



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ(21)(22) Заявка: **2011111348/11, 28.03.2011**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
28.03.2011

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **28.03.2011**(45) Опубликовано: **20.08.2012** Бюл. № 23(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **SU 1475097 A1, 15.03.1994. SU 1459974 A1, 23.02.1989. SU 1466159 A1, 20.11.1995. RU 2085457 C1, 27.07.1997. SU 1427757 A1, 10.11.1995. SU 1512874 A1, 07.10.1989. SU 398803 A, 12.02.1974. SU 1041438 A, 15.09.1983. US 2003021631 A1, 30.01.2003.**

Адрес для переписки:

**119333, Москва, ул. Губкина, 3, ИПНГ РАН,
рук. пат. отдела М.К. Тупысеву**

(72) Автор(ы):

Дмитриевский Анатолий Николаевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

**Учреждение Российской академии наук
Институт проблем нефти и газа РАН (RU)****(54) СПОСОБ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУРАХ, ЗАПОЛНЕННЫХ ГАЗОМ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к области нефтегазовой промышленности и предназначено для создания подземных хранилищ газа (ПХГ) на базе месторождений неуглеводородных газов. В геологических структурах, заполненных неуглеводородным газом, сооружают эксплуатационные скважины со вскрытием коллекторов геологической структуры. По литолого-физическим характеристикам горных пород покрывки геологической структуры определяют максимально допустимое давление в геологической структуре и закачку газа в коллекторы геологической структуры газа ведут до этой установленной величины с

созданием буферного и активного объемов газа. При этом буферный объем газа создают преимущественно из пластового неуглеводородного газа, закачку и последующий отбор газа производят преимущественно в верхней части структуры. Отбор газа осуществляют после выдержки времени расслоения смеси закачиваемого газа и пластового неуглеводородного газа до появления последнего в эксплуатационных скважинах. Изобретение обеспечивает снижение затрат природного газа на образование буферного объема газа и создание в ПХГ высоких уровней технологических давлений.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) ABSTRACT OF INVENTION(21)(22) Application: **2011111348/11, 28.03.2011**(24) Effective date for property rights:
28.03.2011

Priority:

(22) Date of filing: **28.03.2011**(45) Date of publication: **20.08.2012 Bull. 23**

Mail address:

**119333, Moskva, ul. Gubkina, 3, IPNG RAN, ruk.
pat. otdela M.K. Tupysevu**

(72) Inventor(s):

Dmitrievskij Anatolij Nikolaevich (RU)

(73) Proprietor(s):

**Uchrezhdenie Rossijskoj akademii nauk Institut
problem nefti i gaza RAN (RU)****(54) METHOD FOR CREATING UNDERGROUND GAS STORAGE IN GEOLOGICAL STRUCTURES FILLED WITH GAS**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas production.

SUBSTANCE: invention refers to oil and gas industry and serves for creation of underground gas storages (UGS) on the base of non-hydrocarbon gases minefields. In geological structures filled with non-hydrocarbon gas there constructed are production wells with opening of geological structure collectors. Lithological and physical characteristics of rocks of geological structure cap are used to define maximum allowable pressure in geological structure and gas is filled in geological structure

collector till this specified value with creation of buffer and active gas volume. Note that buffer gas volume is primary created from formation non-hydrocarbon gas, the gas pumping and further extraction is primary done in structure upper part. Gas extraction is done after holding layering time of mixture of pumped gas and formation non-hydrocarbon gas till the latter appears in production wells.

EFFECT: invention provides decrease of natural gas consumption for generation of gas buffer volume and creation of high process pressure in UGS.

Изобретение относится к области нефтегазовой промышленности и предназначено для создания подземных хранилищ газа (ПХГ) на базе месторождений неуглеводородных газов.

5 Известен способ создания подземного хранилища газа в истощенных газовых месторождениях, включающий бурение скважин, циклическую закачку газа в пласт-коллектор месторождения с постепенным повышением пластового давления до установленной величины максимального давления и оценку герметичности хранилища по техническому состоянию скважин, при этом для сокращения сроков создания
10 хранилища путем закачки газа в пласт-коллектор повышенными темпами при одновременном увеличении активного объема оценку герметичности хранилища производят перед закачкой газа в пласт-коллектор путем закачки газа в вышележащий маломощный пласт до достижения максимального давления, а закачку газа в пласт-коллектор производят в течение одного сезона до максимального
15 давления, достигнутого в маломощном пласте.

Основным недостатком известного способа является то, что истощенные газовые месторождения находятся, как правило, далеко от потребителя газа, кроме того, создаваемый буферный объем газа из смеси закачиваемого и остаточного пластового
20 становится законсервированным на все время существования ПХГ, а максимально допустимое давление в геологической структуре истощенного газового месторождения не может быть выше начального пластового давления, которое считается максимально допустимым давлением для покрышки месторождения, поэтому объем хранимого газа в создаваемом ПХГ ограничен (Авторское
25 свидетельство РФ №1475097, кл. В65G 5/80, 1987).

Технической задачей предлагаемого изобретения является снижение затрат природного газа на образование буферного объема газа и создание в ПХГ высоких уровней технологических давлений.

30 Поставленная техническая задача решается за счет того, что в способе создания подземного хранилища газа в геологических структурах, заполненных газом, включающем сооружение эксплуатационных скважин со вскрытием пластов-коллекторов геологической структуры, оценку максимально допустимого давления в геологической структуре, закачку в пласты-коллекторы геологической структуры газа
35 до установленной величины максимального давления с созданием буферного и активного объемов газа, при создании подземного хранилища газа в геологических структурах, заполненных неуглеводородным газом, максимально допустимое давление в структуре определяют по литолого-физическим характеристикам горных пород покрышки геологической структуры, буферный объем газа создают
40 преимущественно из пластового неуглеводородного газа, закачку и последующий отбор газа производят в верхней части структуры, причем отбор газа осуществляют после выдержки времени расслоения смеси закачиваемого газа и пластового неуглеводородного газа до появления последнего в эксплуатационных скважинах.

45 Сущность изобретения заключается в следующем.

В природе известны геологические структуры, заполненные смесью неуглеводородных газов или с преимущественным содержанием одних, например диоксида углерода, азота. Неуглеводородные газы отличаются от природного газа
50 (метана), подземные хранилища которых создают значительно большими плотностями, сжимаемостями, поэтому при закачке газа в такие структуры в процессе создания ПХГ изначально можно предполагать высокие скорости расслоения названных газов, возможность экономии закачиваемого газа на создание в

геологической структуре буферного его объема за счет уже имеющихся запасов неуглеводородного газа и высокие уровни технологического давления в ПХГ за счет высокой сжимаемости неуглеводородных газов.

5 При создании ПХГ в геологических структурах, в пластах-коллекторах которых находится неуглеводородный газ (диоксид углерода, азот), сооружают необходимое количество эксплуатационных скважин с равномерным охватом всей площади
10 структуры. Фильтровую часть забоев скважин создают преимущественно в верхней части пластов-коллекторов геологической структуры. По литолого-физическим свойствам горных пород покрывающей геологической структуры определяют ее герметизирующие свойства, то есть максимальное давление, которое может быть
15 создано в геологической структуре. Далее организуют пробную закачку газа в геологическую структуру с контролем герметичности покрывающей залежи, замером объема закачиваемого газа, давления в залежи и других параметров, аналогично созданию ПХГ в геологических структурах истощенных газовых месторождений. По
20 мере закачки газ оттесняет неуглеводородный газ вниз, между залегающим в пластовых условиях неуглеводородным газом и закачиваемым газом образуется смесь этих газов, представляющая собой переходную зону с содержанием пластового неуглеводородного газа в поровом пространстве от 100% в нижней части до 0 % в
верхней и с соответствующим содержанием закачиваемого газа от 0% до 100%.

При остановке закачки газа по мере достижения пластового давления допустимой
25 величины для покрывающей залежи данной геологической структуры происходит расслоение смеси неуглеводородного газа и закачиваемого газа в переходной зоне за счет гравитационных сил, поскольку указанные газы имеют значительную разницу плотностей. Так, например, при давлении 12 МПа плотность диоксида углерода
30 составляет 370 кг/м³, а метана - 75 кг/см³. Отбор газа из ПХГ осуществляют после выдержки времени расслоения зоны смеси закачиваемого газа и пластового неуглеводородного газа и до момента появления в добывающих скважинах
пластового неуглеводородного газа, поэтому в залежи остается часть закачанного газа, находящаяся в купольной части залежи до нижних отметок фильтра
эксплуатационных скважин.

35 При повторных закачках газа в ПХГ и отборах его потребителю процессы, описанные выше, повторяются. При этом, по сравнению с созданием ПХГ в истощенных газовых месторождениях, объем газа, расходуемый для образования буферного объема газа, необходим в меньших объемах, поскольку в данном случае
40 буферный газ состоит преимущественно из пластового неуглеводородного газа. Кроме того, наличие в геологической структуре неуглеводородного газа, например диоксида углерода, позволяет поддерживать в ПХГ пластовые давления на более
высоких технологических уровнях, поскольку вся толща диоксида углерода является дополнительным буфером для искусственной залежи газа, и диоксид углерода имеет
45 более высокую сжимаемость, чем метан. Так, например, при увеличении давления с 9 МПа до 13 МПа плотность диоксида углерода увеличивается с 215 кг/м³ до 430 кг/м³ (в 2 раза), а метана - с 55 кг/м³ до 80 кг/м³ (в 1,45 раз).

Формирование ПХГ считается законченным, если в залежи при цикле закачки газа создается максимально допустимое пластовое давление и выравниваются объемы
50 закачиваемого и отбираемого газа при всем цикле эксплуатации ПХГ.

Пример реализации способа

Имеется геологическая структура (антиклинальная складка) с радиусом кривизны поверхности покрывающей R=3000 м на глубине 900 м, поровое пространство

коллекторов (песчаников) которой занято диоксидом углерода (CO₂). Начальное пластовое давление в залежи на уровне покрышки составляет P_н=11 МПа, пластовая температура - T=340°C. Объем диоксида углерода в залежи составляет 10 млрд.м³, начальная толщина залежи диоксида углерода - 100 м. Вертикальная проницаемость коллекторов залежи - K_B=15×10⁻¹⁵ м². Анализ литолого-физических данных горных пород покрышки залежи (состав горных пород, их толщины) показал, что она состоит преимущественно из глин мощностью 12 м. Толщина залежи диоксида углерода (расстояние от покрышки до нижних отметок фильтра), вскрываемая эксплуатационными скважинами, составляет 10 м.

Герметичность покрышки оцениваем по возможности исключения образования вертикальных трещин по известной зависимости Ю.П.Желтова (см. А.С.Гарайшин. Обоснование максимально допустимых давлений при проектировании и эксплуатации ПХГ. М.: ВНИИГАЗ, Сб. научн. тр. «Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы». 2003. С.180-183):

$$\Delta P = P_6^п - \left(P_6^п - P_6^к \right) \left(1 - (2/\pi) \arccos \left(\frac{h_к}{h_п} / \left(2 + \frac{h_к}{h_п} \right) \right) \right)$$

где ΔP - допустимое превышение начального пластового давления в геологической структуре, МПа; P₆^п - боковое горное давление для покрышки, МПа; P₆^к - боковое горное давление для коллектора геологической структуры, МПа; h_к, h_п - толщина коллектора и покрышки, соответственно, м; P₆^п=0,6 P_{гор}, P₆^к=0,4(P_{гор}-P_н), P_{гор}=γН - горное давление, МПа; γ - плотность горных пород, т/м³; Н - глубина залегания геологической структуры, м.

После подставки в данную формулу вышеприведенных величин, и принимая γ=2,6 т/м³, получаем ΔP=8,6 МПа. Таким образом, максимальное допустимое давление в геологической структуре может составлять 19,6 МПа. Считаем данное давление как максимально допустимое давление на забое скважин при закачке газа. Принимая репрессию на пласт 2 МПа, получаем максимально допустимое пластовое давление в нашей геологической структуре - 17,6 МПа, в результате относительное превышение начального пластового давления будет составлять 0,6.

Определяем объем метана (V_{СН4}), который можно закачать в указанную геологическую структуру с диоксидом углерода с превышением начального давления на 0,6:

$$V_{СН4} = (M_{СН4} \cdot Z_{СН4} \cdot \rho_{CO2}) \cdot a \cdot V_{CO2} / (M_{CO2} \cdot Z_{CO2} \cdot \rho_{СН4}) = 5,4 \text{ млрд. м}^3,$$

где M_{СН4} и M_{CO2} - молекулярный вес метана (M_{СН4}=16 г/моль) и диоксида углерода (M_{CO2}=44 г/моль), соответственно; Z_{СН4} и Z_{CO2} - коэффициент сверхсжимаемости метана (0,88) и диоксида углерода (0,79) для пластовых условий; ρ_{СН4} и ρ_{CO2} - плотность метана (ρ_{СН4}=0,71 кг/м³) и диоксида углерода (ρ_{CO2}=1,97 кг/м³) при стандартных условиях; а - допустимое относительное превышение начального давления - 0,6

Толщина переходной зоны (зоны смеси метана и диоксида углерода) после закачки рассчитанного объема метана, определенная численным методом, составила h_{см}=73,1 м, а толщина зоны, занятой метаном после расслоения смеси метана и диоксида углерода в переходной зоне - h_{СН4}=62,0 м.

Объем метана, который можно отобрать из созданной залежи за счет вытеснения его диоксидом углерода до момента появления в добываемом газе следов диоксида

углерода из нижних отверстий фильтра эксплуатационных скважин (в геологической структуре остается газ в диапазоне от покрышки до нижних дыр фильтра эксплуатационных скважин - 10 м), составляет 4,4 млрд.м³, а пластовое давление после отбора указанного объема газа - 12,2 МПа.

5 Время расслоения смеси метана и диоксида углерода для принятой вертикальной проницаемости $K_B=15 \times 10^{-15}$ м² и вязкостей указанных газов в пластовых условиях $\mu_{CH_4}=0,017$ мПа·с и $\mu_{CO_2}=0,048$ мПа·с с учетом гравитационных сил составляет 8 дней. 10
Время между циклами закачки и отбора газа на реальных ПХГ обычно значительно превосходит этот срок.

15 Таким образом, для принятой залежи диоксида углерода в геологической структуре максимальный объем закачиваемого газа составил 5,4 млрд.м³, при этом объем активного газа составил 4,4 млрд.м³, а объем газа в буфере - 1 млрд.м³ - 18% от начального объема закачанного газа. Поскольку время расслоения газов мало, можно говорить о том, что ПХГ в залежи диоксида углерода в нашем примере создается за один цикл с активным объемом хранения (закачки и отбора) газа 4,4 млрд.м³.

20 При использовании описываемого способа создается ПХГ за короткие сроки с высокими технологическими пластовыми давлениями с незначительными объемами закачиваемого газа для создания его буферного объема.

Формула изобретения

25 Способ создания подземного хранилища газа в геологических структурах, заполненных газом, включающий сооружение эксплуатационных скважин со вскрытием коллекторов геологической структуры, оценку максимально допустимого давления в геологической структуре, закачку в коллекторы геологической структуры газа до установленной величины максимального давления с созданием буферного и 30
активного объемов газа, при этом при создании подземного хранилища газа в геологических структурах, заполненных неуглеводородным газом, максимально допустимое давление в структуре определяют по литолого-физическим характеристикам горных пород покрышки геологической структуры, буферный объем газа создают преимущественно из пластового неуглеводородного газа, закачку и 35
последующий отбор газа производят в верхней части структуры, причем отбор газа осуществляют после выдержки времени расслоения смеси закачиваемого газа и пластового неуглеводородного газа до появления последнего в эксплуатационных скважинах.