



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 187 620** ⁽¹³⁾ **C2**

(51) МПК⁷ **E 21 B 33/138, 43/32**

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 2000121722/03, 14.08.2000

(24) Дата начала действия патента: 14.08.2000

(46) Дата публикации: 20.08.2002

(56) Ссылки: RU 2095555 C1, 10.11.1997. RU 2072034 C1, 20.01.1997. RU 2094872 C1, 27.09.1995. RU 1501597 A1, 23.10.1991. RU 2107158 C1, 20.03.1998. RU 2141029 C1, 27.10.1999. US 4009755 A, 01.03.1977. US 5028344 A, 02.07.1997.

(98) Адрес для переписки:
423450, Татарстан, г. Альметьевск, ул.
Ленина, 35, НГДУ "Альметьевнефть"

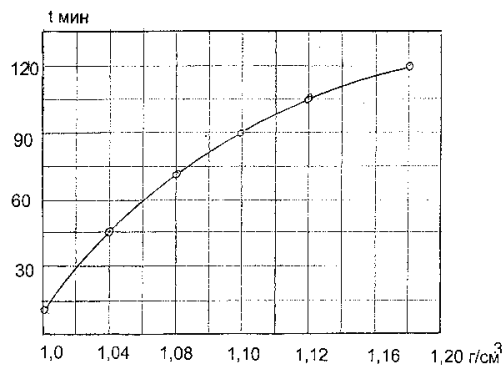
(71) Заявитель:
Нефтегазодобывающее управление
"Альметьевнефть" ОАО "Татнефть"

(72) Изобретатель: Закиров А.Ф.,
Халиуллин Ф.Ф., Сидоров Л.С., Валеева
Г.Х., Тахаутдинов Р.Ш.

(73) Патентообладатель:
Нефтегазодобывающее управление
"Альметьевнефть" ОАО "Татнефть"

(54) СПОСОБ ИЗОЛЯЦИИ ВОД В ПОРОВО-ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТИ

(57)
Изобретение относится к способу изоляции вод в порово-трещиноватых коллекторах нефтяного пласта. Технический результат - повышение эффективности способа изоляции за счет создания сплошного экрана в водоносной части пласта при сохранении проницаемости нефтяного интервала пласта. Способ изоляции вод в порово-трещиноватых коллекторах нефтяного пласта путем закачки селективного водоизолирующего полимерного состава с последующей дополнительной закачкой полимера с начальным размером частиц, меньшим поперечных размеров трещин, причем в качестве указанного полимера закачивают суспензию водонабухающего полимера - оксиэтилцеллюлозу. 1 табл., 2 ил.



Время набухания высоковязкой ОАЦ в сточной воде
Примечание. Для удобства работы в промышленных условиях
минерализация воды приведена в единицах плотности
Фиг.1

RU 2 187 620 C2

RU 2 187 620 C2



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 187 620** ⁽¹³⁾ **C2**
(51) Int. Cl.⁷ **E 21 B 33/138, 43/32**

RUSSIAN AGENCY
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 2000121722/03, 14.08.2000

(24) Effective date for property rights: 14.08.2000

(46) Date of publication: 20.08.2002

(98) Mail address:
423450, Tatarstan, g. Al'met'evsk, ul.
Lenina, 35, NGDU "Al'met'evneft"

(71) Applicant:
Neftegazodobyvayushchee upravlenie
"Al'met'evneft" OAO "Tatneft"

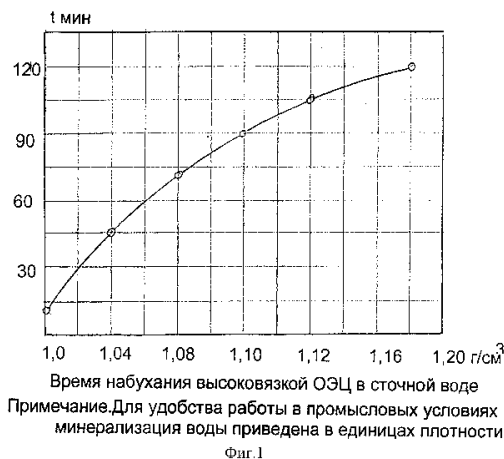
(72) Inventor: Zakirov A.F.,
Khaliullin F.F., Sidorov L.S., Valeeva
G.Kh., Takhautdinov R.Sh.

(73) Proprietor:
Neftegazodobyvayushchee upravlenie
"Al'met'evneft" OAO "Tatneft"

(54) **METHOD OF WATER SHUT-OFF IN POROUS-FRACTURED OIL RESERVOIRS**

(57) Abstract:

FIELD: methods of water shut-off in porous-fractured oil reservoirs. SUBSTANCE: method is realized by injection of selective waterproofing polymer composition with subsequent additional injection of polymer with initial size of particles smaller than transverse sizes of fractures. Polymer is used in form of water-swelling polymer-hydroxyethylcellulose. EFFECT: higher efficiency of method of water shutoff due to provision of continuous screen in water-bearing part of formation with preserved permeability of oil interval of formation. 1 dwg, 1 tbl, 1ex



RU 2 187 620 C2

RU 2 187 620 C2

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может использоваться при изоляции вод, поступающих в добывающие нефть скважины из порово-трещиноватых коллекторов (известняков, трещиноватых песчаников и алевролитов).

Известен способ изоляции притока пластовых вод из порово-трещиноватых пластов в скважину путем закачки суспензии резиновой крошки (1).

Недостатком способа является низкая эффективность метода изоляции вод из-за отсутствия избирательности при селективной изоляции, так как наряду с водоносной частью пласта возможно проникновение частиц резиновой крошки и в нефтяной интервал, где при последующем набухании частиц резины в углеводородной среде возможно перекрытие нефтенасыщенных каналов, что приводит к снижению продуктивности добывающей нефть скважины.

Целью изобретения является повышение эффективности способа изоляции вод порово-трещиноватых пластов за счет создания сплошного экрана в водоносной части пласта, препятствующего проникновению воды в скважину при снабжении забойного давления в процессе длительной эксплуатации скважины и при сохранении проницаемости нефтяного интервала пласта.

Поставленная цель достигается за счет того, что в способе изоляции вод в порово-трещиноватых коллекторах нефтяного пласта путем закачки селективного водоизолирующего полимерного состава с последующей дополнительной закачкой полимера с начальным размером частиц, меньшим поперечных размеров трещин, в качестве указанного полимера закачивают суспензию водонабухающего полимера - оксиэтилцеллюлозу.

Известен способ изоляции притока вод в скважину путем закачки полимерглинистого раствора (2).

Недостатком способа является малая стабильность изоляционного материала, а наличие глинистой составляющей, глубоко проникающей в пласт, при отсутствии селективности способа может перекрывать нефтенасыщенные поры на большую глубину по простирацию пласта и препятствовать последующему извлечению остаточных запасов нефти.

Наиболее близким из аналогов является способ изоляции вод в порово-трещиноватых коллекторах нефтяного пласта путем закачки селективного водоизолирующего полимерного состава с последующей дополнительной закачкой полимера с размером частиц, меньшим поперечного размера трещин (3).

Использование суспензии водонабухающего полимера при первоначальном размере частиц 70-50 мкм позволяет производить его закачку на расчетную величину в глубь пласта в зависимости от конкретных горно-геологических условий и формировать при 10-15-кратном набухании в воде по массе и объему сплошной непроницаемый для воды прискважинный экран, не зависящий от размеров и степени открытости трещин. При возможном попадании частиц полимера в

нефтяной интервал пласта набухания полимера не происходит из-за инертности к углеводородным средам.

В качестве селективного водоизолирующего состава могут применяться рецептуры на основе силиката натрия или гидролизованного полиакрилонитрила и полиакриламида.

В качестве высокомолекулярного соединения (ВМС) водонабухающего полимера могут использоваться высоковязкие марки оксиэтилцеллюлозы (ОЭЦ) с определенным временем начала набухания в пластовой воде. Время набухания ОЭЦ в воде различной минерализации и соответственно плотности приведено на графике фиг. 1. Эффективность предлагаемого способа определяли в лабораторных условиях на установке, техническая схема которой приведена на фиг. 2.

Закачка суспензии ВМС производилась в прямом направлении, а его прочность на гидропрорыв проверялась прокачкой сточной воды в обратном направлении.

Пример.

1,5-2% суспензию высоковязкой ОЭЦ в сточной воде плотностью 1,04-1,12 г/см³ закачивали в стальную, вертикально установленную трубу диаметром 50 мм, заполненную через равные промежутки кварцевым песком с размером частиц 0,1-0,15 мм и пакетами стеклянных стержней, диаметр отдельного стержня составлял 2 мм. Длина каждой пробки из кварцевого песка составляла 10 см, аналогично, длина одного пакета стеклянных стержней равнялась 10 см. Общая длина сборки составила 200 см.

После выдерживания определенного времени в соответствии с данными графика на фиг.1 возобновляли закачку сточной воды. Через отводы, расположенные на трубе и выведенные к манометру высокого давления, производилось измерение давления, данные измерений приведены в таблице. Из полученных результатов лабораторных испытаний видно, что использование водонабухающего полимера значительно эффективнее, чем использование резиновой крошки, при одинаковых условиях эксперимента. Давление гидропрорыва для слоя с набухшим ВМС значительно выше, чем для экрана из резиновой крошки. Причем экран из ВМС, в отличие от резиновой крошки, прочно удерживается при изменении направления потока, что важно при эксплуатации скважины.

В промышленных условиях способ реализуется в следующей последовательности.

После проведения геолого-технических мероприятий в скважине производится определение интервала водопритока, приемистость. В скважину спускаются насосно-компрессорные трубы с пакером или открытым концом и производится нагнетание расчетного объема водоизолирующего раствора. Закачку производят с помощью существующего стандартного оборудования с регистрацией расхода раствора и давления нагнетания. На скважинах Ромашкинского нефтяного месторождения водоизолирующий состав закачивается при расходе не более 15 м³/ч при давлении 8-12 МПа.

После завершения закачки

водоизолирующего состава переходят к закачке суспензии водонабухающего полимера. Порошок полимера засыпается непосредственно в струю воды, направленной в малый чанок насосного агрегата ЦА-320 М с использованием гидравлического дозатора при концентрации 1,5-2% при одновременной откачке в скважину.

В качестве жидкости - носителя суспензии полимера используется сточная или пластовая вода плотностью 1,05-1,18 г/см³ и минерализацией 90-240 г/л. Расход водонабухающего полимера составляет 20-25 кг на погонный метр изолируемого пласта.

После закачки расчетного объема водонабухающего полимера и его продавливания в пласт закачку прекращают, и через установленное время, необходимое для набухания, в скважине производят контрольный замер профиля притока при снижении уровня до расчетного забойного давления.

Список использованной литературы

1. Тосунов Э.М. и др. Изоляция притоков воды и химическая обработка низкопроницаемых зон пласта // РНТС "Нефтепромысловое дело", 7. М.: ВНИИОЭНГ, 1974, с. 34.

2. Амелин Б. А. и др. Новые методы неметаллического крепления буровых скважин. М.: Недра, 1964, с. 73-74.

3. Патент РФ 2095555 С1, опубл. 27.09.1995.

Формула изобретения:

Способ изоляции вод в порово-трещиноватых коллекторах нефтяного пласта путем закачки селективного водоизолирующего полимерного состава с последующей дополнительной закачкой полимера с начальным размером частиц, меньшим поперечных размеров трещин, отличающийся тем, что в качестве указанного полимера закачивают суспензию водонабухающего полимера - оксиэтилцеллюлозу.

RU 2 1 8 7 6 2 0 С 2

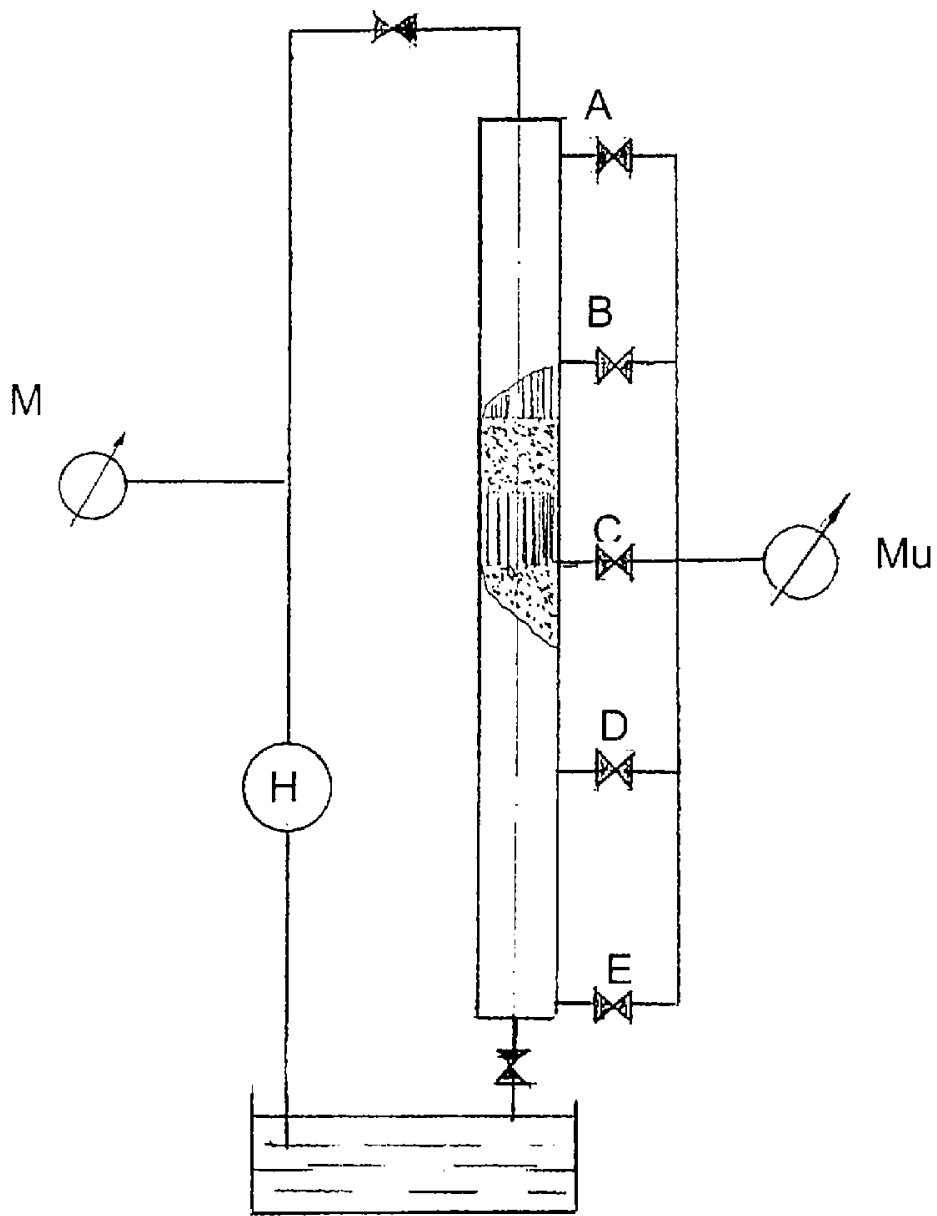
RU ? 1 8 7 6 2 0 С 2

Результаты лабораторных исследований

№ пп	Состав суспензии, мас.%	Давлен ие нагне тания суспе нзии, Мпа	Давление при прямой прокачке, Мпа в точке					Давление при обратной закачке, МПа в точке					Время набухания ОЭЦ, мин
			А	В	С	Д	Е	Е	Д	С	В	А	
1	Вода сточн., 1,06 г/куб.см + 0,5% ОЭЦ	1	4	3	3	3	3	3,7	3	3	3,1	3	60
2	Вода сточн., 1,08 г/куб.см + 1,0% ОЭЦ	1,2	6	5	5	4	4	7	5	5	4,5	4,5	75
3	Вода сточн., 1,12 г/куб.см + 1,5 % ОЭЦ	1,3	14	13,5	13,1	13	13	15	14	14	14	14	110
4	Вода сточн., 1,10 г/куб.см + 2,0% ОЭЦ	1,6	15	15	14	15	14	15	15	14	15	15	90
5	Вода сточн., 1,08 г/куб.см + 2,5% ОЭЦ	2,0	15,1	15	15	14,9	14	15,5	15,1	15	15	15	75
1	Прототип Вода сточн., 1,10 г/куб.см +20 % резин. крошки	2,5	2,7	3	3	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	120

RU 2187620 C2

RU 2187620 C2



Фиг.2