

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **039143**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.12.09

(51) Int. Cl. **B65G 5/00** (2006.01)
E21B 43/18 (2006.01)

(21) Номер заявки
202000172

(22) Дата подачи заявки
2020.03.27

**(54) СПОСОБ СОЗДАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА
ПРИРОДНОГО ГАЗА В ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТАХ**

(43) 2021.09.30

(56) EA-A1-200700301
RU-C1-2716673
US-A-3807181
RU-C1-2377172

(96) 2020000034 (RU) 2020.03.27

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ
И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ -
ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ" (RU)**

(72) Изобретатель:
**Хан Сергей Александрович, Дорохин
Владимир Геннадьевич (RU)**

(57) Изобретение относится к области газовой промышленности и предназначено для создания и эксплуатации подземных хранилищ природного газа (ПХГ). Техническим результатом является повышение эффективности эксплуатации ПХГ в водоносном пласте. В способе создания и эксплуатации ПХГ определяют основные и вспомогательные эксплуатационные скважины, через которые закачивают и отбирают природный газ. При этом закачку газа в пласт-коллектор осуществляют в два этапа, измеряя текущее значение пластового давления. Суточную производительность закачки устанавливают в зависимости от измеренных значений пластового давления. Отбор газа осуществляют до достижения значения пластового давления в пласт-коллекторе в интервале от минимального значения пластового давления до гидростатического значения пластового давления.

B1**039143****039143****B1**

Изобретение относится к области газовой промышленности и предназначено для создания и эксплуатации подземных хранилищ природного газа (ПХГ).

Предлагаемый способ создания и эксплуатации ПХГ в водоносном пласте обеспечит возможность эффективного оттеснения пластовой воды при наращивании объемов хранения за счет рационального аккумулирования газа в области эксплуатационного фонда скважин и, как следствие, обеспечит проектные показатели ПХГ, а также минимизирует риски прорыва (растекания газа) за пределы замыкающей изогипсы. Указанный эффект достигается за счет предлагаемого способа эксплуатации.

Известен повсеместно применяемый способ создания подземного газохранилища в водоносном пласте, основанный на бурении газовых скважин с двойной функциональностью (Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М: "Струна", 1998, с. 567-572). В цикле закачки газа в водоносный пласт эти скважины эксплуатируют в качестве нагнетательных. В цикле отбора газа те же скважины эксплуатируют в качестве добывающих.

Недостатком данного способа, с точки зрения создания и дальнейшей эксплуатации ПХГ, является отсутствие управления технологическим режимом работы ПХГ для минимизации прорывов и растекания газа.

Неверная стратегия наращивания объемов хранения в ПХГ может привести к прорывам, растеканию газа за пределы замыкающей изогипсы, а также к неэффективному использованию буферного объема газа (недостижение проектного пластового давления, преждевременное обводнение эксплуатационных скважин и т.д.).

Задачей, на решение которой направлен предлагаемый способ, является разработка способа, позволяющего создавать и эксплуатировать подземное хранилище природного газа в водоносных пластах с минимальным значением водного фактора при отборе, а также увеличивать максимальную производительность ПХГ. Активное обводнение эксплуатационного фонда скважин ведет к снижению максимальной суточной производительности ПХГ, увеличению выноса механических примесей с забоев скважин, что в свою очередь ведет к увеличению рисков преждевременного износа и к выходу из строя технологического оборудования, а также к образованию песчаных пробок в лифтовых трубах.

Техническим результатом, на достижение которого направлено предлагаемое изобретение, является повышение эффективности эксплуатации ПХГ в водоносном пласте. Другими словами, заявленный способ даст возможность продлить безводную эксплуатацию ПХГ, увеличить максимальную производительность, ограниченную наземным оборудованием (далее "полка"), а также увеличить значение максимальной суточной производительности ПХГ.

Данный технический результат достигается за счет того, что при создании и эксплуатации подземного хранилища природного газа в водоносных пластах определяют основные и вспомогательные скважины, через которые закачивают и отбирают природный газ, при этом закачку газа осуществляют на первом этапе через центральные основные скважины, с последующим подключением к закачке периферийных основных скважин, измеряют текущее значение пластового давления в пласте-коллекторе, причём суточную производительность закачки природного газа на первом этапе устанавливают не более 40% от возможности максимальной суточной производительности нагнетательного оборудования, первый этап заканчивают при достижении значения пластового давления в пласте-коллекторе не более 100% от значения гидростатического давления залежи, закачку газа осуществляют на втором этапе с производительностью более 40% от возможности максимальной суточной производительности нагнетательного оборудования, до достижения максимального значения активного объёма подземного хранилища природного газа, причём в конце второго этапа закачку газа осуществляют и через вспомогательные скважины, отбор газа осуществляют через основные и вспомогательные скважины до достижения значения пластового давления в пласте-коллекторе в интервале "минимальное значение пластового давления - гидростатическое значение пластового давления", причём отбор природного газа через вспомогательные скважины ведут с постоянной производительностью, а отбор газа через основные скважины ведут, начиная от центральных, с последующим подключением к отбору периферийных основных скважин.

Создание и эксплуатация ПХГ в водоносных пластах накладывает жесткие требования на режим эксплуатации и очередность подключения эксплуатационных скважин в отбор/закачку.

Далее будет рассмотрена реализация заявленного способа на примере условного объекта хранения газа (ПХГ-1), структура которого имеет геологические особенности. Этот пример приведен для иллюстрации преимуществ заявленного способа.

Предлагаемое изобретение поясняется чертежами, где на фиг. 1 представлен график зависимости суточной производительности ПХГ-1 от нарастающего объема отбора газа.

на фиг. 2 представлена схема ПХГ-1 с выделением основного и придаточного куполов, где приведена структурная карта с указанием значения глубины структуры в абсолютных отметках (-790 и т.д.).

на фиг. 3 представлен график изменения пластового ($P_{пл}$) и гидростатического ($P_{гдр.ст.}$) давлений по пласту-коллектору ПХГ-1.

на фиг. 4 представлен график зависимости нарастающего водного фактора от нарастающего отбора газа ПХГ-1.

Способ осуществляют следующим образом.

Рассмотрим реализацию заявленного способа на примере эксплуатации ПХГ-1 с активным водонапорным режимом эксплуатации (технология апробирована на действующем ПХГ).

ПХГ-1 создано на базе истощенного газоконденсатного месторождения. Хранилище полностью разбурено и обустроено. Режим его эксплуатации при отборе целиком зависит от возможностей (максимальных режимов) работы наземной газотранспортной промышленной системы ("полка" 1 на фиг. 1).

При создании ПХГ-1 был допущен ряд ошибок, приведших к неправильному формированию газовой залежи (фиг. 2). Это способствовало возникновению перетока газа из основного купола 2 в соседний (придаточный) купол 3. Далее при составлении технологического режима эксплуатации ПХГ-1 данный факт не учитывался. В результате в процессе эксплуатации ПХГ-1 переток газа из основного купола 2 увеличивался. Таким образом, объем газа в основном куполе 2 сокращался и увеличивался в соседнем (придаточном) куполе 3. В свою очередь это привело к увеличению числа обводненных эксплуатационных скважин 4, 5 основного купола 2, а также к увеличению объемов попутно извлекаемой пластовой жидкости.

На ПХГ-1 был применен заявленный способ. Основной фонд эксплуатационных скважин на ПХГ-1 был разделен на две группы:

основные скважины 4 - скважины, которые могут работать в пиковом режиме эксплуатации;

вспомогательные скважины 5 - скважины, работающие по специально разработанному базисному режиму эксплуатации.

В начальный период на первом этапе закачку осуществляют через центральные основные скважины, с последующим подключением к закачке периферийных основных скважин, при этом ведется мониторинг значения пластового давления (замеряют устьевое давление остановленной скважины и через устьевое давление по формуле определяют значение пластового давления) пласта-коллектора.

$$P_{пл} = P_y e^S,$$

где

P_y - устьевое давление, кгс/см²;

e^S - поправка на вес столба газа.

Закачку осуществляют низкими темпами с производительностью не более 40% от возможности максимальной суточной производительности нагнетательного оборудования до значения гидростатического давления (давление столба воды над условным уровнем, которое определяют на стадии начала создания подземного хранилища газа) пласта-коллектора. Данный интервал производительности (до 40%) позволит плавно выровнять (расформировать) образовавшуюся в результате отбора газа депрессионную воронку и тем самым увеличить переток газа из соседнего (придаточного) купола 3 в основной купол 2 (за счет продления периода стягивания газовой залежи), а также избежать прорывов газа из основного купола 2 в соседний (придаточный) купол 3. Первый этап закачки заканчивают при достижении значения пластового давления в пласте-коллекторе не более 100% от значения гидростатического давления залежи (точка Б на фиг. 3). На втором этапе закачку осуществляют с производительностью более 40% (для более эффективного оттеснения пластовой жидкости по глубине) от возможности максимальной суточной производительности нагнетательного оборудования, до достижения максимального значения активного объема (часть общего объема газа подземного хранилища, которая может быть отобрана при его эксплуатации в период повышенной потребности газа) ПХГ (точка А на фиг. 3), причём в конце второго этапа закачку газа осуществляют и через вспомогательные скважины 5. На этапе отбора газа осуществляют через основные 4 и вспомогательные 5 скважины до достижения значения пластового давления в пласте-коллекторе в интервале: "минимальное значение пластового давления (это давление при отборе из ПХГ всего активного объема газа) - гидростатическое значение пластового давления". Данный интервал изменения пластового давления позволит создать необходимую депрессионную воронку в области эксплуатационных скважин и увеличить переток газа из соседнего (придаточного) купола 3 в основной купол 2, а приведенная выше схема подключения в работу эксплуатационных скважин 4, 5 позволила увеличить обратный переток газа в основной купол 2. При этом нагрузка при отборе идет на эксплуатационные скважины 4, расположенные в центральной части основного купола 2. Вспомогательные скважины 5 в области перетока работают в базисном (равномерном) режиме с выводом их из эксплуатации по мере их обводнения.

Таким образом, реализация данного технического решения привела к увеличению пластового давления (фиг. 3) в ПХГ-1, а также сокращению объемов добываемой пластовой жидкости (фиг. 4). На фиг. 4 показана зависимость нарастающего водного фактора от нарастающего отбора газа до реализации данного технического решения (2016-2017 и 2017-2018 гг.) и после (2018-2019 гг.). Данный показатель улучшился почти в 2 раза.

Данные действия следует повторять в вышеизложенной последовательности при циклической эксплуатации ПХГ, созданных в водоносных пластах.

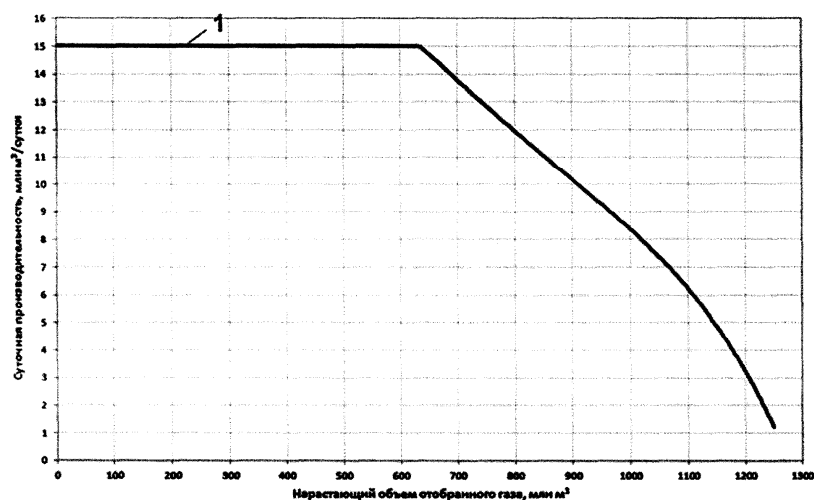
Осуществление предложенного способа возможно на базе типовых технических средств, которыми оснащено любое ПХГ.

Таким образом, предлагаемое изобретение позволяет повысить эффективность эксплуатации ПХГ в

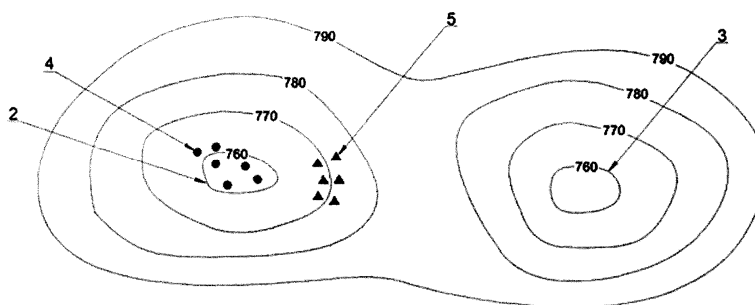
водоносном пласте, т.е. заявленный способ дает возможность продлить безводную эксплуатацию ПХГ, увеличить максимальную производительность, ограниченную наземным оборудованием, а также значение максимальной суточной производительности ПХГ. Другими словами, эксплуатация ПХГ по заявленному способу позволяет сократить количество попутно извлекаемой пластовой воды, эффективно отеснять пластовую жидкость из залежи, минимизируя риски прорыва природного газа и его миграции за пределы замыкающей изогипсы, и, как следствие, увеличить газонасыщенную толщину пласта-коллектора, повысить пластовое давление на конец закачки и, в результате, увеличить "полку" максимальной суточной производительности.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

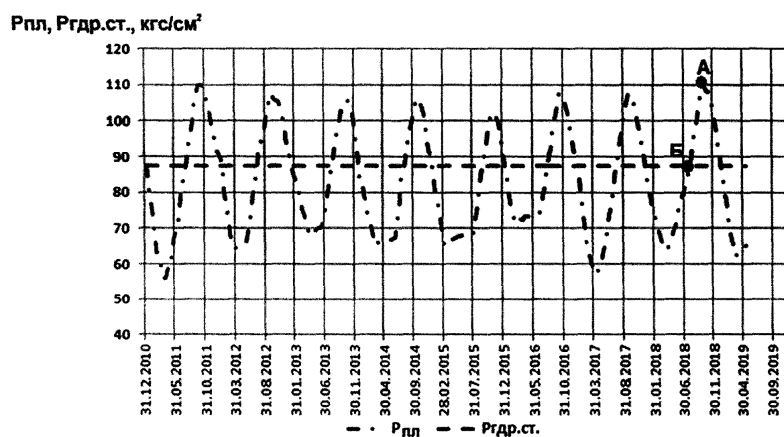
Способ создания и эксплуатации подземного хранилища природного газа в водоносных пластах, заключающийся в том, что определяют основные и вспомогательные эксплуатационные скважины, через которые закачивают и отбирают природный газ, при этом закачку газа в пласт-коллектор осуществляют на первом этапе через центральные основные скважины, с последующим подключением к закачке периферийных основных скважин, измеряют текущее значение пластового давления в пласте-коллекторе, причём суточную производительность закачки природного газа на первом этапе устанавливают не более 40% от возможности максимальной суточной производительности нагнетательного оборудования, первый этап заканчивают при достижении значения пластового давления в пласте-коллекторе не более 100% от значения гидростатического давления залежи, закачку газа осуществляют на втором этапе с производительностью более 40% от возможности максимальной суточной производительности нагнетательного оборудования, до достижения максимального значения активного объёма подземного хранилища природного газа, причём в конце второго этапа закачку газа осуществляют и через вспомогательные скважины, отбор газа осуществляют через основные и вспомогательные скважины до достижения значения пластового давления в пласте-коллекторе в интервале от минимального значения пластового давления до гидростатического значения пластового давления, при этом отбор газа через основные скважины ведут, начиная от центральных, с последующим подключением к отбору периферийных основных скважин, причём отбор природного газа через вспомогательные скважины ведут с постоянной производительностью.



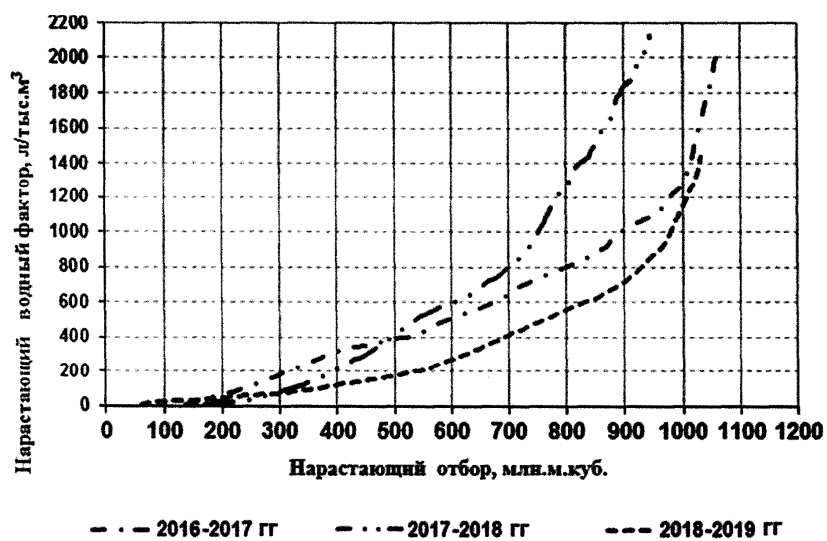
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2