



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
 ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: **2004103790/03, 10.02.2004**
 (24) Дата начала действия патента: **10.02.2004**
 (45) Опубликовано: **27.07.2005 Бюл. № 21**
 (56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 2191894 C1, 27.10.2002. RU 2215134 C1, 27.10.2003. RU 2203400 C2, 27.04.2003. RU 2023052 C1, 15.11.1994. RU 2191896 C2, 27.10.2002. SU 1338785 A3, 15.09.1987. US 4009755 A, 01.03.1977.**

Адрес для переписки:
423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75, ОАО "Татнефть", Технический отдел

(72) Автор(ы):
**Ибрагимов Н.Г. (RU),
 Хисамов Р.С. (RU),
 Фролов А.И. (RU),
 Манырин В.Н. (RU),
 Ивонтьев К.Н. (RU),
 Кабо В.Я. (RU),
 Кропивницкий С.С. (RU)**

(73) Патентообладатель(ли):
Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина (RU)

(54) СПОСОБ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам регулирования процесса разработки и повышения нефтеотдачи неоднородных по проницаемости пластов. В способе регулирования разработки нефтяных месторождений, заключающемся в последовательно чередующейся закачке оторочек изолирующего состава в добывающую и/или нагнетательную скважины, в качестве растворителя используют СФПК (ТУ 2433-017-00205311-99) с концентрацией 5±20 мас.%.
 Техническим результатом является повышение нефтеотдачи неоднородных пластов за счет изоляции высокопроницаемых, обводненных интервалов пласта в добывающей скважине, увеличения охвата пласта при использовании в нагнетательной скважине и более полного вытеснения нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных зон из-за увеличения коэффициента вытеснения и изменения смачивающей способности поверхности породы. 1 табл.

Техническим результатом является повышение нефтеотдачи неоднородных пластов за счет изоляции высокопроницаемых, обводненных интервалов пласта в добывающей скважине, увеличения охвата пласта при использовании в нагнетательной скважине и более полного вытеснения нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных зон из-за увеличения коэффициента вытеснения и изменения смачивающей способности поверхности породы. 1 табл.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 257 463** ⁽¹³⁾ **C1**
(51) Int. Cl.⁷ **E 21 B 43/22**

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: **2004103790/03, 10.02.2004**

(24) Effective date for property rights: **10.02.2004**

(45) Date of publication: **27.07.2005 Bull. 21**

Mail address:

**423450, Respublika Tatarstan, g.
Al'met'evsk, ul. Lenina, 75, OAO "Tatneft",
Tekhnicheskij otdel**

(72) Inventor(s):

**Ibragimov N.G. (RU),
Khisamov R.S. (RU),
Frolov A.I. (RU),
Manyrin V.N. (RU),
Ivont'ev K.N. (RU),
Kabo V.Ja. (RU),
Kropivnitskij S.S. (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Tatneft"
im. V.D. Shashina (RU)**

(54) **METHOD FOR OIL-FIELD DEVELOPMENT**

(57) Abstract:

FIELD: oil production industry, particularly methods for regulating oil-field development and increasing oil recovery from non-uniform permeable formations.

SUBSTANCE: method involves alternately pumping banks of isolating compound in production and/or injection wells, wherein alcoholic fraction obtained from caprolactam production

with 5-20% mass concentration is used as solvent.

EFFECT: increased oil recovery due to isolation of high-permeable water-bearing formation areas in production well, increased formation coverage, increased oil displacement from low-permeable oil-saturated areas due to increased oil recovery factor and change in wetting ability of rock surface.

1 tbl

R U 2 2 5 7 4 6 3 C 1

R U 2 2 5 7 4 6 3 C 1

Способ относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам регулирования процесса разработки и повышения нефтеотдачи неоднородных по проницаемости пластов.

Известен способ разработки неоднородного пласта, включающий закачку оторочек 5 растворов частично гидролизованного полиакриламида (ПАА) и поверхностно-активного вещества (ПАВ) (Сургуев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985, с.169). Недостатком этого способа является его кратковременный эффект, связанный с тем, что ПАА в виде вязкого раствора достаточно 10 быстро продвигается от линии нагнетания к добывающей скважине.

15 Существует также способ воздействия на продуктивный пласт (RU 2079641 C1, кл. 6 E 21 B 43/22, Бюл. 14, 1997), включающий закачку в пласт через нагнетательную скважину рабочего агента и воды, а через добывающую скважину оторочки 0,05-2,0% раствора порошкообразного сшитого полиакриламида, где в качестве рабочего агента используют 20 раствор неионогенного поверхностно-активного вещества, например 0,05% водного раствора неолола. Недостатками данного способа являются создание блокирующего экрана только со стороны отбора жидкости, что практически не сказывается на увеличении коэффициента охвата пласта воздействием и не исключает рост обводненности продукции скважины, вследствие огибания малообъемного блокирующего экрана водой, и низкая нефтеотмывающая способность состава из-за высокой адсорбции раствора неолола на поверхности породы.

Известен и способ регулирования разработки нефтяного пласта, взятый за прототип (RU №2191894 C1, E 21 B 43/22 от 2001.07.17), состоящий в последовательно чередующейся 25 закачки в пласт водорастворимого полимера, водного раствора щелочи и(или) водного раствора соли алюминия. В качестве щелочи используется водный раствор силиката натрия или щелочной сток производства капролактама 8,0 - 15,0%-ной концентрации, а в качестве соли алюминия - алюмосодержащий отход производства алкилирования бензола олефином 5,0-25,0%-ной концентрации, причем дополнительно вводится буферная жидкость между закачками водорастворимого полимера, водного раствора щелочи и 30 водного раствора соли алюминия. В последнем цикле закачку водорастворимого полимера осуществляют введением в него ацетата хрома. Недостатком данного способа является большой расход водорастворимого полимера и низкая эффективность применительно к отмыву породы пласта от углеводородов с высоким содержанием асфальто-смолистопарафиновых отложений (АСПО).

Целью изобретения является повышение нефтеотдачи неоднородных по проницаемости 35 пластов за счет увеличения коэффициента охвата путем изоляции высокопроницаемых участков пласта как со стороны отбора (добывающая скважина), так и со стороны нагнетания (нагнетательная скважина) и более полного вытеснения нефти вследствие комплексного воздействия маловязким реагентом, обладающим низким межфазным натяжением и растворителем АСПО.

40 Решение поставленной цели состоит в том, что в способе регулирования разработки нефтяных месторождений используется последовательно чередующаяся закачка изолирующего состава, в результате действия которого происходит регулирование профиля приемистости при закачке в нагнетательную скважину и(или) профиля притока жидкости в добывающую скважину, и водных растворов щелочи и растворителя, 45 использование которых приводит к доотмыву породы пласта от углеводородов и изменение ее смачивающей способности.

В способе в качестве изолирующего состава используют тампонажные составы на основе цементных материалов или кремнийорганических соединений, или водные 50 растворы полиакриламида (ПАА) и хромсодержащих сшивающих агентов (сшитые полимерные системы, вязкоупругие составы) или растворы силикатов щелочного металла и активаторов или прямые и обратные эмульсионные растворы, в качестве щелочи - водный раствор щелочного стока производства капролактама ЩСПК (ТУ 113-03-488-84) в количестве 4-100 мас.%, в качестве растворителя - водный раствор растворителя СФПК

(ТУ 2433-017-00205311-99) в количестве 5-20 мас. %.

Предложенный способ повышения нефтеотдачи пласта был смоделирован в лабораторных условиях. Для этого была собрана модель пласта, представляющая собой две металлические трубки диаметром 30 мм и длиной 450 мм, заполненных кварцевым песком. Одна трубка тока (с проницаемостью 1 мкм²) имитировала малопроницаемый участок пласта, другая (с проницаемостью 6 мкм²) - высокопроницаемый участок. Исследования проводили в соответствии с ОСТ 39-195-86 "Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях".

На первом этапе проводили вытеснение нефти водой из обеих трубок тока до достижения 100% обводненности одной из них. После чего закачивали в количестве 0,1 от объема пор оторочку водного раствора полиакриламида с концентрацией 0,3 мас. % и ацетата хрома 0,03 мас. % (СПС). Для осуществления процесса гелеобразования модель пласта оставили на гелеобразование в течение 24 часов. Затем в двухмерную модель закачивали (0,1 объема пор оторочку водного раствора щелочного стока производства капролактама концентрацией 5 мас. %, далее - оторочку 0,1 от объема пор водного раствора растворителя СФПК концентрацией 5 мас. %. После чего вводили в двухмерную модель пресную воду до тех пор, пока снова не получили 100% обводненность продукции из высокопроницаемого участка модели пласта. На основании полученных данных рассчитывали конечный коэффициент нефтеотдачи.

На втором этапе проводился эксперимент по методике, описанной выше, отличие от нее заключалось в том, что закачка оторочки водного раствора полиакриламида с концентрацией 1 мас. % с ацетатом хрома 0,1 мас. % количестве 0,1 от объема пор (ВУС) проводилась со стороны отбора жидкости.

На третьем этапе были проведены опыты по вытеснению нефти из указанной модели пласта известным, взятым за прототип, способом (RU №2191894 C1, Е 21 В 43/22 от 2001.07.17), который заключается в последовательно чередующейся закачке в пласт водорастворимого полимера и водного раствора щелочного стока производства капролактама. Результаты экспериментов приведены в таблице №1.

Как видно из приведенных данных, предлагаемый способ регулирования разработки нефтяных месторождений, включающий последовательно чередующуюся закачку изолирующего состава и водных растворов щелочи и растворителя в добывающие и нагнетательные скважины при заявляемых параметрах содержания реагентов работоспособен и выгодно отличается способа, взятого за прототип.

| Таблица №1 | | | | |
|------------|------------------------------|-------------------------|---|--|
| №п.п. | Определяемые параметры | 2%ПАА+5% ЩСПК(прототип) | 0,3%ПАА+0,05% ацетата хрома +5% ЩСПК +5% СФПК | 1,2%ПАА+0,01% ацетата хрома +5% ЩСПК+5% СФПК |
| 1 | Коэффициент вытеснения нефти | 0,58 | 0,7 | 0,66 |
| 2 | Гидрофобизирующее действие * | 1,25 | 3,0 | 2,1 |

*) Гидрофобизирующее действие оценивается изменением объемной скорости фильтрации воды до и после обработки пласта анализируемой системой.

Формула изобретения

Способ регулирования разработки нефтяных месторождений заключается в последовательно чередующейся закачке оторочек изолирующего состава, водных растворов щелочи и растворителя в добывающую и /или нагнетательную скважины, отличающийся тем, что в качестве водного раствора растворителя используют отход химического производства - растворитель СФПК с концентрацией 5-20 мас. %.