



УКРАЇНА

(19) UA (11) 43593 (13) U

(51) МПК

E21B 43/18 (2009.01)

E21B 43/32 (2009.01)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ПАТЕНТУ
НА КОРИСНУ МОДЕЛЬвидається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ РОЗРОБКИ НАФТОВОГО ПОКЛАДУ

1

2

(21) u200902382

(22) 17.03.2009

(24) 25.08.2009

(46) 25.08.2009, Бюл.№ 16, 2009 р.

(72) МИХАЙЛЮК ВАСИЛЬ ДМИТРОВИЧ, КОНДРАТ РОМАН МИХАЙЛОВИЧ, МОРОЗ ЛЕСЯ БОГДАНІВНА

(73) ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

(57) 1. Спосіб розробки нафтового покладу, що передбачає послідовне нагнітання в пласт через нагнітальні(у) свердловини(у) води, загусника і витискного агента та відбір пластової продукції з видобувних свердловин, який **відрізняється** тим, що промиті водою зони пласта визначають за аналізом розробки покладу або нагнітанням індикаторних рідин, у нагнітальні(у) свердловини(у) нагнітають загусник, при цьому видобувні свердловини, що дренують промиті водою зони, експлуатують на форсованому режимі відбору пластової продукції, а з інших видобувних свердловин припиняють відбір пластової продукції, потім у нагнітальні(у)

свердловини(у) нагнітають витискний агент, причому видобуток пластової продукції із свердловин, що дренували промиті водою зони, припиняють або зменшують у 2-3 рази, видобуток пластової продукції з непрацюючих свердловин максимально збільшують, як витискний агент використовують або воду, або розчин поверхнево-активних речовин (ПАР) загальною концентрацією від 0,03 до 5,0%, або розчин полімеру концентрацією 0,02-0,05%, або суміш розчину ПАР загальною концентрацією від 0,03 до 5,0% і полімеру концентрацією 0,02-0,05%, що нагнітаються у вигляді облямівки величиною від 40 до 60% від об'єму нафтонасичених пор пласта, який знаходиться під впливом нагнітальної свердловини, причому її потім проштовхують у пласті водою.

2. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що у витискному агенті використовують як полімер - біополімери або поліакриламід, а як поверхнево-активну речовину - неіоногенні ПАР або їх суміші з аніонними ПАР.

Корисна модель відноситься до нафтовидобувної промисловості, зокрема до способів розробки нафтових покладів заводненням.

Відомий спосіб розробки нафтового покладу [1], у якому перед нагнітанням витискного агента у пласт попередньо нагнітають облямівку загусника.

Недоліком відомого способу є те, що нагнітання загусника здійснюється у всі пропластки, в тому числі і не промиті водою, які мають меншу приймальність, а внаслідок нагнітання загусника їх приймальність значно зменшується.

Найбільш близьким за суттю до способу, що заявляється є спосіб вирівнювання профілю приймальності [2], який полягає у нагнітанні у свердловину полімера, що утворює гель, який заповнює високопроникні пропластки.

Недоліком способу є те, що утворені гелі, які тверднуть у пласті, добре проникають не тільки у високопроникні ділянки і тріщини пласта, але й у

низькопроникні, що призводить до повного або часткового закупорювання пласта.

В основу корисної моделі поставлено завдання забезпечити першочергову ізоляцію високопроникних обводнених зон пласта від нагнітальної свердловини до видобувних застосуванням загусника і певної послідовності його нагнітання, тобто більш повного вилучення залишкових запасів нафти із обводнених нафтових покладів на пізній стадії їх розробки за рахунок перерозподілу потоків фільтрації і залучення у розробку залишкових запасів недренованих ділянок.

Суть корисної моделі полягає в тому, що у способі розробки нафтового покладу, що передбачає послідовне нагнітання в пласт через нагнітальні свердловини води, загусника і витискного агента та відбір пластової продукції з видобувних свердловин, промиті водою зони пласта визначають за аналізом розробки покладу, або нагнітанням індикаторних рідин, у нагнітальні свердловини

(13) U

(11) 43593

(19) UA

нагнітають загусник, при цьому видобувні свердловини, що дрениують промиті водою зони, експлуатують на форсованому режимі відбору пластової продукції, а з інших видобувних свердловин припиняють відбір пластової продукції, потім нагнітають витискний агент у нагнітальну свердловину, причому видобуток пластової продукції припиняють або зменшують його у 2-3 рази із свердловин, що дрениували промиті водою зони, видобуток пластової продукції з непрацюючих свердловин максимально збільшують, як витискний агент використовують або воду, або розчин поверхнево-активних речовин загальною концентрацією від 0,03 до 5,0% та величиною облямівки від 40 до 60% від об'єму нафтонасичених пор пласта, який знаходиться під впливом нагнітальної свердловини, причому розчин поверхнево-активних речовин проштовхують у пласті водою, як загусник використовують карбоксилцелюлозу, або біополімери, або поліакриламід, або поліакриламід з додаванням зшивача або поверхнево-активних речовин, або їх суміші.

Спосіб розробки нафтового покладу реалізується наступним чином. Для покладу, який складається як мінімум з однієї нагнітальної і двох видобувних свердловин, попередньо досліджують

взаємозв'язок свердловин і неоднорідність пласта за аналізом розробки покладу, або нагнітанням індикаторних рідин у нагнітальні свердловини. Таким чином визначають промиті водою зони пласта. У нагнітальну свердловину нагнітають загусник, при цьому видобувні свердловини, що дрениують промиті водою зони, експлуатують на форсованому режимі відбору пластової продукції, а з інших видобувних свердловин припиняють відбір пластової продукції. Після зменшення приймальності в нагнітальній свердловині, видобуток пластової продукції з свердловин, що дрениували промиті водою зони, припиняють або зменшують у 2-3 рази, а в нагнітальну свердловину нагнітають витискний агент, причому видобуток пластової продукції з недренованих видобувних свердловин максимально збільшують.

Ефективність запропонованого способу встановлена постановкою серії експериментів на фізичній моделі пласта з пропластковою неоднорідністю за проникністю. В ролі витискного агента застосовували або воду, або розчин поверхнево-активних речовин (ПАР), який нагнітали у вигляді облямівки, яку проштовхували водою. Результати досліджень наведено в Таблиці 1.

Таблиця 1

Результати досліджень нафтовилучення запропонованим способом

	Коефіцієнт нафтовилучення, частка			
	для пропластків тришарової моделі пласта з проникністю, 10^{-3}мкм^2			для всієї моделі пласта
	6,84	11,4	25,0	
Витиснення нафти водою				
Коефіцієнт нафтовилучення на момент прориву води з найбільш проникного пропластка, частка	0,117	0,240	0,490	0,288
Кінцевий коефіцієнт нафтовилучення (на момент повного обводнення трьох моделей пропластків)	0,338	0,40	0,510	0,420
Витиснення нафти за способом, що заявляється (нагнітання полімеру в найбільш проникний пропласток ($25,0 \cdot 10^{-3}\text{мкм}^2$) після його обводнення і подальше нагнітання води)				
Коефіцієнт нафтовилучення на момент прориву води з найбільш проникного пропластка, частка	0,112	0,236	0,478	0,280
Кінцевий коефіцієнт нафтовилучення (на момент повного обводнення трьох моделей пропластків)	0,375	0,506	0,543	0,479
Витиснення нафти за способом, що заявляється (нагнітання полімеру в найбільш проникний пропласток ($25,0 \cdot 10^{-3}\text{мкм}^2$) після його обводнення і нагнітання 50% облямівки 0,05% розчину ПАР та подальше проштовхування її водою)				
Коефіцієнт нафтовилучення на момент прориву води з найбільш проникного пропластка, частка	0,117	0,225	0,474	0,298
Кінцевий коефіцієнт нафтовилучення (на момент повного обводнення трьох моделей пропластків)	0,450	0,600	0,526	0,532

Як видно з наведеного, спосіб, що заявляється, дозволяє значно збільшувати кінцевий коефіцієнт нафтовилучення саме з менш проникних пропластків, що призводить до збільшення кінцевого нафтовилучення в цілому для неоднорідної моделі пласта. Кінцевий коефіцієнт нафтовилучення водою складає 0,42, за способом, що заявляється без використання розчинів ПАР - 0,479, а з застосуванням розчинів ПАР - 0,532.

Одночасно проведено дослідження величини облямівки і концентрації ПАР у витискному агенті.

На Фіг.1 зображено графічну залежність коефіцієнта нафтовилучення від величини облямівки розчину ПАР, на Фіг.2 - залежність коефіцієнта нафтовилучення від концентрації ПАР у витискному агенті.

З Фіг.1 видно, що оптимальною величиною облямівки є 0,4-0,6 (від 40 до 60%) від об'єму нафтонасичених пор пласта, оскільки подальше збі-

льшення величини об'ємівки не збільшує коефіцієнта нафтовилучення, а при об'ємі меншій 0,4 він значно менший. З Фіг.2, на якій зображена залежність коефіцієнта нафтовилучення від концентрації ПАР в витискному агенті, видно, що різке збільшення нафтовилучення спостерігається за вмісту ПАР в витискному агенті, більшому від 0,03%, а при його вмісті, більшому 5,0% коефіцієнт нафтовилучення практично не зростає.

Приклади реалізації способу.

Приклад 1. Нафтове родовище експлуатується на пізній стадії розробки. За аналізом розробки покладу визначили промітні водою зони пласта. На покладі вибрали свердловину з найбільшим обводненням (в нашому випадку понад 99%), яку перевели під нагнітальну. Обмежили ділянку з п'яти свердловин, які знаходяться найближче навколо вибраної свердловини. Середня продуктивність свердловин для рідини складала 13т/д. Загальна продуктивність усіх шести свердловин для нафти складала 7т/д. Середня обводненість двох видобувних свердловин, які є між собою сусідніми складала 97,1%, а інших трьох видобувних свердловин від 80 до 90% (середнє значення для трьох свердловин 84,3%). У вибрану нагнітальну свердловину нагнітали загусник - 0,05% розчин поліакриламід (ПАА), при цьому відбір продукції з двох видобувних свердловин з найбільшим обводненням продукції здійснювали на форсованому режимі (відбір рідини збільшили у 5 разів), а з інших трьох видобувних свердловин продукцію відбирали періодично. Середня сумарна продуктивність для рідини по трьох видобувних свердловинах складала 20т/д, обводнення -84,3% на початку процесу та 15,7т/д., обводнення 79,3% в кінці періодичного відбору рідини.

Сумарна продуктивність двох видобувних свердловин, що переведені на форсований режим відбору рідини, збільшилась з 26,0т/д при обводненні 97,1% до 122,2т/д при обводненні 95,3%.

Приймальність нагнітальної свердловини для води складала 150,0м³ у добу, яка на кінець нагнітання полімерного розчину складала 57м³/д (середня Приймальність 103,5м³/д). Після нагнітання розчину ПАА (який здійснювали впродовж 3 місяців) відбір рідини з найбільш обводнених свердловин зменшили у 4 рази (свердловини перевели на періодичну експлуатацію в залежності від зміни в них динамічного рівня), а з трьох інших свердловин видобуток продукції збільшили. Після цього в нагнітальну свердловину нагнітали воду для видобутку нафти.

Впродовж першого місяця видобуток з трьох видобувних свердловин, в яких раніше був обмежений відбір рідини, збільшився з 15,7т/д. З обводненням 79,3% до 39т/д обводненням 65,3% і є стабільним впродовж трьох місяців.

За увесь період реалізації способу (7 місяців) загальний видобуток склав 2033,7т при прогнозованому 1470т, тобто додатково видобуто 563,7т. нафти, що збільшує коефіцієнт нафтовилучення на 3,8%.

Приклад 2. На нафтовому родовищі, після аналізу результатів нагнітання індикаторних рідин,

вибрали свердловину з найбільшим обводненням (в нашому випадку понад 99,6%), яку перевели під нагнітальну, і обмежили ділянку з чотирьох свердловин, які знаходяться найближче навколо вибраної свердловини. Середня продуктивність свердловин для рідини складала 12т/д. Загальна продуктивність всіх п'яти свердловин для нафти складала 5,64т/д. Обводненість однієї свердловини складала 99,2%, а інших трьох видобувних свердловин від 80 до 90% (середнє значення для трьох свердловин 87,1%). У вибрану нагнітальну свердловину нагнітали загусник - 0,1% розчин біополімеру, при цьому відбір із свердловини з найбільшим обводненням продукції здійснювали на форсованому режимі (відбір рідини збільшили у 4 рази), а з інших трьох видобувних свердловин відбір рідини виконували періодично (зменшили у 3 рази). Середня сумарна продуктивність для рідини цих трьох свердловин складала 27т/д, обводненням 88,1% (на початку процесу) та 13,1т/д, обводненням 81,2% (в кінці періодичного відбору рідини).

Сумарна продуктивність свердловини, що переведена на форсований режим відбору рідини, збільшилась з 12,0т/д. при обводненні 99,2% до 55,3т/д. при обводненні 98,1%.

Приймальність нагнітальної свердловини для води складала 140,0м³/д, а на кінець нагнітання розчину біополімеру складала 50м³/д (середня приймальність 95м³/д). Після нагнітання розчину біополімеру (яке виконували впродовж 3,5 місяців) відбір рідини з найбільш обводненої свердловини максимально обмежили (свердловину періодично експлуатували залежно від зміни в ній динамічного рівня), а з трьох інших видобувних свердловин видобуток продукції відновили. Після цього в нагнітальну свердловину нагнітали 0,05% розчин поверхнево-активних речовин в об'ємі 50% від об'єму нафтонасичених пор ділянки дренажування, який до завершення способу проштовхували водою.

Впродовж першого місяця видобуток з трьох свердловин, в яких раніше був обмежений відбір рідини, збільшився з 13,1т/д, обводненням 71,2% до 46,1т/д. з обводненням 65,9% і є стабільним впродовж п'яти місяців.

За увесь період реалізації способу (9,5 місяців) загальний видобуток склав 2812,8т. при прогнозованому 1607,4т., тобто додатково видобуто 1373,9т., що збільшує коефіцієнт нафтовилучення на 5,7%.

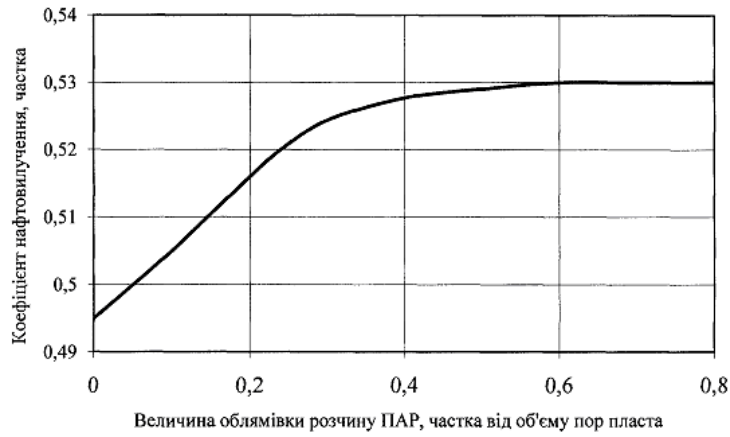
Технологічний результат від реалізації способу досягається за рахунок більш повного вилучення залишкових запасів із обводнених нафтових покладів на пізній стадії їх розробки за рахунок перерозподілу потоків фільтрації і залучення у розробку залишкових запасів недренованих ділянок.

Перелік посилань:

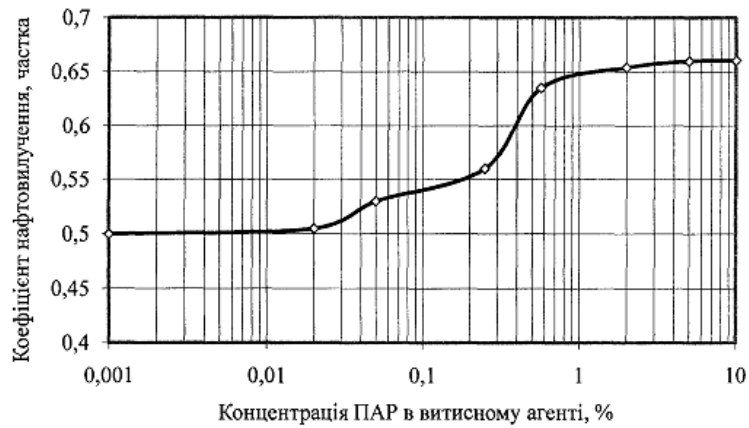
1. А.с. 1559121 [СССР]. Способ разработки месторождения /Авт.изобрет. М.Л. Сургучев, В.Г.Оганджянц, А.Т. Горбунов, С.А.Жданов, А.Б. Баишев, М.А. Дмитриев, Д.П. Забродин и Б.А. Кармазин - Заявл. 14.10.87(4316457/23-03); опубл. 23.04.90р., №15.

2. А.с. 1663182, [СССР]. Способ изоляции притока воды в скважину /Авт.изобрет. Ф.Я.Канзафаров, С.Г.Канзафарова и А.А.Мамаев-

Заявл.30.03.89 (4669265/03); опубл. 15.07.91р., №26.



Фиг. 1



Фиг. 2