

Винахід відноситься до нафтовидобувної промисловості, а саме до способів розробки нафтового родовища з багатьма експлуатаційними об'єктами шляхом закачки агентів витіснення (води, газу, газоводяної суміші, водних розчинів поверхнево-активних речовин, тощо) пониженої порівняно з пластовою температурою.

Відомий спосіб розробки нафтового родовища з багатьма експлуатаційними об'єктами [1] шляхом закачки води, який передбачає включення на початковій стадії розробки в єдиний експлуатаційний об'єкт всіх продуктивних пластів з різними колекторськими властивостями з наступним об'єднанням низькопроникних пластів в окремий експлуатаційний об'єкт після обводнення високопроникних пластів.

Розробка багатопластового нафтового родовища цим способом при закачці води з температурою меншою від початкової пластової температури внаслідок випереджувального руху основних об'ємів холодної води по найбільш проникних пластах I, як результат, охолодження нафти в низькопроникних пластах призводить до виникнення в них зон малорухомої нафти з неньютонівськими властивостями та до зменшення нафтовіддачі, оскільки при охолодженні зменшується рухомість нафти, а нафта, яка гранично насичена парафіном, набуває неньютонівських властивостей.

Відомий також спосіб розробки нафтового родовища з багатьма експлуатаційними об'єктами [2] шляхом закачки агентів витіснення, зокрема води, при зміщених серіях свердловин одного експлуатаційного об'єкту відносно свердловин другого об'єкту, коли відповідно ряди нагнітальних свердловин і ряди видобувних свердловин сусідніх об'єктів територіально розміщуються так, щоби відповідно зони високого тиску (нагнітання води) і зони низького тиску (відбору рідини) сусідніх об'єктів співпадали в плані.

Використання цього способу ефективно тільки при закачці води з температурою не нижчою початкової пластової температури. При закачці холодної води з температурою меншою початкової пластової температури виникають зони малорухомої нафти з неньютонівськими властивостями в одному із сусідніх експлуатаційних об'єктів внаслідок випереджувального руху води по високопроникних пластах і неспівпадання швидкостей переміщення температурного фронту по експлуатаційних об'єктах.

В основу запропонованого винаходу поставлено завдання створити такий спосіб розробки нафтового родовища з декількома експлуатаційними об'єктами шляхом закачки агентів витіснення з температурою меншою початкової пластової температури при зміщених серіях свердловин одного експлуатаційного об'єкту відносно свердловин іншого об'єкту, в якому за рахунок більш раціонального використання термогідродинамічних процесів, що мають місце в експлуатаційних об'єктах при закачці в них агентів витіснення з пониженою температурою, можна досягнути максимального нафтовилучення із низькопроникних неоднорідних пластів, виключивши можливість виникнення в них зон малорухомої нафти з неньютонівськими властивостями.

Поставлена мета досягається тим, що закачка агентів витіснення з пониженою температурою в нижчезалягаючий об'єкт здійснюється при випереджувальному переміщенні температурного фронту верхнього експлуатаційного об'єкту щодо фронту нижнього об'єкту.

Багаторічні спостереження за зміною температури по площі і розрізу на нафтових родовищах, котрі розробляються з підтриманням пластового тиску закачкою холодної води, дозволили встановити, що зниження пластової температури проходить не тільки у привибійній зоні нагнітальних свердловин, але й на значній відстані від них (до 500 м). При цьому встановлено, що товщина охолодженої зони для родовищ Татарстану та Самарської області може досягати 140 м, значно перевищуючи товщину перфорованої частини розрізу [3]. Для родовищ Передкарпатського прогину встановлено, що зона охолодження може перевищувати товщину перфорованого експлуатаційного об'єкту в 2,5 рази [4].

Одночасно з цим промисловими дослідженнями доказано, що по мірі руху холодної води по пласту товщина зони охолодження поступово зменшується і поблизу температурного фронту не перевищує товщини заводнюваного пласта, хоч тут температура порівняно з початковою пластовою температурою понижується на величину до 24°C. Зумовлено це тим, що по мірі руху води вздовж пласта відбувається її підігрівання за рахунок передачі тепла із глибинних горизонтів Землі. Однак величини теплових потоків настільки незначні, що вони не забезпечують підігрівання закачуваної води до початкової температури на невеликій відстані від свердловини.

Термометричними дослідженнями свердловин також доказано, що охолодження нафтонасичених пластів має місце в основному вище зон поглинання агентів витіснення. При цьому охолодженню можуть піддаватись не тільки пласти, котрі знаходяться в розробці, але й пласти, які не розробляються, в тому числі обводнені пласти сусіднього нафтогазового покладу. В названих випадках позаколонних перетоків не встановлено, а при припиненні закачки води в нагнітальні свердловини проходять поступове відновлення пластової температури напроти пластів, які не приймали закачуваної холодної води.

Побудовою карт Ізотерм по окремих експлуатаційних об'єктах встановлено, що значні зони охолодження в початковий період формуються навколо нагнітальних свердловин, а відтак зони охолодження поступово розширюються і досягають привибійних зон перших рядів експлуатаційних свердловин, а по окремих найбільш проникних пластах - склепінної частини покладу.

Таким чином, наведені вище дані промислових досліджень дають можливість достовірно встановити, що нагнітання холодної води в нижчезалягаючий експлуатаційний об'єкт приводить до охолодження пластів у вищезалягаючому об'єкті. При цьому доказано, що чим більші об'єми води закачано в нижній об'єкт, тим нижчою стає температура пластів у вищезалягаючому об'єкті. Нижчезалягаючі пласти за фронтом переміщення закачуваної води в розроблюваному об'єкті не піддаються охолодженню і в них зберігаються початкові термобаричні умови.

З другої сторони, закачка холодної води в нижній об'єкт розробки дуже впливає на зміну термобаричних умов верхнього експлуатаційного об'єкту і на фільтрацію нафти, що особливо відчутно при вилученні парафіністих нафт. Вивчення витіснення нафти на моделях пласта [5] показали, що на нафтових родовищах поступово знижується проникність по мірі зниження температури від 70 до 30°C, а при температурі 26°C масово випадають асфальтено-смолопарафіністи речовини і повністю припиняється фільтрація флюїдів у пласті. Аналогічне явище встановлено на родовищах Самарської області [6]. При зниженні тут пластової

температури на 25-75% від початкової величини в'язкість нафти збільшувалась на 30-40% і із неї випадав парафін.

Дослідження ускладнюючих чинників розробки нафтових родовищ Пермської області показало, що найменше порушення термодинамічної рівноваги в покладі [7] призводить до випадання парафіну у виді твердої фази, зниження дебітів нафти в часі та до значного збільшення обводнення.

Все вищенаведене вказує, що закачуючи холодну воду для підтримання пластового тиску в нижній об'єкт розробки створюються умови для випадання парафіну і припинення фільтрації нафти у верхньому об'єкті обробки. Вилучити цю нафту із застосуванні заводнення практично неможливо. Поряд із цим наявність між експлуатаційними об'єктами непроникної перемички не виключає можливості виникнення перетоків рідини із одного об'єкту в інший на локальних ділянках, де перемичка відсутня [2] за рахунок створення високих перепадів тиску між об'єктами. Реальні умови для перетоків рідини із нижнього об'єкту в верхній створюються на ділянках розміщення рядів нагнітальних свердловин нижнього об'єкту, а із верхнього в нижній на ділянках розміщення нагнітальних свердловин верхнього об'єкту.

Регулювання розробки нафтових родовищ вимагає постійного контролю за об'ємами закачки води в ту або іншу частину експлуатаційного об'єкту. При цьому на окремих ділянках об'єми закачки води можуть збільшуватись аж до повного її припинення. Промисловими дослідженнями встановлено, що повне припинення або значне обмеження закачки води в поклад порушує усталений термодинамічний стан, в результаті чого змінюється температура, а надалі ще й інші параметри обкладу. Відновлення пластової температури до початкової величини призводить в першу чергу до росту пластового тиску. В результаті на окремих ділянках можуть створюватись високі пластові тиски, котрі викликають термогідродинамічні розриви пластів і передчасне обводнення видобувних-свердловин, які знаходяться на значних відстанях від джерела заводнення.

Самочинні термогідродинамічні розриви пластів можуть мати місце не тільки в межах одного експлуатаційного об'єкту. Створення високих і аномально високих пластових тисків призводить до розриву непроникних порід глинистих покришок і встановлення гідродинамічного взаємозв'язку між сусідніми видобувними свердловинами." Вивчення екрануючих властивостей сарматських глин Передкарпаття показало, що глинисті породи можуть затримувати газ при перепадах тиску в діапазоні 5-13 МПа [8]. Ці величини прийнято за верхню границю тисків, перевищення яких призводить до розгертизації покришки. Встановлено також, що у випадку природної мікротріщинуватості, зумовленої різними геолого-фізичними факторами, прорив газу може наступити при перепаді тисків в діапазоні 1,8-3,0 МПа [9]. Цю величину прийнято як нижню границю безпечного тиску, який повністю виключає перетоки газу через перемичку.

Таким чином, результати промислових із лабораторних досліджень переконують, що випереджувальне заводнення нижнього експлуатаційного об'єкту відносно верхнього об'єкту призводить до суттєвих

ускладнень в розробці нафтового родовища і не дозволяє досягнути оптимального нафтовилучення із продуктивних пластів. Усунути всі ці недоліки можна застосуванням запропонованого способу розробки нафтового родовища із декількома експлуатаційними об'єктами.

Суттєвими відмінностями запропонованого способу порівняно з відомими способами є:

1. Теоретично обґрунтована і практично доказана необхідність здійснення випереджувальної закачки агентів витіснення у верхній експлуатаційний об'єкт розробки з метою досягнення максимального нафтовилучення із нижнього експлуатаційного об'єкту.

2. Закачка агенту витіснення в нижній експлуатаційний об'єкт здійснюється при випередженні температурного фронту верхнього об'єкту над температурним фронтом нижнього об'єкту.

Виконання сформованих умов дозволяє підвищити нафтовіддачу пластів за рахунок недопущення утворень зон малорухомої нафти з набутими ньютонівськими властивостями в низькопроникних пластах і передчасного обводнення продуктивних пластів із-за міжпластових перетоків агенту витіснення між експлуатаційними об'єктами.

Технологія способу.

Багатопластове нафтове родовище пов'язане з антиклінальною складкою і виражене неоднорідними по проникності колекторами. Згідно з геолого-фізичними умовами залягання продуктивних пластів, колекторських властивостей порід, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, термобаричних умов покладів та розповсюдження глинистих лорід-покришок по площі нафтогазоносності на родовищі виділено д%а експлуатаційні об'єкти.

Об'єкти розроблено сіткою видобувних і нагнітальних свердловин, в котрих розкрито всі продуктивні пласти незалежно від їх колекторських властивостей. Кількість видобувних і нагнітальних свердловин в рядах, відстань між рядами і свердловинами визначаються проектним документом розробки родовища. Відбір нафти здійснюється із видобувних свердловин, а закачка агенту витіснення, зокрема води, для підтримання пластового тиску - через нагнітальні свердловини. Для закачки використовуються води із відкритих водоймищ, температура якої залежно від пори року змінюється від 4 до 25°C.

Нагнітальні свердловини по кожному експлуатаційному об'єкту розміщені з таким

розрахунком, щоби закачка води в один експлуатаційний об'єкт не призвела до зниження пластової температури в іншому експлуатаційному об'єкті. З цією метою визначаються можливі об'єми закачки води по кожному об'єкту, які окрім забезпечення компенсації відбору флюїдів в пластових умовах, не допускали б передчасного зниження температури в сусідньому експлуатаційному об'єкті, інакше кажучи, температурний фронт закачуваної води верхнього експлуатаційного об'єкту повинен випереджати температурний фронт нижнього експлуатаційного об'єкту.

В процесі розробки експлуатаційних об'єктів ведеться постійний контроль за вироблення продуктивних пластів по площі і розрізу, за зміною термобаричних умов покладу і ростом обводнення видобутої продукції із свердловин. Для недопущення передчасного прориву води до видобувних свердловин по найбільш проникних пластах і можливого охолодження низькопроникних пластів проводиться регулювання вироблення запасів нафти із застосуванням відомих методів (циклічна закачка води, зміна напрямів руху фільтраційних потоків

рідини в пласті, обмеження або повне припинення закачки води в окремі свердловини, періодична експлуатація високообводнених видобувних та нагнітальних свердловин).

Експлуатація видобувних і нагнітальних свердловин проводиться постійно або періодично до досягнення граничного обводнення видобутої продукції, обумовленої проектом розробки (92-95%). При досягненні граничного обводнення видобувні свердловини виключаються із експлуатації і можуть використовуватись при можливості для розробки сусідніх об'єктів експлуатації.

В процесі експлуатації свердловин постійно проводяться гідродинамічні та термометричні дослідження за станом вироблення запасів нафти по окремих пластах та утворенням зон малорухомої нафти з набутими неньютонівськими властивостями в низькопроникних пластах. При зупинці свердловин проводиться постійний контроль за зміною пластового тиску і температури. За даними досліджень будують карти гідропровідності, Ізотерм, Ізобар, обводнення та ін., на основі яких встановлюють характер вироблення пластів по площі та розрізу і визначають можливі або існуючі ускладнення при здійсненні процесу розробки. При необхідності розробляються технологічні заходи для зміни існуючого стану вироблення продуктивних пластів та проведення методів інтенсифікації розробки покладів.

Приклад реалізації способу

На багатопластовому нафтовому родовищі з низькопроникними неоднорідними колекторами виділено два експлуатаційні об'єкти, котрі характеризуються різними геолого-фізичними показниками. Основні параметри першого експлуатаційного об'єкту такі: пористість - 10%, проникність - 0,02 мкм², ефективна товщина - 36 м, загальна товщина - 75 м, нафтонасиченість - 65%, густина нафти в поверхневих умовах - 820 кг/м³, в'язкість нафти в пластових умовах - 0,96 мПа.с. Початковий пластовий тиск складає 20,5 МПа, а газоміст 117 м³/т. Початкова пластова температура дорівнювала 57°C, а температура насичення нафти парафіном 36°C. Середня глибина експлуатаційного об'єкту 2450 м.

Основні параметри другого нижчезаліганого експлуатаційного об'єкту наступні: пористість - 14%, проникність - 0,04 мкм², ефективна товщина 45 м, загальна товщина - 82 м, нафтонасиченість - 76%, густина нафти в поверхневих умовах - 842 кг/м³, в'язкість нафти в пластових умовах - 1,4 мПа.с. Початковий пластовий тиск дорівнював 28 МПа, а газоміст - 195 м³/т. Початкова пластова температура складала 65°C, а температура насичення нафти парафіном 42°C. Середня глибина залягання покладу 2650 м.

Між експлуатаційними об'єктами існує глиниста покривка товщиною від 18 до 40 м, складаючи в середньому по площі нафтогазоносності 28 м.

Різні геолого-фізичні характеристики покладів та наявність товстої глинистої покривки між ними вимагали різного підходу до вибору систем їх розробки. Низькі колекторські властивості пластів, невисокі густина та в'язкість пластової нафти, понижений пластовий тиск та висока температура насичення нафти парафіном підтвердили необхідність застосування на першому верхньому експлуатаційному об'єкті п'яти-точкової зворотної системи розробки.

На нижньому експлуатаційному об'єкті найбільш ефективною виявилась система розміщення видобувних і нагнітальних свердловин рядами, при цьому запроектовано два ряди нагнітальних і три ряди видобувних свердловин. Перший нагнітальний ряд розташовується в приконтурній частині експлуатаційного об'єкту, а другий - у склепінній нафтоносній частині. Між першим та другим рядами нагнітальних свердловин розміщуються три ряди видобувних свердловин. На початковому етапі розробки об'єкту свердловини склепінного нагнітального ряду використовуються в якості видобувних свердловин до моменту зниження пластового тиску в покладі до величини 0,7-0,8 від тиску насичення нафти газом. Після цього вони переводяться під закачку води.

На верхній об'єкт пробурено 24 видобувних і 15 нагнітальних свердловин. Свердловини розміщені рядами. Відстань між рядами і свердловинами в рядах складає 600 м. В центрі між видобувними свердловинами пробурено нагнітальні свердловини. В продуктивному розрізі виділено 8 пластів, із котрих 3 пласти характеризуються високою проникністю, а 5 - низькою проникністю. Проникність високопроникних пластів в 2,5 рази перевищує проникність низькопроникних пластів. Перших два високопроникних пласти знаходяться в верхній частині покладу, а один - в нижній частині покладу. Всі видобувні свердловини експлуатуються глибинними штанговими насосами і їх середньодобовий дебіт складає 12 тонн. Закачка води в нагнітальні свердловини здійснюється із кушової насосної станції. Середня приймальність нагнітальних свердловин 120 м³/л при тиску нагнітання 16 МПа.

На нижній експлуатаційній об'єкт пробурено 27 видобувних і 16 нагнітальних свердловин. Відстань між рядами і свердловинами в рядах складає 450 м, а між нагнітальними свердловинами в ряду 600 м. В продуктивному розрізі виділено 10 пластів, із котрих 6 пластів характеризується високою проникністю і 4 - низькою проникністю. Проникність високопроникних пластів більш ніж у 2 рази перевищує проникність низькопроникних пластів. Всі високопроникні пласти рівномірно розташовані в межах продуктивного розрізу. Видобувні свердловини експлуатуються фонтанним способом і їх середньодобовий дебіт складає 28 тонн. Закачка води в нагнітальні свердловини здійснюється із кушової насосної станції. Середня приймальність нагнітальних свердловин 200 м³/добу при тиску нагнітання 16 МПа.

Контури нафтогазоносності по першому і другому експлуатаційних об'єктах в плані не співпадають і відстань між ними дорівнює 150 м. Нагнітальний ряд верхнього експлуатаційного об'єкту розміщується безпосередньо на контурі нафтоносності, а розміщення інших видобувних і нагнітальних свердловин першого і другого об'єктів розробки здійснюється в залежності від швидкості руху температурного фронту нижнього об'єкту розробки. Пропонується наступна послідовність проведення робіт по розташуванню свердловин на виділені об'єкти розробки:

1. Визначають можливі зони охолодження і величину швидкості переміщення температурного фронту після прокачки води по першому і другому експлуатаційних об'єктах в залежності від величин приймальності нагнітальних свердловин.

2. Визначають можливі строки вводу під нагнітання свердловин другого об'єкту розробки з таким розрахунком, щоби температурний фронт закачуваної води по ньому відставав від температурного фронту

першого експлуатаційного об'єкту.

3. Визначають порядок розбурювання експлуатаційних об'єктів видобувними та нагнітальними свердловинами.

4. Розраховують технологічні показники розробки експлуатаційних об'єктів.

4. Розбурюють експлуатаційні об'єкти окремими сітками свердловин.

6. Проводять розробку експлуатаційних об'єктів згідно із складеними проектними документами.

7. Ведуть постійний контроль за обсягами закачки води, інтервалами П поглинання, дебітами нафти, газовими факторами, обводненням, зміною пластових тисків і температур по всьому фонду свердловин.

8. Періодично один раз у півріччя по кожному об'єкту будують карти гідропровідності, ізоберм, ізобар та обводнення. Визначають по них напрямки руху агентів витіснення та якість вироблення продуктивних пластів.

Переваги запропонованого способу порівняно з відомими наступні:

1. Підвищується нафтовіддача низькопроникних пластів за рахунок відсутності виникнення в них охолоджених зон малорухомої нафти з набутими неньютонівськими властивостями.

2. Не допускається можливості виникнення міжпластових перетоків між об'єктами з різними гідродинамічними характеристиками.

3. Більш достовірно встановлюється час початку закачки води з пониженою температурою в нижній експлуатаційний об'єкт.

Впровадження способу можливе на багатопластовому родовищі з низькопроникними неоднорідними пластами, яке характеризується як наявністю різних гідродинамічних умов в окремих пластах, так і наявністю товстих глинистих порід-покришок, які виключають можливість виникання міжпластових перетоків агентів витіснення в процесі розробки.