

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ ЗА ДОПОМОГОЮ ІНДИКАТОРІВ (АЗОТНИХ СПОЛУК)

З.М.Височанський, В.Д.Патра, В.В.Гушул, П.І.Шпак

КП НВФ "Нафтовик-1", 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Млинарська, 38а,
тел./факс (03422) 49361

НГВУ "Чернігівнафтогаз", 17500, м. Прилуки, вул. Свердлова, 1,
тел. (04637) 31590, факс (04637) 31416

Предлагается индикаторный метод исследования процесса разработки нефтенасыщенных пластов с использованием водного раствора хлористого аммония. Рассмотрен принципиально новый способ обнаружения индикатора в продукции нефтедобывающих скважин.

Indicator method is suggested as a way of researching the process of petroleum producing using aqueous solution of ammonium chloride. A new manner of indicator revealing is examined in production of petroleum wells.

Швидкість витіснення нафти водою – один з основних показників процесу заводнення нафтових покладів, який вказує на швидкість видобутку нафти, обводненість свердловин і за певних умов нафтовилучення пластів. Найбільш точні дані дають промислові дослідження з використанням індикаторів [1].

У нафтопромисловій практиці як індикатори знайшли широке застосування барвники (флюоресцеїн, метилен, ураніл) або стабільні і радіоактивні ізотопи. Барвники погано розчиняються у високомінералізованих водах, добре адсорбуються на поверхні нафтового колектора, мають певні високу вартість. Ізотопи також не пов'язані з надоліками, зокрема – небезпека опромінення працюючого персоналу.

Виникла необхідність вишукування нових індикаторів, які б дали змогу повніше охопити запропоновані вимоги.

В останні роки як індикатори почали застосовувати так звані азотисті сполуки – нітрати (аміачна селітра NH_4NO_3) і карбаміди (сечовина H_2NCONH_2 , тіосечовина H_2NSCHN_2) [3].

Позитивними факторами їхнього використання є висока стійкість у пластових умовах, простота реєстрації і низька вартість.

Після закачки індикатора і проведення відповідних обробок, можна зробити висновки про:

- 1) швидкість руху води у пропластках;
- 2) наявність одного чи декількох високопроникних пропластків;
- 3) об'єм пропластків, у яких рухається вода;
- 4) коефіцієнт охоплення пласта заводненням;
- 5) необхідну кількість полімерного матеріалу для вирівнювання фронту витіснення.

Всі ці дані дають змогу регулювати процес розробки пласта, тобто вказують шляхи руху рідини і можливість його вирівнювання.

У 2001 р. в НГВУ "Чернігівнафтогаз" для визначення гідродинамічного зв'язку і швидкості фільтрації було вибрано Малодівецьке і Скороходівське родовища. На Малодівецькому

родовищі вибрана нагнітальна свердловина № 14 і блок видобувних свердловин №№ 21, 22, 23, 24 і 45. На Скороходівському родовищі – нагнітальні свердловини №№ 71 і 55 та видобувні свердловини №№ 64, 72, 73, 78, 211, 50, 52 і 93.

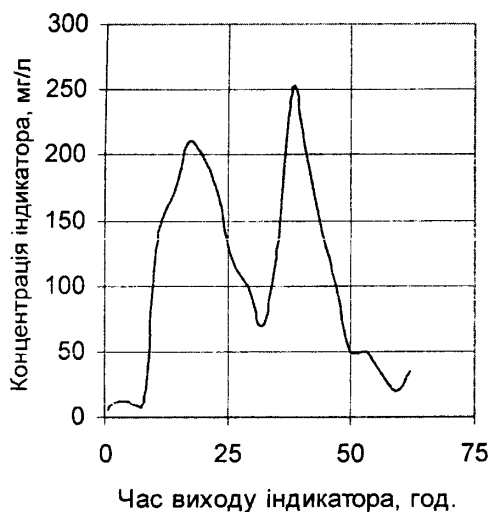
Аналіз даних досліджень, проведених на родовищах НГВУ "Чернігівнафтогаз", свідчить, що швидкість переміщення води, яка нагнітається в пласти, сягає сотень метрів на добу. Значна швидкість зафіксована на Скороходівському (48,8 м/год) і Малодівецькому (33,3 м/год) родовищах.

Аномально швидкий прорив індикатора у видобувні свердловини зазвичай характеризує передчасний прорив окремих частин фронту витіснення нафти водою. Діапазон зміни максимальної швидкості фронту, випереджуючого переміщення води, що нагнітається в різних напрямках від однієї і тієї ж свердловини, дуже широкий: по Малодівецькому родовищу – 2,08...33,3 м/год; по Скороходівському родовищу – 4,42...48,8 м/год.

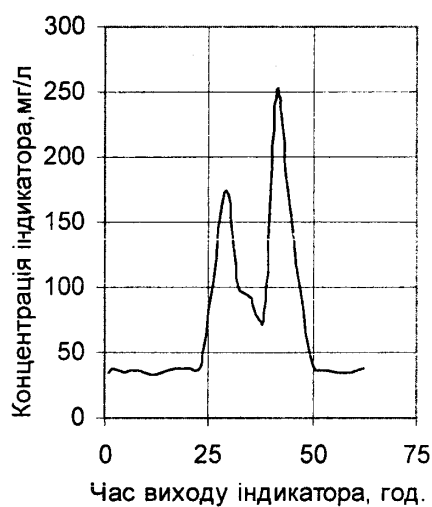
Інтенсивність переміщення "поміченої" води по покладу пов'язана з будовою пластів, а саме, з наявністю високопроникних шляхів для руху рідини. Вважається, що аномально високі швидкості "поміченої" води в природних пластах пов'язані з тріщинуватістю пластів. Судячи з характеру поступлення індикатора у видобувні свердловини нафтонасичених пластів Скороходівського і Малодівецького родовищ, для них характерна зонально-шарова неоднорідність (рис. 1).

Зонально-шарова неоднорідність пластів призводить до того, що нафта може не витіснятися водою суцільним фронтом (ні за простяганням, ні за шириною) [2].

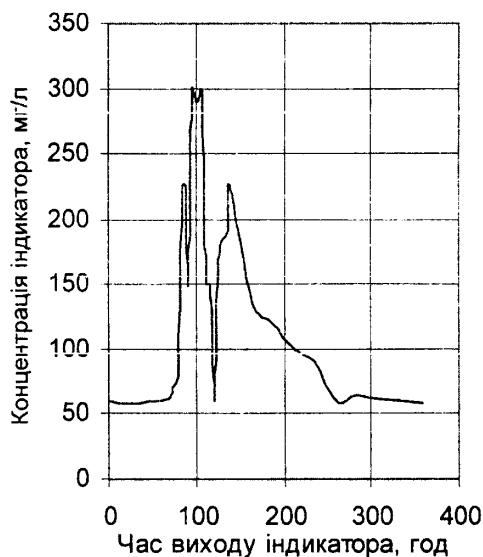
При перевазі гідродинамічних сил витіснення над капілярними незалежно від режиму роботи свердловин швидкість руху рідини в високопроникних зонах колектора завжди вища, а в слабопроникних нижча, ніж в загальній масі продуктивного горизонту. В окремих місцях покладу виникає рух "язикоподібного" характеру. Частини водонафтового розділу по-



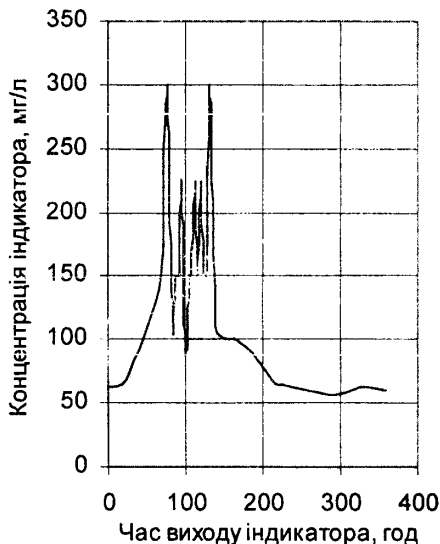
а)



б)



в)



г)

**Рисунок 1 — Характеристика виходу індикатора NH_4 зі свердловин:
а) № 78; б) № 72; в) № 52; г) № 93**

чинають випереджати одна одну, що в кінцевому рахунку призводить до його розриву. Нафтонасичена товщина ніби пронизується звивистими потоками води різної довжини. При такому характері витіснення нафти поступлення води в свердловину (і навіть її повне обводнення) не означає, що поклад між нагнітальною і видобувною свердловинами достатньо вироблений. Через деякий час після початку процесу заводнення частина витісного агента починає проходити по практично промитих ділянках, не здійснюючи корисної роботи, і видобувається зі свердловини. З'являються цілики нафти і ділянки неактивного руху рідини.

Як видно з розрахунків, об'єми певних "язиків" води в різних напрямках від нагнітальної свердловини різні і кількість води, що нагнітається і попадає у видобувні свердловини,

займає в продукції свердловини різні процентні співвідношення (рис. 2).

Для вирівнювання фронту витіснення і залучення в розробку ціликів нафти нами рекомендується для Малодівецького і Скороходівського родовищ перейти із заводнення на полімерне заводнення [4]. Як полімер використати водонабрякаючий ПОЛІКАР.

Згідно з розрахунками весь умовний об'єм промитої зони для Малодівецького родовища становить $1211,7 \text{ м}^3$. Для вирівнювання потрібно закачати в нагнітальну свердловину № 14 не менше $1/4 \dots 1/3$ цього об'єму, тобто $302,92 \dots 403,9 \text{ м}^3$ 0,1% водонабрякаючого полімерного розчину ПОЛІКАР.

Для Скороходівського родовища весь умовний об'єм промитої зони в свердловині № 71 становить $4113,87 \text{ м}^3$. Для вирівнювання фронту

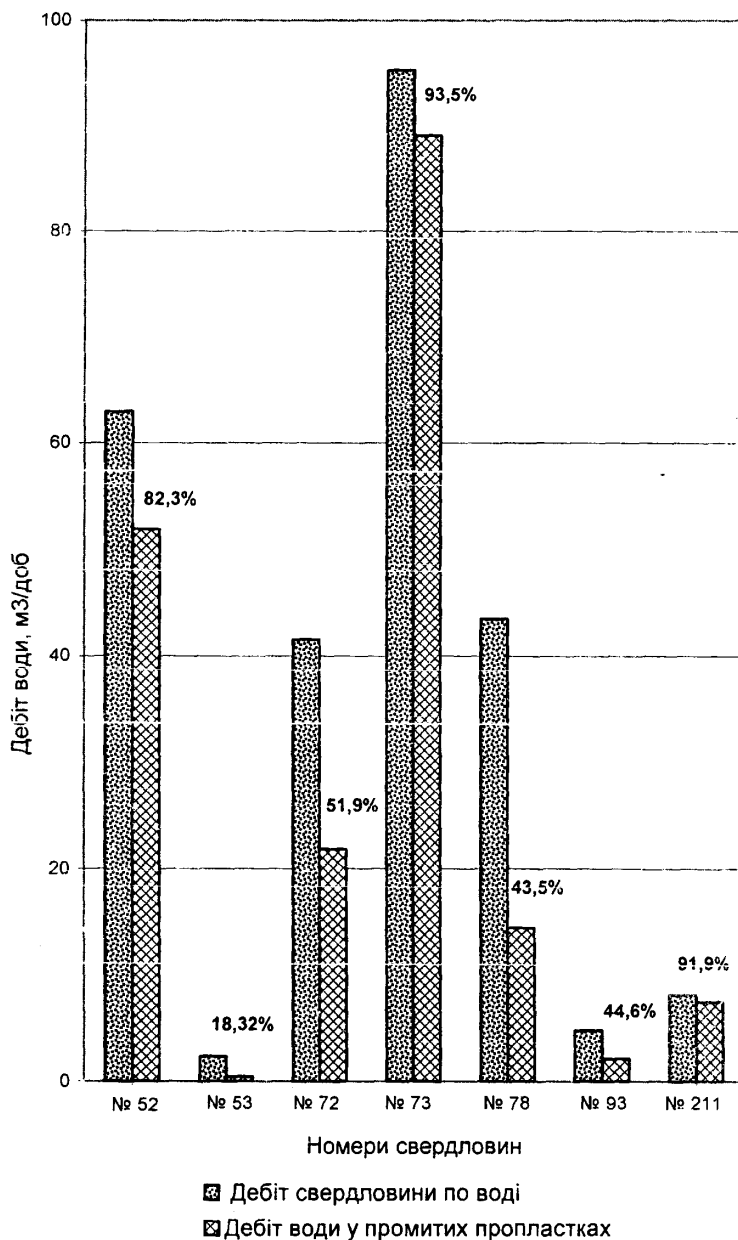


Рисунок 2 — Гістограми сумарного дебіту свердловин по воді і в окремих високопроникних пропластках

потрібно закачати 457,1...514,23 м³ 0,1% водонабрякаючого полімерного розчину ПОЛКАР. В свердловині № 55 – 2477,44 м³ для вирівнювання фронту потрібно закачати 353,92...412,91 м³ 0,1% водонабрякаючого полімерного розчину ПОЛКАР.

Виконаний комплекс робіт доводить, що за допомогою індикаторного методу можна отримати різну геологічну інформацію на всіх стадіях розробки родовища.

Для визначення ефективності полімерного заводнення нами рекомендується після закачки полімеру ПОЛКАР повторити індикаторний метод дослідження в тих же свердловинах для підтвердження ефективності вирівнювання фронту витіснення.

Література

1. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1968.
2. Лебединец Н.П., Соколовский Э.В., Саахов С.А. и др. Методы контроля и регулирования разработки нефтяных залежей в мощных трещиноватых коллекторах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973.
3. Соколовский Э.В., Соловьев Г.В., Тренчинов Ю.А. Индикаторные методы изучения нефтегазонасыщенности пластов. – М.: Недра, 1978. – с. 156.
4. Григоращенко Г.И., Мирзаджанзаде А.Х., Зайцев Ю.В. и др. Применение полимеров в добыче нефти. – М.: Недра, 1978.