

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2547868

СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С ГЛИНОСОДЕРЖАЩИМ КОЛЛЕКТОРОМ

Патентообладатель(ли): *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2013154176

Приоритет изобретения 05 декабря 2013 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 17 марта 2015 г.

Срок действия патента истекает 05 декабря 2033 г.

Врио руководителя Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Л.Л. Кирий

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Л.Л. Кирий", is written over the printed name.





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013154176/03, 05.12.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
05.12.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 05.12.2013

(45) Опубликовано: 10.04.2015 Бюл. № 10

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2206727 С1, 20.06.2003. RU 2244812 С1, 20.01.2005. RU 2185502 С1, 20.07.2002. RU 2024741 С1, 15.12.1994. RU 2060372 С1, 20.05.1995. RU 2133824 С1, 27.07.1999. RU 2208139 С1, 10.07.2003. US 4478283 А, 23.10.1984

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
ФГБОУ ВПО "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный", отдел ИС и ТТ

(72) Автор(ы):

Гладков Павел Дмитриевич (RU),
Рогачев Михаил Константинович (RU),
Стрижнев Кирилл Владимирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный" (RU)

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С ГЛИНОСОДЕРЖАЩИМ КОЛЛЕКТОРОМ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и, в частности, к внутриконтурному заводнению пластов и поддержанию пластового давления при разработке нефтяных залежей с глиносодержащим коллектором. Технический результат - повышение нефтеотдачи пластов за счет увеличения их охвата. Способ включает циклическое снижение и повышение давления в пласте закачкой воды через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины. В пласт через нагнетательные скважины периодически закачивают минерализованную воду в объеме 0,1-5 поровых объемов пласта и пресную воду в объеме 0,1-5 поровых объемов пласта. Переход к закачке пресной воды после закачки минерализованной

воды осуществляют без постепенного снижения минерализации. Состав и концентрацию солей закачиваемой минерализованной воды оставляют на уровне пластовой. Цикл закачки вод различной минерализации многократно повторяют. Пресную воду закачивают до момента времени, когда снижение приемистости нагнетательной скважины превысит допустимый технологический уровень - критическое падение пластового давления в областях целевого воздействия. Минерализованную воду закачивают до момента времени, когда нагнетательная скважина выйдет на начальный или близкий к начальному режим работы, определяемый расходом нагнетаемой жидкости и давлением на устье. 2 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2013154176/03, 05.12.2013**(24) Effective date for property rights:
05.12.2013

Priority:

(22) Date of filing: **05.12.2013**(45) Date of publication: **10.04.2015** Bull. № 10

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 linija, 2, FGBOU
VPO "Natsional'nyj mineral'no-syr'evoj universitet
"Gornyj", otdel IS i TT**

(72) Inventor(s):

**Gladkov Pavel Dmitrievich (RU),
Rogachev Mikhail Konstantinovich (RU),
Strizhnev Kirill Vladimirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federal'noe gosudarstvennoe bjudzhetnoe
obrazovatel'noe uchrezhdenie vysshego
professional'nogo obrazovanija "Natsional'nyj
mineral'no-syr'evoj universitet "Gornyj" (RU)**

(54) **METHOD OF DEVELOPMENT OF OIL POOL WITH ARGILLIFEROUS RESERVOIR**

(57) Abstract:

FIELD: oil-and-gas industry.

SUBSTANCE: method comprises cyclic decrease and increase of pressure in a formation by pumping of water through injection wells and oil withdrawal through production wells. Into the formation through injection wells the mineralised water is pumped periodically in the volume of 0.1-5 of pore volume of the formation and fresh water in the volume of 0.1-5 of pore volume of the formation. The transition to fresh water pumping after mineralised water pumping is performed without gradual decrease in mineralisation. The structure and concentration of salts of the pumped mineralised water are remained at the level of the

formation one. The cycle of pumping of waters with different mineralisation is repeated many times. Fresh water is pumped until the moment when decrease of intake capacity of the injection well exceeds the allowable production level - critical drop of reservoir pressure in target impact areas. The mineralised water is pumped until the moment when the injection well sets to initial or close to initial operating mode which depends from the flow rate of the injected liquid and well head pressure.

EFFECT: increase of oil recovery of formations due to increase of their coverage.

2 dwg

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к системам внутриконтурного заводнения пластов при разработке нефтяных залежей с глиносодержащим коллектором путем закачки в продуктивный нефтяной пласт через нагнетательные скважины воды, имеющей определенный химический состав и последующей периодической замены закачиваемой через скважины системы поддержания пластового давления минерализованной воды на низкоминерализованную (либо пресную), и отбора продукции через добывающие скважины.

Известен способ разработки неоднородного нефтяного пласта (Патент РФ №2121057, опубл. 27.10.1998 г.) включающий циклическую закачку смеси полимера с водой в нагнетательные скважины и отбор продукции через добывающие скважины и предусматривающий, что последующий цикл закачки смеси полимера с водой осуществляют после набора вязкости смеси полимера с водой, закаченной в предыдущем цикле.

Недостатком данного способа является необратимая адсорбция полимера на поверхности пор продуктивного пласта, большие технико-экономические затраты на реализацию циклического полимерного воздействия, а также значительное ухудшение проницаемости высокопроницаемой и низкопроницаемой областей пласта.

Известен способ регулирования проницаемости терригенного коллектора за счет закачки в пласт больших объемов композиции с регулируемым временем гелеобразования, цеолита и соляной кислоты с последующим продавливанием оторочек рабочих реагентов сточной водой, что позволяет перераспределить фильтрационные потоки нагнетаемой в пласт жидкости и увеличить коэффициент охвата пласта воздействием (Патент РФ №2243365, опубл. 27.12.2004 г.).

Недостатком данного способа является необратимое изменение проницаемости пласта, что повышает риски при разработке месторождений с терригенными коллекторами ввиду снижения эффективности извлечения нефти из недр в результате неконтролируемого образования геля в пластовых условиях.

Известен способ повышения нефтеотдачи пластов, включающий регулирование проницаемости водопроводящих каналов пласта через нагнетательные скважины путем закачки оторочки реагентов, обеспечивающих внутрипластовое осадкообразование, отличающийся тем, что внутрипластовое осадкообразование осуществляют вначале от приконтурных и водоплавающих зон пласта и продолжают, охватывая последовательно зоны пласта с более высокими абсолютными отметками кровли пласта (Патент РФ №2291958, опубл. 20.01.2007 г.).

Недостатком данного способа является сложность регулирования процесса осадкообразования в пласте и снижение приемистости нагнетательных скважин, приводящее к росту репрессии на пласт.

Известен способ повышения нефтеотдачи пластов, включающий закачку в пласты состава, содержащего малоглинистый раствор с добавкой сульфата магния (Патент РФ №2425967, опубл. 10.08.2011 г.), за счет чего достигается регулирование проницаемости нефтяной залежи, в том числе с глиносодержащим коллектором.

Недостатком этого способа является одновременное снижение проницаемости в высоко- и низкопроницаемых частях пласта, что приведет к снижению коэффициента извлечения нефти.

Наиболее близким к заявляемому способу по максимальному количеству сходных признаков является способ разработки нефтяной залежи с применением внутриконтурного заводнения пластовой водой или водой, имеющей минерализацию, равную пластовой (Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения

нефтеотдачи пластов - М.: Недра, 1985. - 308 с.). Данный метод имеет широкое распространение на залежах с глиносодержащими коллекторами, поскольку закачка в пласт минерализованной воды не приводит к изменениям в пористой структуре матрицы породы и не снижает проницаемость продуктивного пласта.

5 Недостатком данного способа является невозможность регулирования направления фильтрационных потоков закачиваемой воды при разработке неоднородных по разрезу залежей, в связи с чем в высокопроницаемых частях пласта образуются промытые зоны, по которым фильтруется закачиваемая вода, а менее проницаемые области остаются не охваченными воздействием. При этом значительная часть запасов

10 углеводородов остается неизвлеченной.

Технический результат заключается в повышении коэффициента нефтеотдачи за счет роста коэффициента охвата (подключение нефтенасыщенных малопроницаемых пропластков благодаря перераспределения потоков нагнетаемой воды), а также

увеличения коэффициента вытеснения нефти водой (смещение в благоприятную сторону

15 соотношения подвижностей фаз нефти и воды в пористой среде полимиктовой породы из-за снижения подвижности воды в водонасыщенных поровых каналах, что связано со снижением их проницаемости в результате гидратации и набухания глин в составе цементирующего вещества породы, а также в результате повышения вязкости

фильтрующейся воды за счет частичного перехода в нее глинистых частиц).

20 Технический результат достигается тем, что в пласт через нагнетательные скважины периодически закачивают минерализованную воду в объеме 0,1-5 поровых объемов пласта и пресную воду в объеме 0,1-5 поровых объемов пласта, при этом переход к закачке пресной воды после закачки минерализованной воды осуществляют без

постепенного снижения минерализации, состав и концентрацию солей закачиваемой

25 минерализованной воды оставляют на уровне пластовой, а цикл закачки вод различной минерализации многократно повторяют. Пресная вода закачивается до момента времени, когда снижение приемистости нагнетательной скважины превысит допустимый технологический уровень - критическое падение пластового давления в областях

целевого воздействия. Минерализованная вода закачивается до момента времени, когда

30 нагнетательная скважина выйдет на начальный или близкий к начальному режим работы, определяемый расходом нагнетаемой жидкости и давлением на устье.

Описываемый способ поясняется чертежами, на которых представлены.

Фиг. 1 - график зависимости коэффициента вытеснения нефти от минерализации вытесняющей воды;

35 Фиг. 2 - график зависимости градиента давления закачки воды и проницаемости керна от типа используемой жидкости:

1, 3 - закачка минерализованной воды;

2, 4 - закачка пресной воды.

Способ осуществляется следующим образом. Пресная вода при закачке в скважину,

40 вскрывшую неоднородный глиносодержащий коллектор, движется по высокопроницаемым хорошо промытым пропласткам, обладающим наименьшими гидравлическими сопротивлениями. При контакте пресной воды с глинистыми компонентами коллектора происходит их физико-химическое взаимодействие, в результате чего вокруг глинистой частицы образуется адсорбционный (прилегающий

45 к глинистой частице) и диффузный (удаленный от глинистой частицы) слои. В зависимости от общей минерализации воды и ее насыщенности различными катионами диффузный слой может менять свою толщину. При взаимодействии с жидкостью, в которой преобладают одновалентные катионы (например, K^+ , Na^+), толщина

диффузного слоя глинистых частиц увеличивается. Преобладание в жидкости поливалентных катионов (например, Ca^{2+} , Mg^{2+} , Al^{3+}) этот слой наоборот сокращает. Толстый диффузный слой создает благоприятные условия для отрыва части ионов глины и перехода их в жидкость с образованием суспензии и дальнейшей активной гидратации глин, что приводит к снижению проницаемости глинодержащей породы и подвижности водной фазы. Полученные результаты лабораторных экспериментов показывают падение водопроницаемости образца глинодержащего полимиктового песчаника в среднем в 1,5-2 раза (фиг. 2). Данные эксперименты проводились на натуральных образцах полимиктовых песчаников цилиндрической формы на установке оценки повреждения пласта FDES-645 (Coretest Systems) при эффективном давлении 15 МПа, температуре 80°C, постоянном расходе. Минеральный состав образцов следующий: кварц - 50%, калиевый полевой шпат - 25%, плагиоклаз - 11%, глинистые минералы - 10%, слюды - 4%. Преобладающим глинистым минералом является каолинит (более 70%). Под минерализованной водой понимается модель воды, закачиваемой в пласт, с общей минерализацией 19 г/л (80% хлорида натрия и 20% хлорида кальция), под пресной водой понимается модель воды, закачиваемой в пласт, с общей минерализацией 0,25 г/л (80% хлорида натрия и 20% хлорида кальция).

На основании результатов фильтрационных экспериментов можно сделать вывод о том, что ухудшение фильтрационной характеристики коллектора при закачке пресной воды будет наблюдаться сразу после непосредственного контакта водной фазы и водочувствительных минералов коллектора. В связи с этим снизится приемистость высокопроницаемых пропластков, что вызовет перераспределение потоков закачиваемой жидкости в менее проницаемые зоны. Далее необходимо возобновить закачку в пласт минерализованной воды, во-первых, для восстановления проницаемости плохо проводящих каналов малого диаметра, в которых она была ранее ухудшена воздействием пресной воды, а во-вторых, для продавливания оторочки пресной воды от нагнетательных к добывающим скважинам и сохранения темпов закачки жидкости в пласт, необходимых для эффективного поддержания пластового давления.

Технология предусматривает многократную смену минерализации закачиваемой воды, то есть реализацию множества циклов. В качестве примера рассмотрим первый цикл поочередной закачки, при этом остальные будут ему подобны.

Через нагнетательные скважины в пласт закачивается минерализованная вода. Далее согласно предложенной технологии осуществляется переход к закачке пресной воды без постепенного снижения минерализации. В последующих циклах реализации технологии критерием останова скважины и смены закачиваемой минерализованной воды на пресную является выход нагнетательной скважины на начальный или близкий к начальному режим работы (расход нагнетаемой жидкости и давление на устье). Восстановление проницаемости происходит при суммарной закачке минерализованной воды в количестве 0,1-5 поровых объемов высокопроницаемого пласта (фиг. 2).

Закачка пресной воды осуществляется в размере 0,1-5 поровых объемов высокопроницаемого пласта или до момента времени, когда снижение приемистости нагнетательной скважины превысит допустимый технологический уровень (критическое падение пластового давления в областях целевого воздействия). Значения объемов закачки обусловлены результатами проведенных фильтрационных экспериментов. В зависимости от конкретных геолого-физических условий залежей и опыта использования пресной воды при их разработке объемы воды каждого из циклов могут быть скорректированы в большую или меньшую сторону.

Далее нагнетательная скважина переводится на закачивание в пласт

минерализованной воды. Цикл повторяется.

Данное положение подтверждено результатами лабораторных исследований. На
фиг. 1. приведены результаты фильтрационных экспериментов, проведенных при
термобарических условиях одного из месторождений Западной Сибири с использованием
5 пластовой нефти и воды, которые показывают увеличение конечного коэффициента
вытеснения нефти водой при применении воды минерализацией, меньшей, чем пластовая
вода. Исследования проводились в соответствии с ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод
определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

Для восстановления проницаемости до близкого к исходному значения в пласт через
10 нагнетательные скважины, которые использовались для закачки пресной воды, подается
минерализованная вода. Предложенное техническое решение показывает свою
эффективность в лабораторных условиях, близких к пластовым. Данное положение
проиллюстрировано на фиг. 2. Важно, чтобы глинистая часть коллектора была
представлена глинистыми минералами, способными к обратимой гидратации (например,
15 каолинитом).

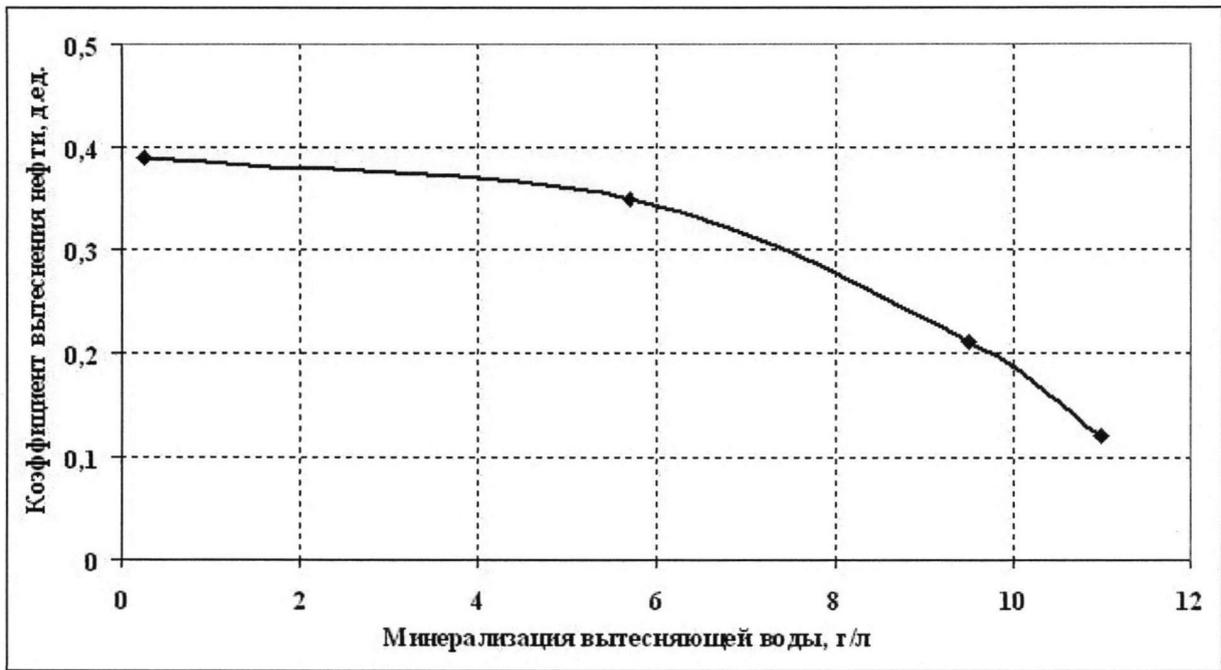
Формула изобретения

Способ разработки нефтяной залежи с глиносодержащим коллектором при
циклическом заводнении, включающий циклическое снижение и повышение давления
20 в пласте закачкой воды через нагнетательные скважины и отбор нефти через
добывающие скважины, отличающийся тем, что в пласт через нагнетательные скважины
периодически закачивают минерализованную воду в объеме 0,1-5 поровых объемов
пласта и пресную воду в объеме 0,1-5 поровых объемов пласта, при этом переход к
закачке пресной воды после закачки минерализованной воды осуществляют без
25 постепенного снижения минерализации, состав и концентрацию солей закачиваемой
минерализованной воды оставляют на уровне пластовой, а цикл закачки вод различной
минерализации многократно повторяют, пресную воду закачивают до момента времени,
когда снижение приемистости нагнетательной скважины превысит допустимый
технологический уровень - критическое падение пластового давления в областях
30 целевого воздействия, минерализованную воду закачивают до момента времени, когда
нагнетательная скважина выйдет на начальный или близкий к начальному режим
работы, определяемый расходом нагнетаемой жидкости и давлением на устье.

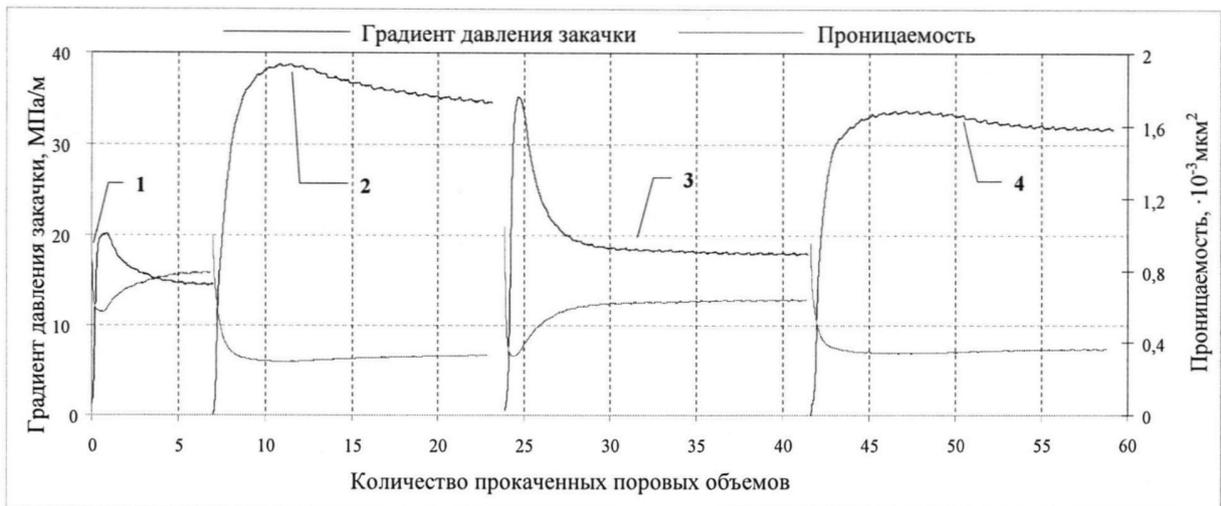
35

40

45



Фиг. 1



Фиг.2