



УКРАЇНА

(19) UA (11) 82574 (13) C2
(51) МПК (2006)
E21B 43/25МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(54) СПОСІБ РОЗРОБКИ НАФТОВОГО РОДОВИЩА З НЕОДНОРІДНИМИ ЗА ПРОНИКНІСТЮ ПЛАСТАМИ

1

2

(21) а200606964

(22) 22.06.2006

(24) 25.04.2008

(46) 25.04.2008, Бюл.№ 8, 2008 р.

(72) БАЖАЛУК ЯРОПОЛК МИРОСЛАВОВИЧ, UA,
КАРПАШ ОЛЕГ МИХАЙЛОВИЧ, UA, МЕЛЬНИК
РОМАН АНДРІЙОВИЧ, UA, ПИЛИПЕЦЬ ІВАН АН-
ДРІЙОВИЧ, UA(73) ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, UA,
ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІ-
СТЮ "ІНТЕКС", UA

(56) RU 2137916, 20.09.1999

RU 2122109, 20.11.1998

RU 2193649, 27.11.2002

RU 2191896, 27.10.2002

US 3754598, 28.08.1973

(57) 1. Спосіб розробки нафтового родовища з неоднорідними за проникністю пластами, який включає відбір продукції через видобувні свердловини, закачування води через нагнітальні свердловини, визначення за допомогою відомих геофізичних методів (гравіметричного або електрометричного) розмірів застійних зон нафти, встановлення у зоні перфорації мінімум двох нагнітальних свердловин гідравлічних генераторів пружних коливань, який відрізняється тим, що для генерації використовують гідравлічні генератори періодичних імпульсів тиску, а запуск генераторів імпульсів тиску здійснюють із затримкою у часі, причому величина затримки часу спрацьовування генераторів один відносно одного визначається із співвідношення $t_3 = \frac{R_1 - R_2}{C_n}$,

$$t_3 = \frac{R_1 - R_2}{C_n}$$

де: R_1 - відстань від центру застійної зони до нагнітальної свердловини, що знаходиться на більшій відстані від центру зони;

R_2 - відстань від центру зони до нагнітальної свердловини, що знаходиться на меншій відстані від центру;

C_n - швидкість розповсюдження пружних коливань у пласті;

t_3 - час затримки.

2. Спосіб за п. 1, який відрізняється тим, що гідравлічні генератори імпульсів тиску використовують електрогідроклапани, які встановлюють на всіх нагнітальних свердловинах родовища, а керування їх роботою під час розробки родовища проводять за спеціальною програмою, що враховує зміну розмірів застійних зон нафти, зміну обводненості продукції видобувних свердловин і пластового тиску.

3. Спосіб за будь-яким із пп. 1, 2, який відрізняється тим, що тривалість імпульсів тиску вибирають більшою від часу пробігу фронту хвилі, створеного імпульсами тиску, через пористе середовище застійної зони.

4. Спосіб за будь-яким із попередніх пунктів, який відрізняється тим, що період повторення, амплітуду і тривалість імпульсів тиску формують, виходячи із необхідності створення максимальної амплітуди гармонічної складової спектра частот імпульсу тиску, що близька до резонансної частоти пласта.

5. Спосіб за будь-яким із попередніх пунктів, який відрізняється тим, що тривалість переднього фронту імпульсів тиску, а також їх амплітуду встановлюють для конкретного родовища, виходячи із затухання і розсіювання енергії пружних коливань у конкретному пласті.

Винахід відноситься до нафтогазової промисловості, а саме до способів розробки високообводнених неоднорідних за проникністю пластів нафтових родовищ.

Відомий спосіб розробки нафтового родовища, що передбачає закачку робочого агента через видобувні свердловини. Нагнітальні свердловини експлуатують в циклічному режимі "закачка-

(19) UA (11) 82574 (13) C2

зупинка". В одному із півциклів "зупинка" в нагнітальній свердловині у верхній частині продуктивного інтервалу розміщують сейсмоакустичний випромінювач. Проводять сейсмоакустичний вплив на протязі 20-40хв. Переміщують сейсмоакустичний випромінювач вздовж продуктивного інтервалу із зупинками через 250-500мм на 20-40хв. під час яких проводять сейсмоакустичний вплив. Повторюють операції через 6-50міс. [1]

Недоліком цього способу є технологічна складність робіт, а також необхідність періодично застосовувати для проведення робіт на свердловинах дороге і складне нафтопромислове обладнання.

Найближчим до пропонуваного способу розробки нафтового родовища є спосіб підвищення нафтовіддачі пластів, що передбачає встановлення гідродинамічного випромінювача пружних коливань на вибої нагнітальної свердловини. В свердловину закачують воду необхідну для заміщення нафти в продуктивному пласті і підтримання пластового тиску. При протіканні води через гідродинамічний випромінювач частина енергії потоку води перетворюється в пружні коливання в діапазоні частот від 1 до 45кГц, які діють на нафтовий колектор. При цьому відбувається декольматація привибійної зони нагнітальної свердловини, звільнення капілярно заміщеної нафти, а також порушення динамічної рівноваги на межі вода-нафта, що веде до вирівнювання фронту заміщення нафти водою і підвищення на 10-90% нафтовіддачі продуктивних пластів. При цьому обробку продуктивного пласта здійснюють без зупинки експлуатації свердловин, припинення нафтовидобутку і на протязі всього строку експлуатації свердловин, а енергію дії на продуктивний пласт і, таким чином, нафтовіддачу підвищують шляхом встановлення гідродинамічних випромінювачів у всіх нагнітальних свердловинах [2].

Недолік цього способу полягає у тому, що в ньому не передбачена концентрація енергії пружних коливань в заблокованих застійних зонах нафтового пласта, які утворюються в обводнених, неоднорідних по проникності пластах і можуть досягати значних розмірів.

Задачею створення винаходу є підвищення кінцевої нафтовіддачі пластів шляхом концентрації енергії пружних коливань від декількох джерел коливань в застійних зонах пласта, що дозволить збільшити швидкість фільтрації нафти в застійних зонах.

В зв'язку із значним зменшенням енергії пружних коливань при їх розповсюдженні в пористому середовищі за рахунок розходження фронту хвилі, розсіяння на межах пластових неоднорідностей, а також переходу в теплову енергію, концентрація енергії пружних коливань від кількох джерел коливань в межах застійних зон пласта.

Задача вирішується завдяки тому, що у способі розробки нафтового родовища з неоднорідними по проникності пластами, який включає відбір продукції через видобувні свердловини, закачку води через нагнітальні свердловини, визначення з допомогою відомих геофізичних методів (наприклад гравіметричного, або електрометричного) розмірів

застійних зон нафти, встановлення у зоні перфوراції мінімум двох нагнітальних свердловин гідравлічних генераторів пружних коливань, згідно з винаходом для генерації використовують гідравлічні генератори імпульсів тиску, а запуск генераторів імпульсів тиску здійснюють із затримкою у часі. Величину часу затримки визначають із співвідношення

$$t_3 = \frac{R_1 - R_2}{C_n},$$

де: R_1 - відстань від центру застійної зони до нагнітальної свердловини, що знаходиться на більшій відстані від центру зони;

R_2 - відстань від центру зони до нагнітальної свердловини, що знаходиться на меншій відстані від центру;

C_n - швидкість розповсюдження пружних коливань у пласті;

t_3 - час затримки.

Енергія пружних коливань при їх розповсюдженні в пористому середовищі значно зменшується за рахунок сферичного або циліндричного розповсюдження фронту хвилі, розсіяння енергії на межах пластових неоднорідностей, а також переходу енергії пружних коливань в теплову енергію.

Враховуючи те, що відстані між нагнітальними свердловинами і застійними зонами нафти можуть досягати сотень метрів сумарне значення енергії від декількох джерел коливань в застійній зоні буде незначним. Концентрація (фокусування) в застійній зоні енергії пружних коливань від декількох джерел розміщених в нагнітальних свердловинах дозволить значно ефективніше проводити вплив пружними коливаннями на реологічні властивості флюїду в застійній зоні.

Винахід ілюструється кресленням, де на Фіг.1 зображено частину родовища із нагнітальними свердловинами 1 і 2, експлуатаційною свердловиною і застійною зоною нафти 4; на Фіг.2 зображені часові діаграми періодичних імпульсів тиску, які створюються гідрогенераторами, встановленими у нагнітальних свердловинах. В якості гідрогенераторів використовуються електрогідроклапани. Імпульс 1 створюється електрогідроклапаном в свердловині 1, а імпульс 1_0 електрогідроклапаном встановленим у свердловині 2.

Запуск електрогідроклапанів проводиться із затримкою в часі t_3 . Імпульси тиску переміщуються в пористому середовищі пласта із швидкістю розповсюдження пружних коливань в даному середовищі.

Поява імпульсів 2 і 2_0 в центрі застійної зони відбувається відповідно через час t_1 і t_2 .

В застійній зоні у відповідності із принципом суперпозиції два або більше імпульсів тиску утворюють результуючий імпульс 3 із різко збільшеною амплітудою.

При цьому можливо, що:

а) електрогідроклапани встановлюють на всіх нагнітальних свердловинах родовища і управління їх роботою під час розробки родовища проводять по спеціальній програмі, що враховує зміну розмірів застійних зон нафти, зміну пластового тиску і обводненості продукції видобувних свердловин;

б) тривалість імпульсів тиску вибирають більшою від часу пробігу фронту хвилі, створюваного імпульсами тиску, через пористе середовище застійної зони;

в) імпульси тиску формують виходячи із умови створення максимальної амплітуди тієї гармонічної складової спектру частот імпульсу тиску, яка рівна резонансній частоті пласта;

г) тривалість переднього фронту імпульсів тиску, а також їх амплітуду встановлюють для конкретного родовища, виходячи із затухання і розсіювання енергії пружних коливань в конкретному пласті.

Роботи по реалізації способу проводяться в наступній послідовності. Відомими геофізичними методами визначають межі і розміри застійних зон в нафтовому пласті. Визначають відстані від центру застійної зони до найближчих нагнітальних свердловин.

В нагнітальних свердловинах в зоні перфорації на насосно-компресорних трубах встановлюють електрогідроклапани, які спрацьовують від електричного сигналу із наземного пульта керування через необхідні для даної групи свердловин проміжки часу. Для виконання умови суперпозиції імпульсів тиску необхідний одночасний прихід фронтів пружних хвиль створюваних імпульсами тиску в

центр застійної зони. Одночасний прихід фронтів хвиль можливий при затримці спрацювання одного або декількох електрогідроклапанів на час, рівний часу пробігу фронту хвилі на відрізьку, рівному різниці відстаней між нагнітальними свердловинами і центром застійної зони.

Якщо наприклад вказана різниця складає 500м, а швидкість $C_n=4000\text{м/с}$, то час

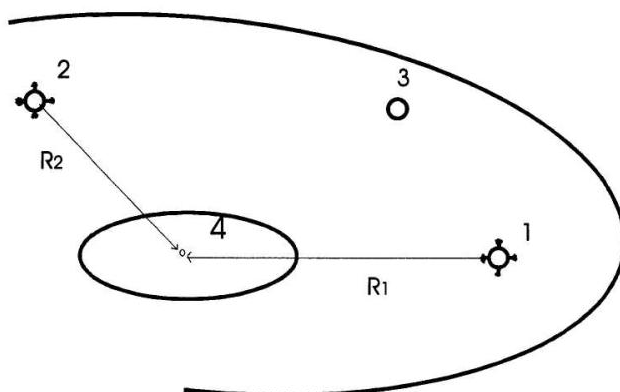
$$t_3 = \frac{R_1 - R_2}{C_n} = \frac{500\text{м}}{4000\text{м/с}} = 0,125\text{с}.$$

Можливі часові неточності при суперпозиції імпульсів тиску, що пов'язані із неточністю визначення швидкості розповсюдження пружних коливань у пористому середовищі, компенсуються за рахунок встановлення необхідної тривалості імпульсів тиску. Їх тривалість вибирається більшою від часу пробігу фронту пружної хвилі через пористе середовище застійної зони.

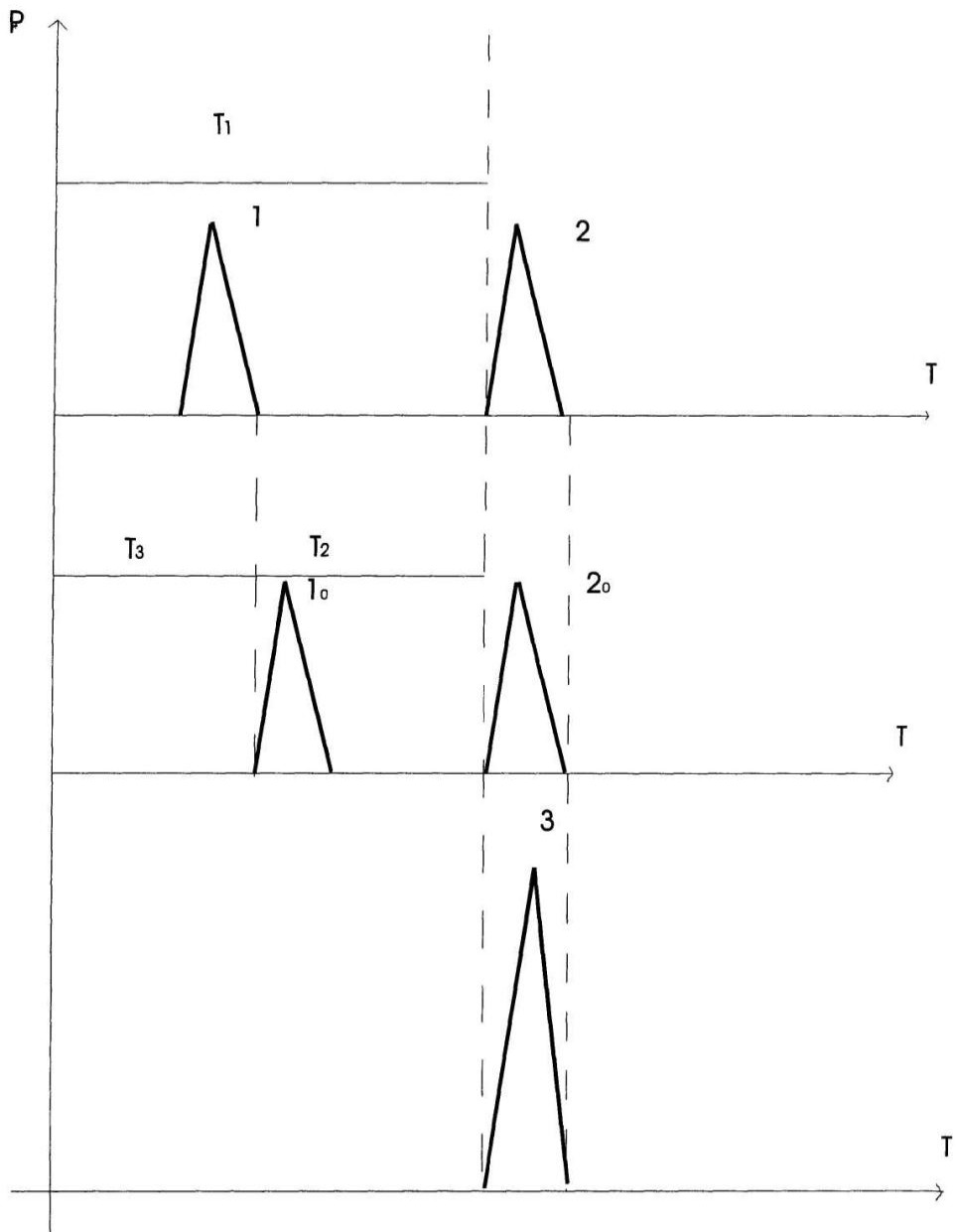
Попередньо визначають відомими методами резонансну частоту пласта і формують періодичні імпульси тиску таким чином, щоби в їх спектральному складі виділялись гармоніки, близькі до резонансної частоти пласта.

Джерела інформації:

1. RU 2137916 C1, 09.20.1999.
2. RU 2122109 C1, 11.20.1998.



Фіг.1



Фіг.2