



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2015116101/03, 28.04.2015

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
28.04.2015

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 28.04.2015

(45) Опубликовано: 27.06.2016 Бюл. № 18

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2085457 C1, 27.07.1997. RU 2386805 C1, 20.04.2010. RU 2375281 C1, 10.02.2009. RU 2483012 C1, 27.05.2013. US 3379260 A, 23.04.1968. US 3393738 A, 23.07.1968. КАРИМОВ М. Ф., Эксплуатация подземных хранилищ газа, Москва, Недра, 1981, с. 104.

Адрес для переписки:

117997, Москва, ГСП-7, ул. Наметкина, 16, ПАО "Газпром", начальнику Департамента Д.В. Люгаю

(72) Автор(ы):

Каримов Марат Фазылович (RU),
Латыпов Айрат Гиздеевич (RU),
Муллагалиева Ляля Махмутовна (RU),
Аглиуллин Марс Хасанович (RU),
Исламова Асия Асхатовна (RU),
Хан Сергей Александрович (RU),
Костиков Сергей Леонидович (RU),
Тернюк Игорь Михайлович (RU),
Дудникова Юлия Константиновна (RU)

(73) Патентообладатель(и):

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

(54) СПОСОБ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА В ВОДОНОСНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЕ

(57) Реферат:

Изобретение относится к подземному хранению природного газа в водоносных геологических структурах и, в частности, к физико-химическим методам регулирования формирования и последующего газодинамического состояния подземного хранилища газа в таких структурах. Технический результат - повышение эффективности хранения природного газа за счет обеспечения его газодинамической стабильности. Способ заключается в том, что осуществляют бурение скважин в сводовой области водоносной структуры. Через эти скважины производят нагнетание природного газа до достижения границей газоводяного контакта гипсометрических отметок, соответствующих проектному объему хранилища. После этого последовательно осуществляют закачку через пробуренные скважины в область газоводяного контакта водного раствора пенообразующих

поверхностно-активных веществ - ПАВ. Затем в область водоносной структуры, залегающей ниже газоводяного контакта, производят закачку неуглеводородного газа, близкого по своим физико-химическим свойствам к природному газу. Объемы водного раствора ПАВ и неуглеводородного газа выбирают, 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 ПАВ и неуглеводородного газа при их совместной фильтрации в пористой среде. 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 сут. 3 табл., 1 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 43/00 (2006.01)
B65G 5/00 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2015116101/03, 28.04.2015**(24) Effective date for property rights:
28.04.2015

Priority:

(22) Date of filing: **28.04.2015**(45) Date of publication: **27.06.2016** Bull. № 18

Mail address:

117997, Moskva, GSP-7, ul. Nametkina, 16, PAO
"Gazprom", nachalniku Departamenta D.V. Ljugaju

(72) Inventor(s):

**Karimov Marat Fazylovich (RU),
Latypov Ajrat Gizdeevich (RU),
Mullagalieva Lyalya Makhmutovna (RU),
Agliullin Mars KHasanovich (RU),
Islamova Asiya Askhatovna (RU),
KHan Sergej Aleksandrovich (RU),
Kostikov Sergej Leonidovich (RU),
Ternyuk Igor Mikhajlovich (RU),
Dudnikova YUliya Konstantinovna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Publichnoe aktsionernoje obshshestvo "Gazprom"
(PAO "Gazprom") (RU)**

(54) **METHOD OF CREATING UNDERGROUND GAS STORAGE IN WATER-BEARING GEOLOGIC STRUCTURE**

(57) Abstract:

FIELD: gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to underground storage of natural gas in water-bearing geological structures and, in particular, to physical-chemical methods of controlling formation and subsequent gas-dynamic state of underground gas storage in such structures. Method comprises drilling wells in roof area of water-bearing structure. Through said wells feeding natural gas until reaching boundary of gas-water contact hypsometric marks corresponding to design volume of storage. Further, injecting through drilled well in area of gas-water contact foaming aqueous solution of surfactants. Then in area of water-bearing structure lying below gas-water contact, non-hydrocarbon gas is pumped, close in its physical-chemical properties to

natural gas. Volume of water solution of surfactant and non-hydrocarbon gas is selected proceeding from ratio 1:1÷6, ensuring formation during cyclic extraction and pumping of natural gas of stable formation of insulating screen of foam obtained as a result of mechanical mixing of aqueous solution of foaming surfactant and non-hydrocarbon gas at their joint filtration in porous medium. Screen is created from foam of low permeability and thickness determined from condition of screening-filtration through bottom water with intense gas extraction from storage during 90-120 days.

EFFECT: technical result is increased efficiency of natural gas storage due to its gas-dynamic stability.

1 cl, 3 tbl, 1 dwg

Изобретение относится к подземному хранению природного газа в водоносных геологических структурах, в частности к физико-химическим методам регулирования формирования и последующего газодинамического состояния подземного хранилища газа (ПХГ) в таких структурах при циклической эксплуатации ПХГ.

- 5 Известно, что в практике создания и ввода в промышленную циклическую эксплуатацию ПХГ в водоносных пластах-коллекторах выделяют два этапа:
- образование в пористой среде искусственной газовой залежи с проведением ежегодных опытных циклов нарастающей закачки и отбора газа;
 - циклическая эксплуатация ПХГ с момента достижения проектного объема
- 10 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 состоит в создании в пласте-коллекторе ПХГ в конце отбора газа из него газонасыщенной зоны с определенным давлением, при котором обеспечивается

15 необходимый дебит газа, получаемого из хранилища, а также для ограничения обводнения эксплуатационных скважин, уменьшения 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, как следствие, обеспечивающие достижение стабильных соотношений объемов активного и буферного газа (SU 190272, 1967, US 3330352, 1967, US 3393738, 1968).

Указанные решения основаны на массивированном использовании по всему фону эксплуатационных скважин ПХГ физико-химических методов интенсификации

25 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, образующиеся по различным технологиям из водных растворов пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые используют в виде оторочек между нагнетаемым в пласт природным

30 газом и оттесняемой 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 и, как следствие, создаются благоприятные условия для формирования в пористой среде компактного

35 высокогазонасыщенного объема ПХГ, обеспечивающего оптимальные соотношения активного и буферного объемов хранимого газа, благодаря ограничению неконтролируемого растекания газа в слоисто-неоднородной пористой среде и предотвращению при отборе газа прогрессивного внедрения воды в хранилище.

Учитывая циклический характер эксплуатации ПХГ, указанные методы

40 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 300 и более единиц, что связано со значительными материальными затратами как на используемые химреагенты, так и на проведение технологических операций по реализации методов интенсификации.

45 Известны способы создания ПХГ, направленные на повышение технико-экономической эффективности подземного хранилища газа за счет удешевления стоимости буферного газа, в которых в хранилище закачивают в качестве буферного газ химических производств, искусственный газ или любые другие неуглеводородные

газы (SU 398803, 1973 г.), или в которых буферный природный газ заменяют углекислым газом или азотом до полного извлечения природного буферного газа перед ликвидацией ПХГ (RU 2508445, 2014).

5 Также известны способы создания ПХГ, предусматривающие замену буферного природного 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 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], RU 2532278, 2014.

15 Согласно указанным способам на первом этапе сооружения ПХГ в пласт производят закачку отмеченных неуглеводородных газов в объеме, соответствующем проектному объему буферного газа для конкретного 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.

20 К недостаткам такого использования в качестве буферного газа неуглеводородных агентов, близких по своим физико-химическим свойствам к метану, относятся осложнения, возникающие вследствие диффузионного перемешивания углеводородного газа и неуглеводородных агентов, приводящего к снижению теплотворной способности такой смеси, а также по причине повышения коррозионной активности кислых
25 компонентов и вследствие трудности разделения компонентов газовой смеси при подготовке природного газа к транспортировке потребителям.

Известен способ создания подземного хранилища газа в геологических структурах, заполненных не углеводородным газом, в котором подземное хранилище создается в залежи углекислого газа путем закачки природного газа до величины предельно
30 допустимого значения горного давления (RU 2458838, 2012). При этом толщина переходной зоны 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
35 неустраняемые осложнения. Кроме того, указанные выше размеры ловушки для водоносных пластов не встречаются.

Из известных технических решений наиболее близким к предлагаемому по технической сущности и достигаемому результату является способ создания подземного хранилища газа в водоносном пласте неоднородного литологического строения,
40 основанный на изоляции нижней зоны пласта и предусматривающий дифференцированную по глубине пласта закачку и отбор газа из скважин потребителю, при этом по мере формирования при закачке газа газонасыщенного объема в нагнетательных на нижнюю часть пласта скважинах изолируют нижнюю часть пласта путем цементирования, вскрывают верхнюю и производят отбор из верхней части
45 пласта (RU 2085457, 1997).

Однако указанный способ имеет следующие недостатки:

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

эксплуатации, т.к. скважина ПХГ работает циклически на закачку и отбор;

- в процессе цементирования происходит изоляция скважины только в конкретном интервале призабойной зоны пласта, что приведет к подъему пластовой воды, обтекая эту зону, по мере падения давления в газоносной зоне, уменьшая активную газонасыщенную зону.

Задачей предлагаемого изобретения является разработка способа создания ПХГ в водоносной геологической структуре, обеспечивающего газодинамическую стабильность подлежащего хранению природного газа и снижение затрат на формирование буферного объема в ПХГ.

Достижимый технический результат заключается в ограничении возможности неконтролируемого распространения природного газа в пористой среде и снижении обводнения ПХГ при его циклической эксплуатации.

Поставленная задача достигается тем, что в способе создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре осуществляют бурение 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 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 исходя из соотношения $1:1\div 6$, 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 проницаемости и толщиной, определяемой из условия экранирования-фильтрации через него подошвенной воды при интенсивном отборе газа из хранилища в течение 90-120 сут.

Предлагаемый способ осуществляют следующим образом.

В сводовой области водоносной структуры осуществляют бурение скважин. Через пробуренные скважины производят нагнетание природного газа до достижения границей газоводяного контакта гипсометрических отметок, соответствующих проектному объему хранилища. Затем последовательно осуществляют закачку через пробуренные скважины в область газоводяного контакта водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ в объеме, который рассчитывается исходя из условия обеспечения перекрытия области газоводяного контакта. После чего в область водоносной структуры, залегающей ниже газоводяного контакта, производят закачку неуглеводородного газа, близкого по своим физико-химическим свойствам к природному газу (метану), например азот, двуокись углерода, выхлопные газы, в объеме, выбираемом из условия образования и стабильного сохранения 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.

Объемы водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и неуглеводородного газа находятся в следующем соотношении $1:1\div 6$

Теоретической и расчетной основой создания малопроницаемых экранов являются эмпирические зависимости относительных фазовых проницаемостей, которые имеют следующий вид (Каримов М.Ф. Эксплуатация подземных хранилищ газа, М., Недра, 1981, стр. 104):

$$f_{ж}(s, C) = \left(\frac{0,8-s}{0,8} \right)^{3,5}, 0 < s \leq 0,8; \quad (1)$$

$$f_{ж}(s, C) = 0, \text{ при } 0,8 < C \leq 1;$$

$$f_{г}(s, C) = 0, \text{ при } 0 < s \leq 0,1;$$

$$f_{г}(s, C) = (4-3s) \left(\frac{s-0,1}{0,9} \right)^a, \text{ при } 0,1 < s \leq 1,0; \quad (2)$$

$$a = 3,5 + 12 \ln [1 + (100)^{1,5}].$$

где s - газонасыщенность пористой среды, безразмерная величина;

C - концентрация пенообразующего ПАВ, % масс.;

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

$f_{г}$ - относительная фазовая проницаемость пористой среды по газу, безразмерная величина.

В качестве пенообразующих ПАВ возможно использовать различные ПАВ, примеры которых указаны в нижеприведенной таблице.

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 (ССБ или КССБ), обладает синергетическим эффектом вследствие лучшей адсорбции ССБ или КССБ 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: ССБ или КССБ) 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 неуглеводородного газа для пенообразования в каждую скважину в пластовых условиях предпочтительно составляет от 1 до 6 объемов используемого объема раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ. В более предпочтительном варианте от 1 до 4.

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. Ряд предпочтительной применимости ПАВ для создания экранов в зависимости от минерализации пластовой воды представлен в таблице 1.

Экспериментальные значения фронтовой газонасыщенности и значения фронтовой газонасыщенности при замещении в пористой среде растворов ПАВ газом, рассчитанные с использованием формул (1) и (2), показаны 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 представленных 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. Поэтому 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 следующим образом.

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, кругом, овалом, эллипсом, многоугольником или делят на отдельные участки, площади которых 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 1-4 частей газа в условиях пласта.

Основным параметром экрана, определяющим эффективность его функционирования, является толщина экрана. Толщина экрана определяется исходя из того, что частица подошвенной воды должна фильтроваться сквозь экран за время θ (равное части цикла отбора), 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 90-100 суток.

Толщину экрана, т.е. необходимый вертикальный поперечный размер l_{θ} , для надежной защиты газового объема от вторжения подошвенной воды, определяют из выражения:

$$l_{\theta} = \sqrt{\theta(P_1 - P_2) \frac{k_{\theta}}{\mu_{\theta} m}} \quad (3)$$

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

k_{θ} - коэффициент фазовой проницаемости для воды, m^2 ;

μ_{θ} - вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с;

θ - необходимое время экранирования пластовой воды, с.

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

По этой формуле, задавая необходимое время экранирования вторгающейся пластовой воды, определяют ширину экрана.

Ниже приведен пример реализации предлагаемого способа.

Имеется ПХГ в водоносных пластах с общим объемом хранимого газа 3 млрд нм^3 , с активным объемом 1,5 млрд нм^3 . В подошвенной части хранилища имеется литологическое окно эллипсовидной формы с полуосями 400 м и 150 м, которое необходимо перекрыть горизонтальным малопроницаемым экраном. Период отбора длится 90-120 суток. Определяют 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 после установки 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;

Проницаемость $k=0,65 \cdot 10^{-12}$ м^2 ;

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 критической концентрацией выше 0,5% и добавляют синергетическую компоненту ПАВ - 0,5% ССБ или КССБ.

2. По кривым, приведенным на фиг. 1, определяют фронтную насыщенность s в зависимости от принятой концентрации (не менее 0,5% масс.) $s=0,7$.

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

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

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 определяют из выражения (3):

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

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

$k_{г}$ - коэффициент фазовой газопроницаемости, м^2 ;

m - пористость;

$\mu_{г}$ - вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с.

5. Рассчитывают площадь газовойодяного контакта (ГВК) одним из вышеуказанных способов.

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

Площадь эллипса $S = \pi \cdot a \cdot b = 3,14 \cdot 400 \cdot 150 = 188,4 \cdot 10^3 \text{ м}^2$.

Объем эллиптического цилиндра, насыщенного пеной,

$$V = \pi \cdot a \cdot b \cdot l_B = 3,14 \cdot 400 \cdot 150 \cdot 9,2 = 1733,28 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

5 Объем пены в поровом объеме эллиптического цилиндра

$$V_{\text{пены}} = \pi \cdot a \cdot b \cdot l_B \cdot m = 3,14 \cdot 400 \cdot 150 \cdot 9,2 \cdot 0,2 = 347 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

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

$$10 \quad V_{\text{раствора}} = \pi \cdot a \cdot b \cdot l_g \cdot m \cdot \frac{1}{5} = 69,4 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

V неуглеводородного газа в условиях пласта

$$15 \quad V_{\text{газа}} = \pi \cdot a \cdot b \cdot l_g \cdot m \cdot \frac{4}{5} = 277,6 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Масса ОП-10 в 0,5% масс. растворе

$$M_{\text{ОП-10}} = \pi \cdot a \cdot b \cdot l_g \cdot m \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{5 \text{ кг}}{\text{м}^3} = 69,4 \cdot 10^3 \text{ кг}.$$

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

$$M_{\text{ССБ}} = \pi \cdot a \cdot b \cdot l_g \cdot m \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{3 \text{ кг}}{\text{м}^3} = 42 \cdot 10^3 \text{ кг}.$$

7. Компьютерным моделированием отбора газа без и при перекрытии
25 литологического окна в различной степени получены результаты, приведенные в таблице
2

Формирование в области газовой контактной изолирующей экраны из пены
уменьшает фазовую газопроницаемость этой области на два-три порядка в зависимости
от физико-химических характеристик используемого пенообразующего раствора
композиции ПАВ. Водонасыщенность пористой среды снижается до 20-25% и фазовая
30 водопроницаемость этой области существенно снижается в соответствии с кривыми
Викова и Ботсета.

Формирование газовой изолирующей экраны в области ГВК обеспечивает
ограничение не только возможностей неконтролируемого распространения природного
35 газа, особенно в пластах-коллекторах ПХГ, характеризующихся высокой степенью
неоднородности, но и вторжения подошвенной воды в хранилище при циклической
эксплуатации ПХГ. Отмеченные особенности позволяют обеспечить газодинамическую
стабильность подлежащего хранению в водоносной структуре объема природного газа
и, как следствие, приводят к снижению затрат на формирование и поддержание
40 оптимального объема буферного газа, необходимого для эксплуатации ПХГ в
проектных режимах. Учитывая значительные по величине размеры площади ГВК на
ПХГ и необходимый объем газообразного агента для обеспечения эффективного
пенообразования в пористой среде, для создания в области ГВК изолирующей экраны
из пены, предлагается из технико-экономических соображений использовать в качестве
45 газообразного агента малоценные неуглеводородные газы, близкие по своим физико-
химическим свойствам к природному газу (азот, двуокись углерода, выхлопные газы
газотурбокомпрессоров, турбоагрегатов 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 ниже рассмотрена задача о притоке пластовой воды к эксплуатационным скважинам в период отбора газа из ПХГ.

5 Моделировалась работа ПХГ, имеющего макро неоднородность в виде «литологических окон». Рассматривался геологический разрез ПХГ, группа эксплуатационных скважин в сводовой части моделировалась укрупненной «скважиной-галереей». Разрез ловушки моделируется верхней половиной эллипса с безразмерными полуосями 1,4 и 0,8, где единицей измерения является толщина пласта в районе «скважины-галереи». В верхней части расположена укрупненная «скважина-галерея» с поперечным размером 0,08, забой которой расположен на расстоянии 0,5 от газоводяного контакта (ГВК).

10 Условия на границах: купол, стенки укрупненной скважины и пропластки непроницаемы. В дальнейшем рассматривалась также перфорированная укрупненная скважина-галерея.

15 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.

20 При исследовании движения ГВК строились изобары и линии тока отмеченных частиц в направлении кратчайшего подъема ГВК до установки экрана и после установки экрана при различных вариантах его расположения, его величины (степени перекрытия «литологического окна») и проницаемости. Вначале моделировалась работа ПХГ в макрооднородном пласте при отсутствии литологического окна и при установке непроницаемого экрана под скважиной-галереей на высоте 0,2 от начального уровня ГВК строилась функция стационарного изменения давления по кратчайшей линии тока и рассчитывалось время движения отмеченной частицы с нулевого уровня до забоя укрупненной скважины-галереи.

25 В дальнейшем моделировалась установка экрана, перекрывающего «литологическое окно» на величину от 0% до 100%, где 0% соответствует отсутствию экрана, а 100% - его полному перекрытию. Безразмерная проницаемость внутри купола принималась равной единице. Проницаемость экрана менялась дискретно: 0,001; 0,01; 0,1 и 1 (отсутствие экрана).

30 Проводя линии тока ортогонально изобарам, определяют кратчайшую из них от начального уровня ГВК до забоя укрупненной скважины-галереи. Промежутки времени прохождения частицами воды по этому кратчайшему пути характеризуют период безводной эксплуатации ПХГ. Сравнение этих периодов до установки экрана и после установки экранов с различными параметрами определяет эффективность предлагаемого способа эксплуатации ПХГ.

35 Исследования показали, что установка экрана с проницаемостью 0,1 является нецелесообразной, т.к. даже при полном перекрытии литологического окна полученный расчетный эффект (15%) недостаточно высок. В связи с этим моделирование экрана проводилось с экранами с проницаемостью 0,01, т.к. физико-химические способы позволяют гарантированно обеспечивать снижение фазовой проницаемости для газа и жидкости на 2-3 порядка при высокой газонасыщенности.

40 Численным интегрированием определено время движения отмеченных частиц жидкости в случае эксплуатации ПХГ без экрана и при полном перекрытии «литологического окна» экраном с проницаемостью 0,01. Расчеты показали, что при экранировании потока малопроницаемым экраном 0,01 время прохождения отмеченной

частицей всего пути от нулевого уровня ГВК до забоя увеличивается в 3,96 раза по сравнению со временем ее движения при отсутствии экрана.

Исследования показали, что установка экрана с проницаемостью 0,001 равносильна установке герметичного экрана. Однако установка герметичного экрана проблематична в промысловых условиях реальных хранилищ. Нереально также рассчитывать, что «литологическое окно» и создаваемые экраны будут симметричными относительно укрупненной скважины-галереи. В связи с этим дальнейший анализ движения ГВК производился для условий экранов с относительной проницаемостью 0,01 и перекрытии «литологического окна» на 35%, 50%, 70% и 100% при симметричном и асимметричном расположении «литологического окна» и его асимметричном перекрытии экраном.

В связи с этим рассматривались рандомизированные варианты установки экранов, расположенных асимметрично и не полностью перекрывающих «литологическое окно».

Сводные результаты интерактивного моделирования движения ГВК с использованием пакета Matlab приведены в таблице 3.

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.

20

| Замещение газом раствора ПАВ в пластовой воде гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией $M=0,1\%$ | Критическая концентрация, C^* , %масс. | Замещение газом раствора ПАВ в пластовой воде хлоркальциевого типа с минерализацией $M=15\%$ | Критическая концентрация „ C^* , %масс. |
|--|--|--|---|
| ОП-10ДХК | 0,3 | ОП-10ДХК | 0,5 |
| ОП-7 | 0,3 | ОП-10СНХК Синтерол АФМ-12 | 0,5 |
| Аркополь | 0,3 | ОП-7 | 0,5 |
| Prevotsell WON | 0,3 | Аркопол | 0,5 |
| Prevotsell WOF100 | 0,3 | Тержитол | 0,5 |
| ОП-10СНХК, Синтерол АФМ-12 | 0,3 | Prevotsell WOF100 | 0,5 |
| Тержитол | 0,3 | Лиссаполь | 0,5 |
| Prevotsell EO | 0,3 | Prevotsell EO | 0,5 |
| Prevotsell FO | 0,3 | Prevotsell FO | 0,5 |
| Prevotsell FPS | 0,3 | Prevotsell FPS | 0,5 |
| ССБ или КССБ | 1,0 | ССБ или КССБ | 2,5 |

45

Таблица 2

| № п/п | Степень перекрытия литологического окна, доли | Толщина экрана, м | Объем отобранного газа, млрд.нм ³ | Прирост отбора газа, млн.нм ³ | Буферный объем газа, млрд.нм ³ |
|-------|---|-------------------|--|--|---|
| 1 | 0(база для сравнения) | 0 | 1,5 | 0 | 1,5 |
| 2 | 0,3 | 9,2 | 1,68 | 180 | 1,32 |
| 3 | 0,6 | 9,2 | 1,8 | 300 | 1,2 |
| 4 | Полностью | 9,2 | 1,83 | 330 | 1,17 |
| 5 | Полностью | 19 | 1,92 | 420 | 1,08 |

Таблица 3

| Параметры № п/п | Проницаемость экрана, доли от проницаемости пласта | Расположение «литологического окна» относительно укрупненной скважины | Расположение экрана относительно «литологического окна» | Степень перекрытия «литологического окна» экраном, % | Относительное продление безводной эксплуатации ПХГ |
|--------------------|--|---|---|--|--|
| 1 | 1,0 | Симметричное | Без экрана (база для сравнения) | 0 | 1 |
| 2 | 0,01 | Асимметричное | Асимметричное | 35 | 1,2 |
| 3 | 0,01 | Асимметричное | Асимметричное | 50 | 1,41 |
| 4 | 0,01 | Асимметричное | Асимметричное | 70 | 2,16 |
| 5 | 0,01 | Симметричное | Симметричное | 100 | 3,96 |
| 6 | 0,1 | Симметричное | Симметричное | 100 | 1,15 |

Формула изобретения

Способ создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре, заключающийся в том, что осуществляют бурение 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 газоводяного контакта водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ, а затем в область водоносной структуры, залегающей ниже газоводяного контакта, производят закачку неуглекислотного газа, близкого по своим физико-химическим свойствам к природному газу, при этом объемы водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и неуглекислотного газа выбирают, 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 неуглекислотного 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 сут.

5

10

15

20

25

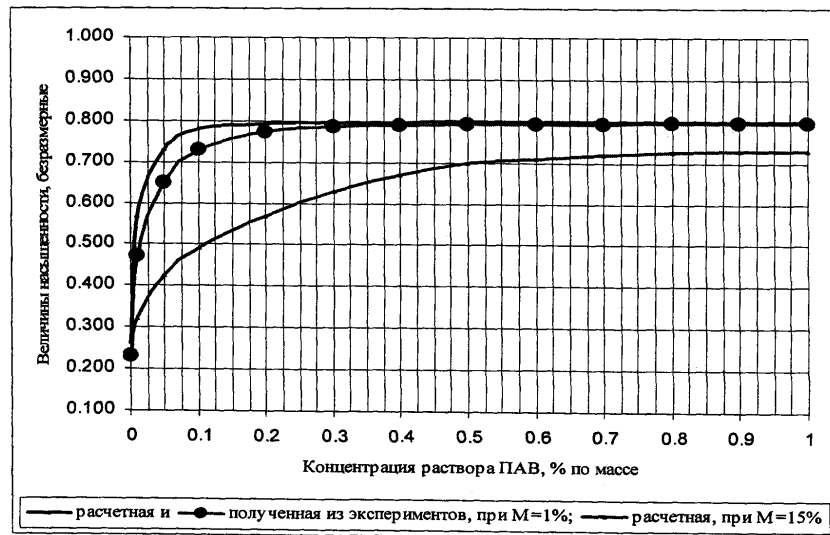
30

35

40

45

Способ создания подземного
хранилища газа в водоносной
геологической структуре



Фиг.1