

Електронне наукове фахове видання "Ефективна економіка" включено до переліку наукових фахових видань України з питань економіки (Наказ Міністерства освіти і науки України від 29.12.2014 № 1528)



Дніпропетровський державний
аграрно-економічний університет



№ 10, 2014

[Назад](#)

[Головна](#)

УДК 658.5:622.276:622.24

І. Г. Фадєєва,

д. е. н., доцент, професор кафедри економіки підприємства,

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ

ЗАСТОСУВАННЯ ЗАРУБІЖНОГО ДОСВІДУ ПЛАНУВАННЯ ВИТРАТ НА ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ ДЛЯ ВІТЧИЗНЯНИХ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ

I. G. Fadyeyeva,

Doctor of Economics, Associate professor, Professor of economics department,

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, m. Ivano-Frankivsk

APPLICATION OF FOREIGN EXPERIENCE IN COSTS PLANNING FOR PRODUCTION OF HYDROCARBONS AT NATIONAL OIL AND GAS COMPANIES

У статті розкрито економічну сутність зарубіжного досвіду планування витрат на видобування вуглеводнів і буріння свердловин у бізнес-сегменті upstream. Розглянуто систему інтегрованого планування витрат на видобування вуглеводнів світових лідерів бізнес-сегменту upstream – корпорації Shell, а також фірми Chevron, які видобувають вуглеводні на глибоководній акваторії морів з плавучих платформ і мають високу прибутковість. Запропоновано застосування бенчмаркінгу у плануванні розвитку нафтогазовидобувних підприємств корпоративної структури. Обґрунтовано доцільність використання на етапі проектування будівництва свердловини критерію «мінімум витрат енергоресурсів», а на етапі поглиблення свердловини до проектної глибини – критерію «мінімум витрат енергії на один метр проходки», що сприятиме розробці та впровадженню енергоощадних технологій буріння нафтових і газових свердловин.

The article deals with economic essence of international experience in cost planning for production of hydrocarbons and drilling in upstream business segment. A system of integrated planning costs for hydrocarbons extraction used by world's leaders in upstream business segment – corporation Shell and Chevron, which produce hydrocarbons in the deep waters of seas of floating platforms and have a high profit – is considered. It is proposed the application of benchmarking in the planning of oil and gas companies of corporate structure. The necessity of using the criterion "minimum of power consumption" at design phase of well construction, and the criterion "minimum of energy consumption per meter penetration" at the stage of deepening the well to the project depth, which will facilitate the development and implementation of energy-saving technologies in drilling oil and gas wells.

Ключові слова: планування витрат, бенчмаркінг, бізнес-сегмент економіки upstream, конкурентоспроможність, on-line моніторинг, взаємозв'язок моделей.

Keywords: cost planning, benchmarking, upstream business segment, competitiveness, on-line monitoring, correlation models.

Постановка проблеми. Основні проблеми управління нафтогазовидобувними підприємствами корпоративної структури обумовлені складністю створення і реалізації відповідного методологічного інструментарію, навіть з урахуванням міжнародного досвіду, а також недостатньою доступністю західних технологій, для успішного функціонування яких у наших умовах необхідно забезпечити повноту і несуперечність вихідної статистичної інформації. Окрім цього, існуючі технології управління нафтогазовидобувними підприємствами не забезпечують ефективного зв'язку між оперативним і стратегічним плануванням, не передбачають координування роботи його підсистем, не дають змоги повною мірою використовувати кадровий потенціал. Все це негативно впливає на розвиток систем корпоративного управління і певною мірою гальмує процес капіталізації підприємств.

Водночас, світові лідери у бізнес-сегменті upstream здійснюють видобування вуглеводнів на суходолі та глибоководних платформах і отримують надзвичайно високі прибутки. Через масштаб та складність проектів, що реалізуються за межами континентального шельфу, успіх часто залежить від якісного планування, основою якого є створення 3D-моделей родовища.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Проблематиці впровадження системного підходу до планування витрат нафтогазовидобувних підприємств корпоративної структури присвячено велику кількість наукових праць зарубіжних вчених, а саме A.Chawathe, U.Ozdogan, K.S.Glaser, Y.Jalali, M.Riding [1], A.J.Turley [7], R.I.Wetzell, S.Mathis, G.Ratterman, R.Cade [8], A.Amin, M.Riding, R.Shepler, E. Smedstad, I.Ratulowski [9], I.Mouward, M.Fackler [11] та багато інших. Окреслим питання присвячено праці вітчизняних науковців М.Стельмах, Т.Сорока [3], К.В.Кашенко [4], Ф.Б.Рогальський, Я.Р.Курилович, А.А.Цокуренко [18], Л.Прус [23] та інших. У роботах зазначених вчених ґрунтовно досліджено роль бенчмаркінгу як методу управління конкурентоспроможності підприємства, одного із сучасних інструментів планування розвитку підприємств.

Проте, у більшості наукових праць розглянуто окремі аспекти планування витрат підприємств, тоді як системний підхід до планування витрат нафтогазовидобувних підприємств корпоративної структури є недостатньо розробленим. Такі науково-методологічні основи планування витрат нафтогазовидобувних підприємств корпоративної структури потребують подальшого розвитку.

Метою статті: є дослідження наукових підходів до планування витрат на видобування вуглеводнів і буріння свердловин, вироблення пропозицій щодо застосування бенчмаркінгу у плануванні розвитку нафтогазовидобувних підприємств, обґрунтування критеріїв планування і управління витратами на будівництво свердловин.

Основні результати дослідження.

Важливою умовою ефективного функціонування нафтогазовидобувних підприємств, які у зарубіжній літературі [1, с. 26-35; 2, с. 51-56 та ін.] мають назву бізнес-сегмента upstream, у ринкових умовах є пошук шляхів та резервів підвищення капіталізації та конкурентоспроможності. Одним із сучасних інструментів планування розвитку підприємств, визначення їх конкурентоспроможності, управління конкурентоспроможністю, розкриття методики її підвищення є бенчмаркінг [3, с. 53-61].

Бенчмаркінг – це комплекс досліджень, спрямованих на вивчення діяльності світових лідерів на конкретних глобальних ринках. У зв'язку з важливістю і актуальністю проблеми розробки та дослідженню бенчмаркінгу присвячена значна кількість робіт ряду наукових шкіл і колективів. Наукове підґрунтя бенчмаркінгу створили західні вчені W. Krakovski, B. Lurch, R. Camp, R.Venettucci, а також російські вчені І.Т. Балабанов, О.А. Михайлова, Ю.М. Соловйова та українські Л.С. Довгань, В.Д. Немцов, К.І. Редченко, З.С. Шершньова та ін. [4, с. 3-5].

Проте, незважаючи на велику кількість різнопланових, цікавих і корисних робіт у цій галузі, сьогодні є потреба у застосуванні бенчмаркінгу для планування діяльності і визначення конкурентоспроможності бізнес-сегмента upstream, оскільки нафтогазовидобувні підприємства намагаються шукати нові джерела її підвищення. Але цей пошук, як правило, обмежується дослідженням діяльності конкурентів, лідерів нафтогазовидобувної галузі та інших об'єктів порівняння.

Слід зазначити, що Ю.М. Соловйова та К.І. Редченко вважають бенчмаркінг методом конкурентного аналізу [3, с. 53-61], тоді як бенчмаркінг – це

альтернативний метод стратегічного планування і аналізу не від досягнутого, а відповідно до досягнень конкурентів, тобто орієнтиром у розробці стратегічних планів є не власні здобутки, а найкраща практика конкурентів. Мета застосування бенчмаркінгу полягає у підвищенні конкурентоспроможності усього бізнес-сегмента upstream за рахунок пошуку та адаптації найкращого досвіду. У таблиці 1 наведено порівняння підходів конкурентного аналізу і бенчмаркінгу до опису виробничої діяльності бізнес-сегмента upstream, побудоване на основі роботи [5, с. 33-37].

Проте більшість вітчизняних нафтогазових підприємств бенчмаркінг не застосовує, хоча використання його дає змогу напрацювати досвід проведення організаційних змін і, таким чином, створити базу для подальшого вдосконалення планування, організації й управління підприємством.

Застосування бенчмаркінгу сприяє поліпшенню вітчизняного бізнесу, одержанню стратегічної переваги, збільшенню рівня організаційного забезпечення щодо досліджуваного підприємства та усвідомленню порівняльного стану підприємства [4, с. 3-5]. Він дає змогу зрозуміти вразливі та раціональні сторони діяльності підприємства порівняно з конкурентними та світовими лідерами, а також може сприяти зростанню прибутковості підприємства з високою економічністю та створенню корисної конкуренції й зміцненню конкурентної позиції як на вітчизняному, так і на зовнішньому ринку [6, с.244].

Таблиця 1.

Порівняння бенчмаркінгу і конкурентного аналізу виробничої діяльності нафтогазовидобувних підприємств*

Характеристики	Підходи до визначення конкурентоспроможності підприємств	
	бенчмаркінг	конкурентний аналіз
1. Об'єкт: процес управління розвитком нафтогазовидобувних підприємств корпоративної структури	Товарна нафта, газ, внутрішньопромисловий транспорт, послуги, методика та процеси ведення справ	Ринки, товари, послуги
2. Предмет: методи планування та управління розвитком нафтогазовидобувних підприємств корпоративної структури	Характеристики нафтогазового підприємства, які впливають на конкурентоспроможність бізнес-сегмента upstream	Стратегія планування і розвитку підприємств конкурентів
3. Мета: зростання прибутковості нафтогазовидобувних підприємств корпоративної структури	Пошук та діагностика найкращої практики виробничої діяльності бізнес-сегмента upstream серед конкурентів, лідерів у галузі, у власному внутрішньому середовищі та на підприємствах інших галузей	Збір, оброблення, передача, зберігання, аналіз даних щодо діяльності конкурентів
4. Періодичність проведення	Бенчмаркінг здійснюється безперервно	Конкурентний аналіз здійснюється залежно від проблем у конкуренції, тобто періодично

*Примітка: складено автором на основі джерела [5]

Одним зі світових лідерів у бізнес-сегменті upstream є корпорація Shell, яка здійснює видобування вуглеводнів на суходолі та глибоководних опорних платформах, який відрізняється від інших видів видобування нафти і газу високими ризиками і надзвичайно високим прибутком. Тому, користуючись методологією бенчмаркінгу, розглянемо процес планування видобутку нафти і газу на глибоководній опорній платформі Марс.

Через масштаб та складність проектів, що реалізуються за межами континентального шельфу, успіх часто залежить від якісного планування [1].

Планування розробки родовищ нафти і газу здійснюється ітеративним методом, що враховує поточну інформацію щодо показників процесу буріння свердловин і дає змогу корегувати план у реальному часі (рис. 1) [6, с.246].

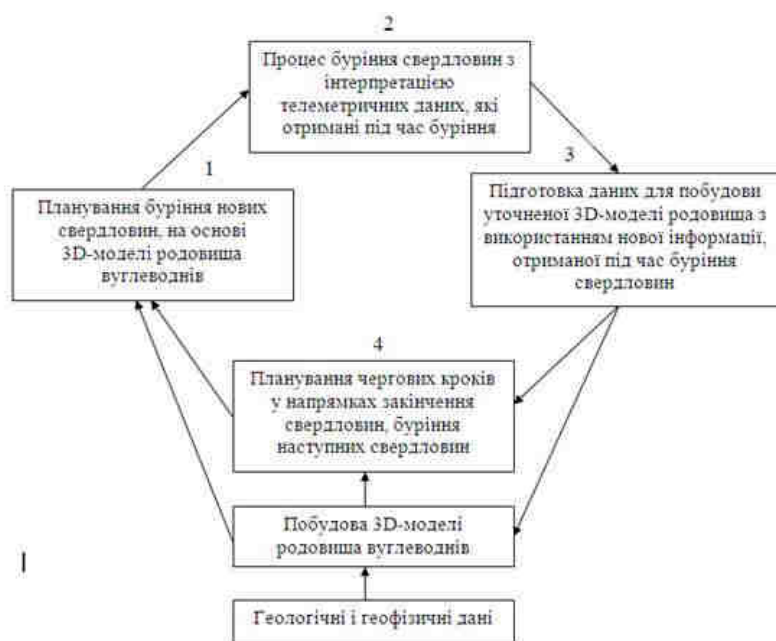


Рис. 1. Ітеративний процес планування розробки родовища нафти і газу (розроблено автором на основі джерела [1])

Основою проекту плану розробки родовища вуглеводнів є створення 3D-моделі родовища на основі геологічних і геофізичних даних. Планування робіт починається з процесу планування буріння нових свердловин, який ґрунтується на 3D-моделі родовища. Наступним є етап буріння свердловин з інтерпретацією телеметричних даних, отриманих у режимі on-line. Ці дані на третьому етапі використовуються для підготовки даних з метою побудови уточненої 3D-моделі родовища. Четвертим етапом є планування чергових кроків у напрямках закінчення свердловин та буріння нових свердловин.

У 2001 році при будівництві своєї масивної глибоководної опорної платформи Марс корпорація Shell прийшла до висновку, що до плану створення об'єкта потрібно внести серйозні корективи. Зміни були необхідні для того, щоб скористатися перевагою шойно отриманого досягнення у технології закінчення свердловини з метою збільшення видобутку нафти і виходу за межі первісного параметра конструкції, максимумом якого було 1750 м³/добу нафти на одну свердловину. Команда платформи Марс [7] складалася з фахівців з багатьох проектних груп, яким були відомі загальні параметри проекту, і корпорація Shell змогла внести необхідні зміни до конструкції об'єкта перед тим, як гігантська плавуча платформа відпливла. Цей досвід корпорації Shell чітко демонструє синергійний спосіб планування виробництва у цілому – від підземного моделювання до початку отримання нафти.

Така гнучкість планування може стати вирішальною, оскільки нова інформація щодо геологічного середовища, наявних технологій або будь-якої кількості пов'язаних параметрів стають очевидними у ході втілення проекту, під час буріння і закінчення свердловин [6, с. 247]. Негативним наслідком неефективного або неповного планування виробництва може бути нездатність змінити конструкцію чи прийняти компромісне рішення щодо розташування свердловини, її розміру, типу завершення і форми родовища тощо. У результаті показники можуть бути нижчими за оптимальні, що майже завжди призводить до негативних наслідків, таких як зниження продуктивності і значне збільшення капітальних та експлуатаційних витрат [8].

Автори роботи [1] вважають, що застосування належних методів планування нафтогазових проектів вимагає більших змін, ніж технологічні інновації. Це відбувається тому, що первинна галузь upstream традиційно розглядає різні види діяльності, з яких складається розробка родовища, у вигляді окремих завдань, що виконуються фахівцями різного профілю, які працюють незалежно один від одного. Більше того, оператори нафтової промисловості, підрядники і сервісні компанії мають великий досвід роботи із застарілими проектами або з тими, що занадто загальні, щоб принести значну користь у конкретних умовах. Такий досвід змушує їх мати справу з окремими проблемами у реакційному режимі, а не з плануванням заздалегідь потенційних проблем та прийняттям можливих рішень. При великих глибинах води, де ризики високі, а час між створенням концепції і першою видобутою нафтою становить десятиріччя, поділ відповідальності та використання статичних планів, які не можуть бути скореговані з урахуванням мінливих обставин, вже не є доцільним. Тому, на думку фахівців, важливо, щоб експерти усіх спеціальностей обирали довготривалий комплексний підхід до планування.

Наприклад, перед тим як розпочати процес буріння, бажано спочатку розглянути тип закінчення свердловини, необхідний для найефективнішої експлуатації нафтоносного пласта. У цьому випадку продуктивність свердловини стає лише одним з факторів при виборі типу закінчення свердловини. Інші чинники включають вартість розробки родовища з урахуванням витрат і ризиків, пов'язаних із загальним кошторисом проекту, врахуванням довговічності свердловини і забезпеченням видобутку нафти і газу [9, с. 4-17].

Планування глибоководного проекту, на думку авторів [1], вимагає розширення практики планування за межі будівництва свердловини для інтеграції елементів усього підприємства – з початку розвідки родовища до кінцевого продукту – та одночасного використання взаємодії між ними.

Отже, типовий план глибоководного проекту видобування вуглеводнів не тільки включає кожний з наступних елементів, а й розглядає їх взаємний вплив:

- підземні моделі нафтоносного пласта;
- стратегія дренажу нафтоносного пласта;
- план розробки родовища;
- проектування обладнання свердловини і технології видобування;
- методологія втручання у процес видобування;
- проектування та встановлення трубопроводів і платформи.

З практичної точки зору планування починається з пошукового етапу. Після того, як структура охарактеризована шляхом тлумачення сейсмічних даних, збирається петрофізична інформація щодо цільового формування процесу буріння з використанням таких засобів, як каротажні діаграми, операції з полегшеною бурильною трубою і динамічні випробування. У результаті комбінації даних щодо нафтоносного пласта, властивостей рідини і продуктивності слугує основою для багатьох рішень, які будуть прийняті протягом усього періоду існування родовища.

Одним з таких технічних рішень є траєкторія свердловини у нафтоносному пласті. Оскільки ефективний дренаж нафтоносного пласта, тобто використання якомога меншої кількості свердловин для доступу до пласта і видобутку максимального обсягу нафти та газу за найменших витрат, є ключем до прибутковості діяльності, при плануванні глибоководного проекту кут нахилу свердловини і досяжність мають бути визначені на ранній стадії процесу проектування. Проте комплексний підхід до цих розрахунків повинен включати максимальний вихід пластового флюїду на поверхню. Необхідно також враховувати оптимальну швидкість потоку вуглеводнів у довгостроковій перспективі. Це корегується існуючими технологіями буріння і пов'язаними з ними способами закінчення свердловини. Оператори можуть обирати для розробки своїх родовищ численні вертикальні свердловини, багатостовбурові свердловини та ін. Під час дослідження, оцінювання і здійснення буріння практично усі параметри виробництва, такі як розташування свердловини, тип її закінчення і швидкість потоку, можуть бути змінені, а план скоординований, оскільки моделі нафтоносного пласта уточнюються за допомогою інформації, зібраної з нових свердловин. Після цього здійснюється координація плану на основі інтерпретації результатів on-line моніторингу (рис. 2).

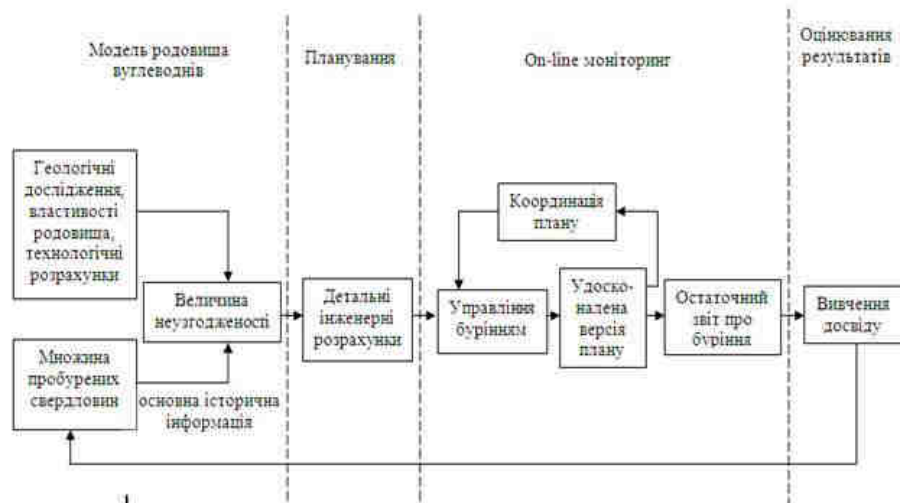


Рис. 2. Формування плану розробки родовища вуглеводнів на основі інтерпретації результатів on-line моніторингу (складено автором на основі джерела [1])

Дані у реальному часі і дії, здійснені у відповідь на підтвердження або зміну припущення щодо нафтоносного пласта, використовуються протягом усього часу розробки родовища. Оновлені моделі пористості, проникності і характеристик рідини не тільки формують процес буріння і програму закінчення свердловин, вони також слугують вхідними сигналами для ключових рішень щодо забезпечення потоку і конструкції об'єкта.

Через ризик і великий обсяг залучених ресурсів розбурювання родовищ з морських платформ при великих глибинах води економічно більш уразливе, ніж більшість інших способів буріння. Згідно з аналізом даних щодо результатів буріння у Мексиканській затоці, проведеного службою управління видобуванням корисних копалин США [10], ризик і прибуток значно зростають із збільшенням глибини води. З цього співвідношення стає зрозумілим, що планування операцій у водах глибиною 3050 м збільшило ризики до такого рівня, що навіть незначні помилки можуть становити небезпеку для економічної доцільності проекту.

Витрати при видобуванні вуглеводнів з глибоководних пластів – це передусім витрати на обладнання, трубопроводи та інші об'єкти інфраструктури і високі орендні ставки (по днях), які підрядники вимагають з метою отримання достатнього прибутку від своїх інвестицій у бурові установки. Так, для установки, яка може працювати у надглибокій воді, ця інвестиція становить близько 500 млн. дол. США лише на будівельні роботи [11]. Як наслідок, орендна плата за один день роботи такого бурового судна становить близько 1 млн. дол. США, або майже 42 000 доларів США за годину. Як показують дослідження, вартість будівництва свердловин зазвичай становить від 50% до 60% від загальної вартості видобування нафти і ділиться порівну між бурінням і закінченням свердловин. Інфраструктура родовища часто потребує капітальних витрат більш ніж на 1 млрд. дол. США.

Незважаючи на те, що ці абсолютні витрати є значними, витрати на будівництво свердловин зазвичай мають у своєму складі від 24% до 27% втрат від непродуктивного часу. Підводна структура та монтаж виробничих потужностей, як правило, мають у своєму складі від 30% до 35% непродуктивного часу. Зрозуміло, що з урахуванням залучених інвестицій ці величини становлять значну суму коштів і підтверджують той факт, що мінімізація непродуктивного часу є ключовим завданням нафтогазовидобувних підприємств.

Як і в усіх системах, що моделюються, невірний перший крок у плануванні глибоководних проектів ставить під загрозу усі рішення, які впливають з нього. У випадку розробки глибоководних родовищ вуглеводнів планування здійснюється від початкових сейсмічних до завершальних гідродинамічних етапів моделювання. Моделі нафтоносних пластів були відомі протягом більше 20 років, але більшу частину часу автори витрачали на підготовку вхідних даних та аналіз результатів моделювання колектора, що було важким завданням. Відсутність інтеграції попередньої і подальшої обробки даних, а також необхідність передачі багатьох даних, пов'язаних з витратами часу і кроків форматування даних часто змушувала операторів уникати того, що було громіздкою роботою моделювання навіть під час прийняття важливих ділових рішень [12].

Проте сучасне програмне забезпечення дає змогу подолати цю перешкоду. Розрізи нафтової свердловини і вертикальні сейсмічні профілі дають змогу прив'язати до конкретної свердловини обробку та тестування моделей [13, с. 42-63].

Чим кращим є розуміння обраного нафтоносного пласта, тим менше несподіванок, таких як некомерційні обсяги вуглеводнів, проблема забезпечення видобутку, початковий прорив води, вироблення пластів і зміни у складі флюїдів, буде виникати у процесі експлуатації. Аналогічно, добре спланована загальна стратегія розробки родовища, конфігурація завершення, місця розташування свердловини, типу і розміру переробного підприємства і рішення щодо втручання у план є ключем до ефективного видобутку нафти і газу.

Наслідки неякісного планування часто не відчуваються майже до кінця прогнозованого терміну експлуатації родовища. Проте значний прибуток втрачається, коли родовища передчасно занедбані через те, що витрати на відновлення або експлуатаційні витрати більші, ніж вартість запасів, що залишилися.

Щоб функціонувати належним чином кожний фахівець або група, яка бере участь у розвитку підприємства, повинні працювати за єдиною системою прогнозування.

Одну з таких систем, що має у своєму складі динамічно пов'язані моделі підсистем родовища свердловин і устаткування платформи називають інтегрованою моделлю виробництва (IAM) [14, с. 34-48; 15].

На етапі планування розробки і початку експлуатації родовища групи фахівців використовують комплексні моделі для аналізу взаємодії підсистем, запропонованих у проекті. Інтегрована модель суттєво відрізняється від традиційної практики розробки нафтогазових родовищ, яка ймовірно зосереджена на витратах капіталу і на реалізації змін, які знижують витрати. Відзначимо, що типовою помилкою традиційного підходу є нездатність належним чином визначити вплив змін на пропускну здатність платформи, що, у свою чергу, може у кінцевому підсумку призвести до створення субоптимальних конструкцій. На відміну від інших, IAM використовує імітаційну модель колектора для розрахунку руху рідини і розподілу тиску. Результатом такого моделювання є стабілізація рішень щодо потоку флюїдів з пластів у свердловину, зі свердловини до поверхневої системи, а потім до точки реалізації. Таким чином, технологія IAM враховує реалізацію

поверхневої системи у розрахунках потоку вуглеводнів [16].

Інженери фірми Chevron використовували комплекс управління виробництвом як інструмент прогнозування для поєднання моделей надр з поверхневою мережею через стовбур свердловини на родовищі Джек, яке знаходиться у глибоководній Мексиканській затоці. Стационарна модель дозволила розрахувати зміни температури і тиску у стовбурі свердловини. Модель поверхневої мережі мала у своєму складі підводні і наземні елементи, такі як колектори, глибинні насоси для морського дна, обладнання гирла свердловини, стояки, напірні трубопроводи і сепаратори [17]. Модель інтегрованого проекту у поєднанні зі свердловинним механізмом видобутку сприятиме найкращому використанню продуктивності родовища.

Інше дослідження, яке використало такий підхід згодом, дало змогу фірмі Chevron визначити основні параметри системи механізованого видобутку.

Подальші розробки інтегрованої моделі [10] були використані для оптимізації кількості трубопроводів, кількості донних насосів і розташування платформ.

Аналітики також використовували ІАМ [10] для виконання розрахунків пропускної здатності конструкцій платформи для численних родовищ та дослідження впливу насосно-компресорної труби, розмірів трубопроводів, будівництва інших трубопроводів та ін. Їх висновки дали змогу компанії об'єднати типові елементи виробництва з моделями капітальних та експлуатаційних витрат для отримання повної економічної оцінки та відбору варіантів діяльності компанії.

Унікальні проблеми видобування вуглеводнів на водних глибинах викликали майже приголомшливу раптову появу інноваційного буріння і нового нафтового обладнання протягом відносно короткого періоду часу. Як показав досвід експлуатації платформи Марс корпорації Shell, цей натиск нових технологій [7] у поєднанні з економічними вимогами довів, що глибоководні нафтогазові родовища мають розроблятися з якомога меншою кількістю свердловин. При цьому інженери повинні бути впевнені у наданні їм оптимальних рішень протягом усього проекту.

Зазначимо, що робота на великих водних глибинах змусила нафтогазовидобувну промисловість змінити спосіб ведення бізнесу. Ця зміна обумовлена надзвичайними грошовими винагородами, але, можливо, ще більшою мірою це є наслідком безпрецедентного проміжку часу між рішенням корпорації використовувати перспективу видобування і першою отриманою нафтою. Неможливо також передбачити ціни на нафту і газ або стан світової економіки за такий проміжок часу. Важливі інвестиційні рішення, які мають більшу віддачу, повинні прийматися не тільки з використанням традиційних економічних основ, адже глибоководне середовище, як і раніше, містить технологічні проблеми для нафтогазовидобувної галузі. Так, якщо раніше роботи проводилися на глибині не більше, ніж 2300 м, то сьогодні необхідне обладнання, пристосоване до тиску та температурних бар'єрів до глибин 3050 м і більше.

Компанія Schlumberger представила унікальне поєднання інструментів, які разом працювали під тиском 172 МПа у перфораційній системі. Але цій компанії необхідно було дев'ять місяців для розробки, навчання, випробування якості і забезпечення необхідним системи, яка працює з аналогічним інструментом, розробленим для родовища Chevron у глибоководній Мексиканській затоці біля Таїті. Однак, цей термін дуже короткий для виробництва. Це явно свідчить про необхідність дотримання вимог якості для того, щоб уникнути дорогих затримок, викликаних технологічними дефектами у складному глибоководному середовищі експлуатації. Така передбачливість вимагає відповідної культури планування, яка одночасно враховує довгострокове бачення комплексного завдання і короткострокове – розробки, орієнтоване на такі деталі, як вплив витрат на рівень прибутків підприємства і собівартість видобування вуглеводнів.

Популярні методи зменшення впливу витрат енергоносіїв на собівартість видобутку вуглеводнів є важливим завданням у зв'язку з дефіцитом енергоресурсів і високою енергоемністю процесу видобування вуглеводнів, особливо процесу буріння.

Проте аналіз літературних джерел [20, 21] показує недостатній обсяг проведених досліджень у напрямку формалізації завдань планування і управління складними процесами формування витрат бурових підприємств і розроблення критеріїв оцінювання ефективності їх функціонування.

Вибір як об'єкта аналізу формування витрат на буріння у загальних витратах на видобування вуглеводнів обумовлений тим, що у комплексі завдань бізнес-сегмента upstream основною ланкою є видобування, яке неможливе без буріння свердловин. Процес формування витрат на буріння є складним нелінійним динамічним об'єктом, що функціонує за умов апріорної та поточної невизначеності за наявності різного типу завад і розвивається у часі. Завдання планування і управління такими об'єктами є одним з ключових у сучасній економічній науці. Це пояснюється тим, що процес формування витрат на буріння відноситься до класу погано визначених об'єктів, що мають нелінійні статичні і динамічні характеристики. Крім цього, процес має апріорі невідомий тип нелінійностей, а їх характер може змінюватися з часом і глибиною свердловини. Збурення також мають стохастичний характер. Для керування такими об'єктами методи класичної теорії управління і теорії адаптивних систем найчастіше виявляються неефективними, оскільки ґрунтуються в основному на припущенні щодо лінійності об'єкта та на ідеї лінеаризації. Для їх практичного застосування потрібні адекватні математичні моделі. Існуючі на сьогодні моделі, що певною мірою відображають зв'язки між входом і виходом системи, непридатні для цілей управління. Практично придатними можуть бути лише моделі з низькою чутливістю до зміни параметрів, що складно забезпечити для нелінійних динамічних об'єктів. Найширше застосування отримали статичні моделі і адаптивне управління. Перевагою статичних моделей є їх простота і можливість перевірки на адекватність [18]. Вони дають змогу дослідити поведінку об'єкта методами класичної теорії управління, але мають недостатню точність.

Адаптивне управління ґрунтується на математичних моделях, які описують фізичні процеси і явища. Вплив на керований процес здійснюється згідно з цільовою функцією, тобто законом управління, спрямованим на досягнення і підтримання найбільш ефективного значення деякого параметра, наприклад собівартості метра проходки, рейсової швидкості буріння, механічної швидкості буріння та ін. [19, с. 63-68].

Питання впливу витрат енергоресурсів на собівартість видобутку вуглеводнів у таких умовах недостатньо досліджене. Саме тому розвиток методів зменшення впливу витрат енергоресурсів на собівартість видобутку нафти і газу та розроблення критеріїв оцінювання енерговитрат у процесі проектування будівництва і у процесі буріння свердловин до проектной глибини залишається актуальною науково-прикладною проблемою.

Заопазджувані енергоресурси при бурінні свердловин на нафту і газ можна у двох напрямках: на етапі проектування будівництва свердловин і у процесі буріння свердловин до проектной глибини.

Найважливішим етапом у будівництві свердловини є створення проекту на будівництво свердловини з метою вибору оптимального поєднання елементів бурового обладнання та режимів його експлуатації, оскільки цьому етапу притаманне використання неформальних процедур, пов'язаних з творчим пошуком і прийняттям рішень. На цьому етапі формується комплект обладнання майбутньої бурової установки і свердловини, а також визначається кошторисна вартість бурових робіт. Техніко-економічні показники процесу буріння проектной свердловини суттєво залежать від правильного вибору елементів бурової техніки і рівнів її експлуатації. Тому помилки, допущені на етапі проектування будівництва свердловини, мають найбільш негативні наслідки [6].

На сучасному рівні розвитку науки та техніки проектувальник змушений оперувати значною кількістю параметрів для визначення кошторисної вартості бурових робіт та показників процесу буріння свердловини. Проте в умовах конкурентної економіки і дефіциту енергоресурсів час на розробку проекту має різко скорочуватися. Тому необхідна розробка моделей та методів, що дають змогу скоротити час на початковий етап розробки проекту шляхом використання досвіду та знань експертів, а також урахування результатів попередніх розробок з метою їх оптимізації.

Основними критеріями оптимізації процесу буріння нафтових і газових свердловин є [6, 21, 22]:

- мінімум кошторисної вартості бурових робіт;
- мінімум часу буріння свердловини;
- мінімум витрат енергоресурсів.

Критерій «мінімум витрат енергоресурсів» щільно корелює з критерієм «мінімум кошторисної вартості бурових робіт», оскільки витрати на енергоресурси входять адитивно до формули розрахунку сумарних витрат на буріння свердловини. Однак процес формування витрат на будівництво свердловини є дуже складним, оскільки роботу бурової установки описують сотні параметрів.

Тому для отримання оптимального рішення [19, с. 63-68] необхідно знизити складність задачі, створивши модель об'єкта, що враховує основні аспекти проблеми і головну мету: мінімум витрат коштів на буріння свердловин.

У результаті аналізу виявлено, що розрахунки при визначенні витрат на буріння свердловин мають ітераційний характер. Одним із шляхів зниження інформаційної складності алгоритмів є використання спрощених апроксимаційних моделей. Сучасні методи побудови спрощених математичних моделей базуються не тільки на класичних моделях, але й на моделях нечіткої логіки, які, на відміну від моделювання за допомогою диференціальних, інтегральних, різницеєвих рівнянь, дають змогу застосовувати переваги якісного лінгвістичного опису високими апроксимаційними властивостями таких моделей [6, с. 32-39].

Нами пропонується підхід для створення методу вибору раціональних режимів експлуатації бурової техніки на засадах нечітких апроксимаційних моделей, які дають змогу суттєво скоротити розрахунки та прискорити час на розв'язання задач апроксимації і, відтак, скоротити час на проектування будівництва свердловини [6].

Можна розглядати три моделі [20], спільне функціонування яких істотно впливає на процес формування та планування витрат на будівництво свердловин:

– модель буримості гірських порід геологічного розрізу, котра забезпечує обробку інформації щодо пробурених свердловин з метою формування коефіцієнтів буримості геологічного розрізу свердловини, що проектується;

– модель оптимальної експлуатації техніки, котра формує обмеження на режими експлуатації фіксованого набору техніки і мінімізує цільову функцію на цій множині;

– модель вибору оптимального поєднання елементів бурової техніки, котра формує множину елементів техніки певної якості, що підлягає оптимізації.

Усі вищевведені моделі пов'язані між собою. Схема взаємодії моделей у процесі проектування будівництва свердловини наведена на рис. 3.

З метою планування витрат на будівництво свердловин нами запропоновано здійснювати процедуру декомпозиції, у результаті чого можна отримати сукупність порівняно простих і взаємозалежних завдань, що вирішуються у підсистемах [19, с. 63-68]. Підсистеми об'єднані спільною метою функціонування, хоча кожна підсистема може мати свою цільову функцію, яка відображає локальні інтереси підсистеми у процесі формування витрат на будівництво свердловини.

Тому при прийнятті оптимального рішення треба прагнути, щоб кожна підсистема максимізувала (або мінімізувала) свою цільову функцію на множині припустимих рішень.



Рис. 3. Схема взаємозв'язку моделей у процесі проектування будівництва свердловини (складено автором на основі джерела [20])

Результатом вирішення глобального завдання повинна бути множина управлінських дій для відповідного вектора, що характеризує прийняті підсистемами рішення. При цьому необхідно, щоб виконувалися усі обмеження і глобальна цільова функція досягла мінімуму, наприклад, собівартості, витрат енергії, часу буріння. Вирішення поставленого завдання здійснюється шляхом реалізації певної ітеративної процедури багатократного обміну інформацією між ЕОМ і підсистемами. Для досягнення оптимального рішення глобальної задачі необхідно неодноразово вирішувати локальні задачі для усієї сукупності підсистем.

Зменшення часу на ці розрахунки та підвищення їх точності може бути досягнуто за рахунок використання апроксимаційних моделей типу Такагі-Сугено.

Показник собівартості одного метра проходки свердловини найповніше оцінює ефективність буріння свердловини, оскільки він забезпечується високими значеннями показників рейсової швидкості буріння та проходки на долото, і, що дуже важливо, його мінімум завжди досягається у робочому діапазоні режимних параметрів.

Нами встановлено, що показником, який має щільний зв'язок із собівартістю одного метра проходки свердловини і який можна контролювати безперервно у процесі поглиблення свердловини незалежно від способу буріння, є питомі витрати енергії на один метр проходки свердловини [6, с. 78-81]. Перевагою цього показника є те, що він піддається вимірюванню і обчисленню у реальному часі сучасними засобами вимірювальної техніки, може використовуватись як оцінка грошових витрат на один метр проходки свердловини і як оцінка ефективності процесу руйнування породи, оскільки характеризує опірність породи руйнуванню, її енергоємність.

Для досягнення мінімуму витрат на буріння свердловини доцільним є вибір оптимальних режимних параметрів буріння за критерієм «мінімум витрат енергії на один метр проходки свердловини» [21, с. 14-19].

Найбільшого ефекту енергозаощадження можна досягти, використовуючи регульовані приводи не тільки механізмів подачі долота, але й механізмів обертання долота, насосів і усіх інших бурових механізмів. Це дасть змогу ефективного пошуку мінімуму питомих витрат енергії при зміні умов буріння, наприклад, у зв'язку з переходом долота до пачки порід з іншими механічними і абразивними властивостями [22, с. 810-828].

У системі повинні бути також автоматизований контроль за технічним станом усього бурового обладнання та раннє діагностування з метою запобігання аварійним ситуаціям.

Висновки

1. Розглянуто систему інтегрованого планування витрат на видобування вуглеводнів світових лідерів бізнес-сегменту upstream – корпорації Shell, фірми Chevron, які видобувають вуглеводні на глибоководній акваторії морів з плавучих платформ і мають високу прибутковість підприємств. Показано, що світові лідери бізнес-сегменту upstream мають високу культуру планування, яка передбачає довгострокове бачення комплексного завдання розвитку нафтогазовидобувних систем і одночасно – короткострокові розробки, орієнтовані на деталі, ступінь впливу витрат на рівень прибутковості підприємства та собівартість видобування вуглеводнів.

2. Запропоновано застосування бенчмаркінгу у плануванні розвитку нафтогазовидобувних підприємств корпоративної структури, що сприяє одержанню стратегічної переваги, збільшенню рівня організаційного знання щодо досліджуваного підприємства та усвідомленню його порівняльного стану, а також дає змогу зрозуміти вразливі та раціональні сторони діяльності порівняно з конкурентами та світовими лідерами, що може сприяти зростанню прибутковості підприємства, зміцненню його конкурентної позиції та формуванню інноваційно-синергійного прориву.

3. Обґрунтовано доцільність використання на етапі проектування будівництва свердловини критерію «мінімум витрат енергоресурсів», а на етапі поглиблення свердловини до проектної глибини – критерію «мінімум витрат енергії на один метр проходки», що сприяє розробці та впровадженню енергоощадних технологій буріння нафтових і газових свердловин.

Література.

1. Chawathe A. A Plan for Success in Deep Water / A. Chawathe, U. Ozdogan, K.S. Glaser, Y. Jalali, M. Riding // Oilfield Review: Schlumberger. – spring 2009. – P. 26-35.

2. Акопов А.С. Использование средств динамического имитационного моделирования для подготовки управленческих решений в ТЭК / А.С.Акопов // Системы управления и информационные технологии. – М. – 2004. – № 4. – С. 51-56.
3. Стельмах М. Бенчмаркінг як інструмент визначення конкурентоспроможності підприємства / М. Стельмах, Т. Сорока // Вісник ТНЕУ. – 2005. – №1. – С. 53-61.
4. Кашченко К.В. Бенчмаркінг як метод управління конкурентоспроможністю підприємства / К.В. Кашченко // [«Education and Science: Vedecky prumysl evropskego kontinentu-2007»]: IV mezinar. ved.-prakt. konf.: tezu, (Praha, Publishing House). – Dil 5. Economicke vedy. – str. 3-5.
5. Прус Л. Бенчмаркінг як інструмент управління конкурентоспроможністю / Л. Прус. – Схід. – 2005. – №4(70). – С. 33-37.
6. Фадеева І.Г. Системно-синергічні засади управління розвитком нафтогазових підприємств корпоративної структури: [монографія] / І.Г. Фадеева. – ІФНТУНГ, Івано-Франківськ: ІП Кузів Б., 2012. – 459с.
7. Curole M.A. Mars Debottlenecking Project, paper SPE 69199 / M.A. Curole, A.J. Turley // Presented at the SPE Annular Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September, 27-30. – 1998. – P.15-21.
8. Wetzel R.I. Completion Selection Methodology for Optimum Reservoir Performance and Project Economics in Deepwater Application / R.I. Wetzel, S. Mathis, G. Ratterman, R. Cade // Paper SPE 56716, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, October 3-6. – 1999. – P. 28-36.
9. Amin A. Subsea Development for Pare to Process / A. Amin, M. Riding, R. Shepler, E. Smedstad, I. Ratulowski // Oilfield Review: Schlumberger no.1. – spring 2005. – P. 4-17.
10. Watson M.I. Integrated Flow Assurance Modeling of Angola Block 18 Western Area Development / M.I. Watson, N.I. Hawkes, P.F. Pickering, I. Elliot, L.W. Studd // Paper SPE 101826, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 24-27, 2006. – P. 33-36.
11. Mouward I. Depth of Ships Delays Drilling of Offshore Oil: [Електронний ресурс]/I.Mouward, M.Fackler. – Режим доступу: <http://www.nytimes.com/2008/06/19business/19drillship.html> (accessed Desember 11, 2008).
12. Cullick A.S. Optimizing Field Development Concepts for Complex Offshore Production Systems / A.S. Cullick, R. Cude, M. Tarman // Paper SPE 108562, presented at the SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, September 4-7. – 2007. – P. 24-38.
13. Barclay F. Seismic Inversion: Reading Between the Lines / E. Barclay, A. Bruun, K.B. Rasmussen, I. Camara, A. Yaro // Oilfield Review 20. – spring 2008. – № 1. – P. 42-63.
14. Bouleau C. The Big Picture: Integrated Asset Management / C. Bouleau, H. Gehin, H. Gutierrez and other // Oil field Review 19. – winter 2007/2008. – №4 – P. 34-48.
15. Chow C.V. Managing Risks Using Integrated Production Models: Application / C.V. Chow, M.C. Aronidin, K.D. Wolcott, N.D. Ballard // Journal of Petroleum Technology 52. – April 2000. – № 4. – P. 94-98.
16. Tesaker O. Breaking the Barrier – The Integrated Asset Model / O. Tesaker, A.M. Overlend, D. Arnesen // Paper SPE 112223, presented at the SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, February 25-27. – 2008. – P. 36-40.
17. Ozdogan U. Recent Advances and Practical Applications of Integrated Production Modeling at Jack Asset in Deepwater Gulf of Mexico / U. Ozdogan, I.F. Keating, M. Knobles, A. Chawathe, D. Seren // Paper SPE 113904, presented at the SPE Europe / EAGE Annual Conference and Exhibition, Rome, June 9-12, 2008. – P. 25-29.
18. Рогальский Ф.Б. Математические методы анализа экономических систем: [книга 1] / Ф.Б. Рогальский, Я.Р. Курилович, А.А. Цокуренко. – К.: Наукова думка, 2001. – 435 с.
19. Фадеева І.Г. Вплив технологічних факторів на невизначеність процесу формування витрат підприємств / І.Г. Фадеева // Вісник Хмельницького національного університету. Економічні науки. – 2008. – № 1. – С. 63-68.
20. Сабитов Э.Х. Промысловые ЭВМ при проектировании строительства скважин / Э.Х. Сабитов, А.Б. Шильман. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – 45 с.
21. Ситников Н.Б. Моделирование и оптимизация процесса бурения геологоразведочных скважин: автореф. дис. на соискание науч. степени д-ра. техн. наук: спец. 05.13.07 «Автоматизация технологических процессов» / Н.Б. Ситников. – Екатеринбург, 2000. – 41 с.
22. Фадеева І.Г. Напряжки зменшення впливу витрат енергоносіїв на собівартість видобування вуглеводнів / І.Г. Фадеева // Економіка: проблеми теорії і практики. – 2006. – Вип. 214 (Т. III). – С. 810-828.
23. Прус Л. Бенчмаркінг як інструмент управління конкурентоспроможністю / Л. Прус. – Схід. – 2005. – №4(70). – С. 33-37.

References.

1. Chawathe A. A Plan for Success in Deep Water / A. Chawathe, U. Ozdogan, K.S. Glaser, Y. Jalali, M. Riding // Oilfield Review: Schlumberger. – spring 2009. – P. 26-35.
2. Akopov, A.S. (2004), “Ispol'zovanie sredstv dinamicheskogo imitacionnogo modelirovaniya dlja podgotovki upravlencheskih reshenij v TjeK”, *Sistemy upravlenija i informacionnye tehnologii*, vol. 4, pp. 51-56.
3. Stelmakh, M. And Soroka, T. (2005), “Benchmarkinh yak instrument vyznachennia konkurentospromozhnosti pidpryiemstva”, *Visnyk TNEU*, vol.1, pp. 53-61.
4. Kashchenko, K.V. (2007), “Benchmarkinh yak metod upravlinnia konkurentospromozhnistiu pidpryiemstva”, [«Education and Science: Vedecky prumysl evropskego kontinentu-2007»]: IV mezinar. ved.-prakt. konf.: tezu, (Praha, Publishing House). – Dil 5. Economicke vedy. – pp. 3-5.
5. Prus, L. (2005), “Benchmarkinh yak instrument upravlinnia konkurentospromozhnistiu”, *Skhid*, vol.4(70), pp. 33-37.
6. Fadieieva, I.H. (2012), *Systemno-synerhichni zasady upravlinnia rozvytkom naftohazovykh pidpryiemstv korporativnoi struktury*, IFNTUNH, PP Kuziv B., Ivano-Frankivsk, Ukraine, p.459.
7. Curole M.A. Mars Debottlenecking Project, paper SPE 69199 / M.A. Curole, A.J. Turley // Presented at the SPE Annular Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September, 27-30. – 1998. – P.15-21.
8. Wetzel R.I. Completion Selection Methodology for Optimum Reservoir Performance and Project Economics in Deepwater Application / R.I. Wetzel, S. Mathis, G. Ratterman, R. Cade // Paper SPE 56716, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, October 3-6. – 1999. – P. 28-36.
9. Amin A. Subsea Development for Pare to Process / A. Amin, M. Riding, R. Shepler, E. Smedstad, I. Ratulowski // Oilfield Review: Schlumberger no.1. – spring 2005. – P. 4-17.
10. Watson M.I. Integrated Flow Assurance Modeling of Angola Block 18 Western Area Development / M.I. Watson, N.I. Hawkes, P.F. Pickering, I. Elliot, L.W. Studd // Paper SPE 101826, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 24-27, 2006. – P. 33-36.
11. Mouward I. Depth of Ships Delays Drilling of Offshore Oil: [Електронний ресурс]/I.Mouward, M.Fackler. – Режим доступу: <http://www.nytimes.com/2008/06/19business/19drillship.html> (accessed Desember 11, 2008).
12. Cullick A.S. Optimizing Field Development Concepts for Complex Offshore Production Systems / A.S. Cullick, R. Cude, M. Tarman // Paper SPE 108562, presented at the SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, September 4-7. – 2007. – P. 24-38.
13. Barclay F. Seismic Inversion: Reading Between the Lines / E. Barclay, A. Bruun, K.B. Rasmussen, I. Camara, A. Yaro // Oilfield Review 20. – spring 2008. – № 1. – P. 42-63.
14. Bouleau C. The Big Picture: Integrated Asset Management / C. Bouleau, H. Gehin, H. Gutierrez and other // Oil field Review 19. – winter 2007/2008. – №4 – P. 34-48.
15. Chow C.V. Managing Risks Using Integrated Production Models: Application / C.V. Chow, M.C. Aronidin, K.D. Wolcott, N.D. Ballard // Journal of Petroleum Technology 52. – April 2000. – № 4. – P. 94-98.
16. Tesaker O. Breaking the Barrier – The Integrated Asset Model / O. Tesaker, A.M. Overlend, D. Arnesen // Paper SPE 112223, presented at the SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, February 25-27. – 2008. – P. 36-40.
17. Ozdogan U. Recent Advances and Practical Applications of Integrated Production Modeling at Jack Asset in Deepwater Gulf of Mexico / U. Ozdogan, I.F. Keating, M. Knobles, A. Chawathe, D. Seren // Paper SPE 113904, presented at the SPE Europe / EAGE Annual Conference and Exhibition, Rome, June 9-12, 2008. – P. 25-29.
18. Rogal'skij, F.B. Kurilovich, Ja.R. and Cokurenko, A.A. (2001), *Matematicheskie metody analiza jekonomicheskikh sistem*, no.1, Naukova dumka, Kyiv, Ukraine, p.435.
19. Fadieieva, I.H. (2008), “Vplyv tekhnolohichnykh faktoriv na nevyznachenist protsesu formuvannia vytrat pidpryiemstv”, *Visnyk Khmelnytskoho natsionalnoho universytetu. Ekonomichni nauky*, vol. 1, pp. 63-68.
20. Sabitov, Je.H. and Shil'man, A.B. (1981), *Promyslovye JeVM pri proektirovanii stroitel'stva skvazhin*, VNIIOJeNG, Moscow, Russia, p. 45.
21. Sitnikov, N.B. (2000), “Modelirovanie i optimizacija processa burennija geologorazvedochnykh skvazhin”, : Thesis, spec. 05.13.07 «Avtomatizacija tehnologicheskikh processov», Ekaterinburg, Russia, p. 41.
22. Fadieieva, I.H. (2006), “Napriamki zmnshennia vplyvu vytrat enerhonosiiv na sobivartist vydobuvannia vuhlevodniv”, *Ekonomika: problemy teorii i praktyky*, Vol, 214 (no. III), pp. 810-828.
23. Prus, L. (2005), “Benchmarkinh yak instrument upravlinnia konkurentospromozhnistiu”, *Skhid*, vol. 4(70), pp. 33-37.

Стаття надійшла до редакції 15.10.2014 р.



ТОВ "ДКС Центр"