

НАФТОГАЗОВА СПРАВА

Розробка нафтових та газових родовищ

УДК 622.276

МОДЕЛЮВАННЯ ПАРТЕПЛОВОЇ ОБРОБКИ ПЛАСТІВ НА РОДОВИЩАХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ

Л. Р. Смоловик

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (3423; 2) 72-71-31; e-mail: math@nung.edu.ua*

У статті представлений аналіз результатів моделювання паротеплової обробки пластів на родовищах високов'язких нафт. Розглянуто різні умови залягання нафтового покладу і різні варіанти розміщення свердловин. Досліджено вплив температури і витрати води для нагнітання та розподіл тиску в робочому резервуарі.

Ключові слова: паротеплова обробка, високов'язкі нафти, схема розміщення свердловин.

Відомі способи розробки покладів важких високов'язких нафт відрізняються технологічними і економічними характеристиками. Застосування тієї чи іншої технології розробки обумовлюється геологічною будовою та умовами залягання пластів, фізико-хімічними властивостями пластового флюїду, станом і запасами вуглеводневої сировини, кліматичними та географічними умовами тощо. Умовно їх можна розділити на три групи: кар'єрний і шахтний способи розробки; так звані «холодні» способи видобування; теплові методи видобування.

Теплова дія безпосередньо на пласт може здійснюватися шляхом проведення внутрішньопластового горіння, нагнітання в пласт нагрітої води, пари та інших теплоносіїв і за рахунок комбінованої дії теплом і хімічними реагентами.

Згідно з експериментальними даними, з ростом температури проходять істотні зміни наступних параметрів:

1) зменшується в'язкість нафти, причому із збільшенням початкової в'язкості нафти в пластових умовах темп її зниження з ростом температури зростає;

2) зменшується густина нафти за рахунок її термічного розширення;

3) збільшується хімічна активність нафти, що призводить до зменшення величини поверхневого натягу на границі розділу фаз і зниження залишкової нафтонасиченості;

4) проходить деяке зниження в'язкості і густини води;

5) зростає гідрофільність породи і зменшується насиченість пористого середовища зв'язаною водою.

Наведені зміни приводять до різкого зростання рухливості нафти в пористому середовищі, збільшується коефіцієнт витіснення та охоплення пластів витісненням і як результат – досягнення більш високих коефіцієнтів нафтовилучення.

Найбільш легко здійснимо і широко застосовуване нагнітання в пласт нагрітої води. Вода є найдоступнішою речовиною і має властивість переносити найбільшу кількість тепла у порівнянні з іншими речовинами.

Згідно з результатами лабораторних досліджень з метою підвищення ефективності теплової дії на пласт доцільно нагнітати в пласт не гарячу воду, а більш ефективні теплоносії, які здатні підвищити температуру в пласті вище температури випаровування води в пластових умовах. До таких теплоносіїв відноситься водяна пара.

При малій товщині нафтового пласта на кордоні з оточуючими породами завжди буде висока температура, відносна поверхня теплообміну (по відношенню до обсягу пласта) також буде дуже велика, внаслідок чого при великих відстанях між свердловинами застосування пари, як правило, неефективно. Тому для оптимальної технології і систем витіснення нафти парою характерно те, що сприяє скороченню втрат теплоти і досягненню більш повного і рівномірного прогріву всього обсягу покладів.

З цією метою для даного методу вибирають нафтові пласти з достатньо великою товщиною (15 м і більше), розкривають їх в нагнітальних свердловинах в середній частині, системи розміщення свердловин приймають майданні з щільністю сітки від 1-2 до 4-8 га/вкв, забезпечують максимально високий темп нагнітання пари, чергують нагнітання пари і води, після достатнього прогріву пластів переходять на їх заводнення та ін.

До недоліків методу витіснення нафти парою слід насамперед віднести необхідність застосування високоякісної чистої води для парогенераторів, щоб отримати пар з насиченістю 80% і теплоємністю

5000 кДж/кг. У воді, що живить парогенератор, повинно міститися менше 0,005 мг/л твердих зважених частинок і повністю повинні бути відсутніми органічні речовини (нафта, солі), розчинений газ (особливо кисень), а також катіони магнію і кальцію (нульова жорсткість).

При великих глибинах свердловин (1000 метрів і більш) втрати теплоти в нагнітальних свердловинах можуть досягати 35-45% і більше від поданої на гирло свердловини, що знижує економічну ефективність процесу.

До теплових методів відносяться застосування вибієвих (електричних, вогневих) і по стовбурних (наприклад, геофізичного кабеля) нагрівників, безперервна чи періодична подача на вибіє свердловини, чи введення на певній глибині в насосно-компресорні труби різних теплоносіїв (пари, нагрітх води, вуглеводневого конденсату і газу) та їх поєднання.

Для вибору місць теплової дії на свердловину, тобто місць локалізації електричних нагрівачів, необхідно вирішити задачу конвективного теплообміну нафти, що протікає в трубі, з навколишнім середовищем, тобто обсадною трубою, в якій може знаходитись якийсь наповнювач, і ґрунтом навколо свердловини.

Процес паротеплової обробки привибійної зони свердловини залежить від періодичності нагнітання пари через НКТ в видобувні свердловини для розігріву привибійної зони пласта і тенденції зниження в'язкості нафти, тобто підвищення продуктивності свердловин. Цикл (нагнітання пари, витримка, видобуток) повторюється кілька разів протягом стадії розробки родовища. Такий метод називається циклічним.

Згідно з промисловими дослідженнями, ефект від паро теплових обробок при вибієній зони пласта тим більший, чим більша швидкість нагнітання теплоносія у свердловину, що пояснюється зменшенням втрат у стовбурі свердловини.

Основні переваги – високий дебіт після обробки, менші втрати тепла по стовбуру свердловини в покрівлю й підшву пласта, температура обсадної колони при нагнітанні пари нижча, ніж при інших варіантах.

Недоліки – падіння дебіту при наступних циклах, неповне вилучення нафти з пласта, обмеженість зони прогріву пласта.

Окрім пари, для теплової обробки при вибієній зони пласта використовують нагріті вуглеводневі розчинники (легка нафта, вуглеводневий конденсат, реагент КОРД, абсорбент, піроконденсат).

Іншими методами теплової обробки при вибієній зони пласта є використання термохімічних реакцій, що проходять при нагнітанні у привибійну зону двох взаємодіючих між собою реагентів. Промислові дані свідчать про високу ефективність застосування цього методу для збільшення поточних дебітів нафти і нафтовилучення з пластів.

В сучасних умовах широко застосовується гідродинамічне моделювання для прогнозування потоку рідини в пористому середовищі. Моделювання пласта є найкращим для вивчення і розуміння геологічної будови і формування необхідної інформації про комерційний видобуток вуглеводнів і застосовується на шельфі або на суші, на звичайних або навіть нетрадиційних областях. Симулятор ECLIPSE пропонує в нафтогазовидобувній галузі найбільш повний і широкий набір чисельних рішень для швидкого і точного прогнозування динамічної поведінки для всіх видів родовищ та схем розробки.

Теплові методи інтенсифікації застосовуються при розробці родовищ важких, надважких нафт, бітуму і родовищ, що характеризуються високою в'язкістю нафти при зниженні температури. ECLIPSE може імітувати широкий спектр процесів теплових методів, включаючи наступні:

- нагнітання пари, циклічне нагнітання пари, або паровий дренаж;
- нагнітання гарячої води і газу;
- свердловинні нагрівачі;
- внутрішньопластове горіння.

Для теплового моделювання підбирається швидкий і ефективний симулятор пласта, який дає достатню точність для використання в дослідженнях гідродинамічного моделювання, таких як ранжирування, оптимізації та адаптації моделі.

Розроблена модель пропонує проводити теплову обробку шляхом нагнітання пари. Вода має найвищу теплоємність. Пара може нести дуже велику кількість тепла на одиницю маси. Профіль високого тиску і температури може значно впливати на відносні проникності для нафти, води і газу.

Пара нагнітається в свердловини під тиском 200 бар при температурі до 200°C, обсягом 300 см³/добу. Нагнітальну свердловину і видобувні свердловини розміщують в середині резервуара в одному блоці сітки.

Базовий варіант і початкові вхідні дані для роботи засновані на даних для родовищ, що містять високов'язку нафту. Крім того, проведено дослідження параметрів за допомогою чисельного моделювання. Попередній період для нагнітання пари 5 років.

При моделюванні базового варіанту розподіл температури показує, як пара поширюється в резервуарі. Нагнітальна свердловина розміщується в центрі резервуара через сферичне розширення пари, і, таким чином, розміщення гарантує, що пара, яка нагнітається, охоплює весь резервуар.

Період нагнітання супроводжується експлуатацією видобувних свердловин. Після цього спостерігається зниження дебіту нафти, так як пара продовжує поширюватися в сторони. Це може бути пов'язано з площею підвищеної температури, яка є на певній відстані від свердло-

вини. Таким чином, нафті потрібно більше часу, щоб досягти експлуатаційної свердловини, що призводить до зниження дебіту. Падіння видобутку спостерігається до кінця моделювання.

Розглянуто різні умови залягання нафтового покладу і різні варіанти розміщення свердловин. В базовому випадку використано п'яти-точкову систему розташування свердловин. Для аналізу ефективності нагнітання пари використовують декілька варіантів розміщення свердловин. У кожному із запропонованих варіантів нагнітальна свердловина залишається в центрі родовища. Змінюється відповідно відстань між нагнітальною і експлуатаційними свердловинами.

В першому варіанті, який розглядається в роботі, відстань між свердловинами є мінімальною. Відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 88,376 м (5 блоків). В наступних випадках відстань між свердловинами була збільшена до 176,78 м – варіант 2 і потім до 265,165 м – варіант 3.

Із збільшенням числа пробурених свердловин відповідно збільшується площа пласта, залученого в розробку. За допомогою цього розміщення свердловин можна підвищити ефективність процесу нагнітання пари і збільшити видобуток нафти. Використовуючи змодельований пласт, послідовно додаємо нові блоки свердловин. Таким чином розміщуємо видобувні і нагнітальні свердловини рівномірно по всій площі родовища.

Варіанти розміщення свердловин на родовищі показані на рис. 1.

Використання симулятора Eclipse і створеної моделі нафтового пласта дає можливість дослідити вплив розміщення свердловин на ефективність проведення паротеплової обробки.

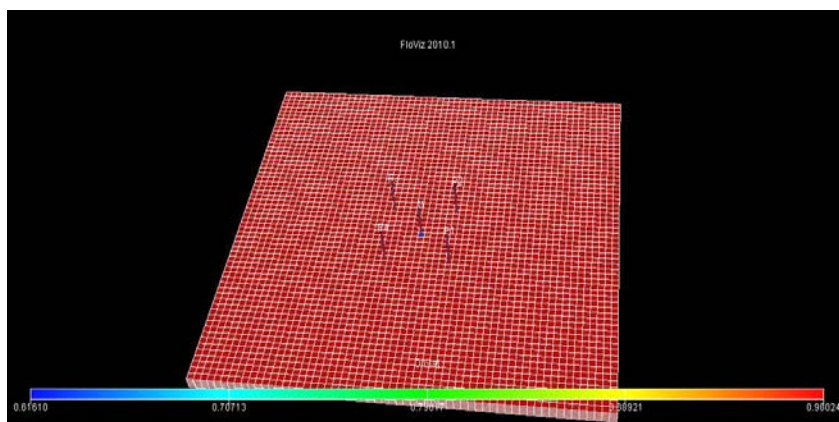
Аналіз результатів проведених досліджень показує, що найбільш позитивні тенденції у видобутку спостерігаються, коли продуктивні свердловини розміщені на найменшій відстань від нагнітальних. При цьому досягається найвища температура пари при мінімальних втратах.

Але в той же час участь у розробці бере невелика частина пласта. В зв'язку з цим, більшість запасів нафти залишається в порах. Тому остаточна ефективність від нагнітання пари для кожного з розглянутих випадків практично ідентична.

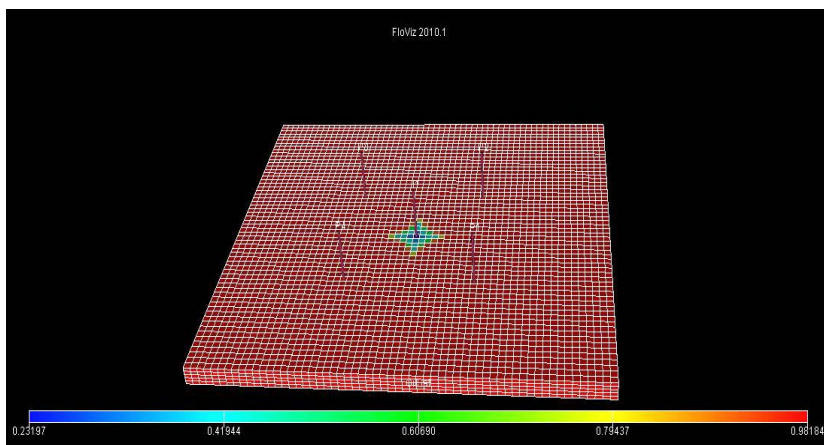
Далі, пропоную розглянути блочну систему розміщення свердловин. Як згадувалося вище видобувні і нагнітальні свердловини будуть додані поступово. Ці кроки необхідні, щоб порівняти ефективність системи, коли вона використовується для закачування пари.

Але використання цієї системи вимагає значних інвестицій. Так, моя мета полягає у визначенні моменту, на який буріння нових видобувних та нагнітальних свердловин буде економічно вигідно для цього родовища.

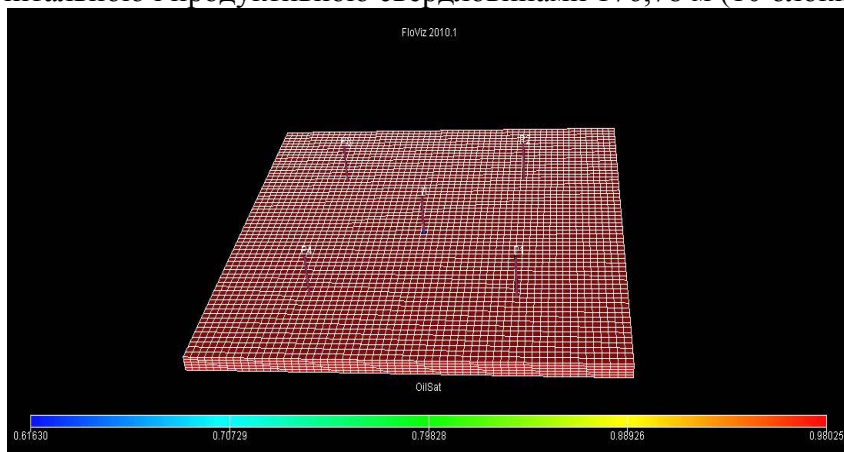
На кожному етапі аналізуються параметри, які дозволять визначити ефективність методу інтенсифікації і можливість його реалізації в промислових умовах.



а) Варіант 1 – схема розміщення свердловин з відстанню між нагнітальною і продуктивною свердловинами 88,376 м (5 блоків)



б) Варіант 2 – схема розміщення свердловин з відстанню між нагнітальною і продуктивною свердловинами 176,78 м (10 блоків)



с) Варіант 3 – схема розміщення свердловин з відстанню між нагнітальною і продуктивною свердловинами 265.165 м (15 блоків)

Рис. 1. Схеми розміщення свердловин

Зокрема досліджується зміна дебіту свердловин. У якийсь момент збільшення кількості свердловин дебіт нафти починає зменшуватися. Це означає, що збільшення кількості свердловин є ефективним до певного моменту. Тоді перестає бути прибутковим як зі сторони енергетичної такі економічної.

Ще один показник, який розглядався у роботі – це витрата води. Він збільшується відповідно до збільшення кількості нагнітальних свердловин. Витрата води є найбільшою для схеми розміщення свердловин з чотирма нагнітальними і 10 експлуатаційними свердловинами (рис. 2).

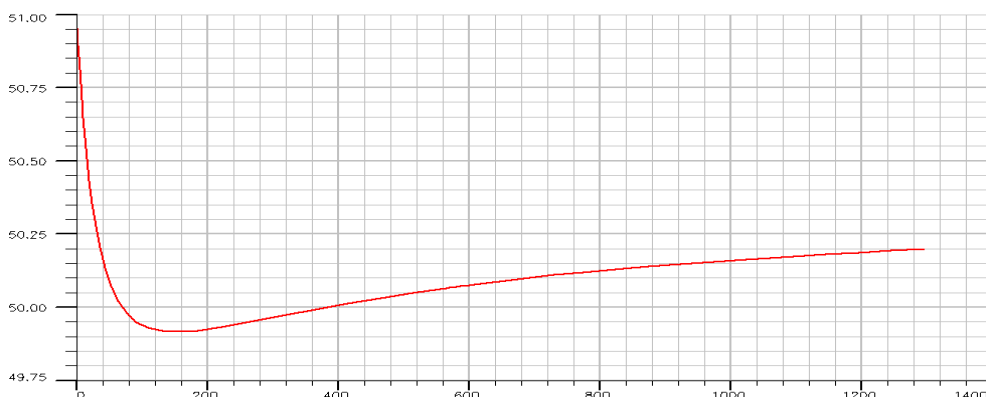


Рис. 2. Витрата води для схеми з чотирма нагнітальними і 10 експлуатаційними свердловинами

Один з основних питань у ході технологічного процесу проектування є визначення розподілу тиску в резервуарі. Збільшення кількості свердловин або відстані між ними викликає зміни тиску і його розподілу в резервуарі. На рис. 3 зображено розподіл тиску в пласті для для варіанту 4 видобувні і 10 нагнітальних свердловин.

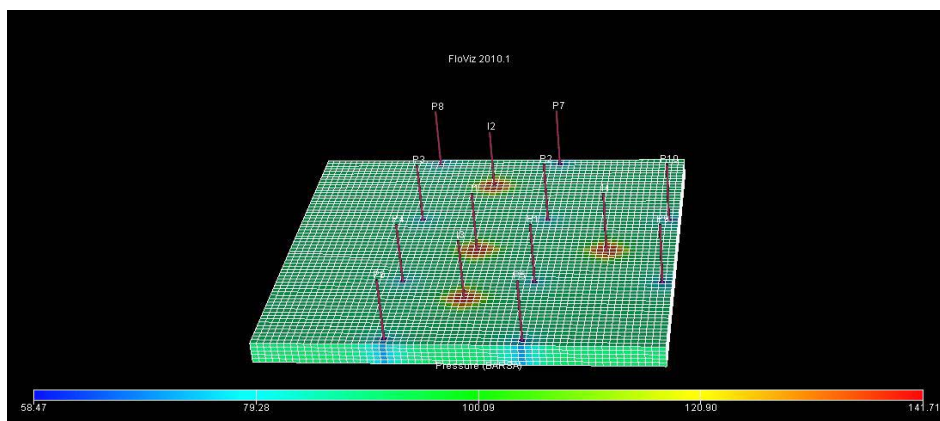


Рис. 3. Розподіл тиску в пласті

Таким чином, вивчення умов і розташування свердловин дозволяє побачити, що для паротеплової обробки важлива схема розміщення видобувних і нагнітальних свердловин. У роботі розглядається варіант, коли нагнітальна свердловина в центр і 4 експлуатаційних свердловин розташовані так, щоб утворити систему з п'яти точок. Потім змінюємо тільки відстань між нагнітальною свердловиною і видобувними. Аналіз цих дій підтвердив, що вибір оптимальної відстані істотно впливає на безліч чинників.

Наступним кроком було завдання залучити всю площу родовища в розробку. Для цього потрібно було розмістити на змодельованій області більше число свердловин. Для вирішення цього завдання ми використовували систему розміщення свердловин в блоках. У роботі поспідовно введені нові, не охоплені інтенсифікацією частини родовища.

З наведеного вище аналізу випливає, що збільшення кількості свердловин не завжди дає позитивний результат. Це залежить від умов родовища. Оскільки в деяких випадках розташування свердловин по всій площі резервуара не може дати бажаний ефект і бути економічно вигідним.

Література

1. Кудинов В.І. Удосконалення теплових методів розробки родовищ високов'язких нафт/В.І.Кудинов.- М.: Нафта та газ. – 1996. – 285 з.
2. Байбаков М.К. Теплові методи розробки нафтових родовищ / М.К. Байбаков, Г.Р. Гарушев. – М.: Надра, 1988. – 343с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 22.06.2018 р.

Рекомендовано до друку д.т.н., професором Кондратом Р.М., д.т.н., професором Зарубіним Ю.О. (м. Київ)

IMITATION OF THE STEAM TREATMENT OF RESERVOIRS ON THE HIGH-VISCOSITY OIL FIELDS

L. R. Smolovyk

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivsk, Carpathians str., 15;
ph. +380 (342) 72-71-31; e-mail: math@nung.edu.ua*

The article presents analysis of the outcomes obtained from the imitation of the steam treatment of reservoirs on the high-viscosity oil fields. The article considers different conditions of oil occurrence and different options of wells layout. It also also investigates the temperature effect and water flow rate for discharge pumping and pressure distribution in the working tank.

Key words: *steam treatment, high-viscosity oil, layout of wells.*