

ВИВЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВЗАЄМОДІЇ НАГНІТАЛЬНОЇ І ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН ПРИ СТВОРЕННІ ПОТОВОКІДХИЛЮВАЛЬНИХ БАР'ЄРІВ У МІЖСВЕРДЛОВИННИХ ЗОНАХ ПЛАСТА

В.С.Бойко, Р.В. Грибовський

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 994196
e-mail: Boyko_VS@ukr.net*

Обобщен накопленный опыт и раскрыты возможности различных методов определения технологической эффективности применительно к способу создания потокоотклоняющих барьеров в межскважинных зонах продуктивного пласта.

There has been summarized the accumulated experience and opened the abilities of different methods of determination the technological effectiveness conformably to method of making flow-deflection barriers in crosshole zones of reservoir.

Інтенсифікація процесів видобування шляхом створення штучних режимів витіснення нафти водою часто супроводжується передчасними прориваннями води від нагнітальних свердловин до видобувних, швидкоплинним обводненням нафтових свердловин, залишенням у покладі „ціликів” нафти, які витісняє вода обходячи стороною [1, 2]. Для регулювання розробки родовищ і зменшення обводненості продукції, що видобувається, знайшли застосування різні методи локального діяння на привибійні зони [3] і регіонального – на міжсвердловинні зони пласта (в глибині пласта) [4]. З господарських позицій ефективність таких робіт, зазвичай, оцінюється кількістю додатково видобутої нафти, зменшенням відбору супутньої води, тривалістю ефекту [5, 6]. В аспектах наукового пізнання процесів витіснення нафти і практичної організації раціональної розробки родовищ актуальною є задача визначення їх технологічної ефективності щодо повноти вилучення нафти із надр і ступеня охоплення покладу витісненням. Метою даної роботи є узагальнення досвіду, набутого нами разом із багатьма колегами по лабораторії і з виробництва у різний час, та виявлення можливостей кожного із методів визначення технологічної ефективності стосовно способу створення потоковідхилювальних (чи потоковирівнювальних) бар'єрів у міжсвердловинних зонах продуктивного пласта.

Спосіб створення потоковідхилювальних (чи потоковирівнювальних) бар'єрів у міжсвердловинних зонах продуктивного пласта [7] базується на ідеї вирівнювання або зменшення проникнісної неоднорідності його елементів (тріщин, матриць, шарів) [3], а суть його полягає в запомповуванні в пласт і тампонуванні високопроникних каналів керованими дисперсними системами, які на відміну від рідинних тампонажних (ізоляційних) матеріалів (навіть таких, що утворюють емульсії, гелі і осади) дають змогу вибірково діяти на канали апріорі заданого розміру [2]. Цим створюються умови для впливу за необхідності також на канали іншого розміру (наприклад, пори матриць, малопрі-

вні тріщини) інтенсифікувальними агентами (кислотами, лугами і т. д.) за відповідними технологіями. Застосування способу передбачає усунення або попередження проривань пластових і запомповуваних вод по найбільш високопроникних об'ємах пласта у видобувні свердловини, тобто збільшення охоплення продуктивних пластів діянням шляхом обмеження в них руху води за рахунок збільшення фільтраційного опору або повного відключення обводнених об'ємів, збільшення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення через перерозподіл фільтраційних потоків, зміну роботи нагнітальних і видобувних свердловин.

У промислових умовах процес реалізовано на основі використання дисперсної системи, представленої водною суспензією пом'якшувача, структуроутворювача, полівінілового спирту та інших дисперсних (порошкоподібних, гранульованих) матеріалів. Зокрема технологія вибіркового, керованого тампонування тріщин пласта (створення потоковідхилювальних бар'єрів) за використанням асфальтено-смолистого гранульованого пом'якшувача успішно реалізована на 5 полях вигодського покладу Долинського нафтового родовища, який представлений теригенними породами за наявності різнорозкритих тріщин. Розглянемо оцінку технологічної ефективності процесу на прикладі поля нагнітальної свердловини 321-Д, яке включає видобувні свердловини 242-Д, 702-Д, 39-Д, 235-Д, 347-Д, 244-Д, 351-Д (рис. 1).

Відповідно до технології за схемою гідравлічного розриву пласта 25.09.1987 р. трьома насосними агрегатами УН1-630-700А (II передача, 1100 об/хв.) з витратою 1,2 м³/хв протягом 6,9 год. запомпували у вигодський поклад з інтервалами розкриття 2701,6-2840,97 м, 2567-2663 м, 2364-2488 м (в інтервалі 2488-2846 м наміто піщаний корок) 10 т (25 м³ насипного об'єму) гідрофобного пом'якшувача (фракції 0,125-1,75 мм) за допомогою 408,5 м³ підтоварної води, яка використовується для підтримання пластового тиску при середній концентрації пом'якшувача в суспензії 25 кг/м³. Тиск запомповування зріс на 6 МПа (з 18 до 24 МПа).

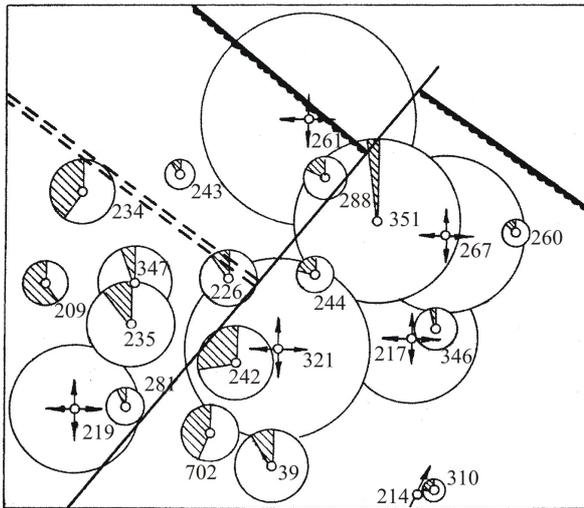


Рисунок 1 – Карта поточного стану розробки ділянки нагнітальної свердловини 321-Д. Радіус кола характеризує добовий дебіт рідини (1мм:10 т/доб) і приймальність (1 мм:20 м³/доб). Штрихами позначено частку нафти в продукції

Через поломки техніки технологічний режим запомповування був порушений (зупинки після запомповування перших 2,5 т і 0,9 т пом'якшувача), що, мабуть, вплинуло на результати робіт загалом.

Вивчення технологічної доцільності можна було виконувати промислово-геофізичними і гідродинамічними дослідженнями в нагнітальній свердловині (видобувні свердловини експлуатуються штангово-насосним способом), індикаторними методами (мічених ізотопів,

барвників тощо) і методами характеристик витіснення.

1-5 вересня 1987 р. було знято індикаторну діаграму запомповування на чотирьох режимах роботи свердловини (табл. 1, рис. 2). Як видно із рис. 2 індикаторна лінія має один злам до осі приймальності, який відповідає тиску нагнітання, рівному 13,6 МПа. Різде збільшення приймальності свердловини свідчить про розкриття високопроникних тріщин за тиску нагнітання 13,6 МПа (нижче робочого тиску). Необхідно було зняти індикаторну діаграму і після виконання тампонажних робіт, котра показала б ступінь зниження коефіцієнта приймальності, як це було встановлено по іншому полю.

Результати свердловинних глибинних вимірювань і досліджень у різний час до і після тампонування показано на рис. 3, де Q – загальна приймальність; p – гирловий тиск нагнітання. Інструментальними дослідженнями у водонагнітальній свердловині 321-Д встановлено наступне: 1) за даними витратометрії (ВМ) від 25.04.1986 р. (рис. 3, а) основними є інтервали приймальності 2418-2440 м (52%), 2475-2483 м (16%), 2645-2680 м (13%) за тиску 12,8 МПа; 2) за даними термометрії (ТК) від 20.06.1986 р. (рис. 3, б) приймальність свердловини визначається інтервалами 2419-2444 м, 2469-2493 м, 2610-2630 м, 2647-2655 м; 3) за даними термометрії (ТК) від 17.06.1987 р. (рис. 3, в) інтервали приймальності знаходяться на глибинах 2390-2431 м, 2460-2485 м, 2580-2590 м, 2605-2623 м, 2640-2655 м, 2765-2780 м; 4) за даними витратометрії (рис. 3, г), від 15.09.1987 р. виявлено, що 7 однометрових вузьких інтервалів приймальності розташовано у верхньому інтервалі перфорації (2400-2480 м) за тиску

Таблиця 1 – Результати дослідження нагнітальної свердловини №321-Д при різних режимах нагнітання

№ режиму роботи	Діаметр діафрагми, м	Тиск запомповування, МПа	Приймальність свердловини, м ³ /добу
1	без	14,6	717
2	0,05	14,5	696
3	0,012	13,8	494
4	0,010	12,6	424

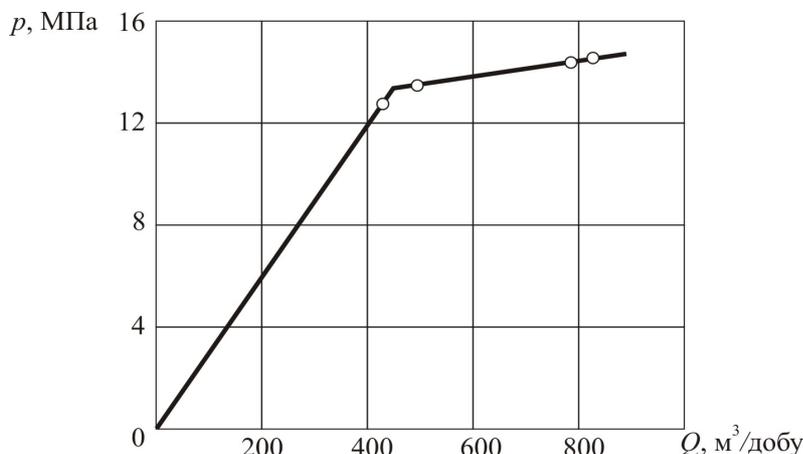
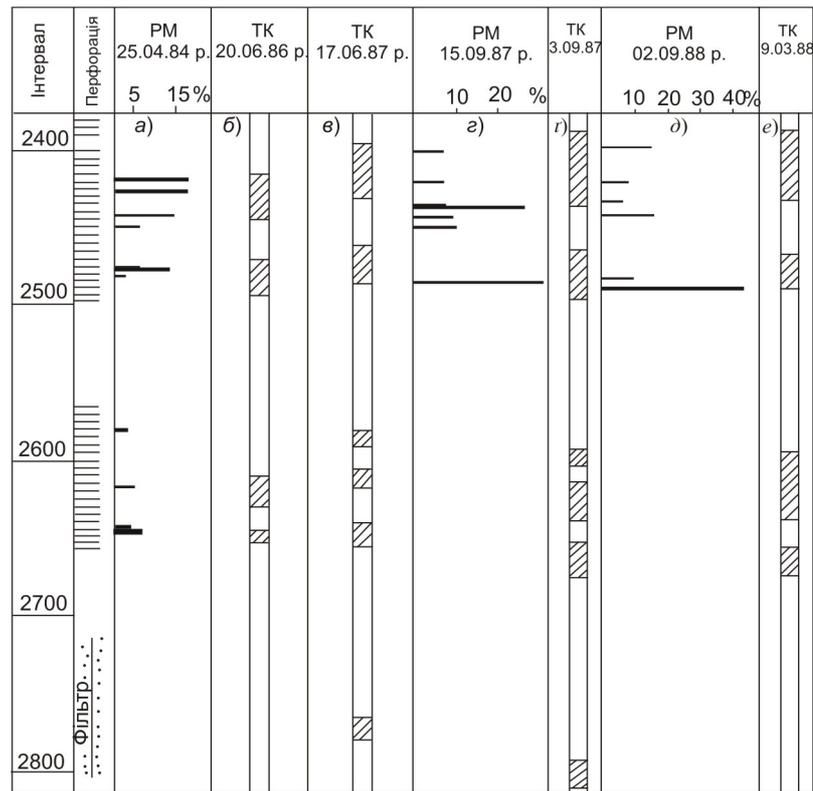


Рисунок 2 – Індикаторна діаграма нагнітальної свердловини №321-Д



а) $Q = 504 \text{ м}^3/\text{добу}$, $p_{\text{нагн}} = 12,8 \text{ МПа}$; б) $Q = 350 \text{ м}^3/\text{добу}$, $p_{\text{нагн}} = 10,5 \text{ МПа}$;
 в) $Q = 460 \text{ м}^3/\text{доб.}$, $p_{\text{нагн}} = 11,4 \text{ МПа}$

Рисунок 3 – Профілі приймальності нагнітальної свердловини №321-Д за даними витратометрії і термометрії

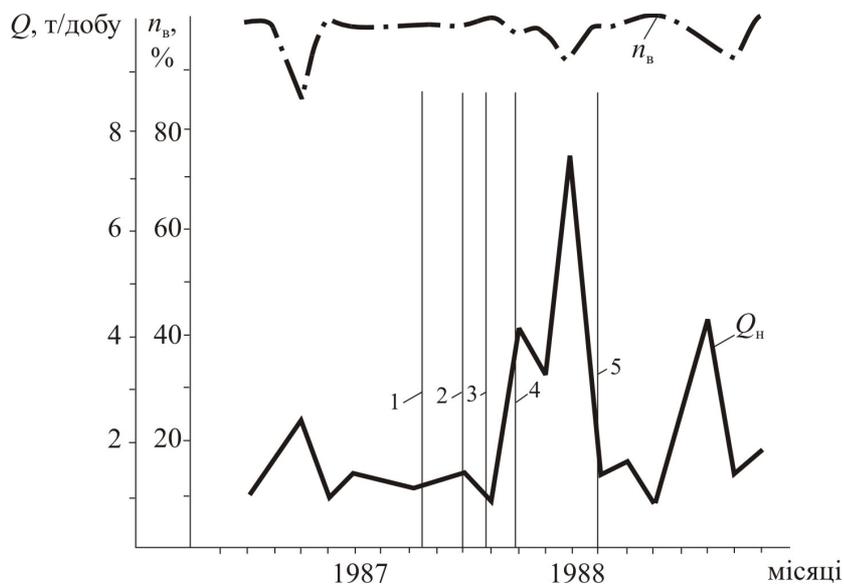
Таблиця 2 – Параметри роботи видобувних свердловин поля нагнітальної свердловини №321-Д, що експлуатують вигодський поклад, станом на серпень 1987 р.

№ свердловини	Видобуток за місяць			Обводненість продукції, %	Видобуток з початку експлуатації, м ³	
	нафти, т	води, т	газу, м ³		нафти	води
242	30,7	2034,4	3,1	98,5	722481,6	378572,6
702	1077,7	1651,1	240,5	61	85020,1	62066,3
39	26,7	2223,9	2,8	98,9	371924,0	292658,0
235	104,0	1451,2	38,4	93,3	98486,4	437946,5
347	313,4	766,4	50,8	71	112740,5	854758,2
244	260,3	1029,3	36,1	79,8	39404,1	60580,2
351	78,9	5821,9	9,8	98,7	103855,5	863363,9

10,5 МПа; 5) дані термометрії (ТМ) від 03.09.1987 р. повторили попередні результати; 6) дані витратометрії (ВМ) від 02.09.1988 р. показали зміну профілю приймальності за тиску 11,4 МПа. Таким чином, за даними витратометрії заповнювання води здійснюється в основному у верхній розкритий інтервал продуктивного пласта (2400-2480 м). Підвищення тиску нагнітання (вище 13,6 МПа) призводить до розкриття тріщин, інтенсивнішого збільшення загальної приймальності і розширення профілю приймальності. Однак при цьому має місце розкриття високопроникних тріщин.

При проектуванні промислових робіт із тампонування тріщин для повноти охоплення

дослідного поля ми априорі припускали, що реакція від заповнювання пом'якшувача у свердловину №321-Д буде фіксуватись у семи навколишніх видобувних свердловинах (№№ 39, 235, 242, 244, 347, 351, 702). Характеристику роботи цих свердловин подано в табл. 2. Для виявлення факту реагування навколишніх свердловин і часу початку реагування ми за даними середньодобового місячного видобутку побудували динаміку зміни дебіту нафти і обводненості продукції у часі за період 01.01.1987-01.09.1988 рр. Аналізуючи ці динаміки, ми дійшли до висновку, що відмічається реакція п'яти свердловин (№39, 242, 244, 351, 702) на заповнювання пом'якшувача в нагнітальну



- 1 – 21-25.09.87 р. – діяння; 2 – 15-18.10.87 р. – підземний ремонт – ПР (заміна ЕВН);
 3 – 25.28.11.87 р. – ПР (заміна кабеля ЕВН; 4 – 02-05.12.87 р. – ПР (заміна ЕВН);
 5 – 28.03.88 р. – запомповування інгібітору

Рисунок 4 – Динаміка показників роботи свердловини №39-Д

свердловину №321. Так, по свердловині №39 середньодобовий дебіт по нафті за 12 місяців після тампонування (2,4 т/доб.) в 2 рази (на 100%) є більшим (рис. 4), ніж середньодобовий видобуток до тампонування (1,2 т/доб.); відмічається зниження обводненості продукції на 1,3% (відповідно 98,1 і 96,8%). По свердловині №242 після тампонування за 12 місяців відмічається підвищення дебіту по нафті; середньодобовий видобуток нафти за 12 місяців після тампонування (2,5 т/доб.) виявився в 1,1 разів (на 19%) більшим, ніж середньодобовий видобуток нафти до тампонування (2,1 т/доб.). По свердловині №244 середньодобовий дебіт по нафті за 12 місяців після оброблення (8,4 т/доб.) виявився у 1,37 разів (на 37%) більшим, ніж за такий же період до оброблення (6,1 т/доб.). Середньодобовий дебіт за 12 місяців після оброблення по свердловині №351 становить 5,97 т/доб., що в 1,99 разів більше, ніж за такий же період до оброблення (3 т/доб.); обводненість продукції за цей період знизилась у 1,1 разів відповідно на 7,5% (з 79,5 до 72%). По свердловині №702 середньодобовий дебіт по нафті за 12 місяців після оброблення (20,4 т/доб.) виявився в 1,43 разів більшим, ніж до оброблення (14,3 т/доб.); обводненість продукції знизилась на 7,1% (відповідно з 80,5 до 73,4%). Таким чином, за даними аналізу динаміки роботи навколишніх видобувних свердловин №№ 242-Д, 39, 244, 351 і 702 роботи з тампонування позитивно відбилися на динаміці видобутку нафти і обводненості продукції (збільшення дебітів нафти в 1,1-1,99 разів, зниження обводненості на 1,3-7,5%).

Нами досліджувалась попарна взаємодія нагнітальної свердловини із навколишніми видобувними свердловинами і видобувних свердловин між собою. Для аналізу взято поле нагнітальної свердловини №231-Д (тампонування

проведене 4-11 березня 1986 р.). Взаємодія вивчалась за даними місячного запомповування води в нагнітальну свердловину і місячного видобутку нафти по видобувних свердловинах (№№241, 230, 315, 344, 355, 350, 353, 354, 221). Вивчення проведено із використанням ЕОМ ЕС-1022 по програмі RPAK, розробленій в обчислювальному центрі ІФНТУНГ. Для визначення тісноти зв'язку між величинами середньодобових дебітів і запомповування води в нагнітальну свердловину перевірялась нульова гіпотеза (відсутність значимого зв'язку) за z-розподілом Фішера на 10, 5, 1 і 0,5% рівні.

За програмою обчислюємо математичне очікування, дисперсію, середньоквадратичне відхилення, похибку середньоквадратичного відхилення, відносну похибку, коефіцієнт варіації, похибку коефіцієнта варіації, показник асиметрії, показник ексцесу. Програма також передбачає перевірку гіпотези нормальності розподілу, гіпотезу нормальності розподілу за розмахом варіювання, підбір рівняння „кращої” залежності із 10 різних залежностей. Результати розрахунків зведено у табл. 2. Розрахунки показують, що значимий зв'язок між свердловинами за z-розподілом Фішера відсутній на 10, 5, 1 і 0,1% рівнях. Однак, за величинами коефіцієнтів парної кореляції можна висувати про деяку взаємодію між показниками запомповування води у нагнітальну свердловину і дебітом нафти із видобувних свердловин. Найбільший вплив нагнітальна свердловина має на нафтові свердловини №№241, 344, 355, 353 і 230 (коефіцієнт парної кореляції відповідно рівний 0,53; 0,32; 0,44; 0,33; 0,3). Взаємодія між нагнітальною і нафтовими свердловинами №№315 і 350 є дещо меншою (коефіцієнти парної кореляції 0,16 і 0,12). Найнижчий коефіцієнт парної кореляції свердловини №354 дорівнює 0,078 і

вказує на те, що на роботу цієї свердловини нагнітальна свердловина №231-Д впливає слабо.

Після виконання робіт із тампонування високопроникних каналів вплив нагнітальної свердловини №231-Д на роботу нафтової свердловини №355 майже не змінився (коефіцієнт парної кореляції до тампонування 0,44, після – 0,41). Для свердловин №№ 344, 353, 230, 315 і 350 після тампонування коефіцієнти парної кореляції зменшились і набули значень із протилежним знаком, а для свердловини №354 коефіцієнт парної кореляції дещо збільшився.

На основі проведеного розрахунку із визначення взаємодії нагнітальної свердловини №231-Д із навколишніми видобувними свердловинами до і після запомповування пом'якшувача можна зробити такі висновки: 1) гідродинамічний зв'язок нагнітальної свердловини із видобувними свердловинами №№344, 353, 230, 315 і 350 в результаті тампонування високопроникних каналів істотно зменшився; 2) в результаті тампонування високопроникних каналів збільшилось діяння нагнітальної свердловини №231 на роботу свердловини №354, яке до тампонування було слабо вираженим.

Для кількісного визначення ефективності тампонування високопроникних каналів пласта і збільшення поточного та кінцевого нафтовилучення ми використали характеристики витіснення, запропоновані Камбаровим Г.С. та ін., Пірвердяном А.М., Сазоновим Б.Ф та ін. За характеристики витіснення, побудованими для кожної видобувної свердловини дослідної ділянки (рис. 5), можна визначити час початку реагування цих свердловин на тампонування тріщин пласта. Під часом початку реагування свердловин розуміється час, що проходить від моменту тампонування до моменту, який відповідає відхиленню характеристики витіснення від прогнозної прямої. Час початку реагування свердловин визначався за побудованими окремо для кожної свердловини характеристиками витіснення.

На тампонування високопроникних тріщин прореагували видобувні свердловини №242, 244, 351, 39, 702, які знаходяться практично на одній лінії, розташованій вздовж лінії розлому, тобто в напрямку розвитку тріщинуватості (див. рис. 1). Час початку реагування кожної свердловини збільшується із відстанню до нагнітальної свердловини. Чим далі розташована нафтова свердловина від нагнітальної, тим більшим є час початку реагування. У табл. 3 і на рис. 6 подано залежність часу початку реагування свердловин від відстані між нагнітальною і нафтовими свердловинами. По свердловинах дослідної ділянки нагнітальної свердловини №321-Д цей час становить від 0,5 до 5,5 місяців. Додатковий видобуток нафти на ділянці свердловини № 321-Д становить 1598 т, а відповідне обмеження відборів води — 3975 м³. Нами використано також метод кореляційного аналізу із використанням коефіцієнта рангової кореляції Спірмена і коефіцієнта кореляції Кендала. Було поставлено за мету визначення зон, не охоплених витісненням, за парним зв'язком

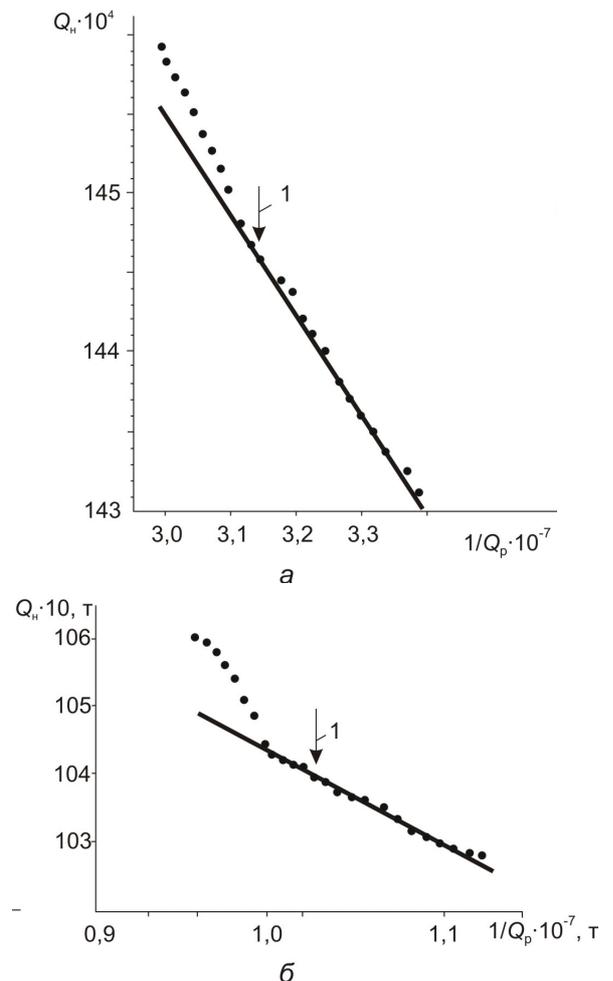


Рисунок 5 – Характеристика витіснення по полю нагнітальної свердловини №321-Д (а) і №351-Д (б)

Таблиця 3 – Відстань між видобувними і нагнітальною свердловиною №321-Д і час початку реагування свердловин на тампонування

№ видобувної свердловини	Відстань між видобувною і нагнітальною свердловинами	Час початку реагування свердловини, доб.
242	110	15
244	210	30
351	400	165
702	250	120
39	270	150

між нагнітальною свердловиною №321-Д (тампонування проведено 21-25 вересня 1987 р.) і навколишніми видобувними свердловинами №№702, 235, 347, 242, 351. Значення місячного запомповування води і місячного видобутку нафти замінили їх рангами, визначили різниці d між рангами, коефіцієнт рангової кореляції Спірмена R , значимість t відмінності R від нуля. Результати розрахунку подано в табл. 4. Проведений аналіз взаємодії нагнітальної свердловини №321-Д з навколишніми видобувними сверд-

Таблиця 4 – Аналіз взаємодії між нагнітальною свердловиною №321-Д і навколишніми видобувними свердловинами за коефіцієнтами рангової кореляції Спірмена і Кендала

№ свердловини дослідного поля	За коефіцієнтом Спірмена			За коефіцієнтом Кендала		
	табличне значення t_T	$ t $	є значимий зв'язок?	табличне значення z_T	$ z $	є значимий зв'язок?
702	0,4714	1,59	так	1,66358	6,1	так
235	-//-	1,51	так	-//-	6,1	так
347	-//-	3,8	так	-//-	4,07	так
242	-//-	2,59	так	-//-	5,8	так
351	-//-	0,871	так	-//-	3,72	так

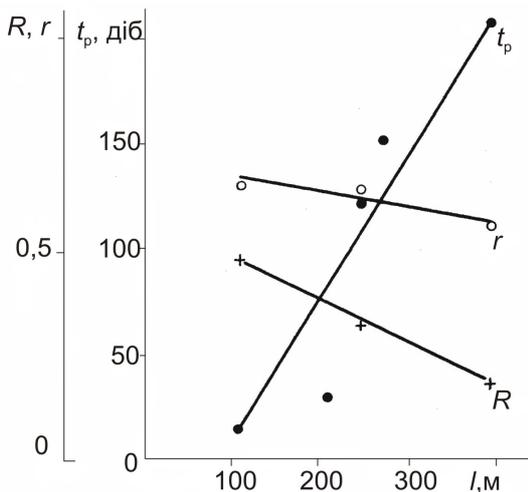


Рисунок 6 – Залежності часу реакції t_p видобувних свердловин і коефіцієнтів рангової кореляції Спірмена R і Кендала r від відстані l до нагнітальної свердловини 321-Д

ловинами із використанням статистичних методів рангової кореляції Спірмена і Кендала засвідчив значимий зв'язок між роботою цих свердловин. Зміну коефіцієнтів кореляції за Спірменом і Кендалом залежно від відстані до нагнітальної свердловини 321-Д показано на рис. 3.

Швидкість руху води в тріщинуватому колекторі вивчалась багатьма дослідниками [8]. Наприклад, початкова швидкість проривання води на білоруських родовищах змінювалась від 1,5 до 18,4 м/доб., а швидкість руху флюоресцеїну виявилася в сотні (600-800) разів більшою. На родовищах Поволжя швидкість руху індикатора (флюоресцеїну, соляної кислоти) сягала 320 м/год., причому в межах покладу також змінювалася у великому діапазоні (від 50% до 20 разів). Індикатор фіксується в кожній із навколишніх свердловин неодноразово (періодично), що пояснюється рухом його по каналах (тріщинах) і тріщинуватих пропластках з різною проникністю, тобто різнотріщинуватістю породи в досліджуваному об'ємі (різними розкриттям тріщин). Тут ще виявляє вплив довжина шляху фільтрації. Таких досліджень не було змоги виконати по даному полю. За швидкістю руху індикатора можна визначити об'єм зони проривання води [8] і відповідно необхідний об'єм тампонажного матеріалу.

Таким чином, в результаті робіт із тампонування високопроникних каналів у полі нагнітальної свердловини №231-Д поставленої мети щодо зміни шляхів і напрямків руху потоків в пласті досягнуто.

На основі чотирьох незалежних положень (геолого-тектонічна особливість будови поля, час початку реагування і сітка розташування свердловин, рангові кореляції взаємодії свердловин за Спірменом і Кендалом) технічну ефективність виконаних робіт визначено по дослідному полю, яке включає нагнітальну свердловину №321-Д і нафтові свердловини №242, 244, 702, 39 і 351. Усіма методами отримано результативну інформацію. Кожний метод оцінки технологічної ефективності висвітлює певну сторону, а в сукупності ці методи дають цілісну картину перерозподілу фільтраційних потоків у пласті після створення в ньому потоковідхилювальних бар'єрів.

Література

- 1 Бойко В.С. Напрямки і проблеми розробки нафтових родовищ України // Нафта і газ України: Мат. наук.-практ. конф. (Київ, 17-19 травня 1994 р.): У 2-х томах. – Львів: УНГА, 1995. – Том 1. – С. 190-193.
- 2 Бойко В.С. Регулювання розробки газонафтових покладів шляхом закачування керо-ваних дисперсних систем // Нафтова і газова промисловість. – 1992. – № 2. – С. 39-42.
- 3 Бойко В.С. Наукові основи системного створення водоізоляційних і потোকсервуючих бар'єрів у привибійних і міжсвердловинних зонах продуктивного пласта шляхом застосування дисперсних систем // Тези наук.-техн. конф. проф.-викл. складу інст. нафти і газу. – Івано-Франківськ: ІФІНГ, НДІ НГТ. – 1994. – 1-а част. – С. 136.
- 4 Бойко В.С. Технологические основы системного создания потокоотклоняющих барьеров в межскважинных и призабойных зонах продуктивного пласта / ІФІНГ. – Івано-Франківськ, 1993. – 16 с. – Деп. в ДНТБ України 22.12.93, № 2546 – Ук-93.
- 5 Бойко В.С., Бойко Р.В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу (5-ти мовний українсько-російсько-англійсько-французько-німецький): У 2-х томах. – Том 1. Букви А-К. 4795 статей. – К.: Міжнародна економічна фундація, 2004. – 560 с.

6 Бойко В.С., Бойко Р.В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу (5-ти мовний українсько-російсько-англійсько-французько-німецький). У 2-х томах. – Том 2. Букви Л-Я. 5831 стаття. – Київ-Львів: Априорі, Міжнародна економічна фундація, 2006. – 800 с.

7 Способ разработки нефтяной залежи / В.С.Бойко, Г.Д.Савенков, В.М.Дорошенко, Г.А.Лесовой, И.Н.Костур, В.Г.Касянчук, В.С.Сухан, А.Г.Гураль. – Авт. свид. 1103622 СССР. МКИ Е 21 В 43/20. – Заявлено 19.05.83, №3591781/22-03; Зарегистр. 15.03.84.

8 Довжок Е.М., Балакиров Ю.А., Мирзоян Л.Э. Регулирование разработки и увеличение нефтеотдачи пластов. – К.: Техніка, 1989. – 144 с.