



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
B65G 5/00 (2019.02); B65G 5/00 (2019.05)

(21)(22) Заявка: **2017143624**, 13.12.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
13.12.2017

Дата регистрации:
19.08.2019

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 13.12.2017

(43) Дата публикации заявки: 13.06.2019 Бюл. № 17

(45) Опубликовано: 19.08.2019 Бюл. № 23

Адрес для переписки:

190900, Санкт-Петербург, ВОХ 1255, ПАО
"Газпром", Начальнику Департамента О.Е.
Аксютину

(72) Автор(ы):

**Каримов Марат Фазылович (RU),
Хан Сергей Александрович (RU),
Дудникова Юлия Константиновна (RU),
Алабердин Ренат Рифатович (RU),
Костиков Сергей Леонидович (RU),
Мелков Александр Сергеевич (RU),
Муллагалиева Ляля Махмутовна (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Публичное акционерное общество "Газпром"
(RU)**

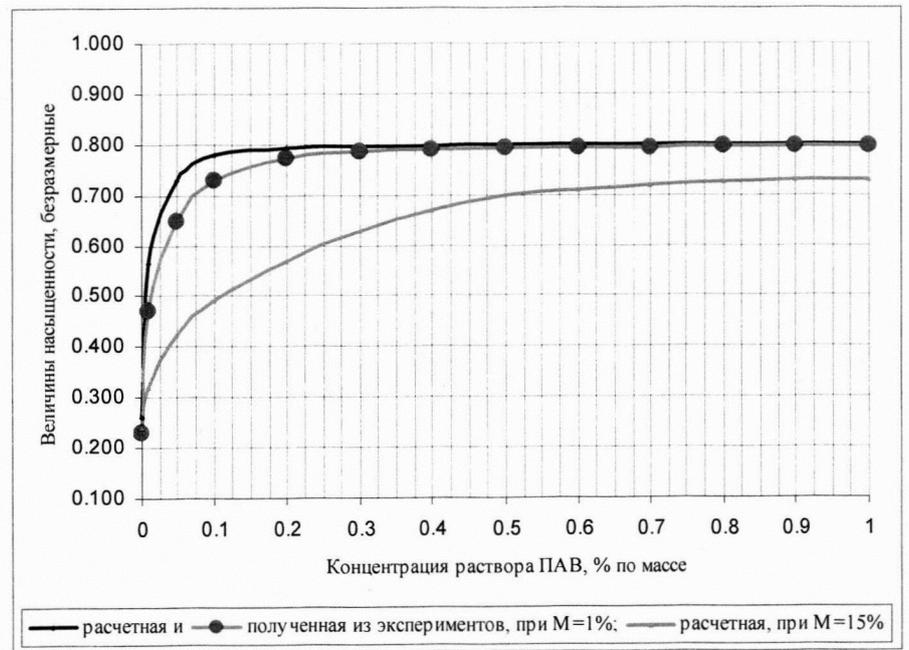
(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2588500 C1, 27.06.2016. RU
2483012 C1, 27.05.2013. RU 2085457 C1,
27.07.1997. US 3379260 A, 23.04.1968.

(54) Способ создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре

(57) Реферат:

Изобретение относится к методам создания объекта подземного хранения природного газа в водоносных геологических структурах и, в частности, к физико-химическим методам управления движением газовой контактной (ГВК) при отборе газа из подземного хранилища газа в таких структурах. В водоносной геологической структуре осуществляют бурение расчетного количества эксплуатационных скважин в сводовой области водоносной структуры и в центральной части одну многозабойную скважину, пробуренную до уровня проектного ГВК, через которую проводят боковые горизонтальные ответвления числом 2 и более на уровне проектного ГВК. Через эксплуатационные скважины производят нагнетание природного газа до достижения ГВК гипсометрических отметок, после чего последовательно осуществляют закачку в центральную скважину с горизонтальными ответвлениями в область газовой контактной

водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ, а затем производят закачку природного или неуглеводородного газа, близкого по своим физико-химическим свойствам к природному газу. Объемы водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и газа выбирают в таких соотношениях, которые в пластовых условиях образуют при механическом перемешивании при их совместной фильтрации расчетную величину устойчивого малопроницаемого площадного экрана. Объемы водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и природного или неуглеводородного газа находятся в соотношении 1:1÷6. Технический результат заключается в повышении эффективности хранения природного газа за счет увеличения активного объема газа и продления режима безводной эксплуатации ПХГ при повышенных темпах отбора газа. 1 з.п. ф-лы, 3 табл., 5 ил.



Фиг.1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
B65G 5/00 (2019.02); B65G 5/00 (2019.05)

(21)(22) Application: **2017143624**, 13.12.2017

(24) Effective date for property rights:
13.12.2017

Registration date:
19.08.2019

Priority:

(22) Date of filing: 13.12.2017

(43) Application published: 13.06.2019 Bull. № 17

(45) Date of publication: 19.08.2019 Bull. № 23

Mail address:

190900, Sankt-Peterburg, BOX 1255, PAO
"Gazprom", Nachalniku Departamenta O.E.
Aksyutinu

(72) Inventor(s):

**Karimov Marat Fazylovich (RU),
Khan Sergej Aleksandrovich (RU),
Dudnikova Yuliya Konstantinovna (RU),
Alaberdin Renat Rifatovich (RU),
Kostikov Sergej Leonidovich (RU),
Melkov Aleksandr Sergeevich (RU),
Mullagalieva Lyalya Makhmutovna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Publichnoe aktsionerное obshchestvo
"Gazprom" (RU)**

(54) **METHOD FOR CREATION OF UNDERGROUND GAS STORAGE IN WATER-BEARING GEOLOGICAL STRUCTURE**

(57) Abstract:

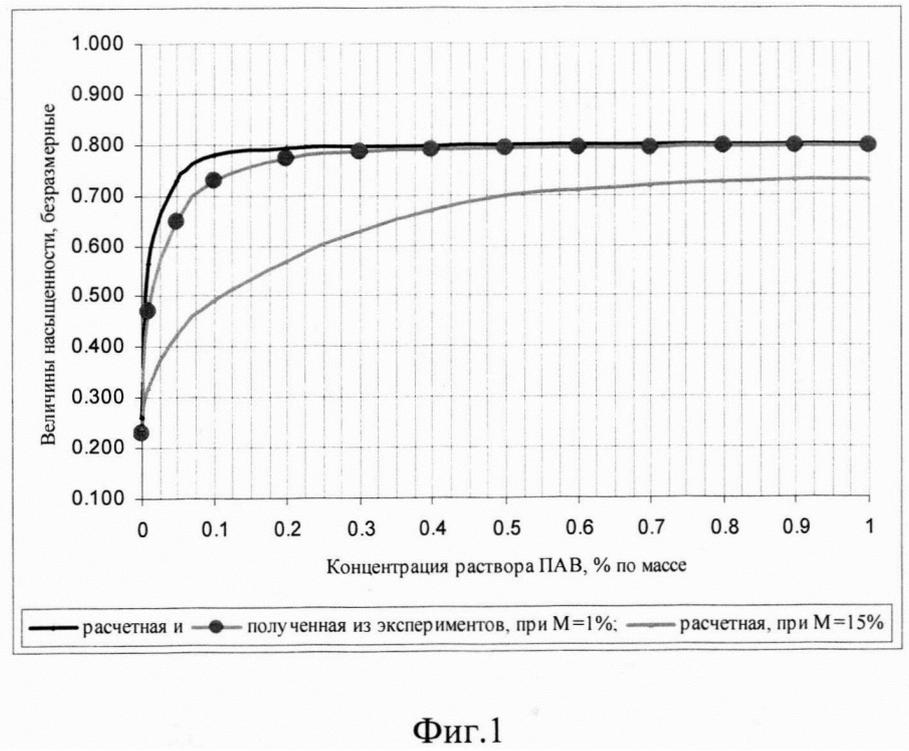
FIELD: gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to methods of creating an object for underground storage of natural gas in water-bearing geological structures and, in particular, to physical and chemical methods of controlling movement of gas-water contact (GWC) when extracting gas from an underground gas storage in such structures. In water-bearing geological structure drilling of design number of production wells is performed in summary area of water-bearing structure and in central part one multi-hole well drilled to level of design GWC, through which side horizontal branches are made with number 2 and more at level of design GWC. Through the production wells, injection of natural gas is performed before GWC hypsometric marks are achieved, after which water solution of foam-forming surfactants is injected into the central well with

horizontal branches into the gas-water contact area, and then pumping of natural or non-hydrocarbon gas, close in its physical and chemical properties to natural gas. Volumes of water solution of foaming surfactants and gas are selected in such proportions that in reservoir conditions form, at mechanical mixing at their combined filtration, design value of stable low-permeable surface screen. Volumes of water solution of foaming surfactants and natural or non-hydrocarbon gas are in ratio 1:1÷6.

EFFECT: technical result consists in improvement of efficiency of natural gas storage due to increase of active gas volume and prolongation of mode of water-free operation of underground gas storage facility at increased rates of gas withdrawal.

1 cl, 3 tbl, 5 dwg



Фиг.1

Изобретение относится к методам создания и управления объектом подземного хранения природного газа в водоносных геологических структурах и, в частности, к физико-химическим методам управления движением газовой фазы (ГВК) в этих структурах при отборе газа из подземного хранилища.

5 Известно, что в практике создания и ввода в промышленную циклическую эксплуатацию подземного хранилища газа (ПХГ) в водоносных пластах-коллекторах выделяют два этапа:

- создание в пористой среде искусственной газовой залежи и проведение ежегодных опытных циклов нарастающей закачки и отбора газа;

10 - циклическая эксплуатация ПХГ с момента достижения проектного объема хранимого в пласте-коллекторе газа.

При этом проектный объем хранимого в ПХГ газа всегда равен сумме активного (отбираемого) и буферного (пассивного) объемов газа. Функция буферного объема газа состоит в создании в пласте-коллекторе ПХГ в конце периода отбора газа из его газонасыщенной зоны с определенным давлением, при котором обеспечивается 15 необходимый дебит отбора газа из хранилища, а также ограничение обводнения эксплуатационных скважин, уменьшение степени сжатия газа на компрессорной станции при транспорте газа в район потребления и соблюдения требований охраны недр.

Известны технические решения по созданию ПХГ в водоносных структурах, которые 20 предусматривают формирование компактного высокогазонасыщенного объема в пласте и обеспечивают достижение

стабильных соотношений объемов активного и буферного газа (авторское свидетельство SU 190272, опубл. 16.12.1966, заявки US 3330352, опубл. 11.07.1967 и US 3393738, опубл. 23.07.1968).

25 Указанные решения основаны на использовании по всему фонду эксплуатационных скважин ПХГ физико-химических методов интенсификации вытеснения пластовой воды природным газом в пласте-коллекторе в период закачки газа в ПХГ в каждом цикле эксплуатации. В качестве средства для интенсификации вытеснения воды природным газом используют пены, создаваемые по различным технологиям из водных растворов 30 пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые используют в виде оторочек между нагнетаемым в пласт природным газом и вытесняемой водой. Благодаря физико-химическим явлениям, происходящим на границе раздела фаз в пористой среде, и аномальным неравновесным реологическим свойствам пены, существенно повышается (в сравнении с обычным способом вытеснения) коэффициент вытеснения воды газом. 35 Как следствие, создаются благоприятные условия для формирования в пористой среде компактного высокогазонасыщенного объема ПХГ, обеспечивающего оптимальные соотношения активного и буферного объемов хранимого газа, благодаря ограничению неконтролируемого растекания газа в слоисто-неоднородной пористой среде при закачке и предотвращению прогрессивного внедрения воды в хранилище при отборе 40 газа.

Учитывая циклический характер эксплуатации ПХГ, указанные методы интенсификации вытеснения воды газом необходимо проводить в каждом цикле при закачке газа в ПХГ на всем фонде эксплуатационных скважин, количество которых на некоторых отечественных ПХГ достигает превышает 300 единиц. Таким образом 45 использование этих методов связано со значительными материальными эксплуатационными затратами связано со значительными затратами на приобретение используемых

химреагентов, проведение технологических операций по реализации методов

интенсификации.

Известны способы создания ПХГ, для повышения технико-экономической эффективности которых за счет удешевления стоимости буферного газа, в хранилище закачивают в качестве буферного газ химических производств, искусственный газ или
5 любые другие неуглеводородные газы (авторское свидетельство SU 398803, опубл. 27.09.1973), или в которых буферный природный газ заменяют углекислым газом или азотом до полного извлечения природного буферного газа перед ликвидацией ПХГ (патент RU 2508445, опубл. 27.02.2014).

Известны способы создания ПХГ, предусматривающие замену буферного природного
10 газа на какие-либо другие менее дорогостоящие неуглеводородные газы, близкие по физико-химическим свойствам к метану, например, азот, двуокись углерода, выхлопные газы компрессоров, турбонагнетателей и т.д. [Левыкин Е.В. К использованию выхлопных газов газомоторкомпрессоров в качестве наполнителя буферного объема при создании подземных газохранилищ. Реф. информ. Сер. «Транспорт и хранение
15 газа». - М., ВНИИЭгазпром, Вып. 8, 1976. - С. 29-32.; Карвацкий А.Г. CO₂ - эффективный заменитель буферного газа ПХГ. - Газовая промышленность, 1985, №7, С. 30-31], патент RU 2532278, опубл. 10.11.2014.

Согласно указанным способам на первом этапе сооружения ПХГ в пласт производят закачку неуглеводородных газов в объеме, соответствующем проектному объему
20 буферного газа создаваемого ПХГ, а в дальнейшем осуществляют закачку природного газа до достижения в хранилище проектных показателей по объемам буферного и активного газа и после этого переходят на реализацию второго этапа эксплуатации ПХГ, связанного с циклическим отбором и закачкой газа.

К недостаткам такого использования в качестве буферного газа неуглеводородных
25 агентов, близких по своим физико-химическим

свойствам к метану, относятся осложнения, возникающие вследствие диффузионного перемешивания углеводородного газа и неуглеводородных агентов, в результате чего снижается теплотворная способность такой смеси, а также повышается коррозионная
30 активность кислых компонентов в составе природного газа, транспортирующегося потребителям.

Также известен способ создания подземного хранилища газа в геологических структурах, заполненных не углеводородным газом, путем закачки природного газа до величины предельно допустимого значения горного давления (патент RU 2458838,
35 опубл. 20.08.2012). При этом толщина переходной зоны (ловушки) газовой смеси метана и диоксида углерода составляет до 73 м при толщине продуктивной части 100 м.

Основным недостатком этого способа является образование смеси при непосредственном контакте хранимого природного газа и диоксида углерода, создающей технологические и технические осложнения. Кроме того, указанные выше размеры
«ловушки» для водоносных пластов не встречаются.

Из известных технических решений близким к предлагаемому по технической
40 сущности и достигаемому результату является способ создания подземного хранилища газа в водоносном пласте неоднородного литологического строения, основанный на изоляции нижней зоны пласта и предусматривающий дифференцированную по глубине пласта закачку и отбор газа из скважин ПХГ. При этом по мере формирования при
45 закачке газа газонасыщенного объема ПХГ нижнюю часть пласта изолируют путем цементирования, вскрывают и производят отбор из верхней части пласта (патент RU 2085457, приоритет 11.01.1995).

Однако указанный способ имеет следующие недостатки:

- цементирование выводит изолированный интервал из эксплуатации, что приводит к необходимости разбуривания образованного цементного стакана в следующем цикле эксплуатации;

5 - в процессе цементирования происходит изоляция скважины в конкретном интервале призабойной зоны пласта, а снижение давления в газоносной зоне при отборе газа приводит к подъему пластовой воды, обтекая эту зону, что уменьшает активную газонасыщенную толщину пласта ПХГ.

Наиболее близким к предлагаемому по технической сущности и достигаемому результату является способ (патент RU №2588500, опубл. 27.06.2016) создания
10 подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре путем бурения скважин в сводовой области водоносной структуры, через которые производят нагнетание природного газа до достижения границей газоводяного контакта гипсометрических отметок, соответствующих проектному объему хранилища, после чего последовательно осуществляют закачку через пробуренные скважины в область
15 газоводяного контакта водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ, а затем в область водоносной структуры, залегающей ниже газоводяного контакта, производят закачку неуглеводородного газа, близкого по своим физико-химическим свойствам к природному газу, при этом объемы водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и неуглеводородного газа выбирают
20 исходя из соотношения 1:1÷6, обеспечивающего образование в процессе циклического отбора и закачки природного газа устойчивого пластового изолирующего экрана из пены, получаемой в результате механического перемешивания водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и неуглеводородного газа при их совместной фильтрации в пористой среде, при этом экран из пены создают малой
25 проницаемости и толщиной, определяемой из условия экранирования-фильтрации через него подошвенной воды при интенсивном отборе газа из хранилища в течение 90-120 суток.

Этот способ имеет несомненные преимущества перед способом по патенту RU 2085457 в технологическом плане, однако имеет следующие недостатки технико-экономического
30 характера:

- создание площадного сплошного экрана путем закачки водного раствора ПАВ и газа через несколько пробуренных в область газоводяного контакта скважин приводит к значительным финансовым вложениям;

35 - через вертикальные скважины, вскрытые в зоне ГВК весьма затруднительно создание площадного экрана, т.к., ввиду слоистой неоднородности водоносного пласта раствор ПАВ будет фильтроваться в зону большей проницаемости, которая, как правило, не совпадает с ГВК, и не позволит контролировать толщину экрана, который обеспечивает продление безводного режима (экономический эффект);

40 - для создания площадного экрана потребуются бурение специальных скважин в особом порядке по 3-х, 4-х, 5-и, 7-и точечным схемам по одноэтапной схеме или с центральной разгрузочной скважиной, продукцию которой (высокоминерализованная пласта вода), необходимо утилизировать.

Технический результат, на достижение которого направлено предлагаемое изобретение, заключается в повышении эффективности хранения природного газа за
45 счет увеличения активного объема газа и продления режима безводной циклической эксплуатации ПХГ при повышенных темпах отбора газа.

Технический результат обеспечивается тем, что в способе создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре, включающем в себя бурение

скважин в сводовой области водоносной структуры, через которые производят нагнетание природного газа до достижения границей газоводяного контакта гипсометрических отметок, соответствующих проектному объему хранилища, создание в области газоводяного контакта малопроницаемого экрана из дисперсной системы, состоящей из водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ, а также природного газа или неуглеводородного газа, близкого по своим физико-химическим свойствам к природному газу, при этом объемы водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и упомянутого газа выбирают, исходя из соотношения 1:1÷6, обеспечивающего образование устойчивого пластового изолирующего экрана из пены, получаемой в результате механического перемешивания водного раствора пенообразующих поверхностно - активных веществ и упомянутого газа при их совместной фильтрации в пористой среде, при этом экран из пены создают малой проницаемости и толщиной, определяемой из условия экранирования - фильтрации через него подошвенной воды при интенсивном отборе газа из хранилища в течение 90-120 суток, экран создают через многозабойную скважину, пробуренную в центральной части подземного хранилища газа до уровня проектного газоводяного контакта с числом боковых горизонтальных ответвлений не менее двух, проведенных в зону проектного газоводяного контакта.

Боковые горизонтальные ответвления многозабойной скважины в зависимости от конфигурации изолируемой зоны имеют наклонные направления и/или образуют между собой углы в пределах от 45 до 180 градусов.

Способ создания малопроницаемого площадного экрана в пористой среде при эксплуатации подземного хранилища газа поясняется рисунками, где:

фиг. 1 - представлена расчетная и экспериментальная зависимость фронтальной газонасыщенности при использовании пенообразующего раствора ПАВ ОП-10;

фиг. 2 - показаны промежуточный и окончательный виды экрана, создаваемого через 3 скважины по одноэтапной технологии. 1, 2, 3 - номера скважин, через которые создается площадной экран. Время создания экрана составляет 35 суток. Пунктирная окружность изображает контур «литологического окна» радиусом 139 м, которое необходимо перекрыть;

фиг. 3 - показаны промежуточный и окончательный виды экрана через 4 скважины по одноэтапной технологии. 1, 2, 3. и 4 - номера скважин, через которые создается площадной экран. Время создания экрана составляет 37 суток. Пунктирная окружность изображает контур «литологического окна» радиусом 139 м, которое необходимо перекрыть.

фиг. 4 - показаны промежуточный и окончательный виды экрана, создаваемого через 4 скважины по двухэтапной технологии. 1,2.3. и 4 - номера скважин, через которые создается площадной экран. Время создания экрана составляет 37 суток, объем откачанной пластовой воды из центральной скважины 6,66 тыс.м³. Пунктирная окружность изображает контур «литологического окна» радиусом 139 м, которое необходимо перекрыть.

фиг. 5 - показаны промежуточный и окончательный виды экрана, созданного через 4-х забойную скважину. Пунктирная окружность изображает контур «литологического окна» радиусом 139 м, которое необходимо перекрыть. Время создания экрана составляет 28 суток.

Предлагаемый способ осуществляют следующим образом.

В водоносной геологической структуре осуществляют бурение расчетного количества эксплуатационных скважин в сводовой области водоносной структуры и в центральной

части одну многозабойную скважину до уровня проектного ГВК, через которую проводят боковые горизонтальные ответвления числом 2 и более на уровне проектного ГВК. Через эксплуатационные скважины производят нагнетание природного газа до достижения ГВК гипсометрических отметок, соответствующих проектному объему хранилища, после чего последовательно осуществляют закачку в центральную скважину с горизонтальными ответвлениями в область газовойодяного контакта водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ, а затем производят закачку природного или неуглеводородного газа, близкого по своим физико-химическим свойствам к природному газу, при этом объемы водного раствора

пенообразующих поверхностно-активных веществ и газа выбирают в таких соотношениях, которые в пластовых условиях образуют при механическом перемешивании при их совместной фильтрации расчетную величину устойчивого малопроницаемого площадного экрана. Объемы водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и природного или неуглеводородного газа находятся в соотношении 1:1÷6.

Теоретической и расчетной основой создания малопроницаемых экранов являются эмпирические зависимости относительных фазовых проницаемостей (Каримов М.Ф. Эксплуатация подземных хранилищ газа, М., Недра, 1981, стр. 104), которые для ПАВ и их концентраций, приведенных в таблице 1, в уточненном виде имеют коэффициент корреляции в пределах $0,8 \leq R^2 \leq 0,99$ при использовании выражений:

$$\begin{aligned}
 k_{ж}^* &= 1; & 0 \leq s < 0,1; \\
 k_{ж}^* &= (1 - s/0,8)^{a_1} & 0,1 \leq s \leq 0,8; & a_1 = 1,876 \\
 k_{ж}^* &= 0; & 0,8 < s \leq 1,0;
 \end{aligned}$$

для раствора (1)

$$\begin{aligned}
 k_2^*(s, c) &= 0 & \text{при } 0 < s \leq 0,1; \\
 k_2^*(s, c) &= (4 - 3s) \cdot \left(\frac{s - 0,1}{0,9}\right)^a & \text{при } 0,1 < s \leq 1, \\
 a &= 3,5 + 12 \ln \left[1 + (100c)^{1,5} \right]
 \end{aligned}$$

для газа (2)

где s - газонасыщенность пористой среды, безразмерная величина;
 c - концентрация пенообразующего ПАВ, % масс.;

$k_{ж}^*$ - относительная фазовая проницаемость пористой среды по жидкости, безразмерная величина;

k_2^* - относительная фазовая проницаемость пористой среды по газу, безразмерная величина.

Эти зависимости используются в дальнейших расчетах, выполняемых на ЭВМ.

В качестве пенообразующих ПАВ возможно использовать различные ПАВ, примеры которых указаны в нижеприведенной таблице 1. Более предпочтительно использование раствора синергетических композиций ПАВ (раствор пенообразователя), состоящих из основного пенообразующего неионогенного ПАВ и вспомогательного анионоактивного ПАВ в пластовой воде. Например, композиция, состоящая из основного пенообразующего неионогенного ПАВ в виде оксиэтилированного

алкилфенола марки ОП-7 или ОП-10, или натриевых солей карбоксиметилированных оксиэтилированных изофенолов Синтерол АФМ-12 и вспомогательного анионоактивного ПАВ в виде сульфит-спиртовой барды (КССБ или ССБ), обладает синергетическим эффектом вследствие лучшей адсорбции КССБ или ССБ на поверхности породы (Гидродинамика и фильтрация однофазных и многофазных потоков, Труды МИНХ и ГП имени И.М. Губкина, М., Недра, 1972, с. 76). При этом происходит снижение потерь основного ПАВ до 60% масс. Предпочтительно, в синергетической композиции используют указанные ПАВ (ОП-10: КССБ или ССБ) в массовых соотношениях от 0,6:1 до 1:1. При приготовлении раствора важным является использование пластовой воды того горизонта, где планируется создание экрана. Это обеспечивает максимальное сохранение прочности и структуры пласта-коллектора. При этом концентрация синергетической композиции в пластовой воде составляет 0,8%-1,0% масс.

Для обеспечения устойчивой толщины экрана количество закачиваемого природного или неуглеводородного газа для пенообразования в каждую скважину в пластовых условиях предпочтительно составляет от 1 до 6 объемов используемого объема раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ. Определение концентрации ПАВ в растворе пенообразующих поверхностно-активных веществ, необходимого для создания эффективного экрана, производят с учетом химического состава пластовой воды, сорбционных свойств

пористой среды и вида ПАВ. Рекомендуемые ПАВ для создания экранов в зависимости от минерализации пластовой воды представлены в таблице 1.

Экспериментальные значения фронтальной газонасыщенности и значения фронтальной газонасыщенности при замещении в пористой среде растворов ПАВ газом, рассчитанные с использованием формул (1) и (2) при применении ПАВ ОП-10, представлены на фиг. 1, где приняты обозначения: $M=1\%$ - замещение газом растворов ПАВ в пластовой воде гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 1% масс; $M=15\%$ - замещение газом растворов ПАВ в пластовой воде хлоркальциевого типа с минерализацией 15% масс.

Из приведенных материалов следует, что образование в пористой среде пен - неравновесных дисперсных систем обеспечивает увеличение газонасыщенности уже на фронте вытеснения до 0,7-0,8. При этом снижается фазовая проницаемость также и для воды. Таким образом неравновесные дисперсные системы эффективно могут быть использованы как для экранирования газового объема от перетока за пределы определенной изогипсы, так и для экранирования вторжения воды в газонасыщенный объем ПХГ.

Горизонтальные размеры изолирующего малопроницаемого экрана определяют, например, следующими приемами.

По геологическим исследованиям определяют изогипсу, в пределах которой обеспечивается проектный объем ПХГ. Площадь, ограниченную этой изогипсой, определяют по структурной карте компьютерным способом или аппроксимируют, например, многоугольником или кругом, овалом, эллипсом или делят на отдельные участки, площади которых также аппроксимируют частью, например, круга, овала, эллипса, многоугольника или комбинацией таких фигур, суммарная площадь которых является искомой площадью проектного газоводяного контакта.

Объем необходимого экрана рассчитывают умножением найденной площади на расчетную толщину экрана. Рассчитанный таким образом

объем малопроницаемого экрана должен состоять из одной части пенообразующего

раствора ПАВ и 1-6 частей газа в условиях пласта. Период создания экрана определяется подготовительными работами, закачкой раствора и закачкой газа.

Основным параметром экрана, определяющим эффективность его функционирования, является толщина экрана. Толщина экрана определяется исходя из того, что частица подошвенной воды должна фильтроваться сквозь экран в период цикла отбора за время ϑ , которое технологически обосновывается из условия надежной изоляции вторжения подошвенной воды в газоносную область при циклической эксплуатации ПХГ. В зависимости от геологических и технологических особенностей ПХГ время ϑ может составить 90-120 суток.

Толщину экрана (необходимый вертикальный поперечный размер l_g , для надежной защиты газового объема от вторжения подошвенной воды, определяют из выражения:

$$l_g = \sqrt{9(P_1 - P_2) \frac{k_g}{\mu_g m}} \quad (3)$$

где:

l_g - толщина экрана, м;

ϑ - необходимое время экранирования пластовой воды, с;

P_1 и P_2 - значение давления на границах экрана, МПа;

$k_g = k_{жс}^* \cdot k$ - коэффициент фазовой проницаемости для воды, м²;

k - абсолютная проницаемость пласта в изолируемой зоне, м²;

μ_v - вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с;

m - коэффициент пористости пласта в изолируемой зоне.

Из формулы следует, что толщина экрана зависит от параметров пласта - проницаемости k и пористости m .

Принимая в формуле необходимое время экранирования вторгающейся пластовой воды, определяют толщину экрана.

Ниже приведен пример реализации предлагаемого способа.

Имеется ПХГ в водоносных пластах с общим объемом хранимого газа 3 млрд м³, с активным объемом 1,5 млрд м³. В подошвенной части хранилища имеется литологическое окно круговой формы с радиусом 139 м, которое необходимо перекрыть горизонтальным малопроницаемым экраном. Период отбора длится 90-120 суток. Определяют толщину (поперечный вертикальный размер) экрана, композицию ПАВ, объем раствора и массу ПАВ, необходимых для создания экрана. Компьютерным моделированием определяют период отбора газа до обводнения без установки экрана и при установке экрана.

Исходные данные:

Глубина пласта $H=1000$ м;

Пластовая вода хлоркальциевого типа по Сулину с общей минерализацией $M=150$ г/л;

Пластовое давление изменяется в пределах 8-10 МПа, т.е. максимальная нагрузка на экран составляет 2 МПа;

Толщина газоносной части пласта $h=20$ м;

Средняя абсолютная проницаемость $k=0,65 \cdot 10^{-12}$ м²;

Пористость $m=0,20$;

Вязкость газа 0,014 мПа·с;

Вязкость пластовой воды 1,8 мПа·с.

Способ осуществляют в следующей последовательности.

1. По таблице 1 выбирают основной пенообразующий ПАВ, например, ОП-10СНХК, готовят раствор с предпочтительной концентрацией 0,967% и добавляют синергетическую компоненту ПАВ -0,3% КССБ или ССБ.

2. По кривым, приведенным на фиг. 1, определяют фронтную насыщенность s в зависимости от принятой концентрации (0,967%) $s=0,7$.

3. По формулам (1) и (2) определяют относительные проницаемости для газа и жидкости при $s=0,7$: $k_g^*=0,0001$; $k_{ж}^*=0,003$, следовательно, $k_T=0,0001 \cdot 0,65 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, а $k_{ж}=0,003 \cdot 0,65 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2=0,00195 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

4. Рассчитывают проектную толщину (вертикальный поперечный размер) экрана l_e .

Минимальный поперечный вертикальный размер экрана определяют из условия прохождения частиц подошвенной воды (за период интенсивного отбора, например, 90 суток) при отборе газа из ПХГ. Величину l_e определяют из выражения (3):

$$l_e = \sqrt{9(P_1 - P_2) \frac{k_g}{\mu_e m}} = \sqrt{\frac{90 \cdot 86400 \cdot (10 \cdot 10^6 - 8 \cdot 10^6) \cdot 0,003 \cdot 0,65 \cdot 10^{-12}}{1,8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2}} = 9,2 \text{ м}$$

где P_1 и P_2 - значение давления на границах экрана, МПа;

k_B - коэффициент фазовой водопроницаемости, м^2 ;

m - коэффициент пористости;

μ_B - вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с.

5. Рассчитывают площадь ГВК одним из вышеуказанных приемов.

6. Необходимый объем раствора ПАВ для перекрытия литологического окна определяют исходя из создания экрана толщиной 9,2 м в литологическом окне:

$$\text{Площадь круга } S = \pi \cdot r^2 = 3,14 \cdot 139^2 = 59832 \text{ м}^2.$$

Объем кругового цилиндра, насыщенного пеной,

$$V = \pi \cdot r^2 \cdot l_e = 3,14 \cdot 138^2 \cdot 9,2 = 550,46 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Объем пены в поровом объеме кругового цилиндра

$$V_{\text{пены}} = \pi \cdot r^2 \cdot l_e \cdot m = 3,14 \cdot 139^2 \cdot 9,2 \cdot 0,2 = 110,1 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Количество раствора пенообразующей композиции в пене, состоящей из одной части раствора и 4-х частей газа в условиях пласта:

$$V_{\text{раствора}} = \pi \cdot r^2 \cdot l_e \cdot \frac{m}{5} = 3,14 \cdot 139^2 \cdot 9,2 \cdot \frac{1}{5} = 22,326 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Объем V природного или неуглеводородного газа в экране в условиях пласта:

$$V_{\text{газа}} = \pi \cdot r^2 \cdot l_e \cdot \frac{4m}{5} = 3,14 \cdot 139^2 \cdot 9,2 \cdot \frac{4 \cdot 0,2}{5} = 89,3 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Масса ОП-10 в растворе по таблице 1

$$M_{\text{оп-10}} = \pi \cdot r^2 \cdot l_g \cdot \frac{m}{5} C_0 = 3,14 \cdot 139^2 \cdot 9,2 \cdot \frac{0,2 \cdot 9,67 \text{ кг}}{5 \cdot \text{м}^3} = 215,9 \cdot 10^3 \text{ кг}.$$

Масса синергетической составляющей ССБ или КССБ из расчета 0,3%:

$$M_{\text{КССБ}} = \pi \cdot r^2 \cdot l_g \cdot \frac{m}{5} C_0^{\text{КССБ}} = 3,14 \cdot 139^2 \cdot 9,2 \cdot \frac{0,2 \cdot 3 \text{ кг}}{5 \cdot \text{м}^3} = 66,98 \cdot 10^3 \text{ кг}.$$

7. Компьютерным моделированием выполнены расчеты параметров ПХГ при перекрытии «литологического окна» различными способами:

- по одноэтапной технологии через одну скважину, имеющуюся или пробуренную в центральной части изолируемой зоны;

- по одноэтапной технологии через три скважины, имеющиеся или пробуренные в изолируемой зоне в вершинах равностороннего треугольника, этапы создания экрана показаны на фиг. 2а. и 2б.;

- через четыре скважины, одна из которых центральная, по одноэтапной технологии, когда во все скважины производят закачку раствора синергетической композиции и газа; визуализированный процесс создания экрана по этой технологии приводится на фиг. 3а и 3б;

- через четыре скважины, одна из которых центральная, по двухэтапной технологии, когда из центральной скважины откачивается пластовая вода до появления в ней маркеров соседних нагнетательных скважин, свидетельствующих о завершении первого этапа и начале второго этапа, визуализированные результаты, которых приведены на фиг. 4а и 4б;

- через одну центральную многозабойную скважину с крестообразным заканчиванием с длиной горизонтальных частей, равной радиусу изолируемого кругообразного «литологического окна»;

визуализированный процесс создания экрана по этой технологии приводится на фиг. 5а и 5б.

Формирование водоизолирующего экрана в области ГВК обеспечивает ограничение вторжения подошвенной воды в хранилище при циклической эксплуатации ПХГ. Это позволяет обеспечить газодинамическую стабильность подлежащего хранению в водоносной структуре объема природного газа и, как следствие, приводят к снижению затрат на формирование и поддержание оптимального объема буферного газа, необходимого для эксплуатации ПХГ в проектных режимах. Учитывая значительные по величине размеры площади ГВК на ПХГ и необходимый объем газа для создания экрана путем пенообразования в пористой среде, который остается в пласте, предлагается из технико-экономических соображений использовать в качестве газообразного агента малоценные неуглеводородные газы, близкие по своим физико-химическим свойствам к природному газу (азот, диоксид углерода, выхлопные газы газомоторкомпрессоров, турбонагнетателей и т.д.). При отсутствии такой возможности можно использовать природный газ, что несколько увеличит стоимость проекта.

С целью определения эффективности функционирования предлагаемого способа на процесс эксплуатации ПХГ была рассмотрена задача о притоке пластовой воды к эксплуатационным скважинам в период отбора газа из ПХГ.

Неустановившаяся фильтрация жидкости и газа, описываемая дифференциальными уравнениями второго порядка в частных производных параболического типа, в виду сложности учета геологического строения объекта, не позволяет получить точные аналитические решения, пригодные для инженерных расчетов. В связи с этим задача

рассматривалась численно, используя интерактивный пакет MatLab.

Моделировались различные варианты установки экрана с коэффициентом перекрытия

$$\eta = \frac{S_{\text{экp}}}{S_{\text{лит.окно}}}, \text{ определяемым как отношение размера полезной площади экрана к размеру}$$

«литологического окна» (таблица 2):

Моделирование показало, что установка экрана с проницаемостью 0,001 равносильна установке герметичного экрана. Однако установка герметичного экрана проблематична в промышленных условиях реальных хранилищ. В связи с этим исследовался вариант

эксплуатации экрана с проницаемостью 0,01, что создает трехкратный запас надежности. Результаты интерактивного моделирования движения ГВК с использованием пакета Matlab приведены в таблице 3.

Из сравнения результатов интерактивного моделирования установки экранов различными способами на параметры эксплуатации ПХГ следует предпочтительность создания площадного экрана через многозабойную скважину, т.к. при этом способе имеют место:

- повышенная точность установки экрана, что является основой для получения ожидаемого эффекта;
- наименьший срок создания экрана по сравнению с другими способами;
- минимальный расход реагентов для создания экрана;
- сравнительная дешевизна на фоне других способов создания экрана;
- наибольший эффект при отборе газа, вследствие максимального точного перекрытия «литологического окна».

Таким образом, описываемый способ создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре позволяет ограничить возможность неконтролируемого обводнения ПХГ при его циклической эксплуатации и существенно повысить период безводного отбора газа и, следовательно, активный объем ПХГ.

Таблица 1

Замещение газом раствора ПАВ в пластовой воде гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией, $M=1\%$	Предпочтительная концентрация, $C^*, \text{кг}/\text{м}^3$.	Замещение газом раствора ПАВ в пластовой воде хлоркальциевого типа с минерализацией, $M=15\%$	Предпочтительная концентрация, $C^*, \text{кг}/\text{м}^3$.
ОП-10ДХК	6,6	ОП-10ДХК	9,67
ОП-10СНХК, Синтерол АФМ-12	6,6	ОП-10СНХК, Синтерол АФМ-12	9,67
ОП-7	6,6	ОП-7	9,67
КССБ или ССБ	1	КССБ или ССБ	3

Таблица 2

№п/п	Способ перекрытия	Коэффициент перекрытия, η	Время, затраченное на создание, сутки
1	Отсутствие экрана, база для сравнения	0	0
2	Создание экрана через одну вертикальную центральную скважину, расположенную в центре «литологического окна» круговой формы	1	129
3	Создание экрана по одноэтапной технологии через три скважины	0,93	35
4	Создание экрана через четыре скважины по одноэтапной технологии	0,82	37
5	Создание экрана через четыре скважины по 2-х этапной технологии	0,83	37
6	Создание экрана через четырехзабойную скважину, используя крестообразное заканчивание с полным перекрытием «литологического окна»	1	28

Таблица 3

№ п.п	Способ создания площадного экрана	Коэффициент перекрытия, доли	Толщина экрана, м	Объем отобранного газа, млрд.м3	Прирост отбора газа, млн.м3	Буферный объем газа, млрд.м3	Расход реагентов, отн.ед.	Период создания, сутки	Относительная стоимость экрана	Количество откачанной воды, тыс.м3
1	Без экрана (база для сравнения)	0	0	1,5	0	1,5	0	0	0	0
2	Через одну скважину	1	9,2	1,85	350	1,15	1,1	129	2,8	0
3	Через три скважины	0,92	9,2	1,8457	345,7	1,154	1,25	35	3,1	0
4	Через 4 скважины по одноэтапной технологии	0,82	9,2	1,8398	339,8	1,1602	1,423	37	4,2	0
5	Через 4 скважины по двухэтапной технологии	0,83	9,2	1,8409	340,9	1,1591	1,31	37	4,2	66,6
6	Через многозабойную скважину	1	9,2	1,85	350	1,15	1	28	3,1	0

(57) Формула изобретения

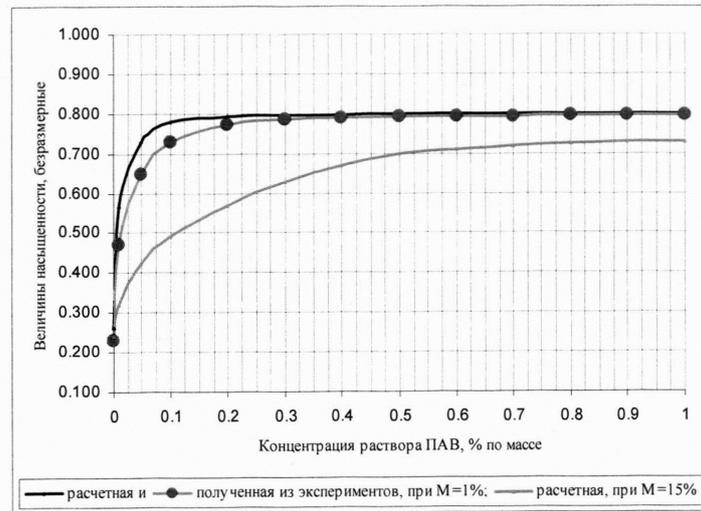
1. Способ создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре, включающий в себя бурение скважин в сводовой области водоносной структуры, через которые производят нагнетание природного газа до достижения границей газоводяного контакта гипсометрических отметок, соответствующих проектному объему хранилища, создание в области газоводяного контакта малопроницаемого экрана из дисперсной системы, состоящей из водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ, а также природного газа или неуглеводородного газа, близкого по своим физико-химическим свойствам к природному газу, при этом объемы водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и упомянутого газа выбирают, исходя из соотношения 1:1÷6, обеспечивающего

образование устойчивого пластового изолирующего экрана из пены, получаемой в результате механического перемешивания водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и упомянутого газа при их совместной фильтрации в пористой среде, при этом экран из пены создают малой проницаемости и толщиной, определяемой из условия экранирования - фильтрации через него подошвенной воды при интенсивном отборе газа из хранилища в течение 90-120 суток, отличающийся тем, что экран создают через многозабойную скважину, пробуренную в центральной части подземного хранилища газа до уровня проектного газоводяного контакта с числом боковых горизонтальных ответвлений не менее двух, проведенных в зону проектного газоводяного контакта.

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что боковые горизонтальные ответвления многозабойной скважины в зависимости от конфигурации изолируемой зоны имеют наклонные направления и/или образуют между собой углы в пределах от 45 до 180 градусов.

1

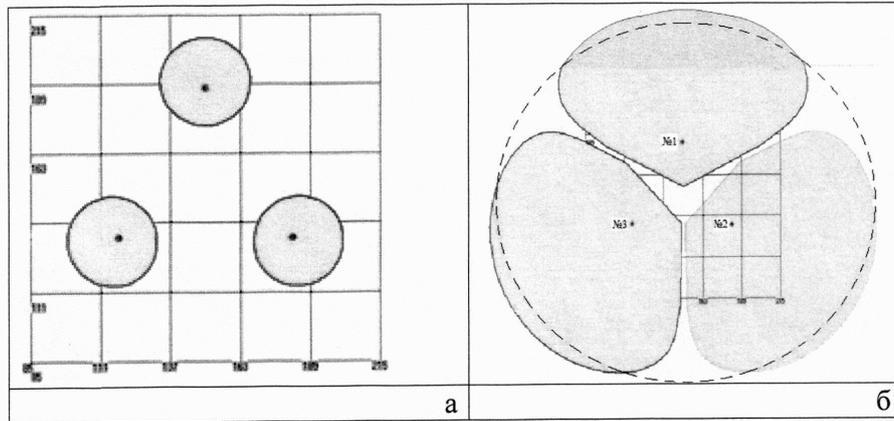
Способ создания подземного
хранилища газа в водоносной
геологической структуре



Фиг.1

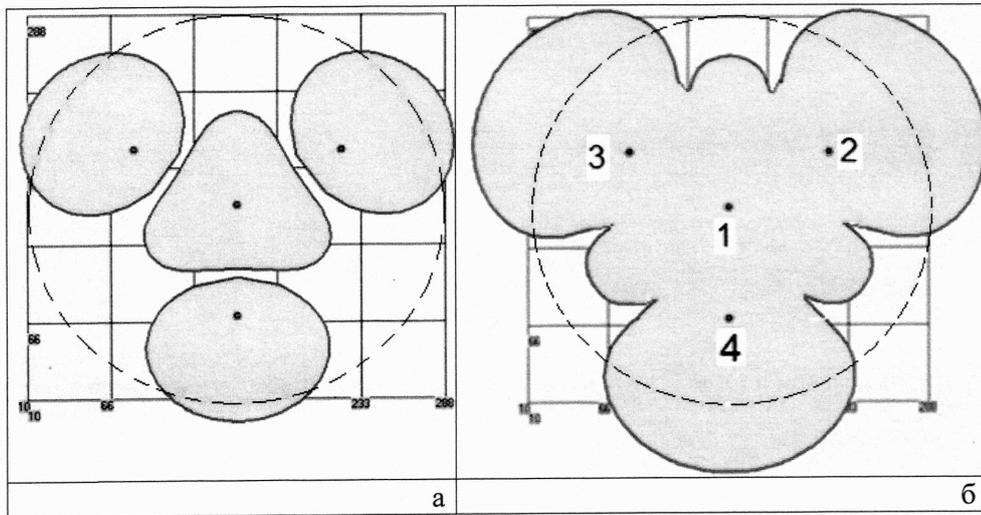
2

Способ создания подземного
хранилища газа в водоносной
геологической структуре



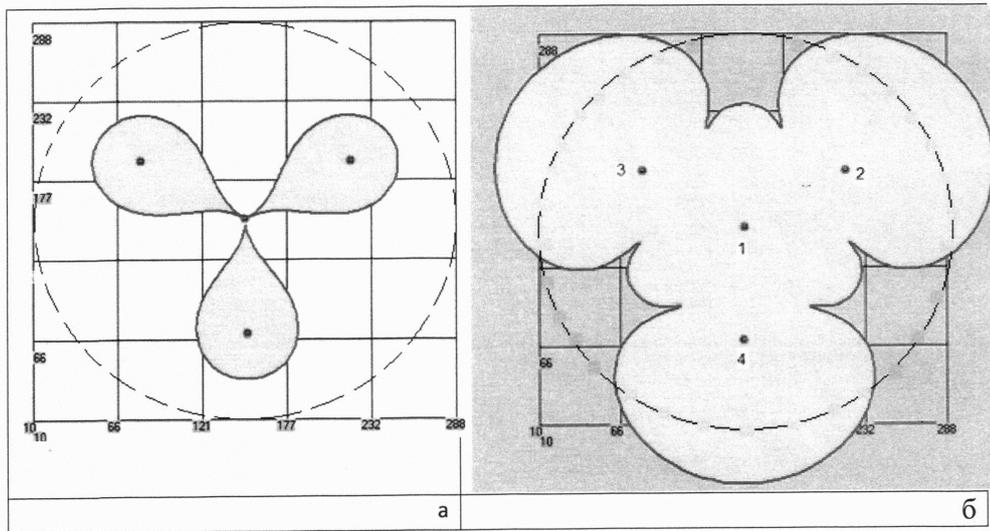
Фиг. 2

Способ создания подземного
хранилища газа в водоносной
геологической структуре



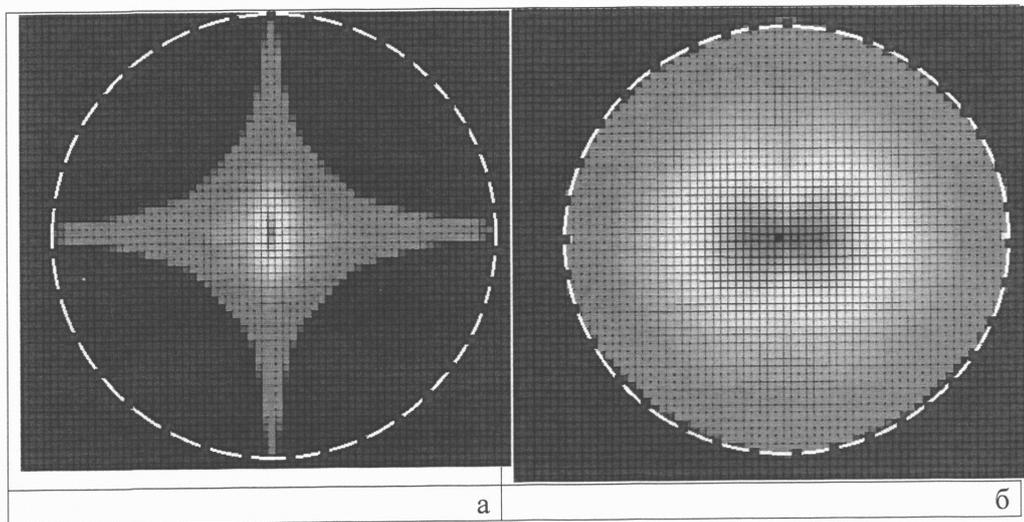
Фиг. 3

Способ создания подземного
хранилища газа в водоносной
геологической структуре



Фиг. 4

Способ создания подземного
хранилища газа в водоносной
геологической структуре



Фиг. 5