица 2

ПХГ Галмас и Гарадаг. Зависимость величины отношения отобранного к закачанному объему газа в скважинах с различными ФЕС пород

Номер скважины	Пористость пород, %	Проницаемость пород, мкм ²	Отношение отобранного объема газа к закачанному
<i>ПХГ Галмас</i>			
240	27,8	0,130	0,7
252	29,2	0,145	0,7
275	29,3	0,183	0,8
624	27,5	0,198	0,9
273	24,8	0,065	1,3
219	25,6	0,068	4,1
606	24,7	0,084	1,3
277	24,5	0,069	1,4
<i>ПХГ Гарадаг</i>			
453	15	0,083	1,2
458	8,8	0,026	1,2
467	11,5	0,036	1,4
471	13,8	0,073	1,2
450	9,6	0,015	0,6
459	9,2	0,025	0,6
464	8,2	0,022	0,7
465	8,4	0,008	0,8



◆ 1 ■ 2

а

б

Рис. 12. Зависимость между объемами закачки и отбора газа на ПХГ Гарадаг (а) и Галмас (б):

1, 2 – соответственно скважины с низкими и высокими ФЕС пород;

3 – линия равных значений объемов закачки и отбора газа



Заклучение

На примере площадей Гарадаг и Галмас в ЮКБ установлено, что одним из основных геологических факторов, определяющих режим работы скважин как при разработке залежи, так и при эксплуатации ПХГ, является неоднородность резервуара, проявляющаяся в виде пространственной изменчивости его геологического строения и петрофизических свойств пород.

Неравномерный характер изменения по площади ФЕС пород, формирование изолированных зон в ре-

зервуаре со значительными остаточными объемами газа, а также непрогнозируемые направления движения флюидов являются основными причинами снижения эффективности разработки залежи и эксплуатации ПХГ.

Для определения оптимальной системы эксплуатации ПХГ, созданных в истощенных подземных нефтегазовых резервуарах, необходимо учитывать особенности изменения в пространстве ФЕС слагающих его пород.

Список литературы

1. Kharroubi A., Layan B., Cordelier P. Influence of pore pressure decline on the permeability of North Sea sandstones. In: *International Symposium of the Society of Core Analysts*. 5–9 October. Abu Dhabi: UAE; 2004. URL: <https://www.ux.uis.no/~s-skj/ipt/Proceedings/SCA.1987-2004/1-SCA2004-45.pdf>
2. Кашников О.Ю. Исследование и учет деформационных процессов при разработке залежей нефти в терригенных коллекторах. [Автореф. дис.... канд. техн. наук]. Тюмень; 2008. 23 с.
3. Chan A. W. *Production-induced reservoir compaction, permeability loss and land surface subsidence*. [Dissertation for PhD degree]. Stanford University; 2004. 176 p.
4. Liu J. J., Feng X. T., Jing L. R. Theoretical and experimental studies on the fluid-solid coupling processes for oil recovery from low permeability fractured reservoirs. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2004;41(3):1–6. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2003.12.032>
5. Chan A. W., Zoback M. D. The role of hydrocarbon production on land subsidence and fault reactivation in the Louisiana Coastal Zone. *Journal of Coastal Research*. 2007;23(3):771–786. <https://doi.org/10.2112/05-0553>
6. Хужаяров Б. Х., Юлдашев Т. Р., Рустамов А. Р. Изменение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважин вследствие деформации пород. *Молодой учёный*. 2018;(17):140–144. URL: <https://moluch.ru/archive/203/49750/>
7. Панахов Р. А., Киясбейли Т. Н. Технологическая схема опытно-промышленной эксплуатации II очереди Карадагского ПХГ (большой блок). *Отчет ВНИПИГаз*. Баку: 1985. 213 с.
8. Ализаде А. А. (ред.) *Геология Азербайджана*. Том VII. Нефть и газ. Баку: Nafta-Press; 2008. 672 с.

References

1. Kharroubi A., Layan B., Cordelier P. Influence of pore pressure decline on the permeability of North Sea sandstones. In: *International Symposium of the Society of Core Analysts*. 5–9 October. Abu Dhabi: UAE; 2004. URL: <https://www.ux.uis.no/~s-skj/ipt/Proceedings/SCA.1987-2004/1-SCA2004-45.pdf>
2. Kashnikov O. Yu. *Research and consideration of deformation processes during development of oil accumulations in terrigenous reservoirs*. [Ph.D. thesis in Engineering Science]. Tyumen; 2008. 23 p. (In Russ.)
3. Chan A. W. *Production-induced reservoir compaction, permeability loss and land surface subsidence*. [Dissertation for PhD degree]. Stanford University; 2004. 176 p.
4. Liu J. J., Feng X. T., Jing L. R. Theoretical and experimental studies on the fluid-solid coupling processes for oil recovery from low permeability fractured reservoirs. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2004;41(3):1–6. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2003.12.032>
5. Chan A. W., Zoback M. D. The role of hydrocarbon production on land subsidence and fault reactivation in the Louisiana Coastal Zone. *Journal of Coastal Research*. 2007;23(3):771–786. <https://doi.org/10.2112/05-0553>
6. Khuzhayarov B. Kh., Yuldashev T. R., Rustamov A. R. Changing of poroperm properties of bottomhole zone rocks due to rock deformation. *Molodoy Uchenyy*. 2018;(17):140–144. URL: <https://moluch.ru/archive/203/49750/>
7. Panakhov R. A., Kiyasbeyli T. N. Process flow diagram of Stage II Karadag UGSF pilot operation (big block). *Report of VNIPIgaz*. Baku: 1985. 213 p. (In Russ.)
8. Alizade A. A. (ed.) *Geology of Azerbaijan*. Vol. VII. Oil and Gas. Baku: Nafta-Press; 2008. 672 p. (In Russ.)

Информация об авторах

Акпер Акпер оглы Фейзуллаев – доктор геолого-минералогических наук, профессор, действительный член Национальной академии наук Азербайджана (НАНА), рук. отдела Института геологии и геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана, г. Баку, Республика Азербайджан; Scopus ID 24170958500; e-mail: fakper@gmail.com



Араз Гидаят оглы Годжаев – кандидат геолого-минералогических наук, главный геолог Управления эксплуатации газовых хранилищ, ПО «Азнефть», Государственная нефтяная компания Азербайджана, г. Баку, Республика Азербайджан; Scopus ID [57222324518](#)

Ирада Малик гызы Мамедова – кандидат геолого-минералогических наук, рук. лаборатории НИПИ «Нефтегаз», Государственная нефтяная компания Азербайджана, г. Баку, Республика Азербайджан; Scopus ID [24178644200](#)

Information about the authors

Akper A. Feyzullayev – Dr. Sci. (Geol. and Mineral.), Professor, Head of Department of Institute of Geology and Geophysics, National Academy of Sciences of Azerbaijan, Baku, Republic of Azerbaijan. Scopus ID [24170958500](#); e-mail: fakper@gmail.com

Araz G. Gojayev – Cand. Sci. (Geol. and Mineral.), Chief Geologist of Gas Storage Facility Operation Department of “Azneft” Production Association, State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR), Baku, Republic of Azerbaijan; Scopus ID [57222324518](#)

Irada M. Mamedova – Cand. Sci. (Geol. and Mineral.), Chief of Laboratory of «Oil and Gas» Research Projective Institute of SOCAR, Baku, Republic of Azerbaijan; Scopus ID [24178644200](#)

Поступила в редакцию	30.09.2021	Received	30.09.2021
Поступила после рецензирования	20.12.2021	Revised	20.12.2021
Принята к публикации	01.02.2022	Accepted	01.02.2022