

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2456439

СПОСОБ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

Патентообладатель(ли): *Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2011100355

Приоритет изобретения 11 января 2011 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 20 июля 2012 г.

Срок действия патента истекает 11 января 2031 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'B.P. Simonov', is written over the printed name.



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ
СОБСТВЕННОСТИ

(19) RU (11) 2456439

(13) C1

(51) МПК

E21B43/22 (2006.01)

E21B43/32 (2006.01)

C09K8/84 (2006.01)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2011100355/03, 11.01.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 11.01.2011

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 11.01.2011

(45) Опубликовано: 20.07.2012

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2377399 C2,

27.12.2009. RU 2191894 C1, 27.10.2002. RU 2136870 C1, 10.09.1999. RU 2382185 C1, 20.02.2010. RU 2392419 C1, 20.06.2010. RU 2160832 C1, 20.12.2000. RU 2398102 C1, 27.08.2010. RU 2157451 C2, 10.10.2000. RU 2146002 C1, 27.02.2000. GB 2332224 A, 16.06.1999.

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2, СПГГИ (ТУ), отдел интеллектуальной собственности и трансфера технологий (отдел ИС и ТТ)

(72) Автор(ы):

Никитин Марат Николаевич (RU),
Петухов Александр Витальевич (RU),
Гладков Павел Дмитриевич (RU),
Тананыхин Дмитрий Сергеевич (RU),
Шангараева Лилия Альбертовна (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)" (RU)

(54) СПОСОБ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности. Технический результат - повышение эффективности вытеснения нефти из пласта за счет водоизоляции высокообводненных пластов в добывающих скважинах либо за счет выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин путем частичного или полного блокирования высокопромытых каналов или пропластков для движения нагнетаемой воды. В способе выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающие скважины, включающем закачку в пласт гелеобразующего состава, содержащего, мас. %: силикат натрия 1-10, ацетат хрома 0,5-2, воду - остальное, продавливание указанного состава в пласт, технологическую паузу, перед закачкой указанного состава в скважины закачивают оторочку пресной воды, индукционный период гелеобразующего состава при пластовой температуре устанавливают равным 6-10 часам, а технологическую паузу выбирают продолжительностью 24-36 часов. 1 пр., 2 ил.

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение для ограничения водопритоков в добывающие скважины либо для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин.

Известен «Способ регулирования фронта заводнения нефтяных пластов», предусматривающий применение оторочек силиката щелочного металла и водорастворимого полимера (пат. RU 2146002, опубл. 27.02.2000). В способе производят отбор нефти через добывающие скважины, закачку рабочего агента через нагнетательные скважины, периодически одну нагнетательную скважину останавливают и выдерживают для восстановления давления в призабойной зоне до пластового, водные растворы полимера и силиката щелочного металла перед закачкой смешивают с водой минерализации 15-180 г/л, смесь закачивают оторочками, переход от одной оторочки к другой осуществляют с увеличением давления закачки на 0,5 МПа и более, одновременно снижая концентрации полимера (полиакриламид или эфир целлюлозы) и силиката щелочного металла.

Недостатками данного способа является сложность регулирования времени образования геля и сложность качественного приготовления полимерных растворов в прискважинных условиях.

Известен «Способ разработки нефтяной залежи», согласно которому профиль приемистости нагнетательных скважин предлагается выравнивать путем закачки в пласт водного раствора силиката натрия совместно с цеолитсодержащей породой, предварительно обработанной кислотой (патент RU № 2157451, опубл. 10.10.2000). Закачку растворов цеолитсодержащей породы осуществляют отдельно или последовательно, по окончании закачки проводят выдержку.

Недостатками данного состава являются применение оторочки, содержащей взвешенные твердые частицы, которые имеют низкую проникающую способность в породы пласта, отсутствие компонентов, регулирующих время гелеобразования, а также низкая эффективность состава в условиях низкой минерализации пластовых вод.

Известен «Способ повышения нефтеотдачи трещиноватых и пористых пластов с искусственно созданными трещинами после гидравлического разрыва пластов - ГРП» (пат. RU № 2398102, опубл. 27.08.2010), включающий закачку водного раствора полиакриламида со сшивателем - соединением хрома, с использованием добавки бентонитового глинопорошка и кварцевого песка, при этом используют бентонитовый глинопорошок модифицированный и в виде смеси его с кварцевым песком, осуществляют вначале закачку водного раствора, содержащего 0,01-0,30 мас.% частично гидролизованного полиакриламида и 0,1-0,6 мас.% сшивателя - хромсодержащего соединения, продавку водой, затем закачку водного раствора полиакриламида с вязкостью на 10% большей вязкости пластовой воды, в котором суспендировано 3-10 мас.% смеси модифицированного бентонитового глинопорошка и кварцевого песка с начальным их соотношением 10:1 при последующем увеличении концентрации песка до соотношения 1:2.

Недостатками данного способа являются низкая регулируемость времени сшивки состава, сложность приготовления качественных составов в прискважинных условиях, невозможность высокоэффективного разрушения сшитых молекул полиакриламида в пластовых условиях.

Известен «Способ ограничения водопритоков в скважину», предполагающий закачку в пласт состава, содержащего соляную кислоту (1-3%) и силикат натрия (1-15%) с низким значением pH (1,5-2) в качестве первой оторочки, с последующей закачкой отдельно концентрированного раствора силиката натрия для повышения pH среды до 5-8 (пат. RU № 2160832, опубл. 20.12.2000).

Недостатком данного способа является неконтролируемое гелеобразование состава за счет смешивания его с пластовыми водами, а не образование геля кремниевой кислоты, о чем свидетельствует повышение pH раствора.

Известен «Способ ограничения притока вод в добывающую скважину», в котором в качестве тампонирующего используется состав, содержащий раствор силиката натрия, также используется жидкость, представляющая раствор солей кальция и поверхностно-активных веществ (пат. RU № 2392419, опубл. 20.06.2010). Способ предполагает отдельную закачку раствора силиката натрия в подпакерную высокообводненную часть пласта, а раствор солей кальция и ПАВ - в продуктивную часть пласта, лежащую над пакером. Раствор солей кальция способствует непроницанию раствора силиката натрия в малообводненную часть пласта или пропластки за счет образования непроницаемого экрана при контакте солей кальция с силикатом натрия.

Недостатками способа являются отсутствие отвердителя в тампонирующем составе, что снижает эффективность применения технологии в пластах с низкой минерализацией пластовых вод, высокий риск смешения составов в призабойной зоне продуктивной части пласта за счет заколонных перетоков и неконтролируемого продвижения оторочки солей кальция и ПАВ, отсутствие регулирования времени гелеобразования тампонажного состава в пластовых условиях.

Известен «Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной и ограничения водопритока в добывающей скважинах» (пат. RU № 2382185, опубл. 20.02.2010), принятый за прототип. Способ предполагает закачку в пласт гелеобразующего состава - дисперсии в воде полиакриламида, ацетата хрома, оксида магния и гуара, при этом указанный состав продавливают в пласт в объеме, обеспечивающем полное вытеснение дисперсии из ствола скважины водой в объеме НКТ плюс 0,5-1 м³, далее производят технологическую паузу на время гелеобразования продолжительностью 2-3 суток.

Недостатками данного способа являются относительно высокая вязкость образующегося состава до сшивки, низкая фильтруемость состава в породе пласта и образование непроницаемой корки в призабойной зоне скважин, сложность приготовления качественного однородного состава в

прискважинных условиях, сложность последующего разрушения состава в пласте при необходимости, сложность регулирования времени сшивки состава.

Техническим результатом является повышение эффективности вытеснения нефти из пласта за счет отключения высокообводненных пластов в добывающих скважинах либо за счет выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин путем частичного или полного блокирования высокопромытых каналов (или пропластков) для движения нагнетаемой воды.

Технический результат достигается тем, что в способе выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающие скважины, включающем закачку в пласт гелеобразующего состава, содержащего воду и ацетат хрома, продавливание указанного состава в пласт, технологическую паузу для полного гелеобразования, в указанный состав добавляют силикат натрия при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Силикат натрия 1-10%

Ацетат хрома 0,5-2%

Вода остальное,

при этом перед закачкой готового состава в скважины закачивают оторочку пресной воды, индукционный период гелеобразующего состава при пластовой температуре устанавливают равным 6-10 часам, а технологическую паузу выбирают продолжительностью 24-36 часов.

При использовании силиката натрия (гелеобразующее вещество) в концентрации менее 1% мас. образования геля добиться не удастся. Использование концентрации, превышающей 10%, приводит к образованию чрезвычайно прочных гелей, и одновременно требует значительного увеличения концентрации ацетата хрома, что приводит к значительному удорожанию состава для ограничения водопритока. Получено экспериментально.

При концентрациях ацетата хрома (отвердитель) менее 0,5% мас. не удастся добиться образования геля. При концентрациях выше 2% образование геля происходит чрезвычайно быстро, что не позволяет удовлетворительно закачать его в пласт. Получено экспериментально.

В рассчитанный объем пресной воды при непрерывном перемешивании добавляют ацетат хрома (в виде 50-55% раствора), добиваясь получения равномерного раствора ацетата хрома в пресной воде требуемой концентрации из интервала от 0,5 до 2,0% мас. Затем при непрерывном перемешивании небольшими порциями вводят раствор силиката натрия и перемешивание продолжают в течение 3-5 минут. В промышленных условиях приготовление может быть осуществлено в специальной емкости с круговой циркуляцией жидкости или непосредственно в емкости цементировочного аппарата. Не рекомендуется приготовление сначала раствора силиката натрия, а затем разбавление в нем концентрированного раствора ацетата хрома, так при добавлении концентрированного раствора ацетата хрома (50-55%) происходит мгновенное образование комков геля за счет локального контакта силиката натрия с раствором ацетата хрома, значительно превышающим требуемую концентрацию в приготовляемом составе. При этом гелеобразующий состав теряет однородность консистенции за счет образования высоковязких сгустков геля, препятствующих прокачке состава в пласт, а эффективная концентрация ацетата хрома в составе снижается, что способствует удлинению индукционного периода и снижению прочности образуемого геля.

Закачивание оторочки пресной воды перед закачкой указанного состава предотвращает преждевременное образование осадков за счет реагирования силиката натрия с минерализованными пластовыми водами.

Индукционный период конкретного гелеобразующего состава устанавливают с учетом пластовой температуры равным 6-10 часов. Индукционный период гелеобразующего состава должен быть достаточно высоким для приготовления состава, его прохождения по стволу скважины, прокачки его в пласт на заданное расстояние от забоя скважины, но вместе с тем он не должен иметь значения, значительно превышающие 10 часов, так как это приведет к необходимости чрезмерного увеличения технологической паузы.

Закачиваемый в пласт гелеобразующий состав поступает в первую очередь в высокопроницаемые части пласта, где скорость фильтрации выше. В течение индукционного периода вязкость состава имеет низкие значения (1,2-10 мПа·с), что способствует легкому закачиванию его в пласт.

На фиг.1 представлен график зависимости индукционного периода для гелеобразующих составов, содержащих 4,2% мас. силиката натрия. На фиг.1, 2 кривые 1-3 представляют зависимости индукционного периода составов, содержащих 4,2% мас. силиката натрия, от пластовой температуры, где кривая 1 - состав, содержащий ацетат хрома - 0,83% мас., кривая 2 - 1,1% мас., кривая 3 - 1,38% мас., кривая 4 - график изменения пластической прочности гелеобразующего состава в зависимости от пластовой температуры пласта. Для каждой отдельно взятой пластовой температуры следует подобрать концентрацию силиката натрия и ацетата хрома таким образом, чтобы индукционный период полученного состава составлял 6-10 часов при достаточной пластической прочности. Используя аналогичные графики для других концентраций силиката натрия, можно подобрать требуемую для решения конкретных промышленных задач прочность геля. На фиг.2 представлены зависимости прочности от индукционного периода выбранного в примере 1 состава в зависимости от пластовой температуры.

После продавливания гелеобразующего состава в пласт скважина останавливают на технологическую паузу продолжительностью 24-36 часов. Технологическая пауза характеризуется ростом вязкости

гелеобразующего состава и увеличением его пластической прочности. Во время технологической паузы завершается процесс гелеобразования и образующийся гель закупоривает высокопроницаемую часть пласта и тем самым способствует выравниванию проницаемостной неоднородности и сокращению притока воды.

После технологической паузы скважину пускают в работу.

При применении гелеобразующего состава в добывающих скважинах для водоизоляции необходимо предварительное определение интервалов водопритока с применением комплекса промыслово-геофизических методов. При применении состава для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин для оценки эффективности применения состава необходимо снятие профилей приемистости скважин до и после скважинных обработок.

Способ осуществляется следующим образом и включает следующие основные операции:

1. Промывают ствол скважины путем спуска НКТ до забоя скважины.
2. Поднимают башмак НКТ до выявленного интервала водопритока.
3. Производят опрессовку скважины при давлении, не менее чем в 1,2 раза превышающем ожидаемое максимальное давление в процессе закачки гелеобразующего состава.
4. Определяют приемистость скважины по воде на установившемся режиме.
5. Подбирают концентрации силиката натрия и ацетата хрома.
6. Во избежание преждевременного гелеобразования в призабойной зоне скважины прокачивают оторочку пресной воды в изолируемый интервал из расчета не менее 2 м на 1 метр перфорированной толщины.
7. Приготавливают гелеобразующий состав из расчета 2-10 м³ на 1 метр перфорированной толщины изолируемого интервала.
8. Закачивают гелеобразующий состав в скважину при расходах, не превышающих замеренную приемистость скважины, при башмаке НКТ, установленном напротив нижних перфорационных отверстий изолируемого интервала.
9. Продавливают гелеобразующий состав в пласт. В качестве продавочной жидкости может быть использована пресная вода или жидкость на углеводородной основе.
10. Закрывают скважину на технологическую паузу для структурного упрочнения гелеобразующего состава на срок 24-36 часов.

При закачке гелеобразующего состава для выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин рекомендуется использовать состав, значения пластической прочности которого не превышают 1500 Па.

Пример. Необходимо подобрать состав для водоизоляции пласта, температура которого равна 60°С. Опираясь на данные фиг.1, для данных условий выбираем гелеобразующий состав, содержащий 4,2% силиката натрия и 0,83% ацетата хрома. При этом индукционный период составит около 360 минут при пластической прочности образуемого геля, равной 1680 Па, что является достаточным для эффективной водоизоляции обводненного интервала. С учетом невысокого значения индукционного периода технологическую паузу достаточно принять равной 24 часам.

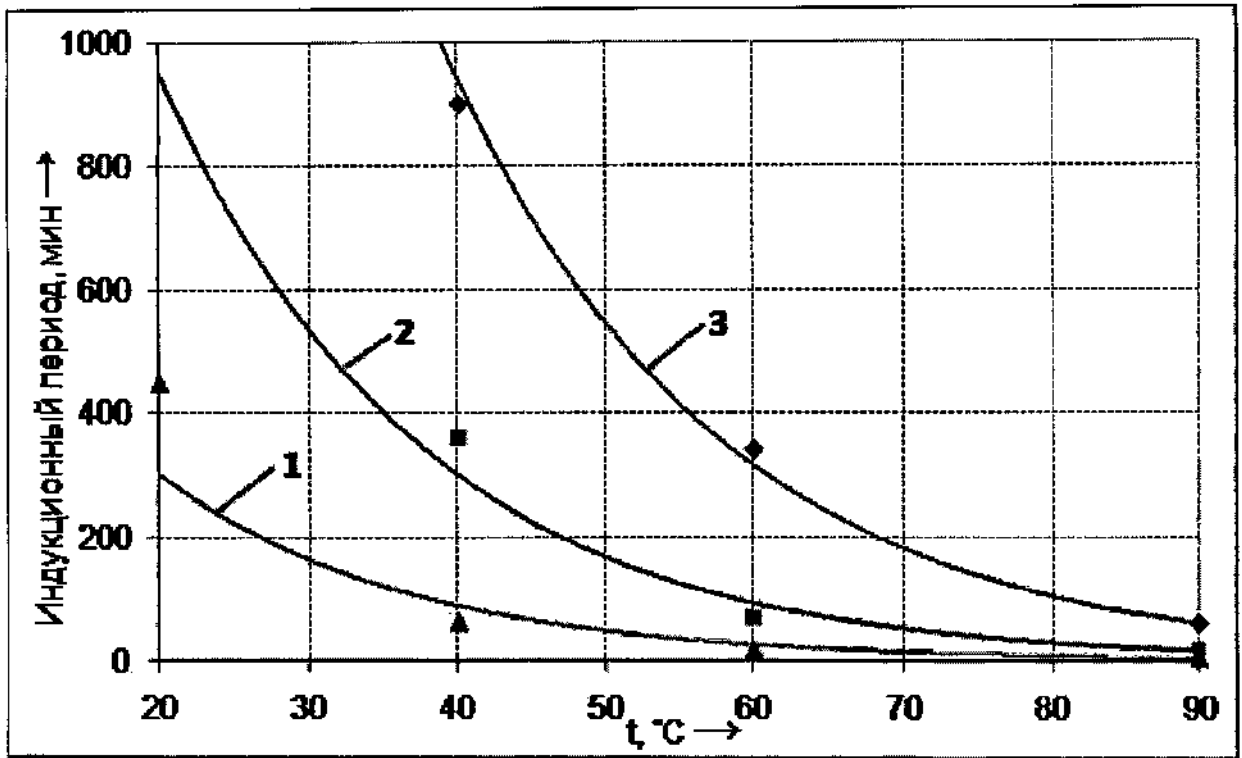
Значения pH предлагаемых для реализации способа гелеобразующих составов находятся в интервале 10-11,5, что свидетельствует об их низкой коррозионной активности. Гелеобразующий состав может быть эффективно разрушен в пластовых условиях с помощью 10-20% растворов гидроксида натрия.

Формула изобретения

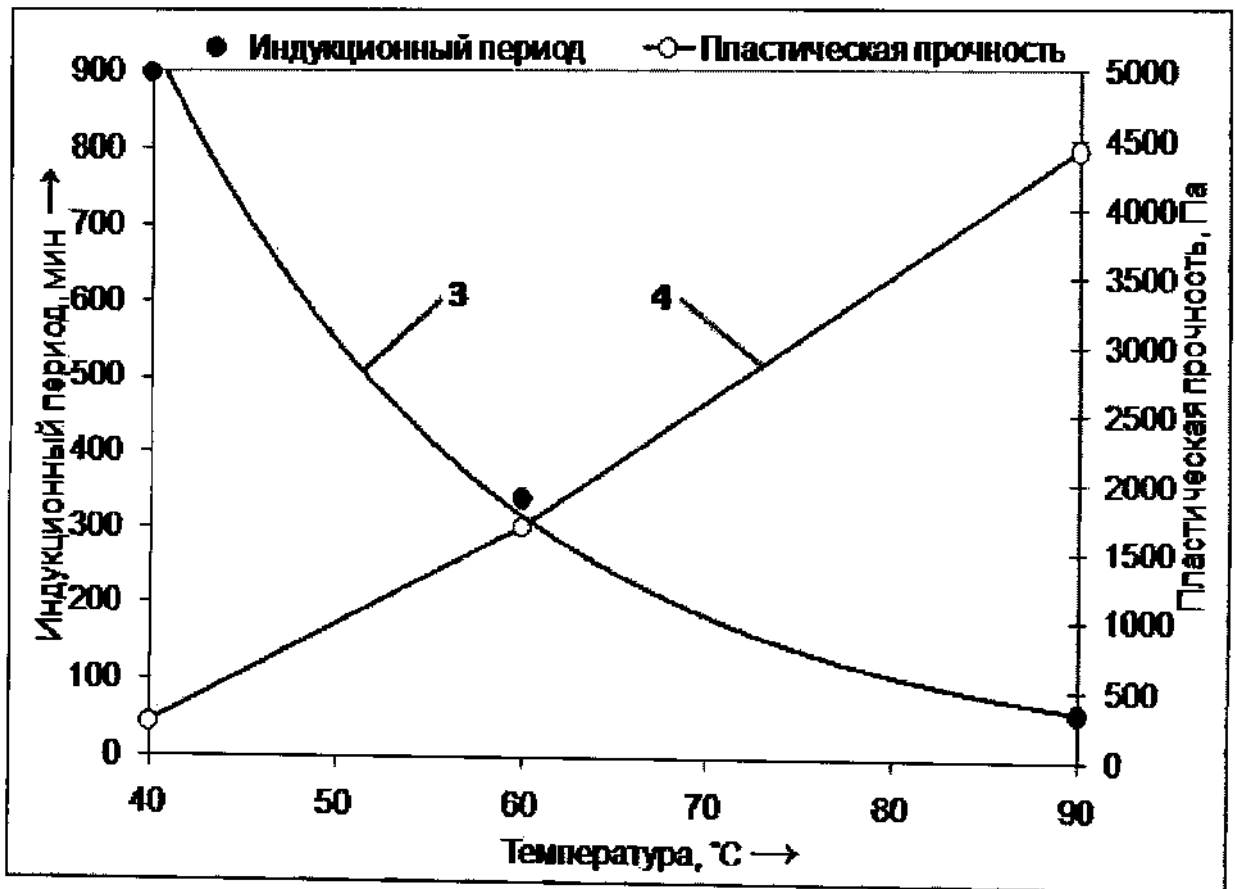
Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающие скважины, включающий закачку в пласт гелеобразующего состава, содержащего воду и ацетат хрома, продавливание указанного состава в пласт, технологическую паузу, отличающийся тем, что в указанный состав добавляют силикат натрия при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Силикат натрия	1-10
Ацетат хрома	0,5-2
Вода	Остальное,

при этом перед закачкой готового состава в скважины закачивают оторочку пресной воды, индукционный период гелеобразующего состава при пластовой температуре устанавливают равным 6-10 ч, а технологическую паузу выбирают продолжительностью 24-36 ч.



Фиг. 1



Фиг. 2