



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**(21)(22) Заявка: **2012132510/03, 27.07.2012**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
**27.07.2012**

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **27.07.2012**(45) Опубликовано: **10.02.2014** Бюл. № 4(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 2334095 C1, 20.09.2008. RU 2203405 C1, 27.04.2003. RU 2433256 C1, 10.11.2011. RU 2297524 C2, 20.04.2007. RU 2438013 C1, 27.12.2011. RU 2441148 C1, 27.01.2012. US 5211230 A, 18.05.1993. US 5065821 A, 19.11.1991.**

Адрес для переписки:

**423236, Республика Татарстан, г. Бугульма,  
ул. М.Джалиля, 32, "ТатНИПИнефть",  
Сектор создания и развития промышленной  
собственности**

(72) Автор(ы):

**Хисамов Раис Салихович (RU),  
Ибатуллин Равиль Рустамович (RU),  
Идиятуллина Зарина Салаватовна (RU),  
Сайфутдинов Марат Ахметзиевич (RU),  
Федоров Александр Владиславович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Открытое акционерное общество  
"Татнефть" имени В.Д. Шапина (RU)**

**(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке нефтяной залежи с различным типом коллектора. Обеспечивает повышение нефтеотдачи и эффективности процесса вытеснения нефти. Сущность изобретения: по способу осуществляют бурение вертикальных нагнетательных и добывающих горизонтальных скважин, закачку вытесняющего агента через нагнетательные скважины, отбор продукции через добывающие горизонтальные скважины. При

этом горизонтальную скважину бурят выше уровня водонефтяного контакта - ВНК, а вертикальную - на расстоянии не менее 50 м от забоя горизонтальной скважины. Производят вторичное вскрытие залежи в вертикальной скважине выше и ниже горизонтальной скважины. Вторичное вскрытие в вертикальной скважине выше горизонтального ствола производят с большей плотностью вскрываемых отверстий, чем вскрытие ниже горизонтального ствола для создания более равномерного фронта заводнения. 1 пр., 1 ил.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

**(12) ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2012132510/03, 27.07.2012**(24) Effective date for property rights:  
**27.07.2012**

Priority:

(22) Date of filing: **27.07.2012**(45) Date of publication: **10.02.2014 Bull. 4**

Mail address:

**423236, Respublika Tatarstan, g. Bugul'ma, ul.  
M.Dzhaliĵa, 32, "TatNIPIneft", Sektor sozdaniĵa  
i razvitija promyshlennoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

**Khisamov Rais Salikhovich (RU),  
Ibatullin Ravil' Rustamovich (RU),  
Idijatullina Zarina Salavatovna (RU),  
Sajfutdinov Marat Akhmetzievich (RU),  
Fedorov Aleksandr Vladislavovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

**(54) METHOD FOR OIL DEPOSIT DEVELOPMENT AT LATE STAGE**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention is related to oil industry and can be applied in development of oil pool with different type of reservoirs. The concept of the invention is as follows: method consists in drilling vertical pressure wells and horizontal producers, in pumping displacement agent through pressure wells, and in withdrawal of production via horizontal producers. At that the horizontal well is drilled above water-oil contact (OWC) level and the vertical

one - at distance of at least 50 m from bottom hole of the horizontal well. Completion of deposit in the vertical well is made above and below of the horizontal producer. Completion in the vertical well above horizontal borehole is made with bigger density of penetrated holes than during completion below horizontal borehole in order to create more even flood front.

EFFECT: method provides improving of oil recovery and efficiency in oil displacement.

1 dwg, 1 ex

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке залежей нефти в поздней стадии разработки.

Известен способ разработки залежи высоковязкой нефти (патент RU №2434127, МПК E21B 43/24, опубл. Бюл. №32 от 20.11.2011 г.), включающий бурение 5 вертикальных нагнетательных и добывающих горизонтальных скважин, закачку теплоносителя через нагнетательные скважины, отбор продукции через добывающие горизонтальные скважины. Двухустьевую горизонтальную добывающую скважину бурят с использованием одного отклонителя вблизи подошвы продуктивного пласта, 10 а вертикальную нагнетательную скважину - с расположением забоя над средней частью горизонтального участка добывающей скважины на расстоянии, исключающем прорыв теплоносителя, при этом продуктивный пласт условно делят на несколько зон с разными температурными режимами, при закачке теплоносителя по мере прогрева пласта и при достижении предельной обводненности продукции 15 скважин отбор начинают с нижней, более прогретой зоны, после достижения продукции температуры 80-90% от температуры прорыва отбор переносят в зоны более низких температур, изолируя зоны с высокой температурой, близкой к температуре прорыва, глухими пакерами, при повышении температуры в новых зонах 20 отбора зоны отбора перемещают в более холодные зоны с отсечением высокотемпературных зон глухими пакерами, а при снижении температуры до уменьшения текучести ниже необходимого значения зоны отбора переносят в зоны с более высокими температурами, которые ниже 70% температуры прорыва, а пакеры извлекают.

Недостатками способа являются сложность в строительстве двухустьевой горизонтальной скважины, увеличение затрат на строительство скважин для организации теплового воздействия.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату является 30 способ разработки залежи высоковязкой нефти (патент RU №2334095, МПК E21B 43/24, опубл. Бюл. №26 от 20.09.2008 г.), включающий бурение вертикальных нагнетательных скважин и горизонтальных добывающих скважин, закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины. Горизонтальный ствол добывающей скважины проводят в 1,5-2,5 м над подошвой 35 продуктивного пласта, горизонтальный ствол перфорируют, выше горизонтального ствола добывающей скважины на 3,5-4,5 м размещают низ вертикальной нагнетательной скважины, перфорированной в интервале 0,5-1,5 м от низа, вертикальную нагнетательную скважину размещают от вертикального ствола 40 добывающей скважины на расстоянии, большем 2/3 длины горизонтального участка добывающей скважины, вплоть до конца горизонтального ствола, при этом в качестве рабочего агента используют пар в чередовании с воздухом.

Основным недостатком известного способа является низкая эффективность процесса вытеснения нефти из-за неравномерного прогрева пласта по всему интервалу 45 горизонтального ствола агентом воздействия.

Техническими задачами настоящего изобретения являются повышение нефтеотдачи, повышение эффективности процесса вытеснения нефти за счет нагнетания рабочего агента выше и ниже гипсометрического положения траектории 50 низа горизонтального ствола добывающей скважины.

Техническая задача решается способом разработки залежей нефти в поздней стадии разработки, включающим бурение вертикальных нагнетательных и добывающих горизонтальных скважин, закачку вытесняющего агента через нагнетательные

скважины, отбор продукции через добывающие горизонтальные скважины.

Новым является то, что горизонтальную скважину бурят выше уровня водонефтяного контакта (ВНК), а вертикальную - на расстоянии не менее 50 м от забоя горизонтальной скважины, производят вторичное вскрытие залежи в вертикальной скважине выше и ниже горизонтальной скважины, причем вторичное вскрытие в вертикальной скважине выше горизонтального ствола производят с большей плотностью вскрываемых отверстий, чем вскрытие ниже горизонтального ствола для создания более равномерного фронта заводнения.

Сущность изобретения

В предложенном способе решаются задачи повышения эффективности вытеснения нефти, увеличения нефтеизвлечения, повышения темпа отбора, увеличения охвата воздействием по площади и вертикали.

На чертеже представлена схема реализации предлагаемого способа разработки залежей нефти в поздней стадии разработки, где 1 - участок нефтяной залежи; 2 - горизонтальная добывающая скважина; 3 - вертикальная нагнетательная скважина; 4 - водонефтяной контакт (ВНК); 5,5<sup>1</sup> - интервалы перфорации, 6 - пакер.

Способ осуществляют в следующей последовательности.

На залежи нефти 1 в продуктивном пласте выше уровня ВНК 4 бурят как минимум одну горизонтальную добывающую скважину 2, через которую в дальнейшем производится отбор продукции. На расстоянии не менее 50 м от забоя горизонтальной скважины 2 осуществляют строительство вертикальной нагнетательной скважины 3. В нагнетательной скважине 3 цементируют затрубное пространство, производят вторичное вскрытие залежи с образованием перфорационных отверстий 5, 5<sup>1</sup> выше и ниже гипсометрического положения траектории низа горизонтального ствола добывающей скважины 2, причем вторичное вскрытие 5 вертикальной скважины 3 выше горизонтального ствола 2 производят с большей плотностью вскрываемых отверстий 5 как минимум в два раза, чем вскрытие 5<sup>1</sup> ниже горизонтального ствола 3 для создания более равномерного фронта заводнения. Так как кровельная часть пласта, как правило, с ухудшенными коллекторскими свойствами остается несовершенной по степени вскрытия, то из-за больших фильтрационных сопротивлений призабойной зоны нефть поступает с незначительной скоростью и в малых количествах. В результате скважина работает с малым темпом отбора. Поэтому процесс эксплуатации залежи становится малоэффективным при значительной остаточной нефтенасыщенной толщине пласта. Поэтому такое вскрытие способствует более быстрому продвижению вытесняющего агента к стволу добывающей скважины 2.

Между интервалами вскрытия во избежание перетоков нагнетаемого агента устанавливают пакер 6.

Далее для выравнивания профиля приемистости производят закачку водоизолирующего состава в нагнетательную скважину 3, задавливая в пласт в объеме, необходимом для частичной изоляции водопритока из водонасыщенной части продуктивного пласта залежи 1. Объем приравнивается объему ствола скважины при давлении в затрубье не более 2-3 МПа. Для этого используется или центробежный насос автоцистерны, обеспечивающий давление на выкиде 0,6-1,0 МПа, или передвижной насосный агрегат. Давление должно контролироваться двумя манометрами на 5-10 МПа, установленными на затрубье и на устье скважины.

Далее в нагнетательную скважину 3 подают вытесняющий агент в объеме, определяемом расчетным путем и составляющем 2 м на 1 т добываемой нефти. В

качестве вытесняющего агента используют воду или подогретый реагент в зависимости от типа коллектора и интервалов вязкости продуктивного пласта. После чего осуществляют отбор продукции.

Пример конкретного выполнения

5 Разрабатывают залежь нефти 1 с терригенным коллектором. На залежи имеется высокопродуктивная зона толщиной 30-40 м с температурой 25°C, давлением 13 МПа, нефтенасыщенностью 0,93 д. ед., пористостью 26%, проницаемостью 0,82 мкм<sup>2</sup>, плотностью нефти 911 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью 56 мПа·с.

10 На залежи нефти 1 в продуктивном пласте выше уровня ВНК на 12 м пробурили одну горизонтальную добывающую скважину 2 длиной 300 м. На расстоянии 80 м от забоя горизонтальной скважины 2 пробурили вертикальную нагнетательную скважину 3. В нагнетательной скважине 3 зацементировали затрубное пространство,  
15 произвели вторичное вскрытие 5 залежи с образованием перфорационных отверстий 5 выше и ниже гипсометрического положения траектории низа горизонтального ствола добывающей скважины 2. Верхний интервал перфорационных отверстий 5 разместили на уровне 3 м от кровли пласта с частотой отверстий 1 м, а нижний интервал перфорационных отверстий 5<sup>1</sup> расположили на уровне 5 м от подошвы продуктивного  
20 пласта залежи 1 с частотой перфорационных отверстий 3 м. Между интервалами вскрытия установили пакер 6. Далее для выравнивания профиля приемистости произвели закачку полиакриламида в нагнетательную скважину 3 в объеме, равном 2,7 м<sup>3</sup>.

25 Далее в нагнетательную скважину 3 подают вытесняющий агент в объеме, составляющем 9,2 м. В качестве вытесняющего агента используют воду. После чего осуществляют отбор продукции.

30 Благодаря применению предложенного способа разработки залежей нефти в поздней стадии разработки темп отбора нефти увеличивается с 3 до 9% от извлекаемых запасов.

35 Эксплуатация участка рассчитана до достижения проектной нефтеотдачи 0,5. В процессе отработки всего интервала увеличивается охват пласта воздействием, нефтеотдача увеличилась на 15%, дополнительная добыча нефти за весь срок эксплуатации участка составила 126 тыс. т нефти.

Применение предложенного способа позволит повысить нефтеотдачу пласта, темп отбора нефти, увеличить охват пласта воздействием.

#### Формула изобретения

40 Способ разработки залежей нефти в поздней стадии разработки, включающий бурение вертикальных нагнетательных и добывающих горизонтальных скважин, закачку вытесняющего агента через нагнетательные скважины, отбор продукции через добывающие горизонтальные скважины, отличающийся тем, что  
45 горизонтальную скважину бурят выше уровня водонефтяного контакта - ВНК, а вертикальную - на расстоянии не менее 50 м от забоя горизонтальной скважины, производят вторичное вскрытие залежи в вертикальной скважине выше и ниже горизонтальной скважины, причем вторичное вскрытие в вертикальной скважине выше горизонтального ствола производят с большей плотностью вскрываемых  
50 отверстий, чем вскрытие ниже горизонтального ствола для создания более равномерного фронта заводнения.

