



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2010105655/03, 18.02.2010

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
18.02.2010

(45) Опубликовано: 20.12.2010 Бюл. № 35

(56) Список документов, цитированных в отчете о  
поиске: RU 2377398 C1, 27.12.2009. RU 2261984 C1,  
10.10.2005. RU 2307230 C1, 27.09.2007. RU  
2266395 C1, 20.12.2005. RU 2124191 C1,  
27.12.1998. RU 2265718 C1, 10.12.2005. RU  
2136851 C1, 10.09.1999. US 4512402 A,  
23.04.1985. US 4342364 A, 03.08.1982. US  
5186254 A, 16.02.1993.

Адрес для переписки:

423368, Республика Татарстан,  
Сармановский р-н, пос. Джалиль, ул.  
Ленина, 2, НГДУ "Джалильнефть", нач.  
технического отдела

(72) Автор(ы):

Хисамов Раис Салихович (RU),  
Салихов Мирсаев Миргазямович (RU),  
Рафиков Ринат Билалович (RU),  
Ащепков Юрий Сергеевич (RU),  
Ащепков Михаил Юрьевич (RU),  
Сухов Александр Александрович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество  
"Татнефть" им. В.Д. Шашина (RU)

## (54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение на скважинах, оборудованных штанговыми насосами. Обеспечивает увеличение нефтеотдачи пластов за счет повышения интенсивности волнового поля и эффективности воздействия. Сущность изобретения: способ включает отбор нефти через добывающие скважины, закачку рабочего агента через нагнетательные скважины, установку в добывающих скважинах колонны насосно-компрессорных труб - НКТ со штанговым насосом и хвостовиком на породы в зумпфе, размещение насоса на

максимальной глубине в пучности колебаний скважины, настроенной на одну из высших гармоник - мод собственных колебаний системы, задание периода качаний насоса, установку длины хода плунжера насоса, эксплуатацию насоса и отбор нефти из скважины с одновременным дилатационно-волновым воздействием на продуктивные пласты. Согласно изобретению определяют период собственных колебаний открытого с устья столба жидкости в скважине, задают период качаний насоса, равным нечетному числу периодов колебаний жидкости, при этом период качаний насоса определяют по аналитическому выражению. 1 ил.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,  
PATENTS AND TRADEMARKS

**(12) ABSTRACT OF INVENTION**(21), (22) Application: **2010105655/03, 18.02.2010**(24) Effective date for property rights:  
**18.02.2010**(45) Date of publication: **20.12.2010 Bull. 35**

Mail address:

**423368, Respublika Tatarstan, Sarmanovskij r-n,  
pos. Dzhali', ul. Lenina, 2, NGDU  
"Dzhali'neft'", nach. tekhnicheskogo otdela**

(72) Inventor(s):

**Khisamov Rais Salikhovich (RU),  
Salikhov Mirsaev Mirgazjamovich (RU),  
Rafikov Rinat Bilalovich (RU),  
Ashchepkov Jurij Sergeevich (RU),  
Ashchepkov Mikhail Jur'evich (RU),  
Sukhov Aleksandr Aleksandrovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

**(54) OIL DEPOSIT DEVELOPMENT METHOD**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method involves withdrawal of oil through production wells, pumping of working agent through injection wells, installation of tubing string in production wells with bottom-hole oil pump and shank on rock in sump, arrangement of pump at maximum depth in antinode of the well adjusted for one of higher harmonics - modes of free vibrations of the system, setting of the pumping period, installation of the pump plunger travel, operation of pump and withdrawal of oil from the well with

simultaneous dilatation-wave action on productive formations. According to invention, natural period of vibrations of liquid column in the well, which is open from the mouth, is determined, the pumping period is set equal to odd number of period of liquid vibrations; at that, pumping period is determined by the similar equation.

EFFECT: increasing oil recovery owing to increased intensity of wave field and efficiency of the action.

1 ex, 1 dwg

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение на скважинах, оборудованных штанговыми насосами.

Известен способ эксплуатации скважины, в котором колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) со штанговым насосом снабжают хвостовиком и опирают на породы в зумпфе скважины [Патент РФ №2124119, опубл. 27.12.1998 г.]. При таком способе эксплуатации в зоне перфорации за счет веса НКТ возникают растягивающие нагрузки и создается зона дилатации (разуплотнения) пород, в результате чего улучшается приток жидкости к скважинам. При работе насоса на зону дилатации накладывается волновое поле, возбуждаемое динамикой работы насоса и действующее на расстояния 2-3 км от ствола скважины. Дилатационно-волновое воздействие положительно влияет на приток нефти к скважинам в радиусе до 3 км.

Недостаток способа - невысокая эффективность дилатационно-волнового воздействия на продуктивные пласты, обусловленная низкой интенсивностью волнового поля.

Наиболее близким к предлагаемому изобретению по технической сущности является способ разработки углеводородной залежи, в котором ведут вибросейсмическое воздействие, отбор нефти через добывающие скважины и закачку рабочего агента через нагнетательные скважины. Выделяют зоны разломов с субвертикальной трещиноватостью, образующей гидродинамические связи кристаллического фундамента с коллектором продуктивного пласта. Выбирают в этих зонах возбуждающие скважины с близкой по значению глубиной забоя. При необходимости выравнивают глубину забоев добуриванием или цементированием. Определяют общую для всех возбуждающих скважин резонансную доминантную частоту воздействия и формируют интенсивное волновое поле в направлении субвертикальных каналов подпитки к глубинным зонам генерации углеводородов. Интенсивное поле формируют в активных зонах с развитой трещиноватостью возбуждающими скважинами дилатационно-волнового воздействия или другими скважинными виброисточниками низкой частоты и большой мощности, работающими на одной доминантной частоте. Задают соответствующие начальные сдвиги фаз между колебаниями виброисточников для получения максимумов поля в выбранных активных глубинных областях. Периодически не реже одного раза в полгода у всех виброисточников одновременно изменяют начальные фазы еще на  $180^\circ$ , дополнительно к установленным ранее, и сканируют поле по всей активной области генерации и подпитки, инициируя фильтрацию углеводородных флюидов из глубинных зон к месторождению [Патент РФ №2377398, опубл. 27.12.2009 г. - прототип].

Недостаток - низкая интенсивность волнового поля, обусловленная несогласованностью работы насоса с собственной частотой колебаний столба откачиваемой жидкости и, как результат, низкая эффективность воздействия и малый прирост добычи нефти.

В предложенном изобретении решается задача увеличения нефтеотдачи пластов за счет повышения интенсивности волнового поля и эффективности воздействия.

Задача решается тем, что в способе разработки нефтяной залежи, включающем отбор нефти через добывающие скважины, закачку рабочего агента через нагнетательные скважины, в добывающих скважинах установку колонны НКТ со штанговым насосом и хвостовиком на породы в зумпфе, размещение насоса на максимальной глубине в пучности колебаний скважины, настроенной на одну из высших гармоник (мод) собственных колебаний системы, задание периода качаний

насоса, установку длины хода плунжера насоса, эксплуатацию насоса и отбор нефти из скважины с одновременным дилатационно-волновым воздействием на продуктивные пласты, согласно изобретению определяют период собственных колебаний открытого с устья столба жидкости в скважине  $T_{ж}$ , задают период качаний насоса  $T_{н}$ , равным нечетному числу периодов колебаний жидкости, при этом период качаний насоса определяют по формуле

$$T_{н}=(2k-1)T_{ж},$$

где  $k=1, 2, 3, \dots$  и т.д. - целое число натурального ряда;

$(2k-1)$  - нечетное число натурального ряда, обозначающее нечетное число периодов колебаний жидкости;

$$T_{ж}=4H_{н}/V_{ж};$$

где  $H_{н}$  - глубина погружения насоса, м;

$$V_{ж}=(C_{ж} \cdot g/v_{ж})^{1/2} - \text{скорость упругих волн в жидкости, м/с;}$$

$$G_{ж} - \text{модуль упругости жидкости, кг/м}^2;$$

$$V_{ж} - \text{удельный вес жидкости, кг/м}^3;$$

$$g=9,8 \text{ м/с}^2.$$

Сущность изобретения

При работе насоса в столбе откачиваемой жидкости возникают колебания, которые передаются на колонну НКТ и через хвостовик на породы в зумпфе, возбуждая в них волновое поле.

Если работа насоса не согласована с колебаниями жидкости, то при совпадении направлений (фаз) смещения жидкости и плунжера насоса колебания усиливаются, а при несовпадении - подавляются, что снижает эффективность воздействия. Колебания в системе насос - столб жидкости успешно развиваются, когда направления движения плунжера и жидкости в пучности поля совпадают при каждой смене направления движения плунжера. На практике,  $T_{н} \gg T_{ж}$ , поэтому достаточным условием для успешного развития колебаний является равенство  $T_{н}=(2k-1)T_{ж}$ , где  $k$  - целое число.

При таком соотношении начало каждого полупериода движения насоса совпадает с направлением движения жидкости в каждом нечетном периоде ее колебаний (чертеж). На чертеже показано совпадение нечетных полупериодов колебаний столба жидкости с движением плунжера насоса при смене направлений движения: 1,3-нечетные периоды колебаний столба жидкости; 2, 4 - направления движения плунжера насоса.

При этом синхронная подпитка колебаний столба жидкости осуществляется в каждый полупериод работы насоса при смене направления движения плунжера.

Поскольку жидкость приводится в движение плунжером насоса, то фазы движения жидкости и плунжера при смене направлений движения вынужденно совпадают.

В известных технических решениях такое условие не рассматривается и не учитывается. В предлагаемом изобретении условие  $T_{н}=(2k-1)T_{ж}$  учитывается и достигается заданием периода качаний насоса  $T_{н}=60/N$  с, где  $N$  - число ходов

плунжера насоса в минуту.

Синхронная подпитка колебаний жидкости при каждом изменении направления движения плунжера насоса поддерживает и усиливает колебания столба жидкости и колонны НКТ, повышает интенсивность волнового поля и эффективность воздействия.

Пример конкретного выполнения

Разрабатывают нефтяную залежь со следующими характеристиками: глубина 1730 м, пластовое давление 15 МПа, пластовая температура 33°C, пористость 21,2,

проницаемость 300 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность 78,2%, плотность нефти 802 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти 3,8 МПа·с, средняя толщина пласта 4 м. На участке залежи отбирают нефть через 20 добывающих скважин и закачивают рабочий агент - сточную воду, через 5 нагнетательных скважин.

5 Одна из добывающих скважин имеет следующие данные: глубина забоя  $H_3=1760$  м; динамический уровень жидкости  $H_d=1100$  м, диаметр НКТ, наружный/внутр.,  $D_{Н/В}=73/60$  мм, диаметр насоса 32 мм, число ходов в минуту  $N=3,5$ , длина хода  $L=2,0$  м. Насос спущен в пучность колебаний колонны на глубину  $H_n=(2k-1) H_3/4=3H_3/4=$   
10  $3 \cdot 1760/4=1320$  м, содержание воды в продукции скважины 80%, удельный вес воды  $V_v=1110$  кг/м<sup>3</sup>, удельный вес нефти  $V_n=870$  кг/м<sup>3</sup>, модуль сжатия воды  $G_v=23 \cdot 10^7$  кг/м<sup>2</sup>, модуль сжатия нефти  $G_n=14 \cdot 10^7$  кг/м<sup>2</sup>.

В скважине определяют для жидкости удельный вес  $V_{ж}=0,8V_v+0,2V_n=0,8 \cdot 1110+$   
15  $0,2 \cdot 170=888+174=1062$  кг/м<sup>3</sup>, модуль упругости  $G_{ж}=0,80v+0,20n=0,8 \cdot 23 \cdot 10^7+$   
 $0,2 \cdot 14 \cdot 10^7=21,2 \cdot 10^7$  кг/м<sup>2</sup>, скорость упругих волн  $V_{ж}=(G_{ж} \cdot g/\gamma_{ж})^{1/2}=$   
 $(21,2 \cdot 10^7 \cdot 9,8/1062)^{1/2}=1398$  м/с, период собственных колебаний жидкости  $T_{ж}=4H_n/V_{ж}=$   
 $4 \cdot 1320/1398=3,78$  с, задают период качаний насоса из соотношения  $T_n=(2k-1)T_{ж}$ : для  $k=$   
20  $1$ ,  $T_n=(2 \cdot 1-1)3,78=3,78$ , что соответствует числу ходов  $N1=60/3,78=15,8$  ход/мин; для  $k=2$ ,  
 $T_n=(2 \cdot 2-1)3,78=3 \cdot 3,78=11,34$ ,  $N2=60/11,34=5,3$ ; для  $k=3$   $T_n=(2 \cdot 3-1)3,78=5 \cdot 3,78=18,9$ ,  $N3=$   
 $60/18,9=3,3$  ход/мин и т.д. С учетом имеющихся установочных значений числа  $N$ ,  
длины хода плунжера и требуемой скорости откачки, выбирают:  $N=3,3$ ;  $L=3,5 \cdot 2/3,3=2,1$   
25 м. Период собственных колебаний столба жидкости в скважине  $T_{ж}$ , кроме свойств жидкости, зависит также от высоты столба  $H_{ж}$ , что позволяет в определенных пределах регулировать  $T_{ж}$  изменением глубины погружения насоса.

Аналогичные работы проводят на всех добывающих скважинах участка разработки.

30 Согласование работы насоса с периодом собственных колебаний столба откачиваемой жидкости по предложенному способу повышает эффективность дилатационно-волнового воздействия и текущую нефтеотдачу на 16% по сравнению с прототипом.

35

#### Формула изобретения

Способ разработки нефтяной залежи, включающий отбор нефти через добывающие скважины, закачку рабочего агента через нагнетательные скважины, в добывающих скважинах установку колонны насосно-компрессорных труб - НКТ со штанговым насосом и хвостовиком на породы в зумпфе, размещение насоса на максимальной глубине в пучности колебаний скважины, настроенной на одну из высших гармоник - мод собственных колебаний системы, задание периода качаний насоса, установку длины хода плунжера насоса, эксплуатацию насоса и отбор нефти из скважины с одновременным дилатационно-волновым воздействием на продуктивные пласты, отличающийся тем, что определяют период собственных колебаний открытого с устья столба жидкости в скважине  $T_{ж}$ , задают период качаний насоса  $T_n$  равным нечетному числу периодов колебаний жидкости, при этом период качаний насоса определяют по формуле

$$50 \quad T_n=(2k-1)T_{ж},$$

где  $k=1, 2, 3 \dots$  - целое число натурального ряда;

$(2k-1)$  - нечетное число натурального ряда, обозначающее нечетное число периодов колебаний жидкости,

$$T_{\text{ж}}=4H_{\text{н}}/V_{\text{ж}},$$

где  $H_{\text{н}}$  - глубина погружения насоса, м;

$V_{\text{ж}}=(G_{\text{ж}}\cdot g/\gamma_{\text{ж}})^{1/2}$  - скорость упругих волн в жидкости, м/с;

5  $G_{\text{ж}}$  - модуль упругости жидкости, кг/м<sup>2</sup>;

$\gamma_{\text{ж}}$  - удельный вес жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$g=9,8$  м/с<sup>2</sup>.

10

15

20

25

30

35

40

45

50

