

УДК 622.245.42.004.6

ПОТОЧНИЙ СТАН РОЗМЕЖУВАННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ У СВЕРДЛОВИНАХ РОМЕНСЬКОЇ ГРУПИ РОДОВИЩ ДДз

Ю. Г. Верьовкіна, Б. А. Тершак,

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153, e-mail: drill@nung.edu.ua

І. І. Наритник

Центральна науково-дослідна лабораторія ВАТ "Укрнафта" (ЦНДЛ),
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар, 2, тел/факс (03422) 776140,
e-mail: narytnyk@cndl.ukrناфта.com

Рассмотрено состояние вопроса качества разобщения пластов в скважинах Роменской группы месторождений ДДз. С использованием теории распознавания образов выполнен анализ влияния основных геолого-технических факторов на успешность операции. Дана оценка влияния отдельных групп факторов на конечный результат. Показаны возможности разработки методики планирования результата операции первичного цементирования.

The state of question of quality of disjoining of layers in the skvagnah Romenskoj groups moestorogdeniy DDz is considered. With the use of teorii pattern recognition vipolnenn analysis of influencing of basic geologog-technical factors on success of operation. Estimation of influencing of separate grup factors on an eventual result is given. Pokazai possibilities of development of method of planning of result of operation of primary cementation.

Інтенсивний видобуток нафти і газу на більшості родовищ України значно ускладнив гірничо-геологічні та гідродинамічні умови в свердловинах. Це призвело до збільшення навантаження на цементне кільце в затрубному просторі й негативно вплинуло на якість розмежування продуктивних пластів.

Наприклад, для більшості свердловин з Роменської групи родовищ Дніпровсько-Донецької западини (Анастасіївське, Артюхівське, Липово-Долинське, Південно-Опанасівське, Перекопівське та інші) характерне близьке розташування різнонапірних, флюїдонасичених пластів.

Характерним прикладом такої ситуації може служити Анастасіївське родовище (ДДз), яке є одним із найбільш складних за своєю гірничо-геологічною будовою і має такі продуктивні горизонти: нафтові – Н-4 серпухівського ярусу та В-19а, В-19б, В-20, В-21 візейського ярусу; газоконденсатні – В-19б (в одному блоці), В-29в; газовий – В-26.

У зв'язку з промисловою розробкою родовища з 1978 року пластовий тиск у продуктивних горизонтах візейського ярусу В-19, В-20 та В-21 став швидко падати і 1984 року зменшився з 49–51 до 23–27 МПа. Якщо в перші роки експлуатації баланс тисків у продуктивних та водонесних горизонтах дозволяв успішно освоювати свердловини, то виникнення градієнту тисків між потужним водонапірним пластом В-18 та розташованими нижче продуктивними горизонтами стало причиною виникнення перетоків у момент виклику притоку або одразу після вводу свердловини в експлуатацію (таблиця 1). Крім того, в результаті прориву води через недостатньо надійне кріплення експлуатаційної колони, обводнилась і частина раніше успішно освоєних свердловин.

Таблиця 1. Обводнення свердловин Анастасіївського родовища на етапі освоєння

№ свердловини	Продуктивний горизонт	Градієнт перепаду тиску між пластами, МПа/м	Стан свердловини
80	В-19а	0.72	ліквідована
96	В-19а	0.38	переведена в нагнітальну
91	В-19б	0.20	повторно обводнилась
77	В-19б	0.53	повторно обводнилась
138	В-19б	0.46	Передана НГВУ

Всього за час експлуатації на цьому родовищі в результаті заколонних перетоків обводнилось 32% від загальної кількості експлуатаційних та нагнітальних свердловин, пробурених на нафтові горизонти візейського ярусу й зацементованих за традиційними технологіями.



Аналогічна ситуація спостерігається і на інших свердловинах цієї групи родовищ, з яких потенційно небезпечними є Перекопівське, Коржівське та деякі інші.

Привертає увагу той факт, що з п'яти свердловин, обводнених у 1985–1986 рр., жодна не пропрацювала з початку вводу в експлуатацію більше одного місяця.

В дев'яти обводнених свердловинах були проведені ремонтно-ізоляційні роботи з ліквідації заколонних перетоків, однак ефект від цього був мінімальний – тільки одна свердловина № 91 продовжила роботу з того ж горизонту, № 79 переведена на горизонт Н4, № 77 – переведена в газіві, а № 32 – в нагнітальні. Причому тривалість ефекту була незначною (від 2 місяців до одного року).

Слід зазначити, що аналогічні явища характерні для більшості складно побудованих родовищ СНД. За даними проф. М. О. Ашрафьяна [1] у 43,4% свердловин Татарстану спостерігається заколонна циркуляція пластових вод. У Західному Сибіру кількість свердловин із заколонними перетоками складає 10–12 % від загальної кількості експлуатаційних свердловин. А у випадках, коли відстань між продуктивним та напірним водоносним горизонтами була нижчою 10 м, кількість обводнених свердловин перевищувала 30%. Затрати на ізоляційні роботи склали в середньому 13% вартості свердловин.

Все це свідчить про недостатню ефективність відомих технологій розмежування пластів.

Відомо, що успішність цементування свердловин залежить від впливу комплексу одночасно діючих геолого-технічних факторів, велика кількість яких визначає стохастичну природу кінцевого результату [2].

З метою оцінки впливу різних факторів на кінцевий результат та їх взаємозв'язок, ми проаналізували результати робіт із цементування 33 свердловин Роменської групи родовищ ДДз. Щоб максимально позбутися впливу суб'єктивних факторів, обумовлених кваліфікацією виконавців та рівнем організації робіт, відбирались операції, виконані Полтавським тампонажним управлінням ВАТ "Укрнафта". З доступного масиву даних (плани та акти на виконання робіт, справи свердловин, діаграми станції контролю цементування, результати лабораторного дослідження тампонажних суспензій і т. д.) ми використали 22 геолого-технічних фактори. Отриманий масив даних був опрацьований з використанням теорії розпізнання образів [3].

Для побудови варіаційного ряду кожного з факторів визначались кількість інтервалів (діапазонів) L і величина кроку h , яка відповідає цьому інтервалу, з умов

$$L = 1 + 1.5 \lg(N + M); \quad (1)$$

$$h = \frac{X_{\max} - X_{\min}}{l}, \quad (2)$$

де N, M – кількість об'єктів відповідно для першого (неуспішні) і для другого (успішні) класів;

X_{\max}, X_{\min} – відповідно максимальні та мінімальні значення кожного з факторів.

Для факторів, які не можуть бути виражені кількісно, присвоєно умовні значення – цілі числа (ранги). Відповідно, для них кількість діапазонів дорівнює кількості рангів. Діагностичний коефіцієнт $DK(x'_j)$ для кожного інтервалу (діапазону) визначався за формулою

$$DK(x'_j) = 10 \lg \frac{P_1(x'_j)}{P_2(x'_j)}, \quad (3)$$

де $P_1(x'_j)$ і $P_2(x'_j)$ – ймовірність прояву i -тої градації j компоненти серед об'єктів, що належать відповідно першому та другому класам.

У випадку коли $P_1 = 0$ і $P_2 \neq 0$ ймовірності для розрахунку замінимо відповідно на $P_1 = 1/N$ і $P_2 = P_1 + P_2$. Отримавши, таким чином, діагностичні коефіцієнти для всіх градацій визначимо інформативність кожного фактора.

$$I(x_j) = 0.5 \sum_{i=1}^k DK(x'_n) [P_1(x'_n) - P(x'_n)]. \quad (4)$$

Вищенаведена методика опрацювання бази даних була реалізована у вигляді розробленого нами програмного комплексу, виконаного в середовищі Borland Delphi.

Аналіз даних, наведених в таблиці 2, дозволяє виділити три основні групи факторів, які мають визначальний вплив на кінцевий результат операцій цементування свердловин Роменської групи родовищ ДДз.

До першої, найбільш численної, можна віднести фактори, які визначають умови заповнення тампонажною суспензією заколонного простору свердловини. Сумарне значення інформативності цієї групи факторів складає 4,24 або 37,85% від загальної кількості. Аналіз засвідчує, що при плануванні операцій цементування свердловини найбільшої уваги заслуговують:

час від завершення спуску обсадної колони до початку її цементування $I_{x15} = 1.08$;

густина промивальної рідини $I_{x8} = 0.894$;

тривалість промивання свердловини перед початком тампонування $I_{x16} = 0,791$;

співвідношення діаметрів обсадної колони та свердловини $I_{x5} = 0,578$.

Таблиця 2. Результати опрацювання бази даних результатів цементування свердловин Роменської групи родовищ ДДз

Фактори	Інформа- тивність, I _x	Умови цементування			
		Значення факторів 1	Діагностич- ний коефіці- єнт (ДК1)	Значення факторів 2	Діагностич- ний коефіці- єнт (ДК2)
Геологічні фактори					
X1 – тип свердловини	0,004	2,5-3,25	0,284	1-1,75	0,111
X2 – глибина свердловин, м	0,033	<3000	-0,086	<3000	-0,086
X3 – градієнт перепаду тиску між пластами, МПа/м	1,935	1-1.5	2.48	0.5-1	-3.55
X4 – коефіцієнт аномальності	0,204	0.9-1.04	0.54	0.65-0.78	-1.56
			3,39		5,306
Техніко-технологічні (некеровані фактори)					
X5 – відношення діаметра обсадної колони до діаметра свердловини	0,578	0.44-0.54	1.32	0.55-0.65	-0.56
X6 – довжина відкритого стовбура свердловини, м	0,01	500-885	-0.2996	885-1271	-0.224
X7 – кут викривлення свердловини (інтенсивність)	0,202	0-3.8	-1.56	0-3.8	-1.56
X8 – густина промивальної рідини, кг/м ³	0,894	1162-1184	-0.1741	1140-1162	-2.5527
			4,691		4,8967
Техніко-технологічні (керовані фактори)					
X9 – умовна в'язкість, с	0,087	28-51	-1.337	51-74	0.8432
X10 – статичне напруження зсуву за 10 хвилин, дПа	0,002	192-123	0.151	61-92	0.1861
X11 – різниця густини тампонажного та глинистого розчинів, г/м ³	0,291	565-627	0.994	688-750	-3.108
X12 – б'єм буферної рідини до тампонажного розчину, м ³	0,077	2.56-3.12	0.356	2.56-3.12	0.356
X13 – кількість центраторів, встановлених на колоні в інтервалі необсадженої частини свердловини, шт.	0,041	13,5-18	0,8957	9-13,5	0,247
X14 – швидкість висхідного потоку, м/с	0,059	0,21-0,44	-0,326	1,4-1,64	-1,593
X15 – час від завершення спуску обсадної колони до початку цементування, год	1,08	4,91-7,82	-3,7596	4,91-7,82	-3,7596
X16 – тривалість промивки свердловини перед цементуванням, год.	0,791	2,1-5,01	-3,3274	13,74-16,65	2,507
X17 – тип тампонажного цементу	0,027	1-1,67	0,8016	1-1,67	0,8016
X18 – початок схоплення цементного розчину, год.	0,054	2,1-4,14	0,6272	2,1-4,14	0,6272
X19 – диференціювання термінів тужавіння	0,007	0-0,5	0,374918	0-0,5	0,37491
X20 – відношення висот підйому цементу до довжини колони	0,13	0,63-0,71	-0,0485	0,54-0,62	0,4766
X21 – відношення терміну початку тужавіння тампонажного розчину до тривалості операції тампонування	0,762	0,2-0,38	6,5804	0,75-0,92	-0,8988
X22 – тривалість розбурювання цементного стакана після ОЗЦ, год.	3,998	8,35-10	16,6978	0,2-1,83	-9,947
			36,28		25,72
Разом:			44,361		35,92



Несподівано низькими виявилися інформативності таких факторів, як швидкість висхідного потоку $I_{x14}=0,059$ та кількість центраторів у відкритому стовбурі свердловини $I_{x13}=0,041$. А це вказує на необхідність врахування впливу так званого “вакуум-ефекту” та оптимізацію визначення кількості, а також місць встановлення центраторів.

Є ще група факторів, які визначають умови формування ізоляційного екрану в заклонному просторі свердловини. До них входять $x_3, x_{17}, x_{18}, x_{19}, x_{21}, x_{22}$. Сумарне значення інформативності цієї групи факторів 6,783 або 60,56% від загального значення.

З них найбільшої уваги заслуговують:

тривалість розбурювання надлишкового цементного стакана після ОЗЦ $I_{x22}=3,998$;

градієнт перепаду тиску між пластами $I_{x3}=1,935$;

відношення терміну початку тужавіння тампонажного розчину до тривалості операції тампонування $I_{x21}=0,762$.

Низька інформативність фактора x_{17} вказує на необхідність оптимізації підходів до вибору типу та властивостей тампонажних матеріалів для цементування свердловини в умовах Роменської групи родовищ ДДз.

Спираючись на отримані результати, а також використовуючи рекомендації [2], можна спрогнозувати результат цементування свердловини і при потребі спланувати необхідні значення керованих факторів для досягнення позитивного результату.

Проведене ранжування факторів дозволяє визначити перспективні напрямки подальших досліджень, а також вибрати оптимальний варіант проведення операції щодо конкретної ситуації в свердловині.

Для цього, маючи інформацію про геолого-технічні фактори, визначають значення їх діагностичних коефіцієнтів і надалі сумують доти, доки не порушується одна з частин нерівності.

$$A < \sum_{i=1}^{30} ДК(x_i) < B \quad (5)$$

Тут $A = 10 \lg \frac{1-\alpha}{\beta}$, $B = 10 \lg \frac{\alpha}{1-\beta}$ – пороги областей, що відповідають успішному та неуспішному результатам робіт;

α і β – похибки першого і другого роду.

В цьому випадку $\alpha = 0,02$ (дві помилки на 100 свердловин), $\beta = 0,05$, оскільки в цьому випадку вимоги можуть бути знижені, при яких $A=13$, а $B=-17$.

Спочатку в нерівність (5) підставляють значення некерованих факторів. Якщо порушується права частина нерівності (5), то операція очікується як неуспішна, а якщо ліва – то як успішна.

Результати діагностування розглядуваних операцій приведені в таблиці 3.

Таблиця 3. Результати діагностування операцій

Результат операції	Кількість операцій	Розрахунок					
		неправильний		невизначений		правильний	
		Кількість операцій	Частка від загальної к-сті, %	Кількість операцій	Частка від загальної к-сті, %	Кількість операцій	Частка від загальної к-сті, %
Успішний	23		0	5	21,7	18	78,3
Неуспішний	9		0	1	11,1	8	88,9
Разом:	32			6		26	

Література

1. Ашрафьян М. О. Технология разобшения пластов в осложненных условиях. – М.: Недра, 1989. – 227 с.
2. Булатов А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 408 с.
3. Мирзаджанзаде А. Х., Аветисов А. Г., Булатов А. И. Методические указания по применению статистических методов в бурении нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1983. – 316 с.

