

без суттєвої зміни конструкції промислових зразків ПВА.
УДК 622.276.5

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ВНУТРІШНЬОПЛАСТОВОГО ГОРІННЯ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Л.Б.Мороз, А.І. Павлів

ІФНТУНГ, вул.Карпатська, 15, м.Івано-Франківськ, Україна

У зв'язку з виснаженням активно розроблюваних в даний час родовищ нафти, нафтогазовидобувні компанії приділяють все більшу увагу розвитку методів розробки родовищ важких нафт, їх вдосконалення та пошуку нових.

Вдосконалення технологій видобутку високов'язкої нафти набуває все більшої актуальності, оскільки запаси цих ресурсів вже перевищують запаси звичайної (легкої) нафти, а в міру триваючого зростання видобутку легкої нафти частка важкої в структурі запасів вуглеводнів буде тільки зростати.

Одним з таких методів розробки важких нафт і підвищення нафтовилучення є внутрішньопластове горіння, стійкий процес якого вперше був здійснений в Росії в 1967 р. на родовищі Павлова Гора в Краснодарському краї. В Україні вперше – на Східницькому родовищі.

При застосуванні внутрішньопластового горіння значно зростає коефіцієнт нафтовіддачі родовища, оскільки під впливом високої температури (в зоні горіння вона досягає 500-700 °С) зменшується в'язкість нафти. Значно знижуються виробничі витрати, мінімальним є витрата природного газу і прісної води, а також скорочуються витрати на розчинники для транспортування нафти. Можливість застосування цього методу не залежить від глибини залягання нафти. Даний метод забезпечує повне вилучення нафти з пласта.

До недоліків застосування можна віднести: важко контрольований процес (прорив газів у видобувну свердловину); відсутність надійних технічних засобів контролю за поширенням фронту горіння; при малих глибинах можуть виникати поверхневі витоки газу (азот, вуглекислий газ, кисень); утворюються стійкі нафтоводогазові емульсії, що ускладнюють промислову підготовку нафти; корозія обладнання; екологічні проблеми; частина нафти згорає в пласті; складність математичного моделювання. Це пояснюється тим, що метод внутрішньопластового горіння - один з найбільш складних за своїм механізмом, умовами реалізації, моделюванням і прогнозом можливої ефективності [1].

Масштаби застосування в майбутньому будуть стримуватися в основному складністю його технічної реалізації, а також технічними труднощами забезпечення безпеки та управління охоплення пласта процесом. Важливим напрямом вдосконалення технології внутрішньопластового горіння представляється також його поєднання з іншими методами збільшення нафтовіддачі пластів. Тому в майбутньому метод внутрішньопластового горіння буде розвиватися в цих напрямках.

Геологічні умови нафтогазоносних регіонів України сприятливі для формування значних зон нагромадження важких нафт і природних бітумів. На заході України це стосується зокрема Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину і Волино-Подільської нафтогазоносної області. У межах Азово-Чорноморського регіону до основних зон (ареалів) нагромадження високов'язкої нафти відносяться Білоліський тектонічний блок Переддобрудзької нафтогазоносної області та Керченський півострів). У ДДЗ та Донбасі основні перспективи пошуків високов'язкої нафти пов'язані з нижньокам'яновугільними теригенними та карбонатними відкладами схилів Воронезького масиву та Українського щиту з суміжними частинами прибортових зон.

Оскільки, основні запаси вуглеводнів родовища зосереджені в покладах, складених карбонатними відкладами кавернозного типу, свердловини характеризуються наявністю карбонатного колектора, високою в'язкістю та аномальністю поведінки пластової рідини (нафти). Зростання в'язкості нафти при її русі із продуктивного пласта на поверхню різко погіршує процес експлуатації свердловин та призводить до зростання енергетичних витрат на її видобуток. А охолодження нафти на поверхні до навколишньої температури взагалі ускладнює процес її транспортування та підготовки (обезводнення). Це, в свою чергу, вимагає додаткових витрат на її розбавлення іншими вуглеводнями [2, 3].

Запроектовано процес внутрішньопластове горіння на Коханівському нафтовому родовищі. Нафта Коханівського родовища унікальна для Передкарпатського прогину за своїми фізико-хімічними і товарними властивостями. Вона важка (густина $0,986 \text{ г/см}^3$), високов'язка ($200 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ в пластових умовах), вміщує незначну кількість розчиненого газу (до $24,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$).

Здійснено обрахунок залежності додатково видобутої нафти від витрати окислювача, терміну впровадження, кількості запомпованого повітря, швидкості просування фронту горіння, та інші і підібрано найбільш оптимальні параметри для впровадження внутрішньопластового горіння на Коханівському родовищі. Зокрема, тиск запомповування – 20 МПа ; витрата окислювача – $13 \text{ м}^3/\text{кг}$. При цьому швидкість фронту горіння складе 0.218 м/добу ; радіус фронту горіння – 104.833 м ; об'єм випаленої ділянки – $7.785 \cdot 10^5 \text{ м}^3$, а кількість запомпованого повітря – $2.834 \cdot 10^8 \text{ м}^3$; середня кількість повітря для вилучення 1 м^3 нафти – $300.63 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

При належному ступені розвіданості найбільш перспективних зон і ділянок нафтогазоносних регіонів України та застосуванні сучасних методів розробки зосереджених у них покладів, зокрема теплових, а саме внутрішньопластового горіння, який є досить перспективним методом нафтовилучення, важкі високов'язкі нафти можуть стати важливим для вітчизняної промисловості додатковим джерелом вуглеводневої сировини.

Літературні джерела

1. Бурже Ж., Сурно П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Пер. франц. - М.: Недра, 1989. -422 с ил. - Пер. изд.: Франция, 1984.
2. Сургучев МЛ. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: ОАО “Издательство “Недра”, 1998. - 365 с.

УДК 532.61

ВДОСКОНАЛЕНИЙ ПРИЛАД ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ МІЖФАЗНОГО НАТЯГУ РІДИН

В. Б. Біліщук, Р. Т. Боднар

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна e-mail: zarichna@nung.edu.ua*

Підвищення ефективності видобування нафти з використання заводнення поверхнево-активними речовинами (ПАР) нафтоносних горизонтів є загальновідомим. Як водні, так і органічні розчини ПАР широко використовуються в різних технологічних процесах нафтогазовидобутку (при бурінні свердловин, для обробки привибійних зон пластів свердловин, для виносу рідини з вибою свердловин, для підвищення нафтовилучення, для транспортування високов'язких нафт тощо) [0]. При цьому вирішальний вплив на ефективність перелічених процесів має величина міжфазного натягу (МН) між розчином ПАР і відповідною технологічною рідиною, величина МН становить $0,01 \div 20 \text{ мН/м}$.

Для визначення МН незмішуваних рідин використовують метод обертової краплі (ОК), який забезпечує досить точні результати вимірювань МН, в приведеному діапазоні значень МН. Суть цього методу полягає в тому, що скляну трубку заповнюють прозорою важчою рідиною, в яку вводять краплю легшої рідини, приводять трубку з рідинами в обертання, вимірюють певні розміри краплі легшої рідини, частоту обертання і при відомій різниці густин рідин визначають МН. У відомих приладах для вимірювання МН методом ОК вісь обертання розміщують строго горизонтально. При цьому впливом земної гравітації на результат вимірювання МН нехтують. При певних умовах (великих частотах обертання ω краплі, малій різниці густин досліджуваних рідин $\Delta\rho$) результати визначення МН цими приладами суттєво не відрізняються від дійсних значень. В інших випадках дослідники отримують завищені або занижені значення МН, що зумовлено впливом земної гравітації на процес обертання рідин. Метою даної роботи є розроблення приладу для дослідження