

УДК 622.691.24

Существующие методы создания, эксплуатации подземных хранилищ газа и повышения компонентоотдачи пластов

Ф. А. Нурмамедли

SOCAR, НИПИнефтегаз, г. Баку, Республика Азербайджан

e-mail: fazil.nurammadli@mail.ru

Аннотация. Немалую роль в обеспечении надежности газоснабжения играют подземные хранилища газа (ПХГ), являющиеся наиболее рентабельными объектами резервирования природного газа. При всей оригинальности решения вопросов надежности газоснабжения сооружением ПХГ в истощенных газоконденсатных, газонефтяных месторождениях и водоносных пластах, что является традиционным методом, отсутствие таких геологических условий вызывает необходимость поисков других, нетрадиционных методов создания ПХГ.

Ключевые слова: подземное хранилище газа; аномально высокое пластовое давление; аномально высокое поровое давление в глинах; газоконденсатные месторождения

Existing methods of creating, operating underground gas storages and enhancing component recovery of layers

Fazil A. Nurammadli

SOCAR, Oil Gas Scientific Research Project Institute, Baku, the Republic of Azerbaijan

e-mail: fazil.nurammadli@mail.ru

Abstract. A significant role in ensuring the reliability of gas supply is played by underground gas storages, which are the most cost-effective objects for reserving natural gas. With all the originality of solving the issues of gas supply reliability by constructing underground gas storage in depleted gas condensate, gas and oil fields and aquifers, which are traditional methods, the absence of such geological conditions necessitates searching for other, unconventional methods of creating underground gas storages.

Key words: underground gas storage; abnormally high reservoir pressure; abnormally high pore pressure in clays; gas condensate fields

Введение

Одной из важных задач современного этапа развития газодобывающей отрасли являются повышение эффективности поисков и разведки новых газоконденсатных месторождений (ГКМ), совершенствование методов их разработки и геолого-промыслового контроля за эксплуатацией залежей нефти и газа. В связи с открытием ГКМ Шах-Дениз, а также Карабах, Дан Улдузу, Ашрафи и газоконденсатных горизонтов нижнего отдела продуктивной толщи (ПТ) в пределах

морских месторождений Гюнешли, Чираг, Азери в перспективе Азербайджан становится крупным газодобывающим государством. Кроме того, после экспорта крупных объемов углеводородного газа функционирующие подземные хранилища газа (ПХГ) могут оказаться недостаточными для регулирования газотранспортной системы. Поэтому необходимо изыскать дополнительные мощности как традиционными, так и нетрадиционными методами.

Объект и методы исследования

Подземное хранение газа проектируется в естественных пористых и проницаемых коллекторах, а также непористых и непроницаемых горных породах. Первое ПХГ было построено в Канаде в Уэлленд Каунти в 1915 г. Первое ПХГ в США было сооружено в 1916 г. в истощенном газовом месторождении Зоор около г. Буффало. Первое в мире подземное хранилище сжиженных газов создано в США в месторождениях каменной соли путем выщелачивания пресной водой в 1950 г. Первое в мире ПХГ в ловушке водонасыщенного пласта Хершер было сооружено в 1953–1958 гг. около г. Чикаго (США). В бывшем СССР первое ПХГ создано в 1958 г. в истощенном Башкатовском газовом месторождении. Первое хранилище для сжиженных газов в искусственной каверне, образованной в отложениях каменной соли путем выщелачивания пресной водой, было создано в 1959 г. в Башкирии. В дальнейшем ПХГ получило широкое развитие в мире [1].

В практике отмечаются следующие основные направления создания ПХГ:

- в истощенных газовых и газоконденсатных залежах;
- в истощенных нефтяных месторождениях;
- в соленосных отложениях.

Вместе с тем существующая технология создания ПХГ в истощенных залежах характеризуется рядом значительных недостатков: нагнетаемый в подобные ПХГ природный газ отличается капитальными двойными затратами, связанными с организацией его добычи на других газоконденсатных месторождениях, транспортом в район ПХГ, нагнетанием уже добытого газа при помощи компрессоров в объекты ПХГ, которые из-за необходимости создания буферного газа ухудшают технико-экономические показатели ПХГ.

Выполненные работы предусматривают комплексное решение проблем разработки ПХГ в рамках единой технологической схемы. Все это, безусловно, свидетельствует о необходимости дополнения существующей технологии подземного хранения газа новыми техническими решениями. Проведен анализ результатов экспериментальных, геолого-промысловых исследований по газовому воздействию на пласт с позиции создания ПХГ.

Сложность проблемы изучения вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами сделала необходимой постановку большого числа экспериментов, многие из которых посвящены исследованию вытеснения нефти из пористой среды газами [2, 3].

В работе [4] описаны результаты экспериментальных исследований, проведенных в статистических и динамических условиях. Для проведения последних была использована стальная цилиндрическая труба длиной 8 м и диаметром около 5 см, заполненная песком. В опытах нефть вытеснялась сухим (88 % C_1) и обогащенным (72 % C_1) углеводородным газом при давлении 19,5; 24,5 и 28,0 МПа. Установлено, что на величину коэффициента вытеснения влияют давление, составы нефти и газа, соотношение вязкости фаз.

Первые опыты вытеснения нефти сжатым газом проведены в работе [2]. Этими исследованиями была показана принципиальная возможность повыше-

ния нефтеотдачи путем закачки в пласт газов под высоким давлением. В работе [5] уделено внимание изучению растворяющей способности углеводородных газов, определению критических параметров системы нефть — газ. Опыты проводились на вертикальных моделях пласта, представляющих собой трубы диаметром 67 мм и длиной 2,6 м, заполненные кварцевым песком.

В работе [6] установлено, что если оторочка и переходные зоны занимают менее 20 % площади, на которой осуществляется вытеснение, то коэффициент охвата зависит от отношения вязкости нефти и газа.

Широкий комплекс исследований процесса вытеснения нефти из пористой среды газом под высоким давлением выполнен в работе [7]. Лабораторные опыты проводились на установке, основной частью которой были линейные модели пласта, удовлетворяющие основным критериям подобия. Модели пласта представляют собой трубы внутренним диаметром 24 мм и длиной 9,5; 19,7 и 30 м, помещаемые в термостатируемые рубашки.

Проведенные в работе [7] эксперименты показали увеличение эффективности вытеснения нефти сжатым газом с повышением давления, увеличение содержания в газе промежуточных компонентов C_2-C_6 , причем после достижения определенного предела дальнейшее повышение давления в малой степени влияет на эффективность вытеснения нефти; точно так же после достижения смешиваемости вытесняемого и нагнетаемого агентов дальнейшее возрастание содержания в газе C_2-C_6 в малой степени сказывается на процессе.

При вытеснении нефти из горизонтально установленной модели эффективность вытеснения составила всего лишь 10 % к моменту прорыва газа (вытеснение при $P = 20$ МПа и $T = 40^\circ C$ в течение 50 часов). При вертикальном положении модели метаном до прорыва было вытеснено уже 47 % нефти [8].

Исследования по влиянию угла наклона модели пласта производились на короткой модели длиной 0,5 м. Полученные результаты позволили оценить в течение процесса качественные изменения, связанные с гравитационным разделением фильтрующихся агентов. В опытах установили следующие углы наклона модели: 0; 5; 10; 20; 30; 90°. Вытеснение производилось сверху вниз при постоянной скорости. При изменении угла наклона от 0 до 30° нефтеотдача до прорыва газа увеличивалась от 22 до 80 %; дальнейшее увеличение угла наклона до 90° не привело к существенному изменению эффективности [8, 9].

В некоторых исследованиях установлено, что степень влияния скорости фильтрации на эффективность вытеснения зависит от длины модели. На модели длиной 6,1 м увеличение скорости фильтрации снизило эффективность вытеснения. При проведении экспериментов на модели длиной 18,3 м скорость фильтрации не оказывала влияния на эффективность вытеснения.

В работе указывается, что состав нагнетаемого газа оказывает большее влияние на величину коэффициента вытеснения, чем состав нефти.

Увеличение содержания компонентов C_2-C_6 с 11 до 22 % сказывается на эффективности вытеснения меньше, чем дальнейшее повышение содержания в газе C_2-C_6 до 35 %, а повышение содержания в газе C_2-C_6 до 45 % почти не увеличивает эффективность вытеснения.

Эксперименты показали, что при фильтрации в условиях смешиваемости фаз эффективность вытеснения почти не зависела от типа пористой среды и содержания в ней глины, а эффективность в условиях ограниченной растворимости существенно зависела от типа пористой среды.

Результаты

Автором данной статьи проведены геологические исследования по газоносности Азербайджана и разработаны геологические основы создания ПХГ.

Рассмотрены основные закономерности проявлений и развития аномально высоких пластовых давлений (АВПД), аномально высоких поровых давлений в глинах во всех нефтегазоносных районах мезокайнозойских отложений Азербайджана и Восточного Предкавказья. При непосредственном участии автора статьи на примере нефтегазоносных месторождений Восточного Предкавказья установлена четкая корреляция между значениями градиентов пластового давления в коллекторах, степенью интенсивности проявлений АВПД в глинах, величинами пористости и мощности глинистых материалов. Так, в майкопской серии, характеризующейся максимальными значениями градиентов АВПД, глинистые интервалы имеют максимальную мощность и обладают аномально высокой пористостью глин; в меловых отложениях, где глины имеют значительно меньшую по сравнению с майкопской свитой мощность и пористость, градиенты АВПД в смежных коллекторах более низкие, а в отложениях юрской системы, где глинистые разности предельно уплотнены, пластовые давления почти соответствуют гидростатическому. Автором статьи составлены схемы изменения градиентов АВПД в Восточном Предкавказье в пределах отложений верхнего и нижнего мела. Указанные закономерности и критерии в дальнейшем были использованы при выборе объектов для создания и эксплуатации ПХГ в мезокайнозойских комплексах.

Согласно построенным автором палеоструктурным профилям, палеорекострукция Южно-Каспийской впадины показывает, что в пределах указанного бассейна выделяются два типа структур с резко различными морфологическими и генетическими особенностями. Первый тип охватывает сильно развитые, резко дислоцированные, в разной степени размытые локальные поднятия, осложняющие бортовые обрамления впадины и содержащие многопластовые залежи нефти. Второй тип, характерный для депрессионной части впадины, включает слабо дислоцированные погребенные структуры, содержащие преимущественно газоконденсатные скопления. На основе палеотектонического анализа автор статьи пришел к заключению, что в инверсионных складках, приуроченных к наиболее приподнятым зонам внешних обрамлений впадины, залегают нефтяные скопления. В структурах, характеризующихся иммерсионным режимом развития, приуроченных к наиболее погруженным зонам залегания ПТ, следует ожидать выявления газоконденсатных скоплений. Указанные закономерности были использованы в качестве критерия при определении перспективных газовых ресурсов базисных горизонтов ПТ и при выборе объектов для создания ПХГ.

Выводы

Составленная геологическая модель морских месторождений Гюнешли, Чираг и Азери показывает, что нижний отдел ПТ состоит в основном из газоконденсатных горизонтов. В целом в азербайджанском секторе Каспия размещены уникальные ресурсы УВ. Совместно с иностранными компаниями в пределах нижних этажей продуктивной толщи перспективных структур Карабах, Дан Улдузу, Ашрафи, Шах-Дениз и т. д. в результате разведочных работ открыты газоконденсатные месторождения. В случае своевременного ввода в разработку вновь открываемых морских газоконденсатно-нефтяных залежей, а также утилизации попутного газа «контрактных» месторождений и его переработки газоснабжение Азербайджана будет улучшено.

Библиографический список

1. Lambert H. M. S., Eagan P. C., Taffy P. R. Salt cavities for storage of natural gas at Hoarse in Great Britain – London // 13th World Gas Conference. I.G.V/A8-76. – 1976. – P. 23.

2. Великовский А.С., Терзи В. П. Вытеснение нефти из пластов сжиженным газом // Нефтяное хозяйство. – 1967. – № 9. – С. 18–25.
3. Николаев В. А., Бузинов С. Н., Макеев Б. В. Вытеснение растворителями жидких пластовых углеводородов с низкой фазовой насыщенностью // ЭИ. Серия: Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – 1977. – № 15. – С. 10–13.
4. Wharton L. P., Kuschnik W. L. Preliminary reports on oil recovery by high pressure Gas Injection // Drill and Prod. Bract. – 1950. – № 5. – P. 50–56.
5. Закс С. Л. Повышение нефтеотдачи пласта нагнетанием газов: вытеснение в условиях взаимной растворимости вытесняющей и вытесняемой фаз и обратного испарения / Под ред. проф. М. М. Кусакова. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 191 с.
6. Craig F. F., Owens W. S. Miscible Slug Flooding — A Review // Journal of Petroleum Technology. – 1960. – Vol. 12, Issue 4. – P. 11–15. DOI: 10.2118/1391-G
7. Дегтярев Н. М., Багов М. С., Полянский В. Г. Исследование вытеснения нефти газом высокого давления из неоднородной и трещинно-пористой среды на лабораторных моделях // Сб. науч. тр. СевКавНИПИнефть. – 1967. – Вып. 3. – С. 149–152.
8. Дегтярев Н. М., Полянский В. Г. Исследование эффективности вытеснения нефти из пористой среды газом высокого давления на наклонных моделях пласта // Сб. науч. тр. СевКавНИПИнефть. – 1970. – Вып. 6. – С. 183–186.
9. Дегтярев Н. М., Полянский В. Г. Влияние температуры на эффективность вытеснения нефти из пористой среды газом высокого давления // Сб. науч. тр. СевКавНИПИнефть. – 1970. – Вып. 6. – P. 177–182.

References

1. Lambert, H. M. S., Eagan, P. C. & Taffy, P. R. (1976). Salt cavities for storage of natural gas at Hoarse in Great Britain - London. 13th World Gas Conference. I.G.V/A8-76. pp. 23. (In English).
2. Velikovskiy, A. S., & Terzi, V. P. (1967). Vytesneniye nefiti iz plastov szhizhennym gazom. Oil Industry, (9), pp. 18-25. (In Russian).
3. Nikolayev, V. A., Buzinov, S. N., Makeyev, B. V. (1977). Vytesneniye rastvoritelyami zhidkikh plastovykh uglevodorodov s nizkoy fazovoy nasyshchennost'yu. EI. Seriya: Geologiya, bureniye i razrabotka gazovykh mestorozhdeniy, (15), pp. 10-13. (In Russian).
4. Wharton, L. P., & Kuschnik, W. L. (1950). Preliminary reports on oil recovery by high pressure Gas Injection. Drill and Prod. Bract, (5), pp. 50-56. (In English).
5. Zaks, S. L. (1963). Povysheniye nefteotdachi plasta nagnetaniyem gazov: vytesneniye v uslo-viyakh vzaimnoy rastvorimosti vytesnyayushchey i vytesnyayemoy faz i obratnogo ispare-niya. – М.: Gostoptekhizdat Publ., 191 p. (In Russian).
6. Craig, F. F., & Owens, W. S. (1960). Miscible Slug Flooding - A Review. Journal of Petroleum Technology, 12(4), pp. 11-15. (In English). DOI: 10.2118/1391-G
7. Degtyarev, N. M., Bagov, M. S., & Polyanskiy, V. G. (1967). Issledovaniye vytesneniya nefiti gazom vysokogo davleniya iz neodnorodnoy i treshchinno-poristoy sredy na laboratornykh modelyakh. Sbornik nauchnykh trudov SevKavNIPIneft', (3), pp. 149-152. (In Russian).
8. Degtyarev, N. M., & Polyanskiy, V. G. (1970). Issledovaniye effektivnosti vytesneniya nefiti iz poristoy sredy gazom vysokogo davleniya na naklonnykh modelyakh plasta. Sbornik nauchnykh trudov SevKavNIPIneft', (6), pp. 183-186. (In Russian).
9. Degtyarev, N. M., & Polyanskiy, V. G. (1970). Vliyaniye temperatury na effektivnost' vytesneniya nefiti iz poristoy sredy gazom vysokogo davleniya. Sbornik nauchnykh trudov Sev-KavNIPIneft', (6), pp. 177-182. (In Russian).

Сведения об авторе

Нурмамедли Фазиль Алигусейн оглы, к. г.-м. н., старший научный сотрудник, SOCAR, НИПИнефтегаз, г. Баку, Республика Азербайджан, e-mail: fazil.nurmammadli@mail.ru

Information about the author

Fazil A. Nurmammadli, Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, SOCAR, Oil Gas Scientific Research Project Institute, Baku, the Republic of Azerbaijan, e-mail: fazil.nurmammadli@mail.ru