



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 96360

(13) U

(51) МПК

E21B 43/20 (2006.01)

E21B 43/27 (2006.01)

E21B 43/22 (2006.01)

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ  
УКРАЇНИ**(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ**(21) Номер заявки: **u 2013 08764**(22) Дата подання заявки: **12.07.2013**(24) Дата, з якої є чинними  
права на корисну  
модель: **10.02.2015**(46) Публікація відомостей  
про видачу патенту: **10.02.2015, Бюл.№ 3**

(72) Винахідник(и):

**Патра Володимир Данилович (UA),  
Рудий Мирослав Іванович (UA),  
Зазуляк Олег Михайлович (UA),  
Здольник Геннадій Петрович (UA),  
Верба Юрій Валентинович (UA),  
Нікітін Володимир Олександрович (UA)**

(73) Власник(и):

**Патра Володимир Данилович,  
вул. Горбачевського, 1, кв. 33, м. Івано-  
Франківськ, 76008 (UA),  
Рудий Мирослав Іванович,  
вул. Чорновола, 21а, кв. 17, м. Івано-  
Франківськ, 76000 (UA),  
Зазуляк Олег Михайлович,  
вул. Набережні, 14, кв. 32, м. Івано-  
Франківськ, 76019 (UA),  
Здольник Геннадій Петрович,  
вул. Мельникова, 69-а, кв. 9, м. Київ, 04050  
(UA),  
Верба Юрій Валентинович,  
вул. Лисківська, 30, кв. 212, м. Київ, 02167  
(UA),  
Нікітін Володимир Олександрович,  
вул. Лисківська, 30, кв. 212, м. Київ, 02197  
(UA)**

(74) Представник:

**Верба Юрій Валентинович****(54) ІНДИКАТОРНИЙ СПОСІБ ВИБОРУ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ НА РОДОВИЩІ ЧИ ЇЇ ДІЛЯНЦІ**

(57) Реферат:

Індикаторний спосіб вибору об'єктів для проведення методів інтенсифікації на родовищі чи його ділянці включає нагнітання в нагнітальні свердловини одного чи декількох індикаторів для трасування руху пластових флюїдів та визначення її швидкості фільтрації між конкретними нагнітальними та видобувними свердловинами. Після визначення показників швидкості фільтрації між конкретними нагнітальними та видобувними свердловинами (конкретними об'єктами) визначається середній показник швидкості руху пластових флюїдів по родовищу чи її ділянці, за різницею між середнім показником швидкості руху пластових флюїдів по родовищу чи його ділянці (усереднений показник) та швидкістю фільтрації (показник руху) між конкретними об'єктами проводиться вибір методу інтенсифікації видобутку нафти і газу на заданий об'єкт, наприклад, нагнітання в'язких полімерних систем, проведення селективних методів дії на пласт та методи збільшення проникності продуктивних пластів, або їх комбінації.

UA 96360 U



Корисна модель належить до нафтогазопромислової галузі, а саме до методів розробки нафтових і газових родовищ.

Відомі різні способи розробки нафтових родовищ, що передбачають вплив на продуктивний пласт як через нагнітальні, так і через видобувні свердловини. Наприклад, відомий спосіб розробки нафтового родовища (Патент РФ № 2247828, E21B 43/16, опубл. 24.04.2003), що передбачає нагнітання робочого агента в свердловини нагнітального ряду, відбір рідини і газу з видобувних свердловин, ділення нагнітальних і видобувних свердловин на ділянки та групи, і фізичний вплив на продуктивні пласти, в тому числі зміну напрямку фільтраційних потоків. Визначають свердловини, в яких нафтовміст в продукції є вищим за значення відносних залишкових запасів нафти на даній ділянці. Вибрані та безводні свердловини залишають в постійній роботі на режимі максимального відбору рідини. Решту видобувних свердловин та нагнітальні свердловини включають в періодичну роботу групами. При цьому в одному півциклі групу нагнітальних свердловин включають в роботу в режимі мінімального об'єму нагнітання робочого агента, а видобувні свердловини, що знаходяться в зоні їх впливу, - в режимі максимального відбору рідини і навіпаки. В наступному півциклі режими робіт видобувних і нагнітальних свердловин міняють на протилежні. При необхідності для нагнітання у нагнітальні свердловини як робочі агенти використовують розчини поверхнево-активних речовин різного складу, а у видобувних свердловинах проводять водообмежувальні роботи. Використання даного способу забезпечує зміну напрямків фільтрації води у продуктивному пласті, що призводить до зростання видобутку нафти і газу. Недоліком даного способу є відсутність реального контролю за рухом води, що нагнітається у нагнітальні свердловини та видобувається з видобувних.

Найближчим аналогом є спосіб розробки нафтового родовища, що представлений пористо-тріщинуватим колектором, який передбачає нагнітання води через нагнітальні свердловини та відбирання нафти через видобувні свердловини, а при досягненні порогових значень рентабельності розробки на родовищі проводять трасерні дослідження для виявлення каналів, що з'єднують нагнітальні свердловини з видобувними, і подальшим їх блокуванням та створенням нових каналів шляхом тимчасового збільшення тиску нагнітання, після чого воду в нагнітальні свердловини нагнітають в об'ємі, рівному об'єму відбору нафти з видобувних свердловин в пластових умовах (Патент РФ № 2171368, E21B 43/20, опубл. 27.07.2001). Використання відомого способу розробки дозволяє суттєво змінювати напрямок руху води, що нагнітається, завдяки блокуванню високопроникних каналів та створенню після цього нових каналів руху пластових флюїдів. Результатом створення нових каналів фільтрації є збільшення видобутку нафти і газу з малопроникних та застійних зон. До недоліків даного способу необхідно віднести відсутність впливу на продуктивність пласта в зоні видобувної свердловини, оскільки основний технологічний ефект досягається завдяки блокуванню високопроникних каналів зі сторони нагнітальної свердловини.

В основу корисної моделі поставлена задача створити індикаторний спосіб вибору свердловин для проведення методів інтенсифікації на родовищі або її ділянці, в якому завдяки зміні технологічних параметрів впливу (створення умов для перерозподілу руху води з високопроникних зон в малопроникні) та правильному вибору свердловин для проведення методів інтенсифікації досягається максимальний технологічний ефект щодо вилучення пластових флюїдів з родовища в цілому чи її ділянки.

Поставлена задача вирішується шляхом нагнітання в нагнітальні свердловини одного чи декількох індикаторів для трасування руху пластових флюїдів та визначення їх швидкості фільтрації (далі - показник руху) між конкретними нагнітальними та видобувними свердловинами, після чого визначається середній показник швидкості руху (далі - усередненим показником) пластових флюїдів по родовищу чи його ділянці, за різницею між усередненим показником та показником руху між конкретними нагнітальними та видобувними свердловинами (далі - конкретними об'єктами) проводиться вибір методу інтенсифікації видобутку нафти і газу над нагнітальною та/або видобувною свердловинами (далі - заданий об'єкт):

- При перевищенні показника руху пластових флюїдів між нагнітальною та видобувною свердловиною над усередненим показником, як мінімум в півтора разу для вирівнювання фронту витіснення вуглеводнів проводиться нагнітання в'язких полімерних систем або у нагнітальну свердловину, або в видобувну свердловину, або одночасно і у нагнітальну, і в видобувну свердловину;

- При незначній різниці між показником руху пластових флюїдів між нагнітальною та видобувною свердловиною та усередненим показником для вирівнювання фронту витіснення вуглеводнів у видобувній свердловині проводяться виключно селективні методи дії на пласт;

- При зниженні показника руху пластових флюїдів між нагнітальною та видобувною свердловиною над усередненим показником, як мінімум в півтора разу для вирівнювання фронту витіснення вуглеводнів у видобувній свердловині проводяться виключно ті методи інтенсифікації, що передбачають збільшення проникності продуктивних пластів.

Використання запропонованого способу дозволяє збільшити видобуток нафти і газу з малопроникних та застійних зон завдяки зміні потоку руху води, що нагнітається, з каналів з великою провідністю до каналів з меншою провідністю. Вказаний технологічний ефект досягається завдяки дії як на нагнітальні, так і на видобувні свердловини в короткий період часу методами інтенсифікації, що забезпечують як збільшення, так і зниження продуктивності при перерозподілі кількості видобутої нафти і води.

Суттєвими відмінностями запропонованого способу від відомого є те, що після визначення показників швидкості фільтрації між конкретними об'єктами визначається середній показник швидкості руху пластових флюїдів по родовищу чи її ділянці, а далі за різницею між середнім показником та показником руху між конкретними об'єктами проводиться вибір методу інтенсифікації видобутку нафти і газу на заданий об'єкт, наприклад, нагнітання в'язких полімерних систем, проведення селективних методів дії на пласт та методи збільшення проникності продуктивних пластів.

Використання запропонованого способу дозволяє встановлювати реальну картину витіснення нафти з покладу чи його ділянки при нагнітанні води у нагнітальні свердловини та видобуванні нафти, газу з видобувних свердловин завдяки нагнітанням індикаторних речовин, після визначення швидкостей руху води в напрямку кожної видобувної свердловини дозволяє розробити рекомендації щодо покращення схеми розробки покладу шляхом дії різними технологічними рідинами і у нагнітальній, і у видобувних свердловинах в короткому часовому інтервалі, реалізація запропонованих методів інтенсифікації в свердловинах забезпечить зміну фільтраційних потоків води в покладі, що забезпечить зростання видобутку вуглеводнів з родовища в цілому.

Реальна картина витіснення нафти з покладу чи його ділянки при нагнітанні води у нагнітальні свердловини та видобуванні нафти, газу і води з видобувних свердловин встановлюється завдяки нагнітанням індикаторних речовин в нагнітальні свердловини спільно з водою. В цей саме час у видобувних свердловинах організовують відбір проб води, який аналізують на наявність індикатора в потоці. По швидкості надходження індикатора у продукцію кожної навколишньої видобувної свердловини судять про фільтраційні потоки на досліджуваній ділянці - визначають зони з підвищеною та пониженою швидкістю руху води. Наявність таких зон свідчить про неоднорідність розробки покладу. Так при наявності зони покладу з підвищеною швидкістю руху води свідчить про переважаючий її рух тільки в певному напрямку. Інтенсивний рух води через таку зону через певний час нагнітання призводить до повного витіснення нафти з заданої зони пласта. Тому після досягнення такого результату вода, що нагнітається, використовується неефективно - тобто не приймає участі в витісненні нафти. При наявності зони покладу з пониженою швидкістю руху води свідчить про присутність на ділянці зон або незадіяних, або мало задіяних в розробці покладу.

Суть корисної моделі полягає у тому, що після визначення реальних значень показників швидкості руху води від нагнітальної свердловини до кожної видобувної свердловини визначають середній показник швидкості руху води по досліджуваній ділянці. За відхиленням конкретних показників від усередненого показника визначають неоднорідність розробки досліджуваної ділянки. При відхиленні конкретних показників від усередненого показника, що не перевищує 1,5 разу, розробку покладу шляхом нагнітання води можна рахувати відносно правильною. В цьому випадку необхідність у нагнітанні в нагнітальну свердловину поточковідхиляючих полімерних систем відпадає. Покращення схеми розробки покладу за таких умов можна досягнути шляхом дії на привибійну зону видобувних свердловин. Вибір технології дії залежить від співвідношення показників руху води до конкретної свердловини до усередненого показника. При зниженні показника руху води між нагнітальною та видобувною свердловиною над усередненим показником як мінімум в півтора разу для вирівнювання фронту витіснення вуглеводнів у даній видобувній свердловині проводяться виключно ті методи інтенсифікації, що передбачають збільшення проникності продуктивних пластів. Це можуть бути різні методи кислотної дії або обробки з використанням поверхнево-активних речовин. Вибір конкретної технології дії залежить від геолого-промислових умов свердловини та мети обробки. Збільшення проникності привибійної зони у видобувній свердловині призводить до збільшення руху пластових флюїдів в напрямку даної свердловини.

При збільшенні різниці між показником руху пластових флюїдів між нагнітальною та видобувною свердловиною та усередненим показником в межах до 1,5 разу для вирівнювання

фронту витіснення вуглеводнів у видобувній свердловині проводяться виключно селективні методи дії на пласт, тобто здійснюється перерозподіл руху пластових флюїдів по різних прошарках шляхом блокування частково обводнених або повністю обводнених прошарків блокуючими рідинами та збільшенням проникності малопроникних зон шляхом нагнітання

кислотних розчинів або розчинів поверхнево-активних речовин. Завдяки таким заходам досягається покращення руху води в напрямку видобувних свердловин, що характеризуються пониженими фільтраційно-ємнісними показниками продуктивного пласта або неоднорідним по проникності колектором.

При відхиленні конкретних показників від усередненого показника, що перевищує 1,5 разу, розробка покладу шляхом нагнітання води недостатньо ефективною - тобто неоднорідною. В одних напрямках рух води є інтенсивним, а в інших - недостатнім. В цьому випадку необхідність у нагнітанні в нагнітальну свердловину потоковідхиляючих полімерних систем стає достатньо актуальною, при цьому покращення схеми розробки покладу також досягається шляхом дії на привибійну зону видобувних свердловин. При перевищенні показника руху пластових флюїдів між нагнітальною та видобувною свердловиною над усередненим показником як мінімум в півтора разу для вирівнювання фронту витіснення вуглеводнів проводиться нагнітання в'язких полімерних систем або у нагнітальну свердловину, або в видобувну свердловину, або одночасно і у нагнітальну, і в видобувну свердловину. Вибір конкретної технології залежить від геолого-промислових умов свердловини.

Приклад здійснення способу.

Для реалізації проекту вибираємо ділянку мінілітового покладу Долинського нафтового родовища. Вона являє собою одну нагнітальну свердловину № 11 та десять видобувних свердловин. В результаті нагнітання 10 м<sup>3</sup> водного розчину аміачної селітри в нагнітальну свердловину проби індикатора отримані у всіх десяти свердловинах, при цьому швидкість руху води в різних напрямках є різною (таблиця ).

Таблиця

Результати нагнітання індикатору в нагнітальну свердловину № 11

Номери реагуючих свердловин	Максимальна швидкість руху води, м/доб	Усереднений показник руху води, м/доб	Різниця, разів
1	3189	1835	+1,74
2	1871		+1,02
3	2206		+1,20
4	880		-2,09
5	104		-17,64
6	1142		-1,61
7	1906		+1,04
8	2636		+1,44
9	1214		-1,51
10	3197		+1,74

Отримані результати свідчать про те, що розробка покладу на даній ділянці відбувається неоднорідно - відбувається перевищення руху води в напрямку видобувних свердловин № 1 та № 10 порівняно з усередненим показником в 1,74 разу та значне відставання руху води в напрямку видобувної свердловини № 5 порівняно з усередненим показником в 17,64 разу і незначне відставання руху води в напрямку видобувної свердловини № 4, № 6 та № 9. Такі результати нагнітання індикатору свідчать про те, що для покращення розробки дослідженої ділянки необхідно проводити нагнітання в'язкої полімерної системи у нагнітальну свердловину та проводити методи інтенсифікації у видобувних свердловинах №№ 2-9.

Вибір технології дії на привибійну зону нагнітальних та видобувних свердловин залежить від геолого-промислових умов кожної конкретної свердловини. Виходячи з цього та досвіду використання методів інтенсифікації на Долинському нафтовому родовищі запропоновано використати наступні технології дії на пласт:

нагнітальна свердловина № 11 - нагнітання водного розчину Полікару в об'ємі 200 м<sup>3</sup>;  
 видобувна свердловина № 2 та № 7 - послідовне нагнітання 10 м<sup>3</sup> водного розчину Полікару та 11 м<sup>3</sup> глинокислотного розчину на основі суміші 10 % HCl та 2 % HF;  
 видобувна свердловина № 3 - послідовне нагнітання 10 м<sup>3</sup> водного розчину Полікару та 11 м<sup>3</sup> загущеного кислотного розчину на основі 10 % HCl;

видобувна свердловина № 8 - послідовне нагнітання 10 м<sup>3</sup> водного розчину Полікару та 18 м<sup>3</sup> міцелярного розчину на основі концентрату "КНС" або "Мирол";

видобувна свердловина № 6 та № 9 - нагнітання 11 м<sup>3</sup> загущеного глинокислотного розчину на основі суміші 10 % HCl та 1 % HF;

5 видобувна свердловина № 4 - нагнітання 16,5 м<sup>3</sup> глинокислотного розчину на основі суміші 10 % HCl та 2 % HF;

видобувна свердловина № 5 - через значне зниження руху води до даної свердловини пропонується двоетапна технологія дії на пласт. На першому етапі в пласт нагнітають 16,5 м<sup>3</sup> глинокислотного розчину на основі суміші 10 % HCl та 2 % HF. Після 5-6-місячної експлуатації даної свердловини проводять другий етап дії на віддалену зону шляхом послідовного нагнітання в пласт 18 м<sup>3</sup> розчину ПАР, 16,5-22 м<sup>3</sup> глинокислотного розчину на основі суміші 10 % HCl та 5 % HBF<sub>4</sub> та 60 м<sup>3</sup> розчину ПАР.

Після проведення підготовчих робіт розпочинають дію на продуктивний пласт на ділянці нагнітальної свердловини № 11. Її розпочинають з нагнітання водного розчину Полікару в об'ємі 200 м<sup>3</sup> в нагнітальну свердловину, після чого її запускають під нагнітання водою. Після цього приступають до проведення кислотних обробок у видобувних свердловинах № 5 (перший етап), № 4, № 6 та № 9. Після цього здійснюють селективні методи дії у видобувних свердловинах № 2, № 3, № 7, № 8. Завершують процес дії на ділянку покладу кислотною обробкою в свердловині № 5 (другий етап). В результаті проведених робіт додатковий видобуток нафти і газу збільшився і становить за календарний рік 17,7 тис. тонн нафти.

#### ФОРМУЛА КОРИСНОЇ МОДЕЛІ

1. Індикаторний спосіб вибору об'єктів для проведення методів інтенсифікації на родовищі чи його ділянці, що передбачає нагнітання в нагнітальні свердловини одного чи декількох індикаторів для трасування руху пластових флюїдів та визначення її швидкості фільтрації між конкретними нагнітальними та видобувними свердловинами, який **відрізняється** тим, що після визначення показників швидкості фільтрації між конкретними нагнітальними та видобувними свердловинами (конкретними об'єктами) визначають середній показник швидкості руху пластових флюїдів по родовищу чи її ділянці, за різницею між середнім показником швидкості руху пластових флюїдів по родовищу чи його ділянці (усереднений показник) та швидкістю фільтрації (показник руху) між конкретними об'єктами проводять вибір методу інтенсифікації видобутку нафти і газу на заданий об'єкт, наприклад, нагнітання в'язких полімерних систем, проведення селективних методів дії на пласт та методи збільшення проникності продуктивних пластів, або їх комбінації.

2. Індикаторний спосіб вибору об'єктів для проведення методів інтенсифікації на родовищі чи її ділянці за п. 1, який **відрізняється** тим, що при перевищенні показника руху пластових флюїдів між нагнітальною та видобувною свердловиною над усередненим показником як мінімум в півтора разу для вирівнювання фронту витіснення вуглеводнів проводять нагнітання в'язких полімерних систем або у нагнітальну свердловину, або в видобувну свердловину, або одночасно і у нагнітальну, і в видобувну свердловину.

3. Індикаторний спосіб вибору об'єктів для проведення методів інтенсифікації на родовищі чи її ділянці за п. 1, який **відрізняється** тим, що при незначній різниці між показником руху пластових флюїдів між нагнітальною та видобувною свердловиною та усередненим показником для вирівнювання фронту витіснення вуглеводнів у видобувній свердловині проводять виключно селективні методи дії на пласт.

4. Індикаторний спосіб вибору об'єктів для проведення методів інтенсифікації на родовищі чи її ділянці за п. 1, який **відрізняється** тим, що при зниженні показника руху пластових флюїдів між нагнітальною та видобувною свердловиною над усередненим показником як мінімум в півтора разу для вирівнювання фронту витіснення вуглеводнів у видобувній свердловині проводять виключно ті методи інтенсифікації, що передбачають збільшення проникності продуктивних пластів.

---

Комп'ютерна верстка Д. Шеверун

---

Державна служба інтелектуальної власності України, вул. Урицького, 45, м. Київ, МСП, 03680, Україна

---

ДП "Український інститут промислової власності", вул. Глазунова, 1, м. Київ – 42, 01601