



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013137171/03, 07.08.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
07.08.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 07.08.2013

(45) Опубликовано: 27.11.2014 Бюл. № 33

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2471968 C1, 10.01.2013. SU 1006726
A, 23.03.1983. RU 2114284 C1, 27.06.1998. RU
2058476 C1, 20.04.1996. RU 2148705 C1,
10.05.2000. RU 2484239 C2, 10.06.2013. US
7703536 B2, 27.04.2010

Адрес для переписки:

117997, Москва, ГСП-7, ул. Наметкина, 16, ОАО
"Газпром", Департамент перспективного
развития

(72) Автор(ы):

Саркаров Рамидин Акбербубаевич (RU),
Маринин Валерий Иванович (RU),
Селезнев Вячеслав Васильевич (RU),
Кошелев Анатолий Владимирович (RU),
Темиров Велиюлла Гамдуллаевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество "Газпром"
(RU)(54) СПОСОБ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОБВОДНЕННОЙ ГАЗОВОЙ ИЛИ ГАЗОКОДЕНСАТНОЙ
СКВАЖИНЫ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЕЕ ОБВОДНЕНИЯ ПРИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано для восстановления обводненной газовой или газоконденсатной скважины и предупреждения ее обводнения и самозадавливания при дальнейшей эксплуатации. Обеспечивает повышение продуктивности скважин за счет восстановления обводненных газовых или газоконденсатных скважин, предупреждение их дальнейшего обводнения и самозадавливания, а также увеличение межремонтного периода. Сущность изобретения: по способу скважину глушат, промывают песчаную пробку и проводят гидравлический разрыв пласта с одновременным его креплением во всем интервале перфорации. Объем призабойной зоны скважины в интервале перфорации разделяют на два эксплуатационных

объекта с помощью закачки и продавливания в глубину пласта по радиусу водоизоляционной композиции, образующей водоизоляционный экран. Выдерживают время затвердевания изоляционной композиции. Объем скважины на уровне образования водоизоляционного экрана разделяют на две эксплуатационные зоны установкой пакера, спущенного с колонной насосно-компрессорных труб - НКТ. Колонну НКТ оснащают газлифтным клапаном в верхней части интервала перфорации верхнего объекта. Башмак колонны устанавливают ниже на 1,5-2 м нижних отверстий интервала перфорации нижнего объекта и осуществляют отбор воды внутрискважинным газлифтом из нижнего эксплуатационного объекта за счет энергии газа из верхнего эксплуатационного объекта. 2 з.п. ф-лы, 1 пр.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(19) **RU** (11) **2 534 291** (13) **C1**

(51) Int. Cl.

E21B 43/32 (2006.01)

E21B 43/26 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2013137171/03, 07.08.2013**

(24) Effective date for property rights:
07.08.2013

Priority:

(22) Date of filing: **07.08.2013**

(45) Date of publication: **27.11.2014** Bull. № 33

Mail address:

**117997, Moskva, GSP-7, ul. Nametkina, 16, OAO
"Gazprom", Departament perspektivnogo razvitiya**

(72) Inventor(s):

**Sarkarov Ramidin Akberbubaevich (RU),
Marinin Valerij Ivanovich (RU),
Seleznev Vjacheslav Vasil'evich (RU),
Koshelev Anatolij Vladimirovich (RU),
Temirov Velijulla Gamdullaevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Gazprom"
(RU)**

(54) **WET GAS OR GAS CONDENSATE WELL RECOVERY METHOD AND ITS DROWNING PREVENTION DURING ITS FURTHER OPERATION**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: according to the method the well is killed, the sand plug is washed and hydraulic fracturing of the formation is made with its simultaneous setting within the whole perforation interval. Volume of the well bottomhole zone within the perforation interval is divided into two production facilities by injecting and flushing of waterproofing compound to the formation depth radially thus forming water shutoff screen. Time is withheld for hardening of the waterproofing compound. The well volume at the water shutoff screen level is divided into two production zones by setting a packer run in with the tubing string. The tubing string

is equipped with a gas lift valve in the upper part of the upper facility perforation interval. The string shoe is set at the level of 1.5-2m below the lower openings in the lower facility perforation interval and water extraction is made by intrawell gaslift from the lower production facility due to gas energy from the upper production facility.

EFFECT: improved productivity of wells due to recovery of wet gas or gas condensate wells, prevention of their further drowning and self-killing, increased life between overhauls.

3 cl, 1 ex

R U 2 5 3 4 2 9 1 C 1

R U 2 5 3 4 2 9 1 C 1

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано для восстановления обводненной газовой или газоконденсатной скважины и предупреждения ее обводнения и самозадавливания при дальнейшей эксплуатации. Способ может быть использован также для осуществления совместной добычи

5 углеводородов и пластовых промышленных вод.

Известен способ гидравлического разрыва и крепления пластов, сложенных рыхлыми нецементированными породами, позволяющий провести гидравлический разрыв пласта (ГРП) с помощью жидкости разрыва, содержащей водный раствор среднемодульного жидкого стекла состава, масс. %: силикат натрия 17-20, вода 80-83, и ацетоно-спиртовой раствор, состоящий из безводных ацетона и метилового спирта

10 в объемном соотношении 0,4:1 и пропанта в количестве 100-150 кг на 1 м³ жидкости, с одновременным креплением пород коллектора водно-спиртовым раствором хлорида кальция состава, масс. %: хлорид кальция 17,0-19,0, этиловый спирт 25,0-45,0, вода остальное. (Патент RU 2416025 C1 от 13.04.2010 кл. E21B 43/267, дата публикации

15 10.04.2011). Способ восстанавливает продуктивность призабойной зоны пласта.

Недостатком указанного способа является невозможность предотвращения обводнения скважин при дальнейшей эксплуатации.

Известен способ восстановления обводненной нефтегазовой скважины в условиях аномально низких пластовых давлений, согласно которому скважину глушат, промывают песчаную пробку, перфорируют эксплуатационную колонну ниже текущего газодняного контакта (ГВК) на 2-3 м и выше текущего ГВК на 1-2 м. Через образованные перфорационные отверстия под водоизоляцию закачивают водоизоляционную композицию, продавливают ее в глубину пласта по радиусу и доукрепляют интервал водоизоляции цементным раствором. Затем разбуривают цементный мост, спускают в ствол скважины хвостовик, цементируют его с оставлением цементного стакана во внутренней полости высотой 0,2-0,5 м, проводят перфорацию хвостовика и эксплуатационной колонны выше интервала водоизоляции на 1,5-3,0 м до кровли продуктивного пласта, осуществляют вызов притока из пласта и вводят скважину в эксплуатацию. (Патент RU 2410529 от 16.06.2009 кл. E21B 43/00, дата

20 публикации 27.01.2011).

Недостаток данного способа заключается в пассивном предупреждении дальнейшего обводнения скважины и снижении продуктивности скважины. Последующая эксплуатация с естественным понижением пластового давления приведет к подъему ГВК и необходимости повторного проведения предлагаемой операции через достаточно короткий срок. Например, в условиях сеноманской залежи Уренгойского месторождения годовой подъем ГВК составляет 2-3 м.

25

Известен способ разработки обводненной нефтяной залежи методом гидродинамического ограничения водопритока в варианте одновременно-раздельного отбора нефти и воды (Патент RU 2401937 от 27.10.2009 кл. E21B 43/12, дата публикации

30 20.10.2010). Способ включает разделение пакером внутреннего пространства добывающей скважины между кровлей пласта и зоной водонефтяного контакта, оборудование скважины устройствами для одновременно-раздельной эксплуатации пласта, откачку пластовой воды ниже водонефтяного контакта и из подпакерного пространства и откачку продукции пласта из надпакерного пространства.

Согласно изобретению пакером делят внутреннее пространство добывающей скважины, оставляя сверху 50-70% толщины нефтеносного участка. Перед отбором воды из подпакерного пространства в него предварительно закачивают высоковязкие водонефтяные эмульсии. При этом регулируют откачку пластовой воды, для чего при

40

повышении в ней нефти выше 10-20% от количества воды откачку последней уменьшают или прекращают, и регулируют откачку продукции пласта. Для этого при уменьшении содержания нефти ниже 70-80% от количества воды откачку последней уменьшают или прекращают до снижения обводненности продукции с обеспечением положения водонефтяного контакта на практически одном уровне.

Недостатком способа является необходимость использования металлоемкого оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов пласта (водного и нефтяного) и внешних устройств и источников энергии для подъема обоих пластовых флюидов.

Известен способ удаления пластовой жидкости из скважины порциями за счет энергии добываемого газа. (Патент RU 2471968 от 23.06.2011 кл. E21B 43/00, дата публикации 10.01.2013). Способ включает периодический спуск летающего клапана под уровень жидкости до нижнего амортизатора и последующий его подъем в лифтовой колонне труб вместе со столбом пластовой жидкости к устью скважины.

Недостатком данного способа является отсутствие возможности предварительного ограничения водопритока в скважину, а также низкая производительность отбора жидкости, что приемлемо лишь на раннем этапе обводнения скважины.

Задачей изобретения является создание способа, при применении которого обеспечивается повышение продуктивности скважин за счет восстановления обводненных газовых или газоконденсатных скважин, предупреждение их дальнейшего обводнения и самозадавливания, а также увеличение межремонтного периода.

Поставленная задача достигается тем, что в способе восстановления обводненной газовой или газоконденсатной скважины и предупреждения ее обводнения и самозадавливания при дальнейшей эксплуатации скважину глушат, промывают песчаную пробку и проводят гидравлический разрыв пласта с одновременным его креплением во всем интервале перфорации, объем призабойной зоны скважины в интервале перфорации разделяют на два эксплуатационных объекта с помощью закачки и продавливания в глубину пласта по радиусу водоизоляционной композиции, образующей водоизоляционный экран, выдерживают время затвердевания изоляционной композиции, объем скважины на уровне образования водоизоляционного экрана разделяют на две эксплуатационные зоны, установкой пакера, спущенного с колонной насосно-компрессорных труб (НКТ), колонну НКТ оснащают газлифтным клапаном в верхней части интервала перфорации верхнего объекта, башмак колонны устанавливают ниже на 1,5-2 м нижних отверстий интервала перфорации нижнего объекта и осуществляют отбор воды внутрискважинным газлифтом из нижнего эксплуатационного объекта за счет энергии газа из верхнего эксплуатационного объекта.

Гидравлический разрыв и крепление пласта осуществляют путем закачки жидкости разрыва, содержащей водный раствор среднемодульного жидкого стекла следующего состава, масс. %: силикат натрия 12-17, ацетон 4-7, метиловый спирт 10-18, вода остальное, закачку жидкости разрыва в пласт осуществляют через 30-40 мин после ее приготовления, при достижении гидравлического разрыва пласта в жидкость разрыва дополнительно вводят проппант в количестве 100-150 кг на 1 м³ жидкости, после завершения закачки жидкости разрыва с проппантом в пласт закачивают водно-спиртовой раствор хлорида кальция следующего состава, масс. %: хлорид кальция 17,0-19,0; этиловый спирт 25,0-45,0; вода остальное.

Водоизоляционный экран создают в середине интервала перфорации толщиной 1,5-2 м на глубину продавливания изоляционной композиции в пласт радиусом 5-7 м.

Проведение закрепления призабойной зоны пласта указанным способом с

одновременным ограничением притока пластовой воды обеспечивает возможность качественного выполнения ремонтных работ на скважинах.

При закреплении пород призабойной зоны пласта обычно наблюдается снижение фильтрационных и емкостных свойств коллектора. Предложенный комплексный подход к проблеме борьбы с пескопроявлением, основанный на сочетании гидроразрыва продуктивного пласта с химическим методом закрепления призабойной зоны, позволяет компенсировать этот недостаток за счет создания больших поверхностей фильтрации путем ГРП.

Известно, что при отборе жидкости из скважины формируется депрессионная воронка и связанный с ней максимальный уровень подъема воды в призабойной зоне пласта. Характер кривизны депрессионной воронки и высота максимального подъема жидкости внутри пласта связаны с темпами отбора пластового флюида и диаметром скважины. Изоляционный экран одновременно выполняет две функции: создает в пласте два отдельных, в достаточной мере независимых, объекта эксплуатации и оказывает влияние на указанные характеристики депрессионной воронки. Первое позволяет организовать внутрискважинный газлифт со всеми вытекающими преимуществами как технологического, так и экономического плана. Последнее обеспечивает снижение уровня подъема воды в призабойной зоне скважины, даже тогда, когда текущий уровень ГВК достигнет и превысит уровень установки изоляционного экрана.

Сущность заявляемого способа описывается следующим примером.

Для проведения капитального ремонта и восстановления приняты газовая скважина №824 и газоконденсатная скважина №8363 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). В первой, дренирующей сеноманские отложения, обводнение на начальном этапе капитального ремонта скважины составляло более двух третей интервала перфорации, вторая, дренирующая отложения нижнего мела, обводнена полностью.

На первом этапе скважину глушат, промывают песчаную пробку и проводят ГРП с одновременным креплением пород пласта, для чего:

- пескосмесительную установку и цементирувочный агрегат обвязывают жесткой линией со скважиной;

- в пескосмесительной установке приготавливают жидкость разрыва, содержащую водный раствор среднемодульного жидкого стекла состава, масс. %: силикат натрия 12-17, ацетон 4-7, метиловый спирт 10-18, вода - остальное, из расчета заполнения ею порового заколонного пространства и трещин разрыва на расстоянии 0,5 м от плоскости внедрения. Предельные содержания компонентов в жидкости разрыва обеспечивает образование геля с необходимыми свойствами как для проведения ГРП, так и для целей закрепления пород призабойной зоны пласта. Необходимая толщина закрепленного порового пространства для обеспечения устойчивости призабойной зоны пласта при рассматриваемых пластовых условиях составляет не менее 0,5 м;

- через 30-40 мин после приготовления жидкости начинают процесс ее закачки в продуктивный пласт. В течение заданного промежутка времени жидкость разрыва приобретает необходимые показатели по вязкости, за это время вязкость геля повышается с 2 до ~60 мПа*с;

- при достижении гидравлического разрыва пласта в жидкость разрыва

дополнительно вводят проппант в количестве 100-150 кг на 1 м³ жидкости. Такое соотношение проппанта обеспечивает полное заполнение трещин разрыва и не оказывает существенного влияния на технологические характеристики жидкости разрыва;

- после завершения закачки расчетного количества жидкости разрыва с проппантом в пласт закачивают водно-спиртовой раствор хлорида кальция состава, масс. %: хлорид кальция 17,0-19,0; этиловый спирт 25,0-45,0; вода остальное. Предельные концентрации компонентов в водно-спиртовом растворе хлорида кальция обеспечивает качественное

закрепление пород пласта за счет затвердевания закачанной жидкости разрыва. После завершения прокачки расчетного количества водно-спиртового раствора хлорида кальция скважину закрывают на 46-50 часов. За этот промежуток времени происходит полное взаимодействия компонентов системы закрепления пород пласта.

Затем для создания водоизоляционного экрана закачивают изоляционную композицию (например, состав товарного наименования АКОР МГ или АКРОН). Водоизоляционный экран создают в середине интервала перфорации толщиной 1,5-2 м на глубину продавливания изоляционной композиции в пласт радиусом 5-7 м. Выдерживают время затвердевания изоляционной композиции. Указанная толщина водоизоляционного экрана обеспечивает требуемые механические характеристики для его эксплуатации и минимальный расход материалов. При радиусе изоляционного экрана 5-7 м обеспечивается необходимое ограничение подъема жидкости вдоль интервала перфорации, а также минимальный расход материалов.

Объем скважины на уровне образования водоизоляционного экрана разделяют на две эксплуатационные зоны установкой пакера, спущенного с колонной НКТ. Колонну НКТ оснащают газлифтным клапаном в верхней части интервала перфорации верхнего объекта, башмак колонны устанавливают ниже на 1,5-2 м нижних отверстий интервала перфорации нижнего объекта и осуществляют отбор воды внутрискважинным газлифтом из нижнего эксплуатационного объекта за счет энергии газа из верхнего эксплуатационного объекта. Установка башмака колонны на уровне ниже на 1,5-2 м нижних отверстий интервала перфорации нижнего объекта обеспечивает устойчивый отбор жидкости в процессе эксплуатации.

С целью эксплуатации в составе устьевого оборудования предусматривают подключение двухступенчатой системы газоструйных эжекторов. В устьевом оборудовании предусматривают вывод для газа, поступающего по НКТ через запорное устройство в приемную камеру газоструйного эжектора, а также вывод для газа, не участвующего в газлифтном подъеме жидкости нижнего объекта, с поступлением его через рабочее сопло газоструйного эжектора первой ступени в приемную камеру газоструйного эжектора второй ступени.

Осуществляют вызов притока газа из пласта (за счет депрессии, создаваемой струйным эжектором второй ступени), после чего скважину вводят в эксплуатацию на газ через дополнительный вывод в устьевом оборудовании и контролируют расход и давление газа съемными ультразвуковыми датчиками на входе в общий коллектор. В процессе вызова притока пластового флюида вымываются из пласта оставшиеся и непрореагировавшие реагенты процесса ГРП.

Затем запускают процесс внутрискважинного газлифтного подъема жидкости нижнего объекта. Постепенно открывая запорное устройство в устьевом оборудовании основного вывода для газа, поступающего по НКТ в приемную камеру газоструйного эжектора первой ступени, задают депрессию в НКТ. Контролируют изменения расхода и давления газа на входе в приемную камеру эжектора второй ступени наружными съемными датчиками. Скважина считается восстановленной при достижении плотности флюида или содержания жидкости в газожидкостной смеси расчетных величин.

Расчет характеристик внутрискважинного газлифтного подъема газожидкостной смеси по колонне НКТ проводят в соответствии с рекомендациями. (В.М. Муравьев

«Эксплуатация нефтяных и газовых скважин» М. Недра 384 с).

Для скважины №824

исходные данные:

- интервал перфорации - 1105-1170 м;
 - искусственный забой - 1182 м;
 - перекрытие интервала перфорации столбом жидкости - 39,5 м;
 - пластовое давление - 2,01 МПа;
 - забойное давление - 1,95 МПа;
 - суточный объем добычи газа - 127 тыс. м³/сут;
 - диаметр обсадной колонны - 168 м;
 - диаметр газлифтной колонны - 73 м;
- расчетные величины:

- максимальный удельный расход газлифтного газа - 490,39 м³/т;
- плотность газожидкостной смеси (флюида) - 2,734 кг/м³;
- массовое содержание жидкости - 2,035 кг/м³;
- максимально возможный дебит жидкости - 95,93 т/сут;
- суточная потребность в газлифтном газе - 47043,6 м³.

Для скважины №8363

исходные данные:

- интервал перфорации - 2819-2862 м;
- перекрытие интервала перфорации столбом жидкости - полное;
- пластовое давление - 9,55 МПа;
- забойное давление - 8,75 МПа;
- давление на устье - 6,62 МПа;
- суточный объем добычи газа - 157 тыс. м³/сут;
- диаметр обсадной колонны - 73 м;
- диаметр газлифтной колонны - 42 м;

расчетные величины:

- максимальный удельный расход газлифтного газа - 452,4 м³/т;
- плотность газожидкостной смеси (флюида) - 2,976 кг/м³;
- массовое содержание жидкости - 2,21 кг/м³;
- максимально возможный дебит жидкости - 51,26 т/сут;
- суточная потребность в газлифтном газе - 23194,17 м³.

Расчет давления на выходе эжекторов первой и второй ступеней двухступенчатой системы газоструйных эжекторов, необходимых для создания депрессии на устье колонн НКТ и для ввода газа добычи скважин в общие коллекторы кустов с целью транспортирования его на УКПГ, можно провести в соответствии с рекомендациями. (Е.Я. Соколов, Н.М. Зингер Струйные аппараты. - 3-е изд., перераб. - М. 1989. - 352 с.).

Для скважины №824:

- давление на выходе эжектора первой ступени - 0,53 МПа;
- давление на выходе эжектора второй ступени - 1,50 МПа.

для скважины №8363:

- давление на выходе эжектора первой ступени - 2,34 МПа;
- давление на выходе эжектора второй ступени - 6,27 МПа.

При приведенных выше расчетных величинах плотности флюида и содержания

жидкости в газожидкостной смеси скважина считается восстановленной. Для обеспечения работы двухступенчатой системы газоструйных эжекторов необходимое давление составляет 0,53 и 2,34 МПа, 1,50 и 6,27 МПа для первой и второй ступеней скважин №824 и 8363 соответственно.

- 5 Предложенный способ обеспечивает получение дополнительных объемов газа и газового конденсата за счет восстановления обводненной и простаивающей газовой или газоконденсатной скважины, предупреждение дальнейшего их обводнения и сомозадавливания в процессе эксплуатации и увеличение межремонтного периода. Межремонтный период эксплуатации скважин с учетом темпа снижения пластового
10 давления и подъема ГВК до начала существенного проявления обводнения и выноса диспергированной твердой фазы увеличивается почти в 2 раза и составляет 6-8 лет.

Формула изобретения

1. Способ восстановления обводненной газовой или газоконденсатной скважины и
15 предупреждения ее обводнения при дальнейшей эксплуатации, характеризующийся тем, что скважину глушат, промывают песчаную пробку и проводят гидравлический разрыв пласта с одновременным его креплением во всем интервале перфорации, объем призабойной зоны скважины в интервале перфорации разделяют на два эксплуатационных объекта с помощью закачки и продавливания в глубину пласта по
20 радиусу водоизоляционной композиции, образующей водоизоляционный экран, выдерживают время затвердевания изоляционной композиции, объем скважины на уровне образования водоизоляционного экрана разделяют на две эксплуатационные зоны установкой пакера, спущенного с колонной насосно-компрессорных труб - НКТ, колонну НКТ оснащают газлифтным клапаном в верхней части интервала перфорации
25 верхнего объекта, башмак колонны устанавливают ниже на 1,5-2 м нижних отверстий интервала перфорации нижнего объекта и осуществляют отбор воды внутрискважинным газлифтом из нижнего эксплуатационного объекта за счет энергии газа из верхнего эксплуатационного объекта.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что гидравлический разрыв и крепление пласта
30 осуществляют путем закачки жидкости разрыва, содержащей водный раствор среднемодульного жидкого стекла состава, масс. %:

- силикат натрия - 12-17;
ацетон - 4-7;
метиловый спирт - 10-18;
35 вода - остальное,

- закачку жидкости разрыва в пласт осуществляют через 30-40 мин после ее приготовления, при достижении гидравлического разрыва пласта в жидкость разрыва дополнительно вводят проппант в количестве 100-150 кг на 1 м³ жидкости, после
40 завершения закачки жидкости разрыва с проппантом в пласт закачивают водно-спиртовой раствор хлорида кальция состава, масс. %:

- хлорид кальция - 17,0-19,0;
этиловый спирт - 25,0-45,0;
вода - остальное.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что водоизоляционный экран создают в середине
45 интервала перфорации толщиной 1,5-2 м на глубину продавливания изоляционной композиции в пласт радиусом 5-7 м.