

ВИЗНАЧЕННЯ ВЕЛИЧИНИ КОЕФІЦІЄНТА ОХОПЛЕННЯ ПЛАСТА ВИТІСНЕННЯМ НАФТИ ВОДОЮ І ГАЗОМ НА ОСНОВІ РОЗРОБЛЕНОЇ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ЦЬОГО ПРОЦЕСУ

Г.В. Татарин

НДПІ ВАТ "Укрнафта", 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О.Пушкіна, 2,
тел. (03422)43190, e-mail: hwesna@inbox.ru

Рассчитана и графически представлена математическая модель процесса охватывания пласта вытеснением водой и газом на основании экспериментальных данных по нефтяным залежам Коржовского нефтегазоконденсатного месторождения. Приведены принципы управления коэффициентом охватывания пласта вытеснением с учетом неоднородности залежей нефти В-18н и В-19в, В-19н указанного месторождения и соотношения вязкостей флюидов. Разработанная модель проверена на адекватность, произведено сравнение результатов расчетов с эмпирической зависимостью, полученной в результате проведенных лабораторных исследований по ряду месторождений. Также оценена эффективность водогазового действия на пласт на основании практического опыта других стран.

Mathematical model of process of scope of layer of displacement of oil by water and gas on the basis of experimental information on the oil deposits of Korzhiv oil-gas condensate field is expected and graphically represented. Resulted principles of management by the coefficient of sweep of reservoir by displacement taking into account heterogeneity of reservoirs of the oil В-18n and В-19v, В-19n indicated field and correlation of fluid viscosity is showed. The developed model is tested on adequacy, results of calculations comparative with the empiric dependence, which is got as a result of the conducted laboratory researches on the row of fields. Efficiency of oil and gas action is also appraised on a layer on the basis of foreign experience.

Більшість нафтових родовищ України і світу розробляються з використанням заводнення, що дає змогу за сприятливих геолого-фізичних умов досягти коефіцієнта вилучення нафти до 60% і більше. В той же час у разі експлуатації складних за геологічною будовою і неоднорідних об'єктів досить часто відбувається передчасний прорив води у видобувні свердловини через найбільш проникні прошарки. Це знижує коефіцієнт охоплення пласта витісненням і збільшує видобуток води, яка, рухаючись промитими зонами, не виконує корисної роботи з витіснення. Нафтові свердловини нерідко обводнюються повністю, коли ще значна частина продуктивного горизонту залишається невиробленою, що призводить до зниження коефіцієнта вилучення нафти і затрат великої кількості енергії на запомповування води і її піднімання на поверхню. Тому важливим є встановити залежність між характеристикою неоднорідності пласта (за проникністю) і очікуваним коефіцієнтом вилучення (охоплення).

Одним із перспективних методів фізико-хімічної дії на пласт є водогазовий циклічний вплив. На відміну від води, яка у заводненій зоні займає дрібні пори і звуження, газ, запомпований у пласт як незмочувана фаза в загазованій зоні, навпаки, займає масштабні пори верхньої частини пласта. Ці особливості нагнітання води і газу призвели до суміщення їх переваг шляхом циклічного нагнітання. Періодичне нагнітання води і газу сприяє збільшенню коефіцієнта витіснення нафти і охоплення неоднорідних пластів заводненням внаслідок зниження відносної провідності високопроникних прошарків, зайнятих водогазовою сумішшю, на величину залишкової газонасиченості

(10-15%). Однак даний метод підвищення нафтовилучення володіє суттєвим недоліком: гравітаційний розподіл газу і води в пласті може знижувати ефективність витіснення нафти і охоплення пласта процесом на 10-20% залежно від ступеня і характеру неоднорідності пласта і співвідношення в'язкостей нафти і води [1]. Створення математичної моделі цього впливу дасть можливість уникнути невинуватених втрат енергії і раціонально вибрати об'єкти для водогазового нагнітання.

Для розрахунків вхідні дані взято по нафтових покладах В-18н, В-19в та В-19н Коржівського нефтегазоконденсатного родовища, яке характеризується такими параметрами: середній коефіцієнт проникності нафтових горизонтів дорівнює $k_{cp} = 46 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, кожен з експлуатаційних горизонтів (нафтові поклади В-18н і В-19н+в) складається з двох відокремлених шарів (наприклад, В-19в і В-19н), зональна неоднорідність окремого шару за проникністю дорівнює $V_{zk}^2 = 0,98$, відповідно зональна не-

однорідність покладу $V_3^2 = \frac{V_{zk}^2}{n} = 0,49$, розра-

хункова неоднорідність становить $V_p^2 = 0,02$. Оскільки середні значення проникності для пластів відрізняються незначно (у межах $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$), а інтервали зміни цих величин варіюють в дуже широкому діапазоні – від $1,304 \cdot 10^{-3}$ до $214,39 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, то за значення ν (яке показує, у скільки разів відрізняються проникності відокремлених пластів) приймаємо максимально допустиме значення (1,5) для об'єднання експлуатаційних об'єктів у один

об'єкт розробки. Визначивши коефіцієнт неоднорідності пласта V^2 за проникністю [2]:

$$V^2 + 1 = (V_p^2 + 1) \cdot \frac{V_{\text{зк}}^2 + 1}{V_{\text{зк}}^2} \cdot n \cdot \frac{v^n + 1}{v^n - 1} \cdot \frac{v - 1}{v + 1} = 1,27 \quad (1)$$

$V^2 = 0,27$, побудуємо математичну модель за повного факторного експерименту 2^2 .

Побудувавши матрицю даних для факторного експерименту типу 2^2 (табл. 1) та матрицю планування експерименту з використанням кодованих значення факторів (табл. 2), матриця розширеного плану результатів матиме вигляд, наведений в табл. 3.

Таблиця 1 — Матриця даних

Рівні факторів та інтервали варіювання	Натуральні значення для кодованих позначень факторів	
	K^2	$\mu_o = \mu_n / \mu_b$
Верхній рівень	0,8	14,86
Нижній рівень	0,2	3,20
Нульовий рівень	1	1
Інтервал варіювання	0,2	0,6

Таблиця 2 — Матриця планування експерименту (розширений план)

№ дослідю	Кодовані значення факторів		
	x_1	x_2	$x_1 x_2$
1 – В-18н	+1	+1	+1
2 – В-18н	-1	+1	-1
3 – В-19в	+1	-1	-1
4 – В-19н	-1	-1	+1

Математична модель в кодованих значеннях матиме такий вигляд [3]

$$Y = b_o + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_{12} x_1 x_2 + e, \quad (2)$$

де e – похибка визначення.

Для знаходження відтворюваності попередньо визначимо дисперсії кожного з дослідів за формулою [3]

$$S_u^2 = \frac{\sum_{i=1}^m (Y - \bar{Y})^2}{m - 1}, \quad (3)$$

Таблиця 3 — Суміщена матриця розширеного плану отриманих результатів

№ дослідю	Кодовані значення факторів			Результати паралельних оцінок		
	x_1	x_2	$x_1 x_2$	$Y_1 \equiv \eta_1$	$Y_2 \equiv \eta_2$	$\bar{Y} = \bar{\eta} = \frac{\eta_1 + \eta_2}{2}$
1	-1	-1	+1	0,522	0,522	0,522
2	+1	-1	-1	0,539	0,541	0,539
3	-1	+1	-1	0,33	0,335	0,332
4	+1	+1	+1	0,290	0,290	0,290

де m за паралельних вимірювань дорівнює 2.

Отриманий коефіцієнт Кохрена порівнюємо з табличним значенням

$$G = 0,862 < G_{\delta=0.05, f_n=4, f_u=1} = 0,9065, \quad (4)$$

що свідчить про добру відтворюваність результатів.

Похибку відтворюваності результатів або похибку оцінки відсотка виходу продукції визначаємо як

$$s_y^2 = \frac{\sum_{u=1}^4 s_u^2}{4} = 3,625 \cdot 10^{-6}. \quad (5)$$

Коефіцієнти регресії для математичної моделі в кодованих значеннях типу:

$$Y = b_o + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_{12} x_1 x_2 + \varepsilon,$$

знаходимо:

$$b_o = \frac{\sum_{u=1}^4 \bar{Y}_u}{4} = 0,420, \quad (6)$$

$$b_1 = \frac{\sum_{u=1}^4 x_{1u} \bar{Y}_u}{4} = -5,750 \cdot 10^{-3}, \quad (7)$$

$$b_2 = \frac{\sum_{u=1}^4 x_{2u} \bar{Y}_u}{4} = -0,110, \quad (8)$$

$$b_{12} = \frac{\sum_{u=1}^4 x_{1u} x_{2u} \bar{Y}_u}{4} = -0,014. \quad (9)$$

Математична модель в кодованих значеннях матиме такий вигляд:

$y = 0,42 - 5,75 \cdot 10^{-3} x_1 - 0,11 x_2 - 0,014 \cdot x_1 x_2$, що відповідає тотожності $Y = y$. Тому зручно зробити перевірку отриманої математичної моделі в кодованих значеннях.

Для перевірки отриманої математичної моделі на адекватність її лінійній моделі типу:

$y_L = 0,42 - 5,75 \cdot 10^{-3} x_1 - 0,11 x_2$ проведемо аналогічні до попередньої операції розрахунки, відкинувши фактор взаємовпливу. Проведені розрахунки наведено у табл. 4.

Визначаємо дисперсію адекватності лінійній моделі за формулою за

$$f_{ad} = n - k - 1 = 4 - 2 - 1 = 1:$$

Таблиця 4 — Суміщена матриця плану (без фактора впливу) і опрацьованих результатів експерименту

№ досліджу	Кодовані значення факторів		Лінійна модель	Експеримент	Похибка
	x ₁	x ₂	y _L	$\bar{Y} \equiv \bar{\eta}$	$\Delta_L = y_L - \bar{Y}$
1	-1	-1	0,304	0,522	-0,218
2	+1	-1	0,316	0,539	-0,223
3	-1	+1	0,525	0,332	0,195
4	+1	+1	0,536	0,290	0,246

Таблиця 5 — Матриця опрацьованих прогнозованих результатів експериментів щодо неадекватності лінійної моделі

№ досліджу	Лінійна модель $\eta = -1,15 \cdot 10^{-3} - 2,8 \cdot 10^{-3} K^2 - 0,107 \mu_0$			Модель $\eta = -1,15 \cdot 10^{-3} - 2,8 \cdot 10^{-3} K^2 - 0,107 \mu_0 + 0,014 K^2 \mu_0$	Похибка
	K ²	μ_0	η_L		$\Delta_{\eta L} = \eta_L - \eta$
0	1	1	0,103	0,190	0,087
1*	0,2	1,5	0,159	0,246	0,087
2*	0,4	2	0,212	0,299	0,087
3*	0,6	2,6	0,275	0,362	0,087
4*	0,8	3,2	0,339	0,426	0,087
5*	0,27	3,99	0,404	0,491	0,087

* прогнозовані результати

$$S_{ad}^2 = \frac{\sum_{u=1}^n (\bar{Y}_u - Y_u)^2}{n - k - 1} = 1,450 \cdot 10^{-5} \quad (10)$$

Розраховуємо значення коефіцієнта Фішера і порівнюємо його з табличним значенням:

$$F = \frac{s_{ad}^2}{s_y^2} = \frac{1,450 \cdot 10^{-5}}{3,635 \cdot 10^{-6}} = 4 < \quad (11)$$

$$< F(\alpha=0.05; f_{ad}=1; f_y=4) = 7,71 .$$

Тобто досліджувана модель є адекватною лінійній моделі. Далі визначаємо значущість коефіцієнтів регресії:

$$b_i = t(\alpha=0.05; f_y=n) \frac{s_y}{n} = t(\alpha=0.05; f_y=4) \frac{s_y}{4} = 1,479 \frac{\sqrt{3,635 \cdot 10^{-6}}}{2} = 0,0014 \leq |b_i| , \quad (12)$$

що підтверджує значущість усіх коефіцієнтів в лінійній математичній моделі у поданому вигляді.

Здійснимо перехід до математичної моделі у натуральних значеннях:

$$Y = b_0 + b_1 \frac{X_1 - X_{10}}{\delta_1} + b_2 \frac{X_2 - X_{20}}{\delta_2} + b_{12} \frac{X_1 - X_{10}}{\delta_1} \frac{X_2 - X_{20}}{\delta_2} = -1,15 \cdot 10^{-3} - \quad (13)$$

$$- 2,8 \cdot 10^{-3} X_1 - 0,107 X_2 + 0,014 X_1 X_2$$

або

$$\eta = -1,15 \cdot 10^{-3} - 2,8 \cdot 10^{-3} K^2 - 0,107 \mu_0 + 0,014 K^2 \mu_0 . \quad (14)$$

Перевірку отриманої математичної моделі в натуральних значеннях здійснюємо підстановкою заданих натуральних значень чинників, які впливають на зміну коефіцієнта охоплення.

Знайдемо прогнозовані значення виходу готової продукції за значень рівнів чинників, які не використовувалися в експерименті. Це найперше стосується нульового рівня чинників, тобто при K² = 1 і $\mu_0 = 1$, а також в критичних точках, що відповідають граничним значенням чи межах змін впливаючих чинників. Результати відобразимо в табл. 5.

З наведеної таблиці видно, що очікувана похибка від неадекватності використовуваної лінійної моделі не повинна перевищувати $\pm 8,7\%$ при перевірці на практиці.

Графічно модель представимо на рис. 1. У випадку зміни коефіцієнта неоднорідності пласта від 0,2 до 0,8 і співвідношення в'язкостей в межах 1-6 коефіцієнт охоплення приймає значення від 19 до 49,1%. Зі збільшенням співвідношення властивостей флюїдів до 4 і зростанням коефіцієнта неоднорідності до 1,5, коефіцієнт охоплення приймає максимальне значення, і коли співвідношення в'язкостей перевищує 4, він різко падає до 19%. Оптимальними є коефіцієнт неоднорідності 0,27 (розрахований вище) і співвідношення в'язкостей на рівні 4. Дані чинники характерні для горизонту В-19н, для якого співвідношення в'язкостей флюїдів сягає значення 3,99, тому доцільно провести водогазове діяння саме на даний нафтовий горизонт.

Результати проведених розрахунків свідчать, що якщо обидва чинники впливу досягають нульового рівня, то коефіцієнт вилучення (за рахунок зменшення коефіцієнта охоплення) досягає мінімального значення. Коли співвідношення в'язкостей води і нафти досягає значення 3,2, тоді для коефіцієнта неоднорідності 0,8 коефіцієнт охоплення досягає 42,6%. Збільшення співвідношення в'язкостей до 5 за незмінного коефіцієнта неоднорідності дає можливість збільшити досліджуваний коефіцієнт до 66%, однак вже за значень більше 7 ми одержуємо неадекватні результати. Зміна коефіцієнта неоднорідності впливає на коефіцієнт охоплення не значно (у межах сотих одиниць).

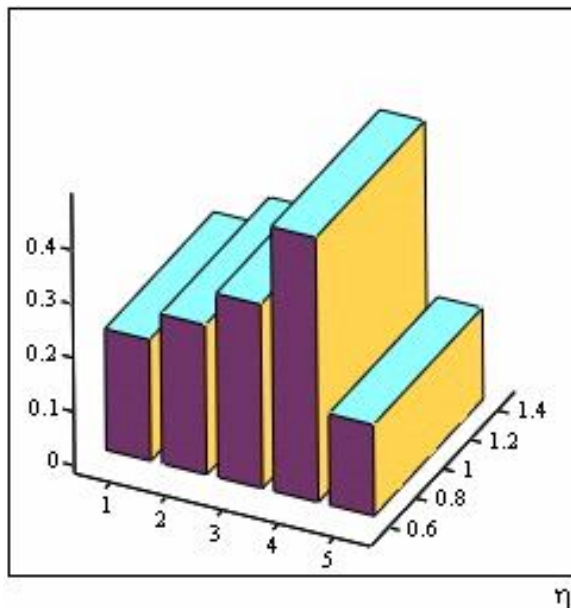


Рисунок 1 – Графічне представлення моделі залежності коефіцієнта охоплення пласта витісненням η водою і газом від характеру неоднорідності пласта та властивостей насичуючих флюїдів

Російські автори проводили порівняльну оцінку результатів розрахунку коефіцієнта вилучення нафти [4], в результаті чого статистичні методи забезпечують похибку у визначенні у межах 2-20% залежно від геологічних умов пласта.

У роботі [5] виведено емпіричну формулу, яка визначає залежність коефіцієнта витіснення нафти газом від безрозмірного параметра P

$$P = \rho_r / \rho_n \cdot m, \quad (15)$$

де: m – коефіцієнт пористості;
 ρ_r і ρ_n – відповідно в'язкості газу і нафти.

Дана формула може використовуватись під час складання проектних документів на розробку родовищ для розрахунку коефіцієнта витіснення нафти вуглеводневим газом із пористого середовища. Для умов горизонту В-19н він приймає значення 36,08%.

Коефіцієнт охоплення на основі математичної моделі становить 49,10 (5* в табл. 5). Проектний коефіцієнт охоплення для нафтового горизонту В-19н складає 43,3%. Таким чином,

впровадження водогазового діяння на пласт дасть змогу збільшити коефіцієнт охоплення на 5,8%. Коефіцієнти охоплення, розраховані на основі математичної моделі, для горизонтів В-18н і В-19в відповідно дорівнюють 42,6% і 53,8%.

Водогазове діяння на пласт складає один із окремих і ефективних напрямків методів збільшення нафтовіддачі пластів. В ряді провідних нафтовидобувних держав світу (Канада, США, Норвегія та ін.) розвиток цих методів пройшов стадію дослідно-промислових робіт і сьогодні використовуються в промислових масштабах. Газові методи збільшення коефіцієнта нафтовилучення в США в середньому щорічно дають від 9,5 до 16,5 млн. т додатково видобутої нафти [6]. Коефіцієнт охоплення при цьому збільшується на 15% [7].

Таким чином, розрахована на основі результатів попередніх досліджень властивостей флюїдів і колектора математична модель процесу охоплення пласта витісненням нафти водою і газом для нафтових покладів Коржівського нафтогазоконденсатного родовища підтверджує доцільність проектування водогазового діяння на пласт для горизонту В-19н. Коефіцієнти охоплення для горизонтів В-18н, В-19в і В-19н не перевищують 54%. У порівнянні з закордонним досвідом в умовах даного родовища реалізовано лише 1/3 частину потенційного коефіцієнта охоплення. Вказану модель можна поширити для низки інших родовищ, які характеризуються неоднорідністю властивостей колектора і флюїдів.

Література

- 1 Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2002. – 639 с.
- 2 Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001. – 562 с.
- 3 Семенцов Г.Н., Когуч Я.Р., Дранчук М.М. Планирование та обробка результатів експерименту: Навчальний посібник – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 220 с.
- 4 Багаутдинов Р.А., Багаутдинов А.К., Голубев Д.О. Сходимость результатов различных способов расчета коэффициента извлечения нефти на примере Советского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №8. – С. 63-65.
- 5 Артюхович В.К. Расчет коэффициента вытеснения нефти из пористой среды углеводородным газом под высоким давлением // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №4. – С. 54-55.
- 6 Байков Н.М. Основные показатели внедрения новых методов увеличения нефтеотдачи в США // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №11. – С. 127-129.
- 7 Henry J. Welce. Displacement of oil from porous media by water or gas. Tulsa meeting. SPE-949133 –October 1947. – P. 133-145.