



УКРАЇНА

(19) UA (11) 84784 (13) C2
(51) МПК (2006)
E21B 43/00
G06F 9/455

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(54) СПОСІБ ВИЗНАЧЕННЯ СИСТЕМИ РОЗРОБКИ ПОКЛАДУ ВУГЛЕВОДНІВ

1

2

(21) а200701829

(22) 21.02.2007

(24) 25.11.2008

(46) 25.11.2008, Бюл.№ 22, 2008 р.

(72) БАКУЛІН ЄВГЕН МИКОЛАЙОВИЧ, UA, ГРИШАНЕНКО ВОЛОДИМИР ПЕТРОВИЧ, UA, ГУНДА МИКОЛА ВАСИЛЬОВИЧ, UA, ЄГЕР ДМИТРО ОЛЕКСАНДРОВИЧ, UA, ЗАРУБІН ЮРІЙ ОЛЕКСАНДРОВИЧ, UA, КУЛЬ АДАМ ЙОСИПОВИЧ, UA, НОСКО НАТАЛЯ ПЕТРІВНА, UA, СМІХ ПЕТРО МИХАЙЛОВИЧ, UA

(73) ДОЧІРНЄ ПІДПРИЄМСТВО "НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ІНСТИТУТ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ" НАЦІОНАЛЬНОЇ АКЦІОНЕРНОЇ КОМПАНІЇ "НАФТОГАЗ УКРАЇНИ",
(56) EA 3418 B1, 7 G06F 9/455, E21B 43/22, 24.04.2003

EA 4217 B1, 7 G06F 17/10, 19/00, 26.02.2004 & US 6549879 B1, 7 G06F 17/10, G06F 19/00, 15.04.2003

RU 2259575 C1, 7 G01V 11/00, 27.08.2005

RU 2166630 C1, 7 E21B 49/00, 43/16, 10.05.2001

GB 2421077 A, 8 G01V 1/00, E21B 43/16, 14.06.2006

(57) 1. Спосіб визначення системи розробки покладу вуглеводнів, згідно з яким на поклад діють щонайменше через одну свердловину, пробурену у покладі, створюють модель покладу, прогнозуєть видобуток вуглеводнів із покладу з використанням створеної моделі, який відрізняється тим, що на поклад діють технічними засобами, які забезпечують одержання інформації про геолого-фізичні показники покладу і флюїдів, що його насичують, будують тривимірну геолого-технологічну модель покладу, кожна комірка якої характеризується значеннями геолого-фізичних показників покладу і флюїдів, розраховують кількість проектних свердловин $N_{пр}$ за формулою:

$$N_{пр} = \frac{Q_{нак} \cdot S \cdot \left(a_0 + a_1 \cdot \left(\frac{\mu_{ф}}{\mu_{в}} \right) \right)}{Q_{поч} \cdot K_{вит} \cdot h^2 \left(1 - a_2 \cdot \frac{Q_{нак}}{Q_{поч} \cdot K_{вит}} \right)} - N_{д},$$

де: $N_{пр}$ - кількість проектних свердловин;
 $Q_{нак}$ - накопичений видобуток нафти (газу), т(м³);

S - площа нафтогазоносності, м²;

a_0, a_1, a_2 - емпіричні коефіцієнти;

$\mu_{ф}$ - в'язкість флюїду, Па·с;

$\mu_{в}$ - в'язкість води, Па·с;

$Q_{поч}$ - початкові балансові запаси нафти (газу), т(м³);

$K_{вит}$ - коефіцієнт витіснення флюїду водою;

h - ефективна нафтогазонасичена товщина пласта, м;

$N_{д}$ - кількість діючих свердловин,

після чого з використанням геолого-технологічної моделі виконують попереднє розміщення проектних свердловин рівномірно по площі покладу і визначають площу зони дренажування, яка припадає на кожную свердловину, а потім геолого-фізичні показники розробки покладу нормують у кожній комірці тривимірної геолого-технологічної моделі покладу до безрозмірного інтервалу від 0 до 1, який відповідає мінімальному і максимальному значенню кожного геолого-фізичного показника в межах зони дренажування свердловини, визначають відстань d_{ij} кожної комірки від оптимальної гіпотетичної комірки з координатами [1,1,1,... 1] за залежністю:

$$d_{ij} = \sqrt{\sum_{k=1}^m (x_{ik} x_{jk})^2},$$

де: x_{ik} - значення k-го показника оптимальної комірки;

x_{jk} - значення k-го показника j-ї комірки, для якої визначають відстань від оптимальної комірки;

m - кількість геолого-фізичних показників розробки, які характеризують комірку,

а остаточне місце розміщення проектних свердловин вибирають серед комірок, які мають найменші значення відстані d_{ij} і знаходяться в межах зони дренажування свердловин, при цьому обмежуються мінімально допустимою відстанню l_{ij} між свердловинами, яку визначають за співвідношенням:

$$l_{ij} \geq 0,5 \dots 0,7 \cdot \sqrt{\frac{4S_i}{\pi}},$$

де: S_i - площа зони дренажування свердловини, м², і бурять проектні свердловини у покладі в тих місцях, які відповідають вибраним на геолого-технологічній моделі.

2. Спосіб за п. 1, який відрізняється тим, що як геолого-фізичні показники розробки покладу, які

(13) C2
(11) 84784
(19) UA

нормують у кожній комірці тривимірної геолого-технологічної моделі, використовують значення проникності, нафтонасиченості, водонасиченості,

пластового тиску, ефективної нафтогазонасиченої товщини.

Винахід відноситься до способів розробки покладів вуглеводнів з використанням геолого-технологічних моделей (ГТМ) і може бути застосована у нафтогазовидобувній промисловості під час розробки покладів нафти і газу, зокрема для визначення раціонального місця розміщення нафтових і газових свердловин.

Відомий спосіб моделювання пласта, насиченого вуглеводнями [Євразійський патент №3418, МПК⁷ G06F9/455, E21B43/22, 2003, № пріоритетної заявки US60/159, 035 12.10.1999], що включає дію на пласт щонайменше через одну свердловину, пробурену в ньому, створення моделі пласта, прогнозування на основі створеної моделі з використанням моделюючої програми динаміки видобутку вуглеводнів та зміни властивостей пласта і текучих середовищ, які його насичують.

Недоліком способу є те, що моделювання видобутку не враховує можливі варіанти реалізації системи розробки, а саме: кількість проектних свердловин та їх розташування у покладі, впровадження технологій інтенсифікації видобутку тощо.

Крім того, недоліком запропонованого способу є те, що вибір раціонального варіанту системи розробки покладу, на основі якого виконують прогноз видобутку вуглеводнів, залежить від кваліфікації виконавця моделювання та експерта з розробки і носить емпіричний характер, що може не забезпечити вибір раціонального варіанту для конкретних геолого-фізичних характерне і як покладу навіть при їх значній кількості.

В основу винаходу поставлена задача за рахунок впровадження досконалих систем розробки забезпечити найбільш повне вилучення вуглеводнів з надр. Це досягається шляхом введення додаткових технологічних операцій дії на поклад технічними засобами, які забезпечують одержання детальної інформації про геолого-фізичні показники покладу і флюїдів, що його насичують, розрахунку кількості проектних свердловин та визначенню їх місця розташування в залежності від основних геолого-фізичних показників покладу і флюїдів, що його насичують, та буріння проектних свердловин в оптимальних зонах пласта.

Створення ефективного способу розробки окремого покладу або родовища вуглеводнів з застосуванням автоматизованого пошуку оптимального варіанту ущільнення сітки свердловин при створенні постійно діючих геолого-технологічних моделей дозволить суттєво зменшити час на вибір раціонального варіанту системи розробки покладу.

Поставлена задача вирішується тим, що у способі розробки покладу вуглеводнів, згідно з яким на поклад діють щонайменше через одну свердловину, пробурену у покладі, створюють модель покладу, прогнозують видобуток вуглеводнів із покладу з використанням створеної моделі, згід-

но з корисною моделлю на поклад діють технічними засобами, які забезпечують одержання інформації про геолого-фізичні показники покладу і флюїдів, що його насичують, будують трьохвимірну геолого-технологічну модель покладу, кожна комірка якої характеризується значеннями геолого-фізичних показників покладу і флюїдів, розраховують кількість проектних свердловин $N_{пр}$ за формулою:

$$N_{пр} = \frac{Q_{нак} \cdot S \cdot \left(a_0 + a_1 \cdot \left(\frac{\mu_{ф}}{\mu_{в}} \right) \right)}{Q_{поч} \cdot K_{вит} \cdot h^2 \left(1 - a_2 \frac{Q_{нак}}{Q_{поч} \cdot K_{вит}} \right)} - N_d \quad (1)$$

де: $N_{пр}$ - кількість проектних свердловин;

$Q_{нак}$ - накопичений видобуток нафти (газу), $t(m^3)$;

S - площа нафтогазонасиченості, m^2 ;

a_0, a_1, a_2 - емпіричні коефіцієнти;

$\mu_{ф}$ - в'язкість флюїду, $Pa \cdot s$;

$\mu_{в}$ - в'язкість води, $Pa \cdot s$;

$Q_{поч}$ - початкові балансові запаси нафти (газу), $t(m^3)$;

$K_{вит}$ - коефіцієнт витіснення флюїду водою;

h - ефективна нафтогазонасичена товщина пласта, m ;

N_d - кількість діючих свердловин.

після чого з використанням геолого-технологічної моделі виконують попереднє розміщення проектних свердловин рівномірно по площі покладу і визначають площу зони дренажування, яка припадає на кожну свердловину, а потім геолого-фізичні показники розробки покладу нормують у кожній комірці трьохвимірної геолого-технологічної моделі покладу до безрозмірного інтервалу від 0 до 1, який відповідає мінімальному і максимальному значенню кожного геолого-фізичного показника в межах зони дренажування свердловини, визначають відстань d_4 кожної комірки від оптимальної гіпотетичної комірки з координатами $[1,1,1,...,1]$ за залежністю:

$$d_{ij} = \sqrt{\sum_{k=1}^m (x_{ik} x_{jk})^2} \quad (2)$$

де: x_{ik} - значення k -го показника оптимальної комірки;

x_{jk} - значення k -го показника j -ї комірки, для якої визначають

відстань від оптимальної комірки;

m - кількість геолого-фізичних показників розробки, які характеризують комірку,

а остаточне місце розміщення проектних свердловин вибирають серед комірок, які мають найменші значення відстані d_{ij} і знаходяться в межах зони дренажування свердловин, при цьому врахову-

ють мінімально допустиму відстань між свердловинами l_{ij} , яку визначають за співвідношенням:

$$l_{ij} \geq 0,5 \dots 0,7 \cdot \sqrt{\frac{4S_i}{\pi}} \quad (3)$$

де: S_i - площа зони дренування свердловини, m^2 .

і бурять проектні свердловини у покладі в тих місцях, які відповідають вибраним на геолого-технологічній моделі.

Геолого-фізичні показники розробки покладу, які нормують у кожній комірці трьохвимірної геолого-технологічної моделі покладу до безрозмірного інтервалу від 0 до 1, визначають із загального числа геолого-фізичних показників розробки покладу і флюїдів, що його насичують, при цьому вибирають такі показники, які найбільше впливають на роботу свердловин, наприклад, значення проникності, нафтонасиченості, водонасиченості, пластового тиску, ефективної нафтогазонасиченої товщини тощо.

Аналітична залежність (1), за якою визначають загальну кількість проектних свердловин, отримана в результаті досліджень з урахуванням вітчизняного і світового досвіду ефективної розробки родовищ нафти і газу.

Визначення системи розробки покладу вуглеводнів з використанням цієї залежності дозволяє з використанням геолого-технологічної моделі попередньо розмістити визначену кількість проектних свердловин рівномірно по площі покладу з урахуванням зон дренування свердловин, а остаточне розташування проектних свердловин виконати на основі розподілів найбільш оптимальних (максимальних або мінімальних) значень основних геолого-фізичних показників (проникність, нафтонасиченість, водонасиченість, пластовий тиск тощо), що впливають на прогностичні показники роботи свердловин (початковий дебіт, тривалість безводної експлуатації, накопичений видобуток продукції тощо).

Побудову трьохвимірної геологічної моделі покладу здійснюють з використанням спеціального програмного забезпечення для створення ГТМ, наприклад програмних комплексів компанії CMG, Roxar, Landmark тощо. Підготовку даних для побудови геолого-технологічної моделі здійснюють з використанням відомих у галузі методик [Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений // ОАО "ВНИИО-ЭНГ" - Москва - 2003] та технічних засобів.

Кожна комірка трьохвимірної моделі покладу характеризується відповідними значеннями геолого-фізичних показників (проникність, нафтонасиченість, водонасиченість, пластовий тиск), тобто кожна комірка представляє собою точку в n -мірному просторі, де n -кількість геолого-фізичних показників. Якщо всі координати (значення геолого-фізичних показників) нормувати до інтервалу від 0 до 1, що відповідає розподілу показників від найгіршого значення до найкращого, то точка з координатами $\{1,1,1,\dots,1\}$ завжди відповідатиме гіпотетичному об'єкту, який має найкращі з можливих значень по всіх параметрах. Відстань від цієї

точки до інших точок, що характеризують положення комірок трьохвимірної моделі покладу, відповідає віддаленню комірок від найкращого значення.

Спосіб, що заявляється, реалізують наступним чином.

За допомогою відомих технічних засобів діють на поклад через свердловину або свердловини, пробурені в ньому, одержують якомога детальнішу інформацію про геолого-фізичні показники покладу і флюїдів, що його насичують.

На основі геолого-фізичних даних про поклад і свердловини, розміщені в ньому, створюють детальну трьохвимірну геолого-технологічну модель і проводять адаптацію створеної моделі за історією розробки покладу шляхом уточнення основних геолого-фізичних показників. Розраховують кількість проектних свердловин за формулою (1).

Оптимальне розташування проектних свердловин визначають наступним чином. З використанням ГТМ попередньо розміщують проектні свердловини рівномірно по площі покладу і визначають площі зон дренування свердловин. Значення основних геолого-фізичних показників покладу (проникності, нафтонасиченості, водонасиченості, пластового тиску, ефективної нафтогазонасиченої товщини) в кожній комірці трьохвимірної фільтраційної моделі покладу нормують до безрозмірного інтервалу від 0 до 1, який відповідає мінімальному і максимальному значенню кожного показника в межах зони дренування свердловин, і за формулою (2) визначають відстань кожної комірки від оптимальної гіпотетичної комірки з координатами $\{1,1,1,\dots,1\}$, яка характеризується максимальними значеннями всіх геолого-фізичних показників в межах зони дренування.

Серед одержаних результатів вибирають спочатку всі комірки, які знаходяться найближче до оптимальної комірки, а потім залишають комірки, які задовольняють співвідношенню (3).

Бурять проектні свердловини у покладі в тих місцях, які відповідають вибраним на геолого-технологічній моделі.

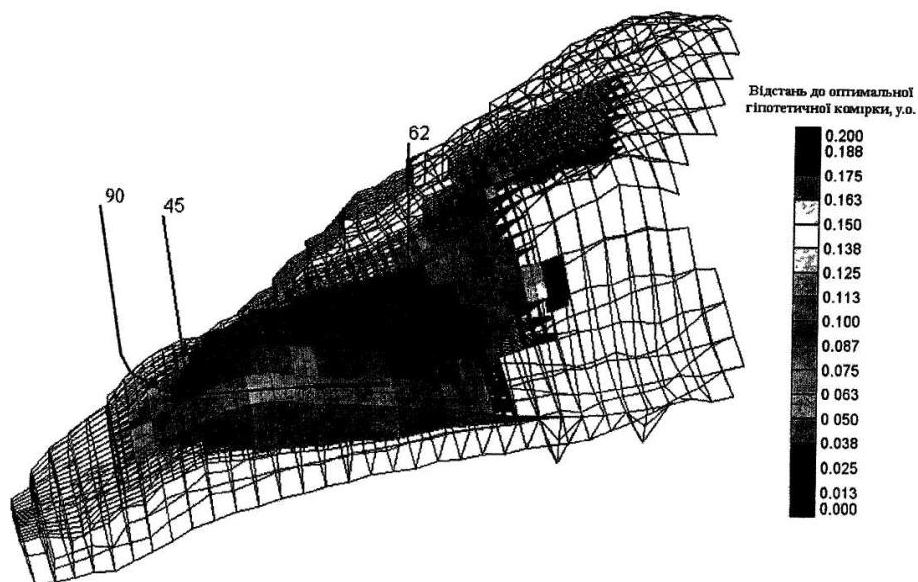
Запропонований спосіб розробки покладу вуглеводнів було випробувано під час розробки покладу горизонту C-76 Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища. Згідно проведеного розрахунку за формулою (1) було визначено, що необхідно запроектувати одну додаткову свердловину. Проектну свердловину було розміщено з використанням ГТМ цього покладу рівномірно по площі з урахуванням площі зон дренування двох існуючих видобувних свердловин. В якості показників, які найбільше впливають на прогностичні показники роботи свердловин, було використано значення проникності, нафтонасиченості, пластового тиску та ефективної нафтонасиченої товщини.

В результаті було отримано трьохвимірний розподіл відстаней від оптимальної гіпотетичної комірки з найкращими значеннями основних геолого-фізичних показників (див. фіг. 1), який дозволив визначити місце розташування проектної свердловини. За результатами досліджень під час буріння пілотного стовбуру було підтверджено точність геолого-технологічної моделі, а також

виявлено перспективні нафтонасичені пропластки.

Таким чином, запропонований спосіб розробки покладу вуглеводнів з використанням геолого-технологічної моделі покладу дає можливість ви-

значити необхідну кількість проектних свердловин та їх оптимальне розміщення у пласті, що забезпечить максимальне охоплення пластів розробкою та підвищення нафтогазовилучення.



Фіг. 1