

УДК 622.276

ТЕРМІЧНІ МЕТОДИ ДІЇ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА**Л. Р. Смоловик**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (3422) 72-71-31; e-mail: math@iung.edu.ua*

У статті представлений аналіз результатів дослідження прогріву привибійної зони пласта шляхом нагнітання рідинного теплоносія (води, вуглеводневого конденсату) і застосування вибійних електронагрівників з метою підвищення температури нафти. Встановлено оптимальний час нагнітання та об'єм закачаного теплоносія, а також період прогріву та потужність вибійного нагрівника.

Ключові слова: *в'язкість нафти, привибійна зона, теплоносії, вибійний нагрівник.*

Запаси важких високов'язких нафт є найважливішою складовою сировинної бази нафтової галузі України. Важковидобувні джерела вуглеводнів відіграють важливу роль у поліпшенні паливно-енергетичного балансу. За оцінками їх запаси сягають від 790 млрд. т. до 1 трлн. т., що у 5-6 разів більше залишкових видобувних запасів нафти малої і середньої в'язкості, що складають приблизно 162 млрд. тонн. За даними «Національної програми “Нафта і Газ України” до 2010 року» геологічні ресурси важких нафт у Східному регіоні України оцінюються біля 76,885 млн.т, у Західному – 13,772 млн.т, у Південному – 3,781 млн.т, разом – 94,438 млн.т.

Залучення в розробку ресурсів важких високов'язких нафт в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини, як в Україні так і в інших країнах світу, має першочергове народногосподарське значення. Для його успішного вирішення потрібно виконати комплекс досліджень для створення нових технологій розробки родовищ та експлуатації свердловин, які забезпечили б досягнення високих коефіцієнтів нафтовилучення.

Основними факторами, які призводять до ускладнень при експлуатації свердловин є висока в'язкість нафти і значний вміст в ній асфальтеносмолопарафінових речовин.

В цих умовах ефективними напрямками інтенсифікації видобутку важких високов'язких нафт є застосування теплових, фізико-хімічних, термохімічних методів. Вони включають використання тепла, розріджувачів нафти, органічних розчинників, хімічних речовин і застосування комбінованої дії на нафту теплом і хімічними реагентами. Основною перевагою теплових методів є одночасне

накладання ефектів гідродинамічного і термодинамічного впливу. Тепло в нафтопластовому середовищі впливає на всі його компоненти (тверді, рідкі, газоподібні) і радикально змінює зв'язки та фільтраційні умови, що виражається в зменшенні в'язкості нафти, збільшенні її рухливості, послабленні структурно-механічних властивостей, зниженні товщини продуктивних шарів, поліпшенні умов для капілярного просочення, перехід компонентів нафти в газоподібний стан, поліпшенні і, як наслідок, збільшенні коефіцієнта витіснення і кінцевої нафтовіддачі.

Термічні методи можуть застосовуватися в найбільш складних фізико-геологічних умовах і дозволяють видобувати нафту в'язкістю до 10000 мПа, збільшуючи при цьому кінцеву нафтовіддачу в кілька разів (з 6-20% до 30-50%), що неможливо досягнути ніякими іншими методами.

До термічних методів впливу відносяться: паротепловий вплив, внутрішньопластове горіння, термозаводнення, пароциклічні обробки привибійних зон свердловин і поєднання їх з іншими фізико-хімічними методами (комбіновані методи впливу). Залежно від температурної обстановки в пласті відбувається крекінг, високо- і низькотемпературне окислення, дистиляція, випаровування і інші процеси, що сприяють прояву в єдиному циклі всіх відомих механізмів вилучення нафти з пористого середовища.

Результати теоретичних і лабораторних досліджень, а також промислових робіт показують, що до високоефективних методів впливу на поклад в цілому відноситься закачування у пласти різних теплоносіїв (нагрітої води, пари, водопарової суміші та інших), введення у пласти окислювачів (повітря, деяких хімічних сполук та інших) з метою здійснення внутрішньопластових окислювальних процесів, закачування перед фронтом витиснювального агента облямівки розчинника, а також організація термошахтового видобування нафти.

Вплив на привибійну зону свердловин може проводитися шляхом періодичного (циклічного) закачування в неї пари та нагрітої рідини (води, легкої нафти, вуглеводневого конденсату), періодичного промивання привибійної зони холодними чи нагрітими розчинниками нафти, прогрівання різними нагрівниками (електричними, вогневими) чи теплом, яке виділяється в процесі штучно створених хімічних реакцій при закачуванні у нафтові пласти реагентів, що взаємодіють між собою, застосування конверсійних вибухових речовин (рідких, порошкоподібних, суспензійних та ін.), ракетних і торпедних палив та їх компонентів для гідродинамічного і теплового впливу на продуктивні пласти, впливу на нафтові пласти акустичним і високочастотним електромагнітним полем за допомогою спеціальних випромінювачів.

Вплив на стовбур свердловини може здійснюватися за допомогою встановлених в нижній частині насосно-компресорних труб нагрівників (вогневих чи електричних – на основі малогабаритного блоку ТЕН)

електрообігрівання лінійними нагрівниками (геофізичним кабелем, ТЕНами чи іншими нагрівниками, вмонтованими в муфтове з'єднання насосно-компресорних труб), обігрівання за допомогою періодичного закачування в затрубний простір нагрітих води, вуглеводневої рідини, пари, газоподібних агентів, газорідинних сумішей, організації постійної циркуляції в стовбурі свердловини теплоносіїв, введення в потік пластової продукції розчинників нафти, газу високого тиску, ПАР – понижувачів в'язкості нафти та інгібіторів парафіновідкладення.

Застосування теплових методів і розчинників нафти для впливу на привибійну зону свердловин здійснюється з метою очищення пористого середовища від твердих вуглеводнів, підключення в роботу окремих нафто насичених пропластків, які через високу в'язкість нафти і можливість наявності початкового градієнту тиску не працюють, і зменшення в'язкості нафти. Застосування теплових методів і розрахунків нафти дозволять зменшити втрати тиску при русі нафти в привибійній зоні, розширити працюючий нафтонасичений інтервал і відповідно збільшити дебіти свердловин. За розробленими математичними моделями виконано дослідження закачування у привибійну зону рідинного теплоносія (води, вуглеводневого конденсату) і застосування вибійних електронагрівників. За результатами проведених досліджень найкращим теплоносієм є вода. Залежно від глибини свердловини, темпу закачування і початкової температури теплоносія та характеристик процесу теплообміну з оточуючими породами можна за короткий термін прогріти всю колону насосно-компресорних труб, по яких закачується теплоносіїв, після чого почнеться зростання температури на стінці вибою свердловини. Так, при витраті теплоносія 30-90 м³/добу і температурі 150⁰С колона насосно-компресорних труб прогривається на глибину 3100-4100 м через 1 добу. Приріст в часі вибійної температури тим більший, чим вища початкова температура теплоносія і темп його закачування. Характерним є формування вибійної температури за дуже короткий період часу з початку закачування теплоносія – від декількох годин до декількох діб (залежно від глибини свердловини, температури і темпу закачування теплоносія). Після цього вибійна температура повільно зростає в часі. Так, для свердловини глибиною 2200 м і пластовою температурою 62,8⁰С при закачуванні теплоносія з початковою температурою 150⁰С і витратою 30 м³/добу уже через одну годину температура на стінці вибою свердловини досягає 83,12⁰С, а за наступні 24 години зростає тільки до 83,82⁰С. Аналогічно при темпі закачування теплоносія 90 м³/добу температура на стінці вибою свердловини змінюється з 119,39 до 119,87⁰С, а при темпі закачування теплоносія 150 м³/добу – з 130,3 до 130,62⁰С. Після того, як температура теплоносія на вибої свердловини зрівняється з пластовою температурою, починається прогрівання пласта. Результати розрахунків показують, що для свердловини глибиною 2200 м і початкової температури теплоносія

150⁰С радіус зони теплового впливу на різні моменти часу з початку закачування теплоносія при темпі закачування теплоносія 30 м³/добу становить: 24 години – 0,8 м; 240 годин – 3,1 м; при темпі закачування теплоносія 150 м³/добу: 24 годин – 2,6 м; 240 годин – 3,1 м. З промислових досліджень відомо, що радіус зони парафіновідкладення досягає 2-3 м. Температура насичення нафти парафіном змінюється від 15 до 45⁰С, температура плавлення парафінів – від 27 до 71⁰С, а близьких до них церезинів – від 65 до 88⁰С. Результати розрахунків дозволяють встановити час, що необхідний для розплавлення парафінів і асфальтенів у привибійній зоні пласта радіусом 2 м і кількість закачаної у привибійну зону води для розплавлення парафіновідкладень. Так, при початковій температурі гарячої води 150⁰С повний ефект від теплового впливу в цій зоні досягається: при темпі закачування гарячої води 30 м³/добу – через 240 годин, температури теплоносія і скелету породи становлять 89,55 і 86,49⁰С відповідно, загальний об'єм закачаної води – 720 м³; при темпі закачування теплоносія 90 м³/добу – через 48 годин і температурах 89,55 і 86,49⁰С відповідно та об'ємі закачаної води 180 м³; при темпі закачування теплоносія 150 м³/добу – через 24 години і температурах 83,32 і 80,26⁰С відповідно та об'ємі і закачаної води 150 м³. При початковій температурі теплоносія 200⁰С аналогічний ефект можна отримати при темпі закачування теплоносія 30 м³/добу – через 120 годин (температури теплоносія і скелету породи дорівнюють 75,77 і 74,14⁰С відповідно, загальний об'єм закачаної води – 150 м³). З наведених даних видно, що кількість закачаної води і час прогріву привибійної зони пласта можна регулювати вибором температури і темпу нагнітання теплоносія. Використання в ролі теплоносія води може ускладнити процес подальшого освоєння свердловини через утворення емульсій і необхідність вилучення з пласта значних об'ємів закачаної води. В таких випадках доцільно обробляти привибійну зону рідинами на вуглеводневій основі з додатками ПАР та різних хімічних речовин, які сприяють руйнуванню парафіновідкладень.

Для оцінки впливу температури і вуглеводневого розчинника (конденсату) на в'язкість нафти виконано лабораторні дослідження з пробами нафти із свердловини №96 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР). При температурі 25⁰С динамічний коефіцієнт в'язкості нафти дорівнює 874 мПа·с. При підвищенні температури до 80⁰С динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується до 30 мПа·с (у 29,1 разів), при додаванні 60% об. вуглеводневого конденсату – до 11,56 мПа·с (у 15,6 разів), а при одночасному підвищенні температури до 80⁰С і додаванні 60% об. вуглеводневого конденсату – до 4,96 мПа·с (у 176,2 разів). За результатами виконаних досліджень встановлено значення вмісту конденсату в системі (близько 20% об. або 25% об. з розрахунку на нафту) і температури нагрівання нафти (близько 49⁰С), вище яких подальше збільшення вмісту конденсату в нафті і

температури її нагрівання мало впливає на динамічний коефіцієнт в'язкості. Для наведених значень величин динамічний коефіцієнт в'язкості дорівнює 35,73 мПа·с (у 24,5 разів менший від його значення при температурі 25⁰С і відсутності конденсату).

Ще одним напрямом теплового впливу на привибійну зону пласта є застосування вибійних електронагрівників. Результати розрахунків, виконаних за розробленою методикою для умов гіпотетичного пласта, показують, що, залежно від потужності електронагрівника, за 10 діб прогріву температура на стінці вибою зупиненої свердловини зростає у 1,8-3,8 разів, а радіус зони теплового впливу змінюється від 3,6 до 4,1 м, за 20 діб прогріву вибійна температура зростає у 2,1-4,4 разів, а радіус зони прогріву досягає 5,1-6,1 м. Після пуску в роботу свердловина тривалий час (до 20 діб і більше) працює з підвищеним дебітом і добувається додаткова кількість нафти, незважаючи на зупинку свердловини для прогріву пласта. За результатами виконаних досліджень встановлено вплив на характеристики процесу прогріву привибійної зони вибійним електронагрівником, тривалість роботи свердловини з підвищення дебітом нафти і додатковий видобуток нафти фізико-літологічних параметрів пластів, фізико-хімічних властивостей нафти, тривалості прогріву привибійної зони і потужності нагрівника, що дозволяє підібрати оптимальні значення параметрів теплового впливу на привибійну зону свердловин вибійними нагрівниками з метою досягнення найбільшої ефективності процесу.

Наведені результати досліджень свідчать про можливість інтенсифікації розробки покладів високов'язкої нафти, зокрема з використанням розроблених методик.

Література

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

Стаття надійшла до редакційної колегії 14.01.2017 р.

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

THERMAL METHODS OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONE STIMULATION

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 results obtained from the study of face heating zones of the reservoir by pumping liquid coolant (water, hydrocarbon condensate) and the use of bottomhole electric heater in order to increase the temperature of oil. The optimum injection time of piping and volume of pumped coolant as well as the warm-up period and power of bottom-hole electric heater were found.

Key words: *oil viscosity, bottomhole zone, coolant, bottomhole heater.*