

даної методики є одночасне врахування двох найбільш важливих факторів: ефекту від використання нової техніки та ціни на неї. Слід зазначити, що саме ця особливість полегшує процедуру визначення ціни на товар-новинку в будь-який момент часу її виготовлення із врахуванням фактора морального старіння виробу та коефіцієнта важливості даної інновації для споживача нової техніки. Для технопаркових структур система пільгового оподаткування несе низку переваг в процесі визначення ефекту та встановлення ціни на новий товар. Одночасно отримується можливість гнучкішого коригування ціни, наочної демонстрації переваг інноваційної продукції на прикладі отримуваних ефектів, можливість підвищення рейтингу товару-новинки для споживача, а також отримання додаткового джерела фінансування науково-технічних розробок. Дана методика дає можливість коригувати рівень ціни під впливом перелічених факторів із максимальним рівнем задоволення інтересів виробника та споживача продукції і, на нашу думку, є оптимальним варіантом вирішення проблеми встановлення договірної ціни на товар-новинку. Автор не наполягає на твердженні, що тільки даний варіант

цінової політики є можливий для застосування при визначенні рівня ціни на науково-технічну продукцію. Подана модель ціноутворення лише доповнює існуючі методики і, на думку автора, дає можливість підприємствам-виробникам науково-технічної продукції обирати власну цінову стратегію із більшої кількості можливих варіантів.

### Література

1. Дракер П. Як забезпечити успіх у бізнесі: новаторство і підприємництво: Пер. з англ.-Київ: Україна, 1994. - 319с.
2. Фатхудинов Р.А. Инновационный менеджмент: Учебник, -М:ЗАО"Бизнес-школа"Интел-Синтез", 2000. - 624с.
3. Закон України "Про спеціальний режим інвестиційної та інноваційної діяльності технологічних парків "Півпровідникові технології і матеріали, оптоелектроніка та сенсорна техніка", "Інститут електрозварки ім.Е. Патона", "Інститут монокристалів".
4. Фостер Р. Обновление производства: атакующие выигрывают: Пер. с англ.-М.:Прогресс, 1987, - 272с.
5. Загородний А.Г., Вознюк Г.Л., Смовженко Т.С. Фінансовий словник. - Львів: Центр Європи, 1997. - 576с.

УДК 330.15:(553.981+553.982)

## РЕСУРСИ НАФТОВИДОБУТКУ УКРАЇНИ І ЕФЕКТИВНІСТЬ ЇХ ВИКОРИСТАННЯ

У. Я. Витвицька

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15, тел. (03422) 42308,  
e-mail: finexpert@itc.if.ua

*Рассматриваются ресурсы нефтедобычи по нефтегазоносным регионам Украины. Проведен анализ разработки основных нефтяных месторождений. Установлено, что, несмотря на длительный период эксплуатации и внедрение методов интенсификации, уровень извлечения нефти из залежей низкий. Более эффективное извлечение нефти путем внедрения геолого-технических проектов является мощным резервом наращивания нефтедобычи в Украине.*

На території України виявлено понад 300 родовищ нафти і газу, які зосереджені в трьох нафтогазоносних регіонах: Західному (Передкарпатський прогин), Східному (Дніпровсько-Донецька западина) та Південному (Причорно-

*Resources of oil exploration of oil-and-gas-bearing regions are considered. Analysis of development of main oil fields has been realized. In spite of long period of exploration and intensification methods inculcation the level of oil extraction from pools is low. The powerful reserve of increasing of oil exploration in the Ukraine is more efficient oil extraction provided by realization of geological and technical projects.*

морська западина і акваторія Чорного та Азовського морів). Родовища цих регіонів відрізняються геологічною будовою, умовами поширення та властивостями вуглеводнів. Неоднаковими є і їх потенційні можливості. Найбільшим за кількістю відкритих родовищ, величиною розвіданих запасів і потенційних ресурсів,

обсягом видобутку вуглеводнів є Східний нафтогазоносний регіон (рис. 1). Саме у родовищах цього регіону зосереджена більша частина поточних видобувних запасів нафти і природного газу – відповідно 61,1 і 84,9%, тут формується й більша частина (79,7%) видобутку вуглеводневої сировини України. Східний нафтогазоносний регіон охоплює лівобережжя Дніпра, а в адміністративному відношенні – Чернігівську, Сумську, Полтавську, Дніпропетровську, Харківську, Донецьку та Луганську області.

Бурхливий розвиток Східного регіону відбувся у 50-60 рр., коли були розвідані 18 з 19 найбільших за запасами родовищ Дніпровсько-Донецької западини: Прилуцьке, Глинсько-Розбишівське, Гнідинцівське, Качанівське, Лежківське, Шебелинське та інші. З 1962 р. в Східному регіоні видобувають більшу частину української нафти, а з 1964 р. – і газу. Максимальний видобуток нафти в регіоні становив 10 млн. т (1969-1973 рр.), газу – 60 млрд. м<sup>3</sup> (1975-1978 рр.) [1].

Всього в Східному регіоні виявлено 205 родовищ вуглеводнів, 182 з яких перебувають на обліку Державного балансу України (деякі родовища ніколи не бралися на облік, деякі зняті з нього у зв'язку з незначними або вже виробленими запасами, а деякі числяться як частини інших родовищ).

Із 182 родовищ Дніпровсько-Донецької западини 19 відносять до великих (з видобувними запасами понад 30 млн. т умовного палива), 24 – до середніх (10-30 млн. т) і 139 – до малих (менше 10 млн. т умовного палива). Їх сумарні початкові розвідані запаси становлять 2,7 млрд. т умовного палива, з них вільного газу – 2262 млрд. м<sup>3</sup> (84%), нафти – 265 млн. т (9,8%), газового конденсату – 126 млн. т (4,7%), розчиненого газу – 39 млрд. м<sup>3</sup> (1,5%) [2].

Більшість вивчених нафтових покладів (77%) тут залягають на глибинах понад 3000 м. Найглибший поклад знаходиться в турунейських утвореннях Рухівської площі – 5050 м (продуктивний горизонт Т-3). На глибинах понад 4000 м скупчення нафти виявлені в 25 родовищах, у тому числі Західно-Харківському (4900 м, продуктивний горизонт В-19), Тростянецькому (4900 м, В-25), Анастасівському (4800 м, В-21). Найближче до поверхні поклади нафти залягають у південній приобортовій зоні на Решетниківському родовищі (500 м, продуктивний горизонт Ю-1) [1].

Поклади вуглеводнів регіону зосереджені переважно в колекторах, що характеризуються високими фільтраційно-ємнісними властивостями та водонапірними системами, містять лег-

кі малов'язкі нафти з низьким тиском насичення, що в комплексі зумовлює високу ефективність їх розробки. У зв'язку з цим максимальні темпи відборів нафти з родовищ коливаються в межах 1,5-9,5% (переважно 4-7%) [1].

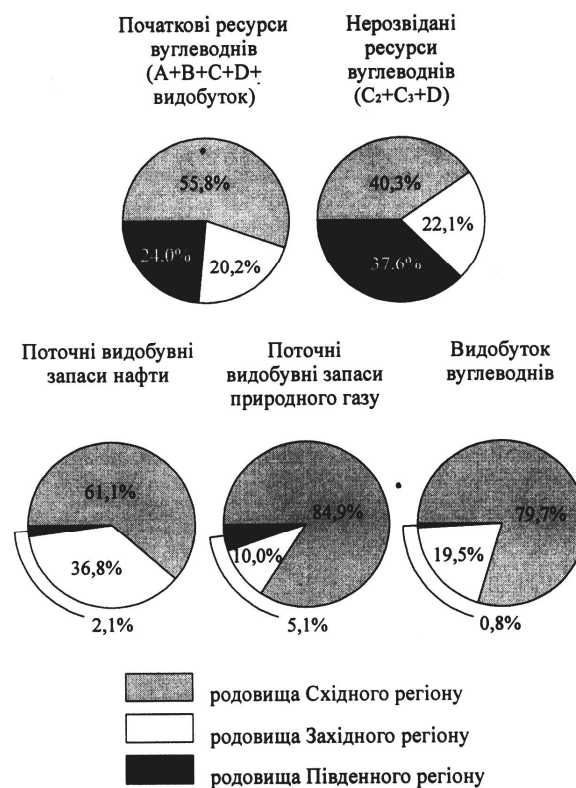


Рисунок 1 – Розподіл ресурсів, запасів і видобутку вуглеводнів між родовищами нафтогазоносних регіонів України [1]

Понад 80% початкових видобувних запасів нафти Дніпровсько-Донецької западини зосереджено в 12 найбільших родовищах, які, власне, і формують поточний нафтовидобуток у регіоні (таблиця 1). Більшість з них знаходяться на завершальних стадіях розробки і характеризуються постійним зменшенням видобутку нафти та високою обводненістю продукції.

Варто зауважити, що великі обсяги вилучення підтоварної води є негативним фактором у нафтовидобутку. Оскільки вона містить у певній кількості солі, її скидання у відкриті водоймища може призвести до негативних екологічних наслідків. Тому вилучену разом з нафтою воду, як правило, закачують у пласт, що потребує значних коштів на енергію і призводить до погіршення економічних показників розробки (підвищення собівартості продукції, зниження рентабельності розробки).

Таблиця 1 – Основні показники розробки найбільших за запасами нафти родовищ Східного регіону

Назва родовища	Початкові видобувні запаси нафти (категорій А+В+С <sub>1</sub> ), млн. т	Відбір від початкових видобувних запасів, %	Коефіцієнт вилучення нафти, част. од.	Середній дебіт нафти, т/добу	Обводненість нафти, %
1. Лесяківське нафтогазоконденсатне	52,364	94,7	0,29-0,609	4,0	97,0
2. Гнідинцівське нафтогазоконденсатне	38,045	98,1	0,594-0,64	4,9	97,1
3. Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне	31,773	95,4	0,312-0,62	3,7	95,3
4. Бугруватівське нафтове	20,947	20,0	0,209-0,48	21,9	43,8
5. Качанівське нафтогазоконденсатне	16,839	103,0	0,093-0,566	5,0	95,3
6. Анастасівське нафтогазоконденсатне	16,295	83,3	0,35-0,45	104,9	12,7
7. Рибальське нафтогазоконденсатне	8,632	74,6	0,15-0,5	3,3	86,5
8. Скороходівське нафтогазоконденсатне	7,035	65,8	0,16-0,53	25,7	31,2
9. Малодівичьке нафтове	6,665	83,8	0,3-0,64	12,6	77,9
10. Перекопівське нафтогазоконденсатне	6,461	61,4	0,2-0,53	31,7	3,1
11. Коржівське нафтогазоконденсатне	5,818	51,6	0,3-0,465	83,0	14,9
12. Прилуцьке нафтове	5,809	95,9	0,117-0,568	5,9	94,8

Величина залишкових видобувних запасів цих родовищ зазвичай не перевищує 20%. При цьому коефіцієнти нафтовилучення з покладів коливаються в широких межах – від 0,15 (продуктивний горизонт І-4 Рибальського родовища) до 0,64 (продуктивні горизонти К-2-3 Гнідинцівського і В-15 Малодівичького родовищ).

З метою повнішого вилучення нафти з покладів на багатьох родовищах широко впроваджуються заходи з удосконалення системи розробки:

- згущення сітки свердловин;
- підтримання пластового тиску;
- впровадження різних методів підвищення нафтовилучення;
- регулювання процесів розробки.

Найбільш поширеним є заводнення, яке в широких масштабах застосовується на 12 родовищах. Кінцеве нафтовилучення на об'єктах заводнення очікується збільшити вдвічі [1].

Так, на покладі продуктивного горизонту А-1-2 Лесяківського родовища інтенсивна сис-

тема розробки з заводненням застосовується з 1970 р. Всього в поклад закачано 80 млн. м<sup>3</sup> води, що забезпечило понад 9 млн. т додаткового видобутку, а приріст коефіцієнта нафтовилучення становить 0,12. З 1976 р. на цьому покладі впроваджується циклічне (нестационарне) заводнення, яке призводить до зміни напрямку фільтрації рідини і охоплення процесом витіснення нафти водою в застійних зонах. Це дало змогу підвищити коефіцієнт нафтовилучення на 0,013 і додатково видобути 900 тис. т нафти. Окрім того, для ущільнення сітки свердловин в слабодренованих зонах було пробурено 29 видобувних свердловин, в результаті чого додатково видобуто близько 5 млн. т нафти, а приріст коефіцієнта нафтовилучення становить 0,057. Загалом за рахунок застосування на покладі вторинних методів коефіцієнт нафтовилучення збільшився на 0,192 [3].

Окрім заводнення на родовищах Східного регіону, для підвищення ступеня вилучення нафти з покладів широко впроваджуються й інші методи. Зокрема, на Глинсько-

Розбишівському родовищі за період 1981-1998 рр. у нафтових свердловинах було проведено 282 операції з підвищення нафтовидобутку, з них 84,9% успішних. Сумарний додатковий видобуток склав близько 122 тис. т нафти, що в середньому становить 432 т на одну свердловино-операцію. Найбільше проводилось кислотних обробок та обробок поверхнево-активними речовинами – відповідно 95 і 54 свердловино-операції, внаслідок яких додатково видобуто 66 тис. т нафти [4].

Важливим методом впливу на привибійну зону в умовах обводнених свердловин родовища є обмеження та ізоляція водопрививів. Всього було проведено 83 таких операції з середнім додатковим видобутком близько 381 т нафти на одну операцію. Варто зазначити, що для стабілізації видобутку нафти та зменшення рівня обводненості продукції на родовищі необхідно проводити не менше 10-15 свердловино-операцій щороку [4].

Загалом початкові видобувні запаси нафти родовищ Східного нафтогазоносного регіону станом на 1 січня 2001 р. реалізовано на 66,2%, а поточний коефіцієнт нафтовилучення перевищує 0,32 (при проектному 0,461-0,472).

Історія розвитку нафтової промисловості України розпочалася з Західного нафтогазоносного регіону. Він охоплює Закарпаття, Східні Карпати, Передкарпаття і Волино-Поділля, а в адміністративному відношенні – Закарпатську, Львівську, Івано-Франківську, Чернівецьку, Волинську, Тернопільську та Рівненську області.

Бурхливий розвиток нафтових промислів у регіоні відбувся після другої світової війни, коли значно зросли обсяги глибокого буріння і як наслідок було відкрито 10 нафтових і 14 газових родовищ: Долинське (1950 р.), Битків-Бабчинське (1951), Північно-Долинське (1957), Спаське (1960), Струтинське (1961), Гвіздецьке, Пнівське (1963) та інші. Виявлені за цей період видобувні запаси перевищують запаси ранніх відкриттів більш, ніж в 5 разів. Саме в цей період було досягнуто максимального видобутку в регіоні: нафти – 2,86 млн. т у 1967 р. та газу – 10,1-12,7 млрд. м<sup>3</sup> в 1966 – 1973 рр. [5].

У 70-80 роках нафта і газ були виявлені переважно на великих глибинах: 1970 рік – Пасічанське родовище (глибина залягання покладів 3500 м), 1975 рік – Заводівське (4800 м), 1976 рік – Семигинівське (4335 м) і Новосхідницьке (4250 м), 1979 рік – Рудацьке (4600 м), 1980 рік – Південно-Монастирське (4800 м) і Чечвинське (3200 м), 1981 рік – Рожнятів-

ське (4600 м), 1983 рік – Янківське (5290 м) і 1984 рік – Лопушнянське (4500 м).

Усього в регіоні відкрито 91 родовище. З них 6 відносять до великих, 8 – до середніх і 77 – до дрібних. Газовими є 44 родовища, нафтовими – 31, газоконденсатними і нафтогазоконденсатними по 6, нафтогазовими – 4 родовища. Поклади залягають на глибинах від 3500 до 5500 м.

Складні гірничо-геологічні умови будови нафтових покладів, низькі фільтраційно-ємнісні властивості колекторів та несприятливі характеристики пластових флюїдів зумовлюють малоефективну розробку на природних режимах. Максимально можливі відбори нафти з родовищ регіону коливаються в межах 0,7 – 3,5% (переважно 1,5 – 2,5%) [5].

На сьогодні видобуток нафти у регіоні здійснюється з 34 родовищ, при цьому основна його частина формується на 7 родовищах, в яких зосереджено понад 80% початкових видобувних запасів Передкарпаття (таблиця 2).

Більшість з них вступили в завершальну стадію розробки, яка характеризується високим виробленням видобувних запасів, значною обводненістю продукції та постійним зниженням видобутку нафти.

Практика розробки свідчить про те, що експлуатація нафтових родовищ Західного регіону на природних режимах є малоефективною і нерациональною через низьке вилучення нафти (як правило, 0,08-0,12, рідше до 0,16). Тому основні родовища регіону розробляються із застосуванням технології витіснення нафти водою шляхом заводнення, що дає змогу збільшити кінцеве нафтовилучення до 0,26-0,46 [3].

Оскільки більшість родовищ регіону, які розробляються за допомогою заводнення (Долинське, Північно-Долинське, Битків-Бабчинське, Струтинське, Орів-Уличнянське, Старосамбірське), перебувають на завершальній стадії експлуатації, виникає проблема їх до-розробки з метою додаткового видобутку нафти. Одним з основних напрямків підвищення нафтовилучення з багатопластових покладів Передкарпаття є застосування гідродинамічних технологій (нестационарне заводнення, зміна напрямів фільтраційних потоків), удосконалення систем розробки шляхом переведення свердловин з об'єктів, що залягають нижче, а також буріння нових свердловин в слабодренуваних та невироблених зонах. Проте широке впровадження цих методів обмежується низькими техніко-економічними показниками і не може бути рекомендоване через несприятливі гірничо-геологічні умови.

Таблиця 2 – Основні показники розробки найбільших за запасами нафти родовищ Західного регіону

Назва родовища	Початкові видобувні запаси нафти (категорій А+В+С <sub>1</sub> ), млн. т	Відбір від початкових видобувних запасів, %	Коефіцієнт вилучення, част. од.	Середній дебіт нафти, т/добу	Обводненість нафти, %
1. Бориславське нафтогазоконденсатне	39,292	82,1	0,16-0,552	0,23	90,9
2. Долинське нафтове	38,321	90,9	0,197-0,45	3,6	86,8
3. Битків-Бабчинське нафтогазоконденсатне	12,442	71,48	0,08-0,468	1,3	24,5
4. Північно-Долинське нафтогазоконденсатне	6,756	94,0	0,12-0,46	2,8	87,9
5. Лопушнянське нафтове	6,401	4,3	0,25-0,3	35,7	0,8
6. Струтинське газонафтове	6,081	73,5	0,088-0,34	6,6	64,0
7. Пасічнянське нафтове	5,089	6,64	0,2	7,8	5,1
8. Орів-Уличнянське нафтове	4,524	70,0	0,18-0,298	1,2	4,8
9. Бистрицьке нафтове	4,174	9,9	0,15	1,4	7,9
10. Східницьке нафтове	3,812	99,8	0,74	0,04	98,0
11. Заводівське нафтове	3,793	31,5	0,27-0,298	4,2	41,9
12. Старосамбірське нафтове	3,719	44,7	0,12-0,33	7,0	21,2

Для зменшення темпів падіння нафтовидобутку та його стабілізації на родовищах Західного регіону у великих масштабах проводяться різноманітні методи інтенсифікації. Так, за період 1986-1996 рр. у видобувних свердловинах було здійснено 1391 операцію, успішність яких становила 80,6%. Додатково видобуто близько 0,5 млн. т нафти, що в середньому становить 352 т на одну операцію [3].

Незважаючи на застосування заводнення та різноманітних методів інтенсифікації видобутку, темпи розробки родовищ Західного регіону і ступінь вилучення нафти з покладів залишаються низькими. Так, станом на 1 січня 2001 р. початкові видобувні запаси регіону реалізовано на 64,2%, а поточний коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 0,171 (при проектному 0,231-0,252).

На Південний нафтогазоносний регіон припадає лише 0,8% поточного видобутку вуглеводнів (рис. 1). Регіон охоплює Західне та Північне Причорномор'я, Північне Приазов'я,

Кримський півострів, Чорне і Азовське моря (у межах економічної зони України), а в адміністративному відношенні – Одеську, Миколаївську, Херсонську, Запорізьку і Донецьку області та Автономну Республіку Крим.

Нафта тут була виявлена ще до нашої ери (на Керченському півострові). Проте її промисловий видобуток було розпочато в 50-ті рр. XX ст. на Мошкарівському, Владиславівському і Куйбишевському родовищах. З часом експлуатацію свердловин припинили у зв'язку з низьким видобутком. У 1983 р. після застосування більш досконалих технологій розкриття пластів та інтенсифікації припливів розробку родовищ було відновлено.

Всього в регіоні відкрито 39 родовищ, з них 10 нафтових, 7 газоконденсатних і 22 газових. 10 родовищ розміщено в акваторіях Чорного та Азовського морів, з них 2 газоконденсатних і 2 газових за початковими запасами відносяться до середніх.

Початкові сумарні видобувні ресурси регіону оцінюються в 1812,9 млн. т умовного палива, у тому числі на суші 281,0 млн. т і в морських акваторіях 1531,9 млн. т, з них відповідно нафти – 22,3 млн. т і 115,0 млн. т, вільного газу – 231,0 млрд. м<sup>3</sup> і 1294,9 млрд. м<sup>3</sup>, розчиненого газу тільки на морях – 22,0 млрд. м<sup>3</sup>, конденсату – 27,7 і 100,0 млн. т [6].

З 10 нафтових родовищ Південного регіону розробляється лише одне, інші перебувають у консервації у зв'язку з складною геологічною будовою, незначними запасами та нерентабельністю розробки. Всього з надр регіону видобуто близько 60 тис. т нафти, 17,1 млрд. м<sup>3</sup> газу і 0,43 млн. т конденсату [6]. Початкові видобувні запаси регіону станом на 1 січня 2001 р. реалізовано лише на 3,2%. З метою ефективного використання ресурсів Південного регіону необхідно проводити великі обсяги геолого-фізичних досліджень, що дасть змогу уточнити перспективи нафтогазоносності території та створити базу для широкого розвитку пошуків родовищ вуглеводнів в акваторіях Чорного та Азовського морів.

Таким чином, найбільші за запасами нафти родовища, які формують поточний нафтовидобуток в Україні, перебувають на завершальних стадіях розробки. Незважаючи на тривалий час їх експлуатації та застосування різноманітних технологій інтенсифікації видобутку, рівень нафтовилучення з покладів є низьким, особливо у Західному регіоні. Загалом в Україні станом на 1 січня 2001 р. поточний коефіцієнт нафтовилучення становить 0,312 при

проектному 0,455. Це означає, що в надрах може залишитися невилученими близько 60% балансових запасів нафти. Впровадження геолого-технологічних проектів, спрямованих на більш ефективне вилучення нафти з покладів, є істотним резервом нарощування нафтовидобутку в Україні.

#### *Література*

1. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.1: Східний нафтогазоносний регіон. – 494 с.
2. Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ. – К.: Наукова думка, 1997. – 279 с.
3. Мірзоян Л.Е. Концепція розвитку і складання програми впровадження сучасних технологій підвищення нафтовіддачі на родовищах ВАТ “Укрнафта”: Звіт про НДР / УкрНГІ. – Дог.95.519.95. – К., 1995. – 190 с.
4. Техніко-економічне обґрунтування доцільності створення спільного підприємства для розробки Глинсько-Розбишівського родовища / ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”. – Івано-Франківськ, 1998. – 359 с.
5. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.4: Західний нафтогазоносний регіон. – 328 с.
6. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.6: Південний нафтогазоносний регіон. – 225 с.