



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2009102924/03, 29.01.2009

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
29.01.2009

(45) Опубликовано: 20.04.2010 Бюл. № 11

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: SU 1385438 A1, 27.07.2000. RU 2132467 C1,
27.06.1999. RU 2085457 C1, 27.07.1997. SU
1041438 A1, 15.09.1983. US 3379260 A,
23.04.1968.Адрес для переписки:
117420, Москва, ул. Наметкина, 12А, ООО
"Газпром ПХГ", технический отдел
управления новой техники и технологии

(72) Автор(ы):

Каримов Марат Фазылович (RU),
Аглиуллин Марс Хасанович (RU),
Арутюнов Артем Ервандович (RU),
Енгибарян Аркадий Арменович (RU),
Исламов Ринат Асхатович (RU),
Муллагалиева Ляля Махмутовна (RU),
Киссер Александр Иванович (RU),
Требина Диана Артемовна (RU),
Халиуллин Ришат Мирзаянович (RU),
Хан Сергей Александрович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ГАЗПРОМ
ПХГ" (ООО "Газпром ПХГ") (RU)

(54) СПОСОБ СОЗДАНИЯ МАЛОПРОНИЦАЕМОГО ЭКРАНА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

(57) Реферат:

Изобретение относится к способам создания малопроницаемого экрана в пористой среде в изолируемой зоне пласта при хранении газа в подземном хранилище. Технический результат: повышение надежности эксплуатационных характеристик экрана, снижение расхода пенообразователя и количества газа, используемых для пенообразования, а также затрат на бурение скважин. Сущность изобретения: производят проводку нагнетательной скважины в изолируемой зоне по траектории, сходной с конфигурацией кровли изолируемой зоны пласта. Затем закачивают в нее раствор пенообразователя с последующей подачей газа для пенообразования. Определяют минимальный горизонтальный поперечный размер экрана из условий фильтрации через

экран газа и/или воды с учетом градиента давления на границах экрана за период, равный периоду максимальной закачки в хранилище газа или максимально допустимого отбора газа из данного хранилища. Минимальный вертикальный размер экрана принимают равным величине, составляющей не менее максимального расстояния от кровли пласта до газодляного контакта в зоне создания экрана. Предпочтительно производят проводку нагнетательной скважины, траектория которой нормальна к вектору средней скорости пластового флюида в изолируемой зоне пласта. Предпочтительно также производят проводку наклонно направленной и/или горизонтальной нагнетательной скважины. 2 з.п. ф-лы, 3 табл., 3 ил.

RU 2 386 805 C1

RU 2 386 805 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.

E21B 43/32 (2006.01)*B65G 5/00* (2006.01)**(12) ABSTRACT OF INVENTION**(21), (22) Application: **2009102924/03, 29.01.2009**(24) Effective date for property rights:
29.01.2009(45) Date of publication: **20.04.2010 Bull. 11**

Mail address:

**117420, Moskva, ul. Nametkina, 12A, OOO
"Gazprom PKhG", tekhnicheskij otdel upravlenija
novoj tekhniki i tekhnologii**

(72) Inventor(s):

**Karimov Marat Fazylovich (RU),
Agliullin Mars Khasanovich (RU),
Arutjunov Artem Ervandovich (RU),
Engibarjan Arkadij Armenovich (RU),
Islamov Rinat Askhatovich (RU),
Mullagalieva Ljalja Makhmutovna (RU),
Kisser Aleksandr Ivanovich (RU),
Trebina Diana Artemovna (RU),
Khaliullin Rishat Mirzajanovich (RU),
Khan Sergej Aleksandrovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**OBSHchESTVO S OGRANICHENNOJ
OTVETSTVENNOST'JU "GAZPROM PKhG"
(OOO "Gazprom PKhG") (RU)**

(54) CREATION METHOD OF LOW-PREMEABILITY OF SCREEN IN POROUS MEDIUM

(57) Abstract:

FIELD: oil-and-gas production.

SUBSTANCE: it is implemented preparation of injection well in insulated area by path close to roof cladding configuration of insulated area of stratum. Then it is pumped into it solution of foam maker with following feeding of gas for foaming. It is defined minimal horizontal lateral dimension of screen from conditions of filtration through the screen of gas and/ or water considering pressure gradient at the boundaries of screen at the period equal to period maximal pumping into gas storage or maximal permissible withdrawal of gas from particular storage. Minimal vertical dimension if

screen is considered equal to value which is not less than maximal dimension from roof of formation up to gas-water contact in the area of screen creation. In preference it is implemented injection well making, path of which is normal to vector of average speed of formation fluid in isolated area of stratum. Preferentially it is also implemented making of inclined and/or horizontal injection well.

EFFECT: reliability growth of operating characteristics of screen, reduction of foam former consumption and gas amount, used for foaming and consumptions for wells drilling.

3 cl, 3 tbl, 1 ex, 3 dwg

Изобретение относится к способам создания малопроницаемого экрана в пористой среде в изолируемой зоне пласта при хранении газа в подземном хранилище в пористых пластах-коллекторах, а именно к способам ограничения нежелательного движения пластовых флюидов в пористых средах, и может быть использовано в нефтегазодобывающей промышленности.

Эксплуатация подземных хранилищ газа (ПХГ) в пластах-коллекторах существенно осложняется вследствие перетоков газа за пределы проектных гипсометрических отметок по зонам и прослоям пласта с аномально высокими коллекторскими свойствами, а также вследствие преждевременного обводнения эксплуатационных скважин при отборе газа из ПХГ, происходящего:

- вследствие недостаточно полного замещения в пористой среде воды газом в окрестности скважины при нагнетании последнего в пласт-коллектор ПХГ и выдавливания воды из низкопроницаемых, неосушенных прослоев в ствол скважины при последующем отборе газа из ПХГ;

- вследствие подъема воды к забою эксплуатационных скважин через литологические «окна»;

- вследствие падения давления в пласте в окрестности эксплуатационной скважины и, как следствие, конусообразных прорывов пластовой воды из нижележащих водоносных горизонтов;

- вследствие массивованного внедрения пластовой воды в газонасыщенную область пласта ПХГ при наличии высокопроницаемых зон вблизи газоводяного контакта (ГВК).

Для исключения этих осложнений, приводящих к снижению эффективности эксплуатации скважин ПХГ и представляющих угрозу для экологического состояния окружающей среды, создают внутрипластовые малопроницаемые экраны.

Теоретической основой создания внутрипластовых экранов является снижение фазовой проницаемости пористой среды для пластовой жидкости и газа при закачке через скважины в зону пласта-коллектора, подлежащую изоляции, экранирующих жидкостей различной природы - цементных растворов, гидрофобизаторов, пены, эмульсий и т.п.

Наиболее эффективным средством для создания внутрипластовых экранов с целью изоляции нежелательного движения воды и особенно газа является образование в пористой среде пены из раствора пенообразователя на основе поверхностно-активного вещества (ПАВ) и газа. Согласно результатам лабораторных исследований, приведенных в монографии (Эксплуатация подземных хранилищ газа., Каримов М.Ф., М.: Недра, 1981), пена, образованная в пласте из раствора пенообразователя и газа, представляет собой неравновесную дисперсную систему и, в зависимости от концентрации ПАВ в растворе и насыщенности газом пористой среды, может на несколько порядков снижать фазовую проницаемость пористой среды, особенно для газа.

Известен способ создания экрана путем закачки раствора пенообразователя в цепочку скважин в зоне предполагаемой утечки газа в пласте-коллекторе (US 3330352, 1967, US №3393738, 1968). Согласно указанному способу в результате механического перемешивания раствора пенообразователя и потока газа в пласте, подлежащем изоляции, в пористой среде образуется пена, которая обладает изолирующими свойствами. Рекомендуемая концентрация ПАВ в растворе пенообразователя составляет от 0,001% до 10 мас.%. С целью повышения стабильности образуемой в пласте пены в раствор пенообразователя добавляют загуститель. При этом раствор

пенообразователя нагнетают в пласт в объеме, достаточном для образования сплошного экрана, двумя порциями, причем концентрация ПАВ в первой порции составляет от 1% до 10 мас.%, а во второй - от 0,001% до 1 мас.%. Данному способу свойственны следующие недостатки: при закачке раствора пенообразователя во все скважины цепочки для получения приемлемого результата необходимо закачивать очень большие объемы раствора. Нагнетание раствора пенообразователя в цепочку скважин с постоянным расходом приводит к повышению пластового давления. Для поддержания постоянного расхода необходимо повышать давление нагнетания, что не всегда осуществимо, а снижение расхода увеличивает сроки создания экрана в пласте.

Известен способ создания экрана в пласте, при котором пенообразующий раствор с концентрацией ПАВ 0,01-5 мас.% закачивают в нагнетательные скважины, чередующиеся с разгрузочными (US №3306354, 1967 и US №3379260, 1968). При этом разгрузочные скважины оставляют открытыми и по изливающейся из них жидкости контролируют образование сплошного барьера на основе контроля концентрации ПАВ в этой жидкости.

Описанный способ создания экрана является более рациональным вследствие возможности контроля чрезмерного повышения пластового давления и получения в пласте сплошного барьера из раствора пенообразователя благодаря наличию разгрузочных скважин. Однако данному способу также свойственны вышеуказанные недостатки, кроме того, в нем также отсутствуют рекомендации по определению оптимального объема раствора пенообразователя и газа, необходимых для создания экрана.

Более близким к описываемому изобретению является способ создания пенного экрана (барьера) в пласте при подземном хранении газа (SU №1385438, 1986). Согласно этому изобретению раствор пенообразователя закачивают в пласт в зоне предполагаемой изоляции потока газа через проведенные чередующиеся нагнетательные и разгрузочные скважины. На первом этапе раствор закачивают в ряд нагнетательных скважин, чередующихся с разгрузочными, до появления раствора пенообразователя в отбираемой из разгрузочных скважин жидкости, причем дебит разгрузочных скважин должен превышать приемистость нагнетательных. После появления раствора в разгрузочных скважинах нагнетательные скважины останавливают и раствор пенообразователя закачивают в разгрузочные скважины, причем объем раствора, закачанного на втором этапе, составляет 2/3 от объема раствора, закачанного в пласт на первом этапе.

Недостатки способа заключаются в необходимости использования большого числа скважин высокого расхода пенообразователя и количества газа, используемых для пенообразования для обеспечения относительно надежного перекрытия проектного участка. При этом известный способ не решает в полной мере вопросы контроля надежности перекрытия изолируемого участка, вопросы распространения экрана за пределы крайних скважин. Кроме того, данный способ не позволяет определить объемы закачиваемого в скважины газа, необходимые для создания устойчивого экрана.

Задачами описываемого изобретения являются:

- повышение надежности ограничения движения газового объема с целью предотвращения утечек газа при его хранении в пластах-коллекторах в пределах расчетных (проектных) гипсометрических отметок;
- определение объема газа, закачиваемого вслед за раствором для обеспечения

устойчивого экрана;

- предотвращение вторжения пластовой воды в искусственную газовую залежь с целью продления периода безводной эксплуатации подземного хранилища газа (ПХГ).

5 Поставленные задачи решаются способом создания малопроницаемого экрана в изолируемой зоне пласта при хранении газа в подземном хранилище путем проводки нагнетательной скважины, закачивания в нее раствора пенообразователя с последующей подачей газа для пенообразования, в котором согласно изобретению проводку нагнетательной скважины в изолируемой зоне производят по траектории, сходной с конфигурацией кровли изолируемой зоны пласта, при этом минимальный горизонтальный поперечный размер экрана определяют из условий фильтрации через экран газа и/или воды с учетом градиента давления на границах экрана за период, равный периоду максимальной закачки в хранилище газа или максимально допустимого отбора газа из данного хранилища, а минимальный вертикальный размер экрана принимают равным величине, составляющей не менее максимального расстояния от кровли пласта до газовой контактной поверхности в зоне создания экрана.

15 При этом предпочтительно производят проводку нагнетательной скважины, траектория которой нормальна к вектору средней скорости пластового флюида в изолируемой зоне пласта.

20 Предпочтительно, также, производят проводку наклонно направленной и/или горизонтальной нагнетательной скважины.

25 Достижимый при этом технический результат заключается в увеличении надежности эксплуатационных характеристик экрана за счет повышения сплошности экрана, в снижении расхода пенообразователя и количества газа, используемых для пенообразования, а также затрат на бурение скважин.

Описываемый способ проводят следующим образом.

30 Для создания малопроницаемого экрана определяют зону, в которой необходимо создать экран (например, по периферии пласта-коллектора ПХГ или в литологическом «окне»). Далее размечают расположение осей будущего экрана и производят проводку (бурение) нагнетательной скважины в изолируемой зоне, траектория которой сходна с конфигурацией кровли изолируемой зоны пласта и, предпочтительно, нормальна к вектору средней скорости пластового флюида в изолируемой зоне. При этом производят проводку наклонно направленной и/или горизонтальной скважины. Скважину обсаживают и перфорируют в интервале изолируемой зоны.

40 Проводят закачивание расчетного объема раствора пенообразователя в эту скважину, вслед за раствором закачивают компримированный газ в количестве, равном в пластовых условиях 3-5 объемам закачанного раствора.

45 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, с.104):

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

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

$$50 \quad f_{г}(s, C) = 0, \quad \text{при: } 0 < s \leq 0,1;$$

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

$a=3,5+12\ln[1+(100\ c)^{1,5}]$, где

s - газонасыщенность пористой среды, безразмерная величина;

C - концентрация пенообразующего ПАВ, мас.%;

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

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

В качестве раствора пенообразователя используют растворы различных ПАВ.

Более предпочтительно использование раствора синергетических композиций ПАВ, состоящих из основного пенообразующего неионогенного ПАВ и вспомогательного анионоактивного ПАВ в пластовой воде, например композиции, состоящей из основного пенообразующего неионогенного ПАВ, например оксиэтилированного алкилфенола марки ОП-7 или ОП-10, и вспомогательного анионоактивного ПАВ в виде сульфит-спиртовой барды (ССБ). При приготовлении раствора важным является использование пластовой воды того горизонта, где планируется создание экрана. Это обеспечивает максимальное сохранение прочности и структуры пласта-коллектора.

Известно, что основным фактором, влияющим на потери ПАВ в фильтрационном потоке раствора пенообразователя в пласте, является адсорбция. Степень адсорбции зависит от индивидуальных свойств ПАВ и минералов, слагающих породу. В связи с этим определение концентрации ПАВ в растворе пенообразователя, необходимого для создания эффективного экрана, производят с учетом адсорбционных свойств пористой среды и ПАВ (табл.1). Наличие в этой композиции анионоактивного ПАВ ССБ вследствие лучшей его адсорбции на поверхности породы (Гидродинамика и фильтрация однофазных и многофазных потоков, Труды МИНХ и ГП имени И.М.Губкина, М.: Недра, 1972, с.76) обеспечивает синергетический эффект - снижение потерь основного ПАВ до 60 мас.%. В синергетической композиции, используемой в данном случае, предпочтительно использовать указанные ПАВ в соотношении 1:1 по массе. При этом концентрация композиции в пластовой воде составляет 0,6%-1 мас.%.
30

Таблица 1

Ряд предпочтительной применимости ПАВ для создания экранов в зависимости от минерализации пластовой воды

Замещение раствора ПАВ в пластовой воде гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией $M=0,1\%$ газом.	Критическая концентрация, C^* , мас.%	Замещение раствора ПАВ в пластовой воде хлоркальциевого типа с минерализацией $M=15\%$ газом.	Критическая концентрация C^* , мас.%
ОП-10ДХК	0,3	ОП-10ДХК	0,5
ОП-7	0,3	ОП-10СНХК	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	1,0	ССБ	2,5

Экспериментальные значения фронтовой газонасыщенности и значения, рассчитанные с использованием формул (1) и (2), показаны на фиг.1.

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.

5 В описываемом изобретении повышение надежности перекрытия проектного участка и снижение затрат на создание внутрислоевого экрана имеют существенное значение.

Основным параметром экрана, определяющим эффективность его функционирования, является ширина экрана - минимальный горизонтальный поперечный размер экрана. Ширину экрана определяют исходя из того, что частица газа или воды должна фильтроваться сквозь экран за время T (равное части цикла закачки или отбора), которое технологически обосновывается из условия надежной изоляции перетоков газа за пределы ПХГ в период максимальной закачки газа или вторжения краевой воды в газоносную область в период максимально допустимого отбора газа при циклической эксплуатации ПХГ. В зависимости от геологических и технологических особенностей ПХГ время T составляет около 90 суток.

Ширину экрана, т.е. необходимый (минимальный) поперечный размер l , для надежной изоляции газового объема определяют из условий фильтрации с учетом градиента давления на границах экрана из выражения:

$$l = \sqrt{T \frac{3}{4} \frac{(P_1^2 - P_2^2)^2 k_r}{(P_1^3 - P_2^3) \mu_r m}}, \quad (3)$$

где P_1 и P_2 - значение давления на границах экрана, МПа; k_r - коэффициент фазовой газопроницаемости, m^2 ; m - пористость, доли; μ_r - вязкость газа в пластовых условиях, МПа·с.

Для частиц воды, фильтрующейся через экран в газоносную зону, необходимую ширину экрана определяют из выражения:

$$l = \sqrt{T (P_1 - P_2) \frac{K_B}{\mu_B m}}, \quad (4)$$

здесь k_B - коэффициент фазовой газопроницаемость для воды, m^2 ;

μ_B - вязкость пластовой воды в условиях пласта, МПа·с.

35 По этим формулам, задавая необходимое время экранирования газового объема или вторгающейся пластовой воды, определяют ширину экрана.

Расчеты, выполненные с использованием основных промысловых характеристик подземных хранилищ ОАО «Газпром», показывают, что максимальное значение ширины экрана для изоляции объема газа составляет 19-20 м, а для изоляции вторгающейся воды достаточно ширины экрана в 9-10 м. Подробный расчет ширины экрана приводится в примере.

Минимальный вертикальный размер экрана h (толщина) принимают равным величине, составляющей не менее максимального расстояния от кровли пласта до газовой контактной в изолируемой зоне, обеспечивающего проектный объем ПХГ.

Количество раствора, необходимого для создания экрана длиной L , шириной l и толщиной h , определяют из следующего выражения:

$$V_{\text{раств}} = \frac{\pi m L (1 - s \sigma^2)}{\sigma^2} r_{\text{экp}}^2, \quad (5)$$

50 где L - длина экрана, м;

m - пористость, доли;

s - фронтовая насыщенность, безразмерная величина;

σ^2 - коэффициент Вика, безразмерная величина;

$r_{\text{экp}}$ - эквивалентный радиус горизонтального экрана в зависимости от ширины экрана l , м и толщины его h , м, определяют из следующего выражения:

$$r_{\text{экp}} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{(l^2 + h^2)}{\pi} \left(\pi - 2 \arctg \frac{l}{h} + \frac{2lh}{l^2 + h^2} \right)} \quad (6)$$

Фронтную насыщенность s определяют в зависимости от выбранной минерализации пластовой воды и концентрации по графикам, приведенным на фиг.1.

Коэффициент Вика определяется выражением $\sigma^2 = C / (C + \alpha_{\text{max}})$,

где C , α_{max} - соответственно начальная концентрация ПАВ в растворе и максимальная адсорбция ПАВ на поверхности пласта-коллектора, мас. %.

В таблице 2 приведены значения коэффициента Вика для растворов оксиэтилированных алкилфенолов в пластах различной пористости.

Таблица 2

ОП10 СНХК	С, мас. %	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
пористая среда	m=0.15	0.20	0.31	0.40	0.48	0.53	0.58	0.61	0.64	0.67	0.69
	m=0.20	0.26	0.39	0.49	0.56	0.62	0.66	0.69	0.72	0.74	0.76
	m=0.25	0.32	0.46	0.56	0.63	0.68	0.72	0.75	0.77	0.79	0.81
WOF-100	С, мас. %	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
пористая среда	m=0.15	0.11	0.16	0.21	0.25	0.29	0.32	0.35	0.38	0.40	0.43
	m=0.20	0.15	0.22	0.27	0.32	0.36	0.40	0.43	0.46	0.49	0.52
	m=0.25	0.19	0.27	0.33	0.38	0.43	0.47	0.50	0.53	0.56	0.59
WON	С, мас. %	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
пористая среда	m=0.15	0.08	0.13	0.16	0.19	0.23	0.26	0.29	0.32	0.35	0.37
	m=0.20	0.11	0.17	0.22	0.25	0.29	0.33	0.37	0.40	0.43	0.46
	m=0.25	0.15	0.21	0.27	0.31	0.36	0.40	0.44	0.47	0.50	0.53

Компаундирование ССБ с концентрацией 0,3% по массе позволяет снизить величину концентрации основного ПАВ на 40%.

Объем газа, который необходимо закачать вслед за раствором, в нормальных условиях составляет

$$V_{\text{г}} = (3 - 5) V_{\text{раств}} \cdot P_{\text{пл}} / P_{\text{атм}} \quad (7)$$

где

$V_{\text{раств}}$ - объем раствора, м³,

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа,

$P_{\text{атм}}$ - атмосферное давление, МПа.

Количество основного ПАВ в пенообразующем растворе, $M_{\text{осн}}$ (кг), определяется из выражения:

$$M_{\text{осн}} = C_0 \cdot V_{\text{раств}} \quad (8)$$

где

C_0 - концентрация основного ПАВ, мас. %,

$V_{\text{раств}}$ - расчетный объем пенообразующего раствора, м³.

Количество синергетической компоненты в пенообразующем растворе, $M_{\text{синер}}$ (кг), определяется из выражения:

$$M_{\text{синер}} = C^C \cdot V_{\text{раств}} \quad (9)$$

где

C^C - концентрация синергетической компоненты, мас. %,

$V_{\text{раств.}}$ - расчетный объем пенообразующего раствора, м³.

На фиг.1 приведены значения фронтовой насыщенности при замещении растворов ПАВ газом. Обозначения: $M=1\%$ - замещение растворов ПАВ в пластовой воде гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 1% по массе; $M=15\%$ - замещение растворов ПАВ в пластовой воде хлоркальциевого типа с минерализацией 15% по массе.

На фиг.2 представлен вид ПХГ в плане с указанием расположения экрана на периферии ПХГ, контуры ГВК, эксплуатационных и наблюдательных скважин и изогипсы, обеспечивающей проектный объем ПХГ, L - расчетная длина экрана.

На фиг.3 представлены геологический профиль ПХГ с указанием кровли геологической ловушки, ГВК по изогипсе, обеспечивающей проектный объем ПХГ, и расположения экрана на периферии ПХГ по сечению А-А фиг.2. Обозначения: l - ширина экрана, h - толщина экрана.

ПРИМЕР

В изолируемой зоне пласта производят бурение наклонно направленной и горизонтальной нагнетательной скважины, траектория которой сходна с конфигурацией кровли изолируемой зоны пласта и нормальна к вектору средней скорости пластового флюида в изолируемой зоне. Скважину обсаживают и перфорируют в интервале изолируемой зоны.

Определяют: размеры экрана, объем раствора и массу ПАВ, необходимых для создания экрана.

Исходные данные

Протяженность экраняруемой зоны (мульды, литологического окна, периферийной аномально высокопроницаемой зоны) $L=300$ м.

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 экрана в изолируемой зоне $h=10$ м.

Проницаемость $k=0,65 \cdot 10^{-12}$ м².

Пористость $m=0,25$.

Вязкость газа 0,014 мПа·сек.

Вязкость пластовой воды 1,8 мПа·сек.

1) По таблице 1 выбирают основной пенообразующий ПАВ, например ОП-10, с критической концентрацией выше 0,5% и добавляют синергетическую компоненту ПАВ - 0,5% ССБ.

2) По кривым, приведенным на фиг.1, определяют значение фронтовой насыщенности s в зависимости от принятой критической концентрации, в данном случае составляющее $s=0,7$.

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,

$k_{г}=0,0001 \cdot 0,65 \cdot 10^{-12}$ м², а $k_{ж}=0,003 \cdot 0,65 \cdot 10^{-12}$ м².

4) Рассчитывают проектную ширину (поперечный размер) экрана l .

Поперечный размер экрана l в синклинальной мульде (или в литологическом окне, или в периферийной зоне ПХГ) определяют из условия прохождения газа через экран за время T при закачке газа и краевой или подошвенной воды за период максимально

допустимого отбора газа из ПХГ.

Величину l определяют из выражения (3), принимая, что фильтрация газа является установившейся и сечение экрана постоянно:

$$l = \sqrt{\frac{3T (P_1^2 - P_2^2)^2 k_r}{4 (P_1^3 - P_2^3) \mu_r m}} =$$

$$= \sqrt{\frac{3 \cdot 90 \cdot 86400 \cdot \left((10 \cdot 10^6)^2 - (8 \cdot 10^6)^2 \right)^2 \cdot 0,0001 \cdot 0,65 \cdot 10^{-12}}{4 \left((10 \cdot 10^6)^3 - (8 \cdot 10^6)^3 \right) \cdot 0,014 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2}} =$$

$$= 18,96 \approx 19 \text{ м,}$$

где P_1 и P_2 - значение давления на границах экрана, МПа; k_r - коэффициент фазовой газопроницаемости, м^2 ; m - пористость, доли; μ - вязкость газа в пластовых условиях, $\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Для частиц воды, фильтрующейся через экран в газоносную зону, по формуле (4) определяют минимальную ширину экрана l при тех же условиях:

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

Таким образом, ширина экрана, создаваемого для предотвращения перетоков газа, имеет двукратный запас для изоляции пластовой воды.

По формуле (6) при заданной толщине $h=10$ м и вычисленной ширине экрана 20 м определяют радиус горизонтального экрана, равный 10,63 м.

По формуле (5) определяют необходимый объем раствора. Последний составляет величину, равную 20516 м^3 . По формуле (8) определяют массу пенообразователя, необходимого для создания экрана. Указанная величина равна 102 тоннам. При использовании 1% раствора ПАВ получают соответственно 14232 м^3 и 142 тонны. По формуле (7) определяют необходимое количество газа для создания устойчивого экрана.

В таблице 3 представлены сравнительные результаты расчета расхода материалов при создании малопроницаемого экрана по известному способу и описываемому изобретению.

Таблица 3								
№ п/п	Известный способ				Предлагаемое техническое решение			
	Количество скважин, ед.	Объем раствора, $V, \text{ м}^3$	Масса ПАВ, тонн	Объем газа, млн, нм^3	Количество скважин, ед.	Объем раствора, $V, \text{ м}^3$	Масса ПАВ, тонн	Объем газа, млн нм^3
1	3	75000	375	30,0	1	20516	102	8,21
2	3	68333	342	27,3	1	14232	142	5,69

Из приведенных в Таблице 3 данных следует, что при проведении способа согласно предлагаемому изобретению при ширине экрана 20 м расход раствора составляет от 14232 до 20516 м^3 , пенообразователя - от 102 до 142 тонн, тогда как в известном решении при такой же ширине экрана расход раствора составляет от 68333 до 75000 м^3 , расход пенообразователя составляет от 342 до 375 тонн. Расход газа, как и расход раствора и ПАВ по предлагаемому изобретению кратно ниже, чем у известного

решения.

Таким образом, способ согласно изобретению позволяет сократить расход пенообразователя и количество газа, используемых для пенообразования, а также существенно снизить расходы на бурение скважин вследствие снижения количества
5 необходимых скважин до одной.

Формула изобретения

1. Способ создания малопроницаемого экрана в пористой среде в изолируемой зоне
10 пласта при хранении газа в подземном хранилище путем проводки нагнетательной скважины, закачивания в нее раствора пенообразователя с последующей подачей газа для ценообразования, отличающийся тем, что проводку нагнетательной скважины в изолируемой зоне производят по траектории, сходной с конфигурацией кровли
15 изолируемой зоны пласта, при этом минимальный горизонтальный поперечный размер экрана определяют из условий фильтрации через экран газа и/или воды с учетом градиента давления на границах экрана за период, равный периоду максимальной закачки в хранилище газа или максимально допустимого отбора газа из данного хранилища, а минимальный вертикальный размер экрана принимают
20 равным величине, составляющей не менее максимального расстояния от кровли пласта до газоводяного контакта в зоне создания экрана.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что производят проводку нагнетательной скважины, траектория которой нормальна к вектору средней скорости пластового флюида в изолируемой зоне пласта.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что производят проводку наклонно
25 направленной и/или горизонтальной нагнетательной скважины.

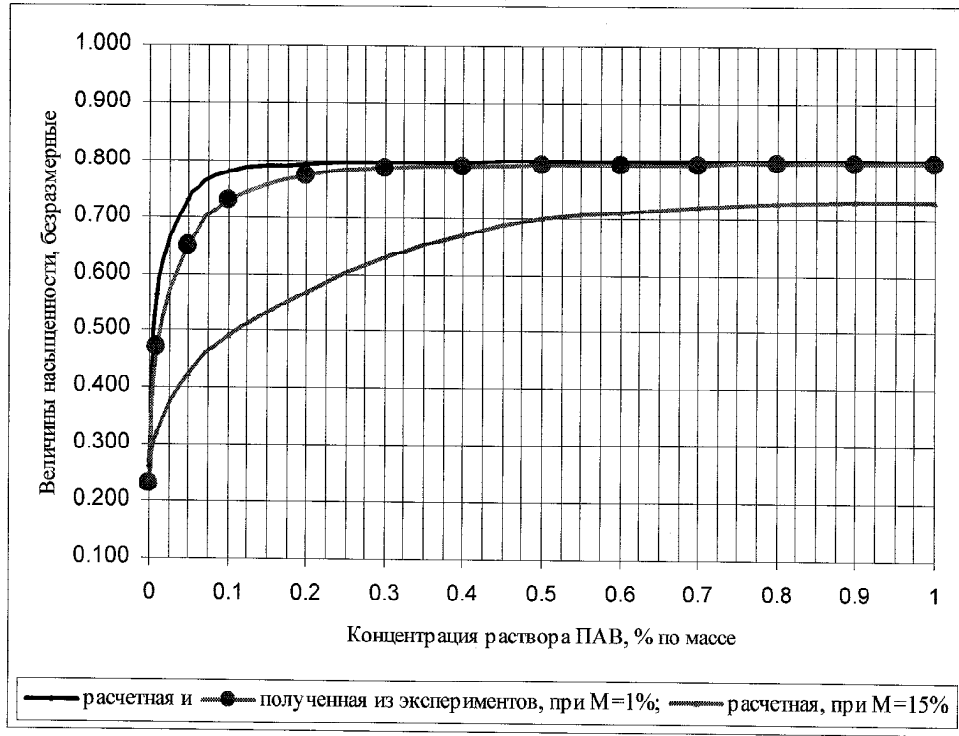
30

35

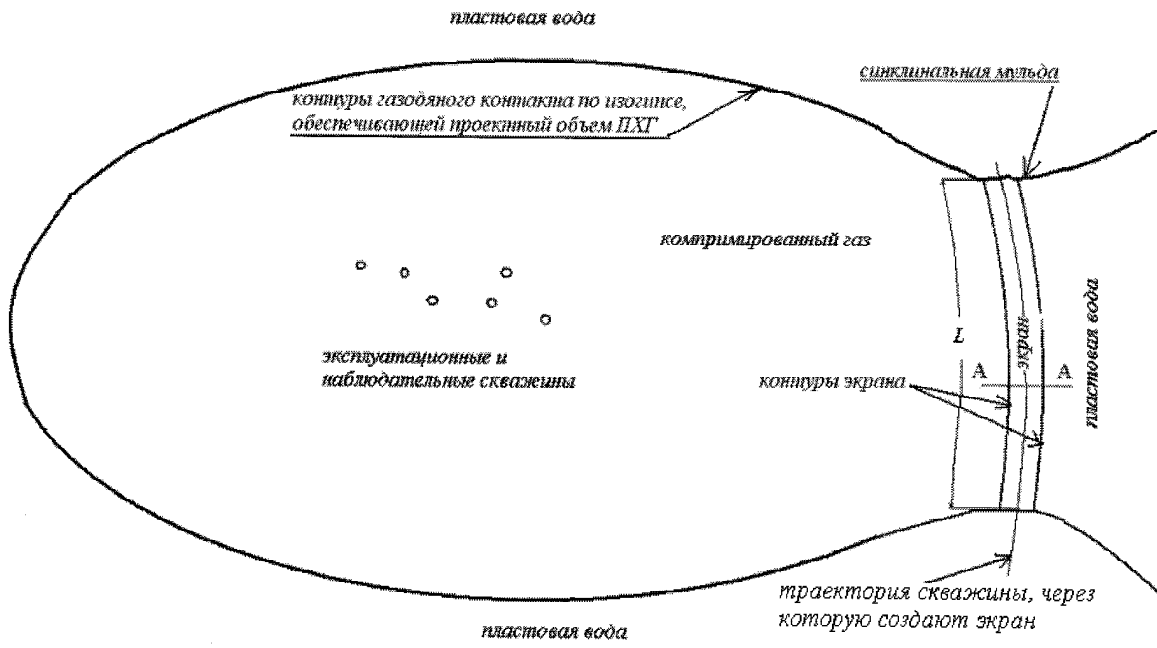
40

45

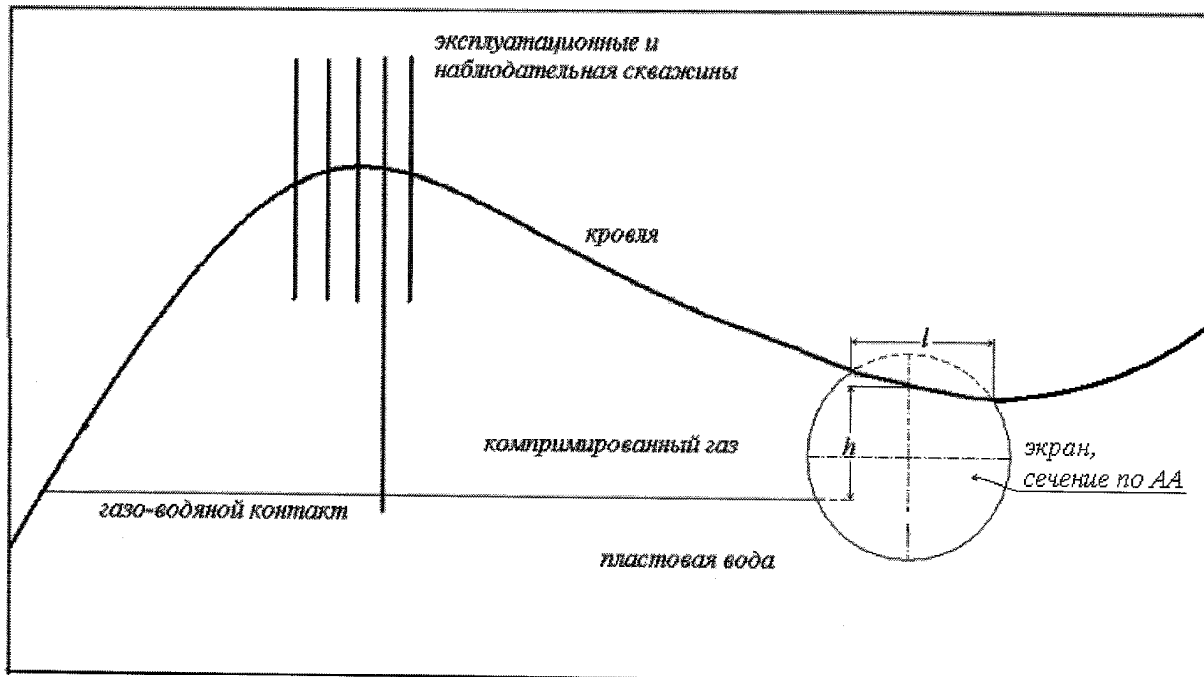
50



Фиг.1



Фиг.2



Фиг. 3