

І. Г. Фадєєва,
д. е. н., доцент, професор кафедри економіки підприємства,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ

АНАЛІЗ ВЗАЄМОЗВ'ЯЗКІВ ОКРЕМИХ ЕЛЕМЕНТІВ ВИТРАТ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ПРОЦЕСУ ЇХ ФОРМУВАННЯ

I. Fadyeyeva,
Doctor of Economics, Associate professor, Professor of economics department,
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, m. Ivano-Frankivsk

ANALYSIS OF THE RELATIONSHIP OF INDIVIDUAL ELEMENTS OF COST OIL AND GAS COMPANIES AND FORECASTING PROCESS OF THEIR FORMATION

У статті розглянуто взаємозв'язки окремих витрат нафтогазовидобувних підприємств на буріння свердловин. Запропоновано шляхи прогнозування процесу їх формування на засадах методів штучних нейронних мереж.

The article deals with the relationship of individual cost oil and gas companies to drill wells. Ways forecasting process of forming methods based on artificial neural networks.

Ключові слова: витрати, нафтогазовидобувні компанії, прогнозування, інтелектуальні технології.
Key words: costs, oil and gas exploration company, forecasting, intelligent technologies.

ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМИ

Одним із основних елементів витрат нафтогазовидобувних підприємств є витрати на буріння свердловин, формування яких треба знати як у реальному часі, так і з урахуванням заданого горизонту упередження. Оскільки процес формування витрат нафтогазовидобувних підприємств відбувається за умов апріорної та поточної невизначеності та під впливом випадкових чинників, то таке завдання потребує підвищення якості інформаційного забезпечення планування і управління. Проте, як показує наш аналіз, фахівці з менеджменту недостатньо уваги приділяють проблемі формування та прогнозування витрат, пов'язаних з бурінням глибоких нафтових і газових свердловин. З огляду на це актуальним є питання аналізу взаємозв'язків окремих елементів витрат нафтогазовидобувних підприємств та прогнозування собівартості буріння свердловин в умовах невизначеності.

АНАЛІЗ ОСТАННІХ ДОСЛІДЖЕНЬ І ПУБЛІКАЦІЙ

Означеній проблематиці присвячено праці таких фахівців, як Нестерова Т.Н. [1], Зінченко Л.В. [2], Данилюк М.О. [3], Барановський І.І., Бурикін Г.І., Музичко І.І. [4], Тищенко А.Н., Кизим Н.А., Догодайло Я.В. [5] та ін. Однак, у більшості робіт формування витрат підприємств розглядається без урахування взаємозв'язків окремих елементів витрат і можливостей прогнозування процесу їх формування на засадах інтелектуальних технологій.

МЕТА СТАТТІ

Проаналізувати взаємозв'язки окремих елементів витрат нафтогазовидобувних підприємств на буріння свердловин та запропонувати інтелектуальні технології для прогнозування процесу їх формування.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Розглянемо витрати, які виникають у процесі буріння нафтових, газових і газоконденсатних свердловин, оскільки їх формування є одним з найскладніших бізнес-процесів у нафтогазовидобувній промисловості (табл. 1).

Під час буріння свердловин процес формування витрат супроводжується постійною зміною вартості енергії, матеріалів, послуг, як правило, у бік збільшення.

Особливостями внутрішніх взаємозв'язків процесу формування витрат є нелінійність, динамічність і залежність від впливів управлінських дій. У зв'язку з цим, такі показники ефективності процесу буріння, як сумарна вартість споживаної енергії, механічна швидкість буріння, питомі витрати енергії на один метр проходки та інші складно використати як повноцінний критерій управління процесом формування витрат. Це пов'язано з тим, що енергоспоживання або ресурсоспоживання характеризує тільки один бік процесу і є лише однією із складових потенційного позитивного ефекту.

Головним економічним завданням є управління процесом формування витрат на стадіях проектування і буріння свердловин з урахуванням проблеми енергозощадження, яка для буріння свердловин на нафту і газ має особливе значення, оскільки на буріння одного метра свердловини витрачається 1÷3 тис. кВт·год. залежно від глибини свердловини [3, с. 99—112; 6, с. 78—81]. Можливими напрямками вирішення цієї проблеми є застосування нових підходів до управління процесом формування витрат бурових підприємств на етапі проектування будівництва свердловини та на етапі буріння свердловини з урахуванням невизначеності технологічного процесу, суть яких полягає у застосуванні таких критеріїв, як "мінімум витрат енергоресурсів" на стадії проектування свердловини і "мінімум витрат енергії на один метр проходки" у процесі буріння свердловини (рис. 1).

Основні труднощі виникають при розробці математичних моделей і виборі методів планування та прогнозування витрат на будівництво свердловини, оскільки об'єкт проектування — складний нелінійний динамічний об'єкт великої розмірності з великою кількістю зв'язків, який розвивається у часі і функціонує за умов апріорної та поточної невизначеності щодо своїх параметрів і структури, при цьому демонструє як хаотичну поведінку, викликану власними характеристиками об'єкта, так і стохастичну, викликану наявністю зовнішніх впливів.

Отримання оптимального рішення для складної системи, якою є процес формування витрат на буріння нафтових і газових свердловин, що описується десятками параметрів,

Таблиця 1. Типологія витрат на буріння нафтових і газових свердловин

№ з/п	Типологічна оцінка	Вид витрат	Вмістовна характеристика
1	2	3	4
1	Вид операційної діяльності	Витрати основної діяльності	Відносяться до діяльності, для вартості якої створено даний суб'єкт: витрати на буріння свердловин, геолого-технічні дослідження, геофізичні дослідження, освоєння свердловин
		Витрати допоміжної діяльності	Пов'язані з діяльністю, що допомагає у здійсненні основної діяльності: витрати на утримання транспорту, ремонтних майстерень, енергетичних підрозділів, котельні, лабораторій
		Витрати управління	Загально-адміністративні та загальнозаводські: витрати на керівництво та загальне обслуговування підприємства
2	Фаза діяльності	Витрати збуту	Витрати, що виникають у результаті процесу продажу свердловин нафтогазовидобувному підприємству
		Витрати придбання	Витрати, пов'язані з придбанням бурових доліт, канатів, бурових труб, цементу, хімікатів та ін.
		Витрати збуту	Пов'язані з збутом свердловин нафтогазовидобувному підприємству для експлуатації
3	Зв'язок з обсягом виробництва	Змінні витрати	Залежать від глибини свердловини
		а) прямо пропорційні	Змінюються у таку ж темп, як темп зміни поглиблення свердловини: витрати на долота, бурові труби, канат. $W_2=1$, де W_2 – показник змінності виробництва
		б) прогресивні	Змінюються швидше, ніж темп поглиблення свердловини – витрати енергії, $W_2 > 1$
4	Часовий характер	Поточні витрати	Відносяться до періоду, протягом якого здійснюється поглиблення свердловини
		Витрати експлуатації	Визначаються наперед, перед реальними витратами: вартість 1 години роботи бурової установки, вартість долота, витрати на зарплатню платі, амортизація обладнання
5	Роль у вирішенні проблеми прийняття рішення	Релевантні витрати	Змінюються залежно від варіанта прийнятого рішення та впливають на прийняття рішення: витрати енергії на 1 м проходки, собівартість 1 м проходки
		Нерелевантні витрати	Не залежать від варіанта прийнятого рішення протягом буріння свердловини та не впливають на прийняття рішення: вартість 1 години роботи бурової установки, вартість долота, амортизація обладнання, накладні витрати
6	Рівень складності витрат	Складні	До складу витрат входять декілька видів витрат, які можна поділити на простіші категорії
7	Елементи витрат	Використання енергії та матеріалів	Електроенергія, дизельне паливо, бурові труби, долота, хімічні реагенти для бурового розчину, канат, цемент та ін.
		Зовнішні послуги	Геофізичні дослідження свердловин, геолого-технічні дослідження свердловин
		Платіжки та інші податки	
		Витрати на оплату праці	
		Амортизація	
		Інші витрати	

Джерело: складено автором на основі джерел [4; 5].

можливе шляхом зменшення складності при вирішенні задачі за допомогою узагальненої моделі собівартості метра проходки та використанням сучасних інформаційних технологій.

Проте, наразі не видається можливим розробити математичну модель процесу формування витрат на буріння свердловини, яка б точно враховувала усі чинники впливу як на процес поглиблення свердловини, так і на цільову функцію. Це викликано тим, що існують зовнішні чинники (резерви бурового обладнання, потужність ремонтних баз і відстань до них, стан доріг та ін.), кон'юнктурні міркування, які неможливо врахувати у цільовій функції моделі. Завдання вибору найкращо-

го рішення може бути вирішене за допомогою нечітких апроксимаційних моделей типу Такагі-Сугено. Така модель застосовується лише як інструмент для визначення міри порівняльної ефектив-



Рис. 1. Підходи до планування витрат на будівництво свердловин

Джерело: складено автором.

ності прийнятих рішень, а сам підхід є адаптивним [6].

Проте регулювання процесу формування витрат за показником собівартості метра проходки неможливе, оскільки неможливо вимірювати цей показник у реальному часі. Отже, виникає проблема пошуку показника, який можна контролювати у процесі буріння прямим методом і який буде тісно пов'язаний з собівартістю кожного метра проходки свердловини.

На наш погляд, таким показником є питомі витрати енергії на один метр проходки свердловини W (кВт·год/м) [10, с. 268—269]:

$$W = \frac{\eta \frac{Mn}{975} + FV}{cVd^2(1 + kVd^2Q^{-1})} \quad (1),$$

де η — коефіцієнт корисної дії породоруйнівного інструменту;

M — момент на долоті;

n — швидкість обертання долота;

F — осьова сила на долото;

V — механічна швидкість буріння;

D — діаметр долота;

Q — витрати бурового розчину;

K — безрозмірний коефіцієнт, який залежить від фізико-механічних властивостей породи, властивостей бурового розчину і особливостей його подачі на вибір свердловини;

$c=0,1$ — безрозмірна константа, яка залежить від властивостей бурового розчину: густини, водовіддачі, вмісту нафтової фази і т.п.

Цей показник можна безперервно контролювати. Оскільки мінімальному значенню питомих витрат енергії відповідає мінімальна собівартість метра проходки, доцільним є застосування критерію

$$W(x) \rightarrow \min_{x \in S}, x = (t_c, H); S_c = \left\{ \sum_{i=1}^N h_i = H; h_i > 0 \right\} \quad (2),$$

як цільової функції оптимізації процесу формування витрат на буріння нафтових і газових свердловин при фіксовані часі на буріння свердловин $t_c = \text{const}$, $H = \text{const}$. Глибина H може бути розділена на N , h_i — проходка на долото в i -му рейсі.

Враховуючи вищенаведене, можна зробити висновок, що система управління процесом формування витрат на буріння свердловин повинна містити математичну модель, яка пов'язує витрати енергії з параметрами режиму буріння і враховує досвід експертів. Тому нами запропоновано [3, с. 99—112; 6, с. 78—81] застосування методів нечіткого управління на основі моделі Мамдані. Для цього до існуючої системи керування інтегрується модуль нечіткого управління процесом формування витрат енергії.

Основним недоліком даного типу управління процесом формування витрат є його незначна гнучкість, а саме: при переході долота з однієї породи до іншої, зміні типорозміру долота, глибини свердловини та ін. необхідно переналаштовувати модель і визначати для неї новий закон управління. Тобто потрібне постійне "ручне" визначення адекватності математичної моделі.

З існуючих наукових досліджень відомо, що найбільш досконалими є інтелектуальні технології прогнозування фінансових та економічних показників. Проте проведений нами аналіз [3, с. 99—112; 14, с. 128—132; 15, с. 144—152 та ін.] показує недостатній обсяг проведених досліджень у контексті використання інтелектуальних технологій для прогнозування собівартості буріння нафтових і газових свердловин.

Оскільки досліджуваний процес формування собівартості метра проходки свердловини є нелінійним, для вирішення задач прогнозування доцільне застосування штучної нейронної мережі (ШНМ) оскільки вона як універсального апроксиматора. Враховуючи вищенаведене і відомі методи прогнозування

та емуляції нестационарних послідовностей [16, с. 5—15], що ґрунтуються на штучних нейронних мережах, задачу прогнозування собівартості метра проходки пропонується сформулювати у формі часового ряду:

$$x(k) = (x_1(k), \dots, x_n(k))T = (c(k-1), \dots, c(k-n)), k = 1, 2, \dots, n \quad (3)$$

і побудувати прогноз

$$\hat{C}(k) = f(x(k)) \quad (4),$$

де $\hat{C}(k)$ — прогнозне значення часового ряду $C(k)$;

$f(x(k))$ — оператор оцінювання величини прогнозованого показника;

k — поточний дискретний час.

Для розв'язання поставленої задачі прогнозування можуть бути використані відомі архітектури ШНМ та методи їх навчання. Окрім того, важливим етапом прогнозування є оцінка невідомих параметрів обраної математичної моделі — параметрична ідентифікація. Складність цієї задачі обумовлена зміною параметрів математичної моделі собівартості буріння в міру збільшення глибини свердловини.

Проте слід врахувати, що собівартість буріння свердловини B_c складається з собівартості кожного пробуреного метра, збільшується з глибиною і залежить від багатьох чинників:

$$B_c = \sum_{i=1}^k C_i h_i, \text{ грн./м} \quad (5),$$

де C_i — собівартість метра проходки в i -му рейсі долота, грн./м;

$i = 1, 2, \dots, k$ — кількість рейсів долот;

h_i — проходка на долото, м.

Зниження собівартості буріння свердловин B_c на 10—30% веде до зростання рентабельності основної діяльності на 10—14% [17, с. 77—81]. Тобто зниження собівартості буріння свердловин є одним з головних чинників підвищення ефективності виробництва і збільшення розрахункової рентабельності. Різниця між поточним значенням собівартості буріння свердловини $B_c(t)$ і прогнозованим значенням $\hat{B}_c(t)$, що дорівнює

$$E(t) = B_c(t) - \hat{B}_c(t) \quad (6),$$

використовується для корегування параметрів моделі собівартості метра проходки і керувальних впливів на процес буріння свердловини. Собівартість буріння буде мінімальною у тому випадку, коли можна досягти максимальної швидкості проходки за мінімальних витрат. Така умова зазвичай має місце при досконалomu очищенні вибою свердловини і у тих випадках, коли механічна швидкість буріння залежить лише від спроможності долота руйнувати породу [12].

Розглянемо питання прогнозування собівартості буріння з урахуванням того, що буріння ведеться долотами нового покоління з проходкою на долото до 2000÷6000 м на основі нової комплексної технології досліджень розрізу свердловин, яка дає змогу отримати повну інформацію щодо нафтогазоносності розрізу у процесі буріння [15, с. 146].

З існуючих наукових досліджень [7; 8; 9; 18] відомо, що за допомогою ШНМ можна на основі відтвореної функції змін аналізованого фінансового показника спрогнозувати його значення у майбутньому, ґрунтуючись на останніх його спостереженнях [19]:

$$\hat{y}(T+1) = f(y(T-m+1), y(T-m+2), \dots, y(T)) \quad (7),$$

де $\hat{y}(T+1)$ — вихід;

$y(T-m+1), \dots, y(T)$ — входи.

У даному випадку модель формального нейрона можна розглядати як елемент з кількома входами $y(T-m+2), \dots, y(T)$ і одним виходом $\hat{y}(T+1)$, який призначений для виконання не-

лінійного параметричного перетворення сумарного зваженого вхідного сигналу у скалярну величину:

$$\hat{y}(T+1) = \psi \left(\sum_{l=1}^m y(T-m+l) w_l \right) \quad (8),$$

де $\psi(\bullet)$ — функція активації нейрона, яка зазвичай є сигмоїдною функцією

$$\psi(\tau) = \frac{1}{1 + e^{-k\tau}}; \quad 0 < \psi(\tau) < 1,$$

де k — коефіцієнт стиснення — розтягування функції вздовж осі абсцис;

m — кількість входів даного нейрона;

$y(T-m+l)$ — вхідний l -й сигнал;

w_l — вага l -го входу.

Для того, щоб спрогнозувати витрати з горизонтом упередження, який дорівнює одній добі, витрати розділили на два типи: перший — витрати на буріння свердловин, другий — витрати на геолого-технологічні дослідження (ГТД). Вибір величини горизонту упередження обумовлений тим, що інформація до геологічної служби управління бурових робіт надходить у вигляді звітів, висновків, рекомендацій щодобово.

Поділ витрат на два типи викликав необхідність введення додаткового вхідного вузла для ШНМ з додатковим кодуванням: 0 — ГТД; 1 — буріння.

Наступний чинник, який був врахований у прогнозі, це розподіл часу буріння і глибини свердловини до 3 тис. м на чотири інтервали згідно з геолого-технічним нарядом (ГН) на буріння свердловини на Долинському родовищі Прикарпаття. Свердловини буряться на кожному інтервалі долотами одного типорозміру з діаметрами: 393,7 мм; 295,3 мм; 215,9 мм; 190,5 мм [15, с. 149].

Для двійкового кодування цих чотирьох інтервалів буріння до ШНМ були введені ще два вхідних вузли і застосовані такі коди: 00 — для доліт діаметром 393,7 мм; 01 — для доліт діаметром 295,3 мм; 10 — для доліт діаметром 215,9 мм; 11 — для доліт діаметром 190,5 мм.

Найважливішим чинником, який був врахований, є динамічна залежність прогнозу від витрат у попередні години і доби. Були враховані витрати V поточного дня на певну годину G , а також декількох попередніх днів D , тобто $V(D, G)$. При прогнозуванні витрат $V(D, G)$ на G -й час у D -й день у вхідному векторі мережі враховуються наступні величини:

$V(D, G), V(D, G-1), V(D, G-2), V(D, G-3), V(D, G-4);$

$V(D-1, G), V(D-1, G-1), V(D-1, G-2), V(D-1, G-3), V(D-1, G-4);$

$V(D-2, G), V(D-2, G-1), V(D-2, G-2), V(D-2, G-3), V(D-2, G-4);$

$V(D-3, G), V(D-3, G-1), V(D-3, G-2), V(D-3, G-3), V(D-3, G-4);$

або в узагальненому вигляді

$V(D-d, G), V(D-d, G-1), \dots, V(D-d, G-g).$

Число d показує кількість попередніх діб, а число g — кількість попередніх годин, які беруться до уваги при прогнозуванні собівартості метра проходки V .

Проведені дослідження показали, що для такого об'єкта, як процес формування витрат на буріння нафтових і газових свердловин, який триває декілька десятків або сотень діб, задовільні результати досягаються, коли $d = 3$ і $g = 4$.

З урахуванням двох типів витрат при розподілі глибини свердловини (або часу її буріння) на три (або чотири) інтервали розмірність вхідного вектора ШНМ дорівнює:

$$x = (2 \cdot d) + (3 \cdot g) = 2 \cdot 3 + 3 \cdot 4 = 18,$$

$$\text{або } (2 \cdot d) + (4 \cdot g) = 2 \cdot 3 + 4 \cdot 4 = 22.$$

Останнє завдання підготовки даних полягало у їх поділі на навчальну і тестову підмножини. Враховуючи те, що база даних щодо витрат енергії на буріння нафтових і газових свердловин є досить великою, було вирішено обмежитись даними, що характеризують витрати на буріння свердловин, які були пробурені лише на даному родовищі за останні декілька років.

Для прогнозування витрат на буріння свердловин і внесення відповідної корекції в управління використали сигмоїдальну мережу з одним прихованим прошарком. Обсяг вхідного шару обрали таким, що дорівнює розмірності вхідного вектора x . Кількість вихідних нейронів визначається кількістю прогнозованих періодів. Відповідно до 24-годинного прогнозування вихідний шар повинен мати 24 лінійних нейрони.

Найскладнішим завданням є підбір кількості нейронів прихованого прошарку. Слід зазначити, що якщо їх замало, то похибку навчання неможливо зменшити до потрібного рівня. Однак і велика кількість нейронів веде до зростання похибки узагальнення. Тому кількість нейронів прихованого прошарку K_n була отримана експериментально на основі розрахунків, проведених за формулою [20, с. 23 — 26]:

$$\frac{y \cdot p}{1 + \log_2 p} \leq K_n \leq y \left(\frac{(p+x)(x+y+1)}{x} \right) + 1 \quad (9),$$

де x — розмірність вхідного вектору;

y — розмірність вихідного вектора;

p — кількість елементів навчальної вибірки, які визначалися з умов експерименту.

Подальші дослідження проводилися з припущенням, що параметри моделі (8) нестабільні і можуть змінюватися при бурінні в ізотропних породах за нормальним законом розподілу у межах $\pm 5\%$.

Розмірність x вхідного вектора можна зменшити, якщо взяти кількість попередніх діб не 3, а 2 або 1 і попередніх годин не 4, а, наприклад, 3, 2 або 1.

Верифікація була проведена на прикладі прогнозування витрат енергії як найбільш вагомого чинника у складі собівартості метра проходки, який безперервно контролюється.

Якість прогнозування витрат енергії оцінювали показником відсоткової похибки MAPE (Mean Absolute Percentage Error), яка визначається за формулою [15, с. 150]:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|W_c - \hat{W}_c|}{W_c} \cdot 100\% \quad (10),$$

де \hat{W}_c — прогнозоване значення витрат енергії;

W_c — фактичне значення витрат енергії;

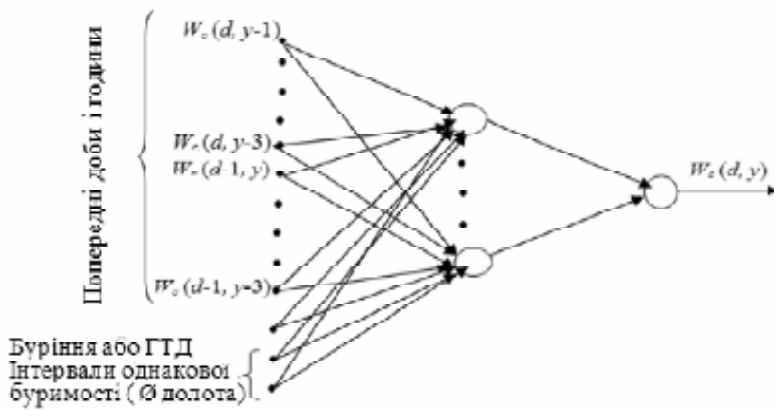
n — кількість годин, на яку складено прогноз.

Мережа навчалась з використанням даних щодо витрат на буріння двох свердловин, які були пробурені на даному родовищі. Тестування проводились за даними, отриманими на глибинах буріння 1010—2980 м. Аналіз розподілу похибок MAPE довів, що прогнозування здійснюється з похибкою менше 4%.

Багатозаровий перцептрон був застосований і для прогнозування середньодобових витрат на буріння свердловини. Для цього представили структуру перцептронної мережі з одним прихованим шаром, яка дає змогу досить точно передбачити середньодобові витрати енергії за тими самими даними, які отримані з попередніх свердловин. Прогнозна модель містить десять вхідних вузлів, які представляють середньодобові витрати енергії на буріння або геолого-технологічні дослідження на даній глибині свердловини. Категорія витрат енергії кодувалася одним двійковим вузлом (1 — буріння, 0 — геолого-технологічні дослідження). Кодування інтервалу буріння вимагає двох вузлів. Застосовані такі коди: 00 — буріння долотом $\varnothing 393,7$ мм, 01 — буріння долотом $\varnothing 295,3$ мм, 10 — буріння долотом $\varnothing 215,9$ мм, 11 — буріння долотом $\varnothing 190,5$ мм [10, с. 296].

Архітектура перцептронної мережі для прогнозування середньодобових витрат енергії зображена на рисунку 2.

Значення $We(d, y)$ відповідають нормалізованій середньодобовій витраті енергії в день d на інтервалі y . Кількість прихованих нейронів була підібрана експериментально і дорівнює п'яти. Мережа була навчена за промисловими даними, отриманими при бурінні свердловин на цій площі.



ГТД — геолого-технологічні дослідження

Рис. 2. Архітектура персептронної мережі для прогнозування середньодобових витрат енергії

Джерело: розроблено автором.

На етапі навчання мережі як очікувані значення виступили відомі середньодобові витрати енергії на буріння свердловин, що були пробурені раніше на даній площі.

Структура, що наведена на рисунку 2, стала основою системи прогнозування витрат на буріння свердловини (рис. 3). Саме для її навчання потрібні знання досвідчених експертів. Крім того, ця система містить модуль нечіткої логіки, оскільки більшість даних, з якими вона оперує, є нечіткими за своєю природою. Така структура системи прогнозування дає змогу уникнути втрати точності завдяки спільному використанню чітких і нечітких даних. Окрім цього, використання компонентів штучного інтелекту дає змогу підвищити достовірність прогнозування.

Отже, за результатами аналізу взаємозв'язків окремих елементів витрат нафтогазовидобувних підприємств встановлено залежності і виявлено напрями зміни елементів витрат як функцій управлінських дій і продуктивності, що дало змогу виявити резерви зниження собівартості будівництва свердловин з урахуванням нелінійних залежностей сумарної витрати споживаної енергії і собівартості метра проходки від продуктивності буріння.

Резервом подальшого покращення результатів функціонування системи управління витратами підприємств є впровадження таких технологій управління, які забезпечують найбільшу ефективність використання ресурсів [11], що витрачаються, наприклад, при бурінні свердловини, кріпленні, випробуванні свердловин для отримання кінцевого продукту — нафти, газу, газового конденсату.

ВИСНОВОК

1. Вперше запропоновано на етапі прогнозування витрат на будівництво свердловин здійснювати моделювання нелінійних залежностей питомих витрат енергії від параметрів режиму буріння за допомогою фазі-моделі типу Такагі-Сугено, на етапі поглиблення свердловин — моделі Мамдані-типу, а управління процесом формування витрат на буріння свердловини здійснювати за допомогою штучних нейронних мереж, що дає змогу суттєво підвищити точність та швидкість прогнозування, а також використовувати інформаційні ресурси з метою управління підприємством на синергічних засадах.

2. На основі сформульованої задачі прогнозування собівартості буріння нафтових і газових свердловин за умов апріорної та поточної невизначеності процесу формування витрат та її попереднього аналізу обґрунтовано доцільність розробки методів прогнозування й ідентифікації собівартості буріння нафтових і газових свердловин на засадах штучних нейронних мереж і координації у підсистемах управління, що дає змогу підвищити вірогідність прогнозування та техніко-економічну ефективність діяльності нафтогазовидобувних підприємств корпоративної структури.

Література:

1. Нестерова Т.Н. Информационное обеспечение снижения рисков и затрат в бурении / Т.Н. Нестерова, С.Н. Чебанов // Бурение и нефть. — 2003. — № 10. — С. 39—41.
2. Зинченко Л.В. Решение оптимизационной задачи при выборе величины проходки за оборот алмазным буром / Л.В. Зинченко // Известия вузов. Геология и разведка. — 1993. — № 5. — С. 133—136.
3. Данилюк М.О. Моделювання собівартості метра проходки свердловини на основі методів нечіткої логіки / М.О. Данилюк, І.Г. Фадєєва // Економіка: проблеми теорії і практики. — Дніпропетровськ: ДНУ. — 2005. — Вип. 204. — С. 99—112.
4. Барановський М.І. Економічна оцінка доцільності буріння нафтових свердловин / М.І. Барановський, Г.І. Бурикін, І.І. Музичко // [«Нафта і газ України-2000»]: 6-а Міжнар. наук.-практ. конф.: зб. наук. праць. — Івано-Франківськ: Факел, 2000. — С. 379—380.
5. Ладанюк А.П. Системи автоматизації технологічних об'єктів у структурі комп'ютерно-інтегрованого управління технологічними комплексами харчових підприємств / А.П. Ладанюк, Н.М. Луцька, В.В. Івашук // Енергетика і автоматика. — 2009. — № 1. — С. 1—9.



ГНТ — геолого-технічний наряд;

ГТК — геолого-технологічна карта;

ГТД — геолого-технологічні дослідження

Рис. 3. Структура системи прогнозування витрат на буріння свердловин

Джерело: розроблено автором.

6. Фадєєва І.Г. Аналіз взаємозв'язків питомих витрат електроенергії з глибиною свердловини, що буряться на нафту і газ / І.Г. Фадєєва // Академічний вестник. — 2005. — № 15 — 16. — С. 78—81.
7. Чепенко Т.Е. Методи прогнозування временних рядів на основі штучних нейронних мереж з елементами часової затримки / Т.Е. Чепенко // Автоматизовані системи управління та прилади автоматики. — 2001. — Вип. 157. — С. 41—48.
8. Бодянский Е.В. Прогнозирование нелинейных временных рядов в условиях структурной неопределенности / Е.В. Бодянский, С.В. Попов, А.Н. Слипченко // ["Автоматика 2003"]; 10-я Междунар. конф. по автоматическому управлению, г. Севастополь, 2003 г.: сб. науч. трудов. — Севастополь: Изд-во Сев.НГУ, 2003. — С. 121—122.
9. Волошин А.Ф. Методы и системы качественного прогнозирования экономических макропараметров на основе многопараметрических зависимостей / А.Ф. Волошин // ["Автоматика 2008"]; XV Міжнар. конф. з автоматичного управління, Одеса: тези докл. — Одеса: ОНМА, 2008. — С. 104—105.
10. Фадєєва І.Г. Системно-синергійні засади управління розвитком нафтогазових підприємств корпоративної структури: монографія / І.Г. Фадєєва. — ІФНТУНГ, Івано-Франківськ: ПП Кузів Б., 2012. — 459 с.
11. Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових родовищ: [монографія] / За ред. Витвицького Я.С. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2006. — 248 с.
12. Сабитов Э.Х. Промысловые ЭВМ при проектировании строительства скважин / Э.Х. Сабитов, А.Б. Шильман. — М.: ВНИИОЭНГ, 1981. — 45 с.
13. Фадєєва І.Г. Застосування фазі-логіки як передумова вдосконалення енергозберігаючих технологій в бурінні свердловин / І.Г. Фадєєва // Економіка: проблеми теорії та практики. — Дніпропетровськ: ДНУ, 2007. — Вип. 231 (Т. 8). — С. 1594—1602.
14. Фадєєва І.Г. Економічні передумови оптимального управління процесом формування прямих витрат на буріння свердловин / І.Г. Фадєєва // Науковий Вісник Івано-Франківського національного технічного ун-ту нафти і газу. — 2006. — № 1 (13). — С. 128—132.
15. Фадєєва І.Г. Прогнозування собівартості буріння нафтових і газових свердловин на засадах синергетики / І.Г. Фадєєва // Вісник Хмельницького національного ун-ту. — 2004. — № 4. — Т. 4. — С. 144—152.
16. Винокурова О.А. Прогнозування та емуляція нестаціонарних послідовностей за допомогою штучних вейвлет-нейронних мереж: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.13.23 "Системи та засоби штучного інтелекту" / О.В. Винокурова. — Харків, 2005. — 19 с.
17. Фадєєва І.Г. Комбінована модель спостереження за собівартістю метра проходки свердловини на нафту і газ / І.Г. Фадєєва // Енергетика: Економіка, технології, екологія. — 2001. — № 4. — С. 77—81.
18. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации / С. Осовский. — М.: Финансы и статистика, 2004. — 343 с.
19. Матвійчук А.В. Аналіз та прогнозування розвитку фінансово-економічної системи із використанням теорії нечітких множин / А.В. Матвійчук. — К.: Центр навчальної літератури, 2005. — 206 с.
20. Никитин А.И. Нейронные сети как новый подход к управлению технологическим оборудованием // Академический вестник КрТО МАКНС. — 2004. — № 14. — С. 23—26.

References:

1. Nesterova, T.N. and Chebanov, S.N. (2003), "Information provision to reduce risks and costs in drilling", *Burenie i nef't*, vol. 10, pp. 39—41.
2. Zinchenko, L.V. (1993), "Solving optimization problems in choosing the magnitude of penetration per revolution diamond drill", *Izvestija vuzov. Geologija i razvedka*, 5, pp. 133—136.

3. Daniljuk, M.O. and Fadeeva, I.G. (2005), "Modeling the cost of meter borehole drilling methods based on fuzzy logic", *Ekonomika: problemi teorii i praktiki*, vol. 204, pp. 99—112.
4. Baranovskij, M.I. Burikina, G.I. and Muzichko, I.I. (2000), "Economic evaluation of feasibility oil drilling", *Nafta i gaz Ukraini-2000: 6-a mizh nar. nauk.-prakt. konf.: zb. nauk. prac'* [Oil and Gas Ukraine 2000: 6th between drug. scientific-practic. Conf.: Coll. Science. papers], Ivano-Frankivs'k, Ukraine, pp. 379—380.
5. Ladanjuk, A.P. and Luc'ka, N.M. Ivashhuk, V.V. (2009), "Automation of technological objects in the structure of computer-integrated management of technological systems of food businesses", *Energetika i avtomatika*, vol. 1, pp. 1—9.
6. Fadeeva, I.H. (2008), "Analysis of the properties of functionally related business processes", *Ekonomika: problemy teorii ta praktyky*, vol. 237, no. 3, pp. 598—607.
7. Chepenko, T.E. (2001), "Methods for time series prediction based on artificial neural networks with time delay elements", *Avtomatizirovannye sistemy upravlenija i pribory avtomatiki*, vol. 157, pp. 41—48.
8. Bodjanskij, E.V. Popov, S.V. and Slipchenko, A.N. (2003), "Forecasting nonlinear time series in terms of structural uncertainty", *Avtomatika 2003; 10-ja Mezhdunar. konf. po avtomaticheskomu upravleniju* [Automation 2003 10th Intern. Conf. of Automatic Control], Sev. NGU, Sevastopol', Ukraine, pp. 121—122.
9. Voloshin, A.F. (2008), "Methods and systems of qualitative forecasting economic macro parameters on the basis of multi-parameter dependencies", *Avtomatika 2008: XV Mizhnar. konf. z avtomatichnogo upravlinnja* [Automation 2008: XV Intern. Conf. with automatic control], ONMA, Odessa, Ukraine, pp. 104—105.
10. Fadeeva, I.H. (2012), *Systemno synerhichni zasady upravlinnia rozvytkom naftohazovykh pidpryemstv korporativnoi struktury* [System synergistic principles of management of oil and gas companies corporate structure], IFNTUNH, Ivano Frankivs'k, Ukraine.
11. Vitvickij, Ja.S. (2006), *Ocinka efektyvnosti investicij u rozvidku i rozrobku naftovykh rodovishh* [Evaluating the effectiveness of investment in exploration and development of oil fields], IFNTUNG, Ivano-Frankivs'k, Ukraine.
12. Sabitov, Je.H. and Shil'man, A.B. (1981), *Promyslovyje JeVM pri proektirovanii stroitel'stva skvazhin* [Industrial computers in the design of well construction], VNIIOJeNG, Moscow, Russia.
13. Fadeeva, I.G. (2007), "The use of fuzzy logic as a prerequisite for improving energy efficiency technologies in drilling", *Ekonomika: problemi teorii ta praktiki*, vol. 231, pp. 1594—1602.
14. Fadeeva, I.H. (2006), "Economic background of optimal control process of forming the direct costs of drilling wells", *Naukovyj Visnyk Ivano-Frankivs'koho natsional'nogo tekhnichnogo un-tu nafty i hazu*, vol. 1 (13), pp. 128—132.
15. Fadeeva, I.G. (2014), "Predicting the cost of drilling oil and gas wells based on synergy", *Visnik Hmel'nic'kogo nacional'nogo un-tu*, vol. 4, no. 4, pp. 144—152.
16. Vinokurova, O.A. (2005), "Prediction and emulation stationary sequences using artificial neural-wavelet networks", Ph.D. Thesis, Technical Sciences, Har'kiv, Ukraine.
17. Fadeeva, I.G. (2001), "Combined model observation at cost meter borehole drilling for oil and gas", *Energetika: Ekonomika, tehnologii, ekologija*, vol. 4, pp. 77—81.
18. Osovskij, S. (2004), *Nejronnye seti dlja obrabotki informacii* [Neural network for processing information], Finansy i statistika, Moscow, Russia.
19. Matvijchuk, A.V. (2005), *Analiz taprohnovuvannia rozvytku finansovo-ekonomichnoi systemy iz vykorystanniam teorii nechitkykh mnozhyn* [Analysis and forecasting of economic and financial systems using fuzzy set theory], Tsentru navchal'noi literatury, Kyiv, Ukraine.
20. Nikitin, A.I. (2004), "Neural networks as a new approach to the management of technological equipment", *Akademicheskij vestnik KrTO MAKNS*, vol. 14, pp. 23—26.

Стаття надійшла до редакції 02.12.2014 р.