

# ЕФЕКТИВНІСТЬ І ШЛЯХИ ОПТИМІЗАЦІЇ СТРУКТУРИ ВИТРАТ У НАФТОПЕРЕРОБНІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ

Бурлака Володимир Григорович,  
кандидат економічних наук

**Розглянуто теоретичні засади та практичні рекомендації щодо побудови противитратного механізму та ефективність його впровадження у нафтопереробній промисловості України з метою підвищення її прибутковості.**

**Ключові слова:** нафтопереробна промисловість, противитратний механізм, виробничі потужності, глибина переробки нафти, технологічний рівень, індекс Нельсона.

На сучасному етапі розвитку економіки у структурі споживання первинних енергоносіїв нафта посідає перше місце, тоді як Україна за цим показником значно поступається світовому рівню, а також іншим постсоціалістичним країнам. Причини цього вбачають у значному збільшенні ціни на нафту та недосконалості технологічних процесів, які визначають збитковість переробки нафти на підприємствах галузі.

Через ці причини протягом кількох років не працює Херсонський НПЗ, у 2012 р. були зупинені Одеський, Дрогобицький і Надвірнянський НПЗ, а потужність флагманів нафтопереробки України – Кременчуцького та Лисичанського НПЗ була використана тільки на 29,4 і 10,1% відповідно. Це призвело до поступового зменшення обсягів переробки нафти на вітчизняних заводах до 4,6 млн т у 2012 р., тоді як Енергетичною стратегією України на період до 2030 р. за базовим сценарієм передбачено зростання цього показника до 19,3 млн т у 2010 р. і до 20,9 млн т у 2015 р. [17].

Падіння власного виробництва нафтопродуктів значною мірою було компенсоване в Україні зростанням частки їх імпорту. Зокрема, у загальному споживанні автомобільного бензину – від 46,2% у 2010 р. до 48,5% у 2012 р. і дизельного палива – від 45,3 до 78,7% відповідно. За період, що аналізується, ціна імпортованої нафти підвищилась із 536,0 до 799,0 дол./т, або на 49,0%, тоді як глибина її переробки залишилася на рівні до 72%. За таких умов, що склалися в нафтопереробній промисловості, українські НПЗ є збитковими та мають від'ємну маржу 2,5 дол./бар.

Водночас білоруські НПЗ з обсягом переробки нафти до 20 млн т/рік за умов отримання від Митного союзу субсидій до ціни на імпортовану нафту у розмірі до 170 дол./т є прибутковими, а показник маржі становить 16 дол./бар. Таке становище позбавляє НПЗ України, на відміну від білоруських, важливого джерела інвестицій для модернізації своїх підприємств. За даними концерну «Белнафтохім», при реалізації інвестиційних проектів з розвитку Мозирського та Новополицького НПЗ на 2013–2016 рр. передбачене широке використання зарубіжних інвестицій, що збільшить глибину переробки нафти до 89 і 92% відповідно, а для підвищення рентабельності буде реалізовано проекти інтеграції НПЗ з нафтохімічним виробництвом. Завдяки високій якості білоруських нафтопродуктів більша їх частка – до 80% експортується в інші країни, у тому числі в Україну.

В умовах світової фінансово-економічної кризи, що характеризується уповільненням інвестиційної діяльності, нафтопереробка зіткнулася із жорсткою конкуренцією, підвищенням вимог до екологічних стандартів, необхідністю оптимізації витрат і поглиблення переробки нафти. Для розвитку нафтопереробної промисловості за цих умов в Україні передусім потрібні підтримка на державному рівні та широке використання інтенсивних факторів господарювання, у тому числі за рахунок впровадження противитратного механізму.

Однією з нових поширених у ряді європейських країн форм консолідації ресурсів і сил для вирішення загальнодержавних, стратегічних завдань є такий механізм, як технологічні

платформи. Для забезпечення переходу від сировинної економіки до інноваційного розвитку нафтопереробної промисловості в Україні корисним є досвід і Росії, де група компаній та наукових установ створила і запропонувала Мінекономрозвитку Технологічну платформу «Глибока переробка вуглеводневих ресурсів». На відміну від традиційного господарського механізму, ця нова його форма побудована на інноваційному підході до вирішення економічних питань.

Здійснити перехід до глибокої переробки нафти в Україні також можна за рахунок створення технологічної платформи. Її впровадження забезпечить перехід нафтопереробної промисловості на більш високий технологічний рівень, що відповідає національним інтересам у середньо- і довгостроковій перспективі. Тому пропонуємо розробити проект реалізації Технологічної платформи «Глибока переробка нафтової сировини в Україні», побудованої за принципом скорочення виробничих витрат (сировина та основні матеріали, амортизаційні відрахування, теплоенерговитрати тощо). Як це було і в інших країнах, для розробки такого проекту необхідно залучити відповідні наукові установи.

Вагомий внесок у дослідження теоретичних і прикладних питань розвитку нафтопереробної промисловості України внесли такі вчені, як М. Братичак, В. Бугров, А. Єрохіна, І. Карп, М. Ковалко, В. Кухар, Г. Поп, Р. Шерстюк та А. Шидловський [2; 5; 6; 7; 8; 10; 14; 15; 16].

**Метою даної статті** є розробка теоретичних засад і практичних рекомендацій щодо впровадження в нафтопереробній промисловості України сучасного господарського механізму, який з урахуванням передового світового досвіду забезпечить оптимізацію структури витрат.

Новітній етап науково-технологічного розвитку нафтового сектору був започаткований світовою енергетичною кризою 70-х років ХХ ст. Різке подорожчання нафти, яке відбувалося у періоди 1970–1979 та 2000–2010 рр., дкорінно змінило уяву про оптимальну технологічну структуру НПЗ, коли підприємства із простою схемою переробки (з конверсією до 50–55%) нафти стали збитковими та почали поступатися своїм місцем на ринку НПЗ із класичною та глибокою схемами переробки (з конверсією 85% і 92–95% відповідно) [18]. Як показав світовий досвід, будівництво НПЗ із глибокими конверсійними схемами порівняно із простими потребувало значно більших інвестицій. Аналіз тенденцій розвитку свідчить, що ускладнення технологічної схеми НПЗ призводить до зростання питомих капіталь-

них вкладень, більша частка яких спрямована на збільшення активного складника виробничого капіталу [3].

Разом з тим порівняння витрат на переробку нафти на підприємствах ЄС (табл. 1) свідчить, що більшу частку постійних витрат становлять амортизаційні та витрати на обслуговування техніки. За своїм обсягом їм дещо поступаються витрати на заробітну плату та утримання адміністративного персоналу. Водночас на перемінні припадає до 10,4% від загальних виробничих витрат, більшу частку яких становлять покупні каталізатори нафтопереробки та присадки.

Водночас на сучасних НПЗ існують різні за своїм призначенням установки, рівень використання потужностей яких відповідає ринковому попиту на окремі нафтопродукти і залежить також від використання різної за своїми властивостями сировини. Так, дослідження показали, що за умов ефективного використання стратегії диверсифікації переробка якіснішої нафти на НПЗ України може супроводжуватися збільшенням виходу світлих нафтопродуктів без додаткових інвестиційних вкладень у виробництво, що рівноцінно зниженню перемильних витрат, збільшенню прибутку та покращенню екологічної ситуації. Крім того, значне підвищення ефективності технологічних процесів на НПЗ може бути досягнуто у випадку заміни каталізаторів нафтопереробки на більш ефективні, технологічного обладнання – на більш продуктивне, а також використання гнучких виробничих систем та оптимального підбору більш ефективних присадок для покращення якості моторних палив і мастильних матеріалів. З урахуванням низького рівня використання сучасних технологічних процесів найбільш капіталоемних установок із причини відсутності в достатній кількості вихідної сировини треба вирішити питання її імпортного постачання. Як правило, на НПЗ країн ЄС, зважаючи на їх високу капіталоемність, потужність таких установок використовують до максимально можливого рівня – до 100%.

Таким чином, використання складників противитратного механізму на нафтопереробному підприємстві дає змогу підвищити ефективність виробничих ресурсів та забезпечити зростання прибутку при мінімальних капітальних вкладеннях.

Водночас залежність ресурсоемності переробки нафти від її глибини робить доцільним та ефективним розробку і впровадження на НПЗ України противитратного механізму, який передусім передбачає оптимальне завантаження і збалансованість виробничих

**Питомі витрати на переробку нафти  
на середньоєвропейському НПЗ, дол./т [5]**

Стаття витрат	НПЗ		
	з простою переробкою, 5 млн т/рік	з класичною переробкою, 8 млн т/рік	з глибокою переробкою, 8 млн т/рік
Каталізатори нафтопереробки і присадки	2,0	3,0	4,0
Короткострокові кредити	1,5	1,5	1,5
Перемінні витрати (без теплоенерговитрат), всього	3,5	4,5	5,5
Зарплата	3,5	4,8	7,0
Технічне обслуговування	3,3	5,1	8,5
Адміністративно-управлінські та інші	2,7	4,2	6,9
Амортизаційні відрахування	4,3	6,8	24,9
Постійні витрати, всього	13,8	20,9	47,3
Виробничі витрати, всього	17,3	25,4	52,8
Теплоенерговитрати, всього	2,8	4,2	7,0
<i>Довідково:</i>			
Інвестиції в новий НПЗ, млн дол.	580	1475	2455
у т. ч.:			
загальнозаводське господарство	350	740	1020
установки складного крекінгу ( <i>DSV, FCC</i> )	-	375	375
установки складного крекінгу, глибока конверсія	-	-	700
установки первинної переробки нафти і риформінгу	230	360	360

потужностей за умови раціонального використання капіталозбереження праці.

З урахуванням тенденції до ускладнення технологічних схем виробництва нафтопродуктів на українських НПЗ важливого значення набувають питання удосконалення методики визначення показника глибини переробки нафти з точки зору впровадження у практику сучасного аналізу ефективності модернізації НПЗ порівняно з кращими зарубіжними підприємствами. У світовій практиці технологічний рівень НПЗ віддзеркалює показник індексу складності Нельсона, який визначає глибину переробки нафти [12; 15].

В. Нельсон запропонував поняття коефіцієнта складності для кількісного вираження відносної вартості компонентів, з яких складається НПЗ. Він присвоїв фактору складності для установок атмосферної дистиляції значення 1 і виразив вартість інших установок відносно неї.

Фактор складності установки процесу ( $U_i$ ) продуктивністю ( $Q_i$ ) визначається рівнянням [13]:

$$\gamma(U_i) = \frac{C(U_i, Q_i)}{C(U_0, Q_0)}, \quad (1)$$

де  $\gamma(U_i)$  – індекс складності даної установки процесу;  $C$  – ціна установки процесу, дол.;  $Q$  – продуктивність установки процесу, бар./добу;  $U_i$  – тип установки процесу;  $U_0$  – установка атмосферної дистиляції.

Складність НПЗ показує, наскільки він відрізняється від заводу, на якому виконують тільки перегонку нафти. Індекс складності даного НПЗ  $\gamma(R)$  визначається складністю кожної окремої установки, визначеної за її відсотковим внеском у продуктивність з перегонки нафти [13]:

$$\gamma(R) = \sum \frac{Q_i}{Q_0} \gamma(U_i), \quad (2)$$

де  $\gamma(R)$  – індекс складності всього НПЗ.

Простим зазвичай вважається НПЗ, на якому  $\gamma(R) < 5$ ; складним –  $5 \leq \gamma(R) \leq 15$  і дуже складним –  $\gamma(R) > 15$ . Складність НПЗ – це галузевий статистичний показник, який часто цитується і є корисним інструментом порівняльного аналізу, а також його часто використовують як кореляційну або описову перемінну при маркетингових та оцінювальних дослідженнях [13].

У табл. 2 показано результати розрахунку індексу складності НПЗ в Україні, а

**Результати розрахунку індексу складності Кременчуцького НПЗ**  
(розраховано автором)

Процес	Продуктивність, тис. т	Відношення до атмосферної перегонки, %	Фактор складності	Індекс складності
<b>Кременчуцький НПЗ</b>				
Атмосферна дистиляція	15400	100,0	1	1
Вакуумна дистиляція	4000	26,0	2	0,52
Каталітичний крекінг	1480	9,6	6	0,58
Каталітичний риформінг	2220	14,4	5	0,72
Каталітична гідроочистка	4110	26,7	1,7	0,45
Мастильні матеріали	362,5	2,4	60	1,44
Бітуми	343	2,2	1,5	0,03
Оксигенати	60	0,4	10	0,04
Індекс складності НПЗ				4,78

на рисунку – порівняння глибини переробки російських і зарубіжних НПЗ з використанням індексу Нельсона. Аналіз цих даних показав, що за значеннями цей показник в Україні та РФ значно нижчий порівняно з показниками країн Західної Європи і тим більше США, де, наприклад, НПЗ у м. Батон-Руж компанії *Exxon-Mobil* має індекс складності 13,39 (табл. 3).

Порівняння показників глибини НПЗ в Україні та інших країнах світу за допомогою індексу Нельсона дає змогу зробити висновок, що Кременчуцький НПЗ і подібний до нього Лисичанський НПЗ відносяться до підприємств з простою схемою переробки і при сучасній світовій ціні на нафту мають від’ємну маржу, тоді як російські НПЗ при гіршому за Україну індексу Нельсона працюють з пози-

тивною маржою, переробляючи місцеву нафту за значно меншою порівняно зі світовою ціною.

За результатами проведеного дослідження було розроблено заходи щодо впровадження противитратного механізму на НПЗ України. Аналіз наведених у табл. 4 даних показав, що модернізація та підвищення ефективності використання виробничих потужностей слід вважати найбільш ефективним складником усієї господарської діяльності НПЗ.

За умов зниження потреби у мазуті протягом 1980–2000 рр. в Україні вивільнялися потужності установок первинної переробки нафти, надмірність яких негативно впливала на ряд техніко-економічних показників роботи НПЗ і передусім призводила до перевитрат енергоресурсів, засобів на утримання і

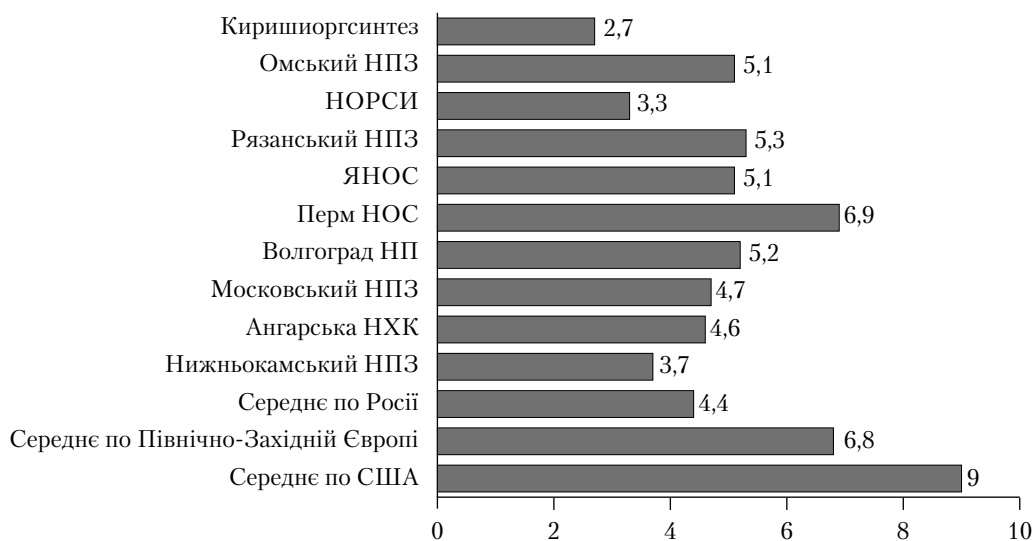


Рис. Порівняння глибини переробки вітчизняних і зарубіжних НПЗ з використанням індексу Нельсона [4]

Індекс складності НПЗ у м. Батон-Руж компанії *Exxon-Mobil* [13]

Процес	Продуктивність, тис. бар./добу	Відношення до атмосферної перегонки, %	Фактор складності	Індекс складності
Атмосферна дистиляція	501,0	100,0	1	1
Вакуумна дистиляція	227,0	45,3	2	0,91
Коксування	112,5	22,5	5,5	1,24
Каталітичний крекінг	229,0	45,7	6	2,74
Каталітичний риформінг	75,5	15,1	5	0,76
Каталітичний гідрокрекінг	24,0	4,8	6	0,29
Каталітична гідроочистка	333,5	66,6	1,7	1,13
Алкілювання	140,0	27,9	11	3,07
Полімеризація	9,5	1,9	9	0,17
Мастильні матеріали	16,0	3,2	60	1,92
Оксигенати	7,0	1,4	10	0,14
Водень, млрд куб. фут./добу	12,0	2,4	1	0,02
Індекс складності НПЗ				13,39

Таблиця 4

Ефективність впровадження противитратного механізму на НПЗ України (розроблено автором)

Цілі	Напрями реалізації	Заходи зі впровадження цілей
Довгострокові	Поглиблення переробки нафти	Модернізація діючих та введення нових процесів глибокої переробки нафти: каталітичного крекінгу, коксування і вісбрекінгу
	Повна автоматизація НПЗ	Удосконалення методичних положень із розрахунку виробничих потужностей переробки нафти та визначення потреби у нафтопродуктах на перспективу
Середньострокові	Підвищення якості нафтопродуктів	Уведення нових установок ізомеризації, алкілювання, модернізація каталітичного риформінгу та гідроочищення
	Організація виробництв наукоємної продукції (присадки, каталізатори, продукти нафтохімії)	Вибір більш ефективних каталізаторів нафтопереробки, присадок до палив і мастильних матеріалів, використання якіснішої нафти, удосконалення технології виробництва базових масел передусім за рахунок впровадження технології синтетичних масел
Короткострокові	Збільшення маржі НПЗ, диверсифікація постачальників нафти, приведення потужностей з первинної переробки нафти у відповідність із поглиблюючими процесами	Розробка і впровадження противитратного механізму, інтеграція нафтопереробки з виробництвом продукції нафтохімічної промисловості, зменшення частки безповоротних втрат, більш повна загрузка вихідною сировиною установок каталітичного крекінгу за рахунок її імпорту, використання прискореної амортизації основного капіталу з метою більш ефективного інвестування в модернізацію НПЗ
		Вивід з експлуатації надлишкових потужностей первинної переробки, автоматизація і впровадження інформаційних технологій

ремонт установок, а також до неефективного використання амортизаційних відрахувань. Крім того, впровадження вимог екологічного

Стратегічні пріоритети, №2 (27), 2013 р.

законодавства, що посилює обмеження вмісту сірки в дизельному паливі й ароматичних вуглеводнів у складі автомобільних бензинів,

є могутнім стимулом для оптимізації структури виробничих потужностей, особливо на підприємствах із простою схемою переробки.

Історичний екскурс у минуле показав, що ще в 1996 р. експерти Міжнародного енергетичного агентства вказували на наявність в Україні зайвих потужностей з первинної переробки нафти, які згодом необхідно закрити. Крім того, вони в цілому охарактеризували нафтовий сектор як недостатньо гнучкий та ефективний з погляду своєчасного реагування на зміну ринкових умов у країні. Серед нафтопереробних заводів лише Лисичанський НПЗ прислухався до рекомендацій МЕА і вивів у 1997 р. з експлуатації одну із двох установок із первинної переробки нафти потужністю 7485 тис. т, тобто зменшив їхню загальну потужність з 23461 до 15976 тис. т/рік [9]. Водночас Кременчуцький НПЗ наприкінці 2012 р. підготував пропозиції щодо списання установок із первинної переробки нафти відповідно 1,5 і 6 млн т/рік.

Аналіз даних табл. 5 показав, що для повнішого й ефективного використання потужностей з первинної переробки нафти на НПЗ варто активізувати впровадження нових процесів вторинної переробки, що, крім усього іншого, дає змогу перейти на випуск якісніших нафтопродуктів за євростандартами.

Доцільність реалізації цієї пропозиції підтверджується результатами зіставлення технологічної структури НПЗ України та Франції, де якість автомобільного бензину і дизельного палива відповідає більш вимогливим

директивам ЄС: 98/70/ЕС, 2003/17/ЕС і 2009/30/ЕС [19; 20; 21].

Економічно більш обґрунтованим, на думку автора, виглядає модернізація існуючих НПЗ в Україні за зразком еталонного НПЗ Франції з урахуванням вибуття зайвих потужностей первинної переробки нафти до рівня 24,6 млн т/рік. За цим варіантом потужності з каталітичного крекінгу складуть 5,1 млн т (приріст 1,4 млн т/рік), вісбрекінгу – до 2,3 млн т (2,3 млн т/рік), гідрокрекінгу – 0,25 млн т (0,25 млн т/рік), гідроочищення – 8,4 млн т (0,7 млн т/рік), алкілювання, ізомеризації, ЕТБЕ (етіл-трет-бутил-ефір) – 1,2 млн т (1 млн т/рік). Таким чином, модернізація НПЗ України за цим варіантом потребує додаткового введення 5,65 млн т/рік потужностей і капітальних вкладень в обсязі 0,99 млрд дол. [4]. У нашому випадку при реалізації сценаріїв цього варіанта вирішується завдання щодо переведення українських НПЗ із простої схеми переробки в класичну з глибиною переробки до 80% і вище, що передбачено Енергетичною стратегією України на період до 2030 р. [17]. Крім того, одночасно вирішується завдання підвищення якості нафтопродуктів при мінімальних капітальних вкладеннях, що досягається за рахунок оптимізації виробничих потужностей НПЗ.

Найактуальнішою у країнах СНД є проблема стимулювання виробництва високоякісних нафтопродуктів. Так, у Росії ціна на дизельне паливо із вмістом сірки 0,05% така сама, як і ціна на паливо із вмістом сірки 0,2%, а також не стимулюється виробництво авто-

Таблиця 5

**Стан виробництва нафтопродуктів на НПЗ України відповідно до держстандартів та екологічних класів ЄС (за розрахунками автора)**

Підприємство	Продукція відповідає стандартам	Екологічний клас	Статус
Шебелінський ГПЗ	Бензин – ДСТУ 4063–2001	Євро-2	Працює
	Дизельне паливо – ДСТУ 3868–99	Євро-2	
Кременчуцький НПЗ	Бензин – ДСТУ 4063–2001	Євро-2	Працює
	Бензин – ДСТУ 4839–2007	Євро-4	
	Дизельне паливо – ДСТУ 4840–2007	Євро-4	
Одеський НПЗ	Бензин – ДСТУ 4839–2007	Євро-4	Не працює
	Дизельне паливо – ДСТУ 4840–2007	Євро-4	
Лисичанський НПЗ	Бензин – ДСТУ 4839–2007	Євро-4	Не працює
	Дизельне паливо – ДСТУ 4840–2007	Євро-4	
Надвірнянський НПЗ	Бензин – ДСТУ 4063–2001	Євро-2	Не працює
	Дизельне паливо – ДСТУ 3868–99	Євро-2	
Дрогобицький НПЗ	Бензин – ДСТУ 4063–2001	Євро-2	Не працює
	Дизельне паливо – ДСТУ 3868–99	Євро-2	

мобільних бензинів з пониженим вмістом ароматичних вуглеводнів та з іншими покращеними показниками. Водночас високоякісне паливо для авіації РТ фактично має таку саму ціну, як і паливо ТС-1, що значно поступається йому за низкою важливих показників [11].

Серед витрат на переробку нафти найбільшою вважається частка енергоресурсів, з яких більше половини становлять витрати на покупку електричної енергії. Така ситуація склалася останніми роками у результаті випереджаючого зростання тарифів на закупівлю енергоресурсів (тепло, електроенергія). З такої причини НПЗ, які володіють власним виробництвом енергоресурсів, мають суттєво менші витрати на енергоресурси (приблизно у 2 рази і більше). Саме тому створення власних генеруючих енергетичних потужностей – радикальний шлях до вирішення цієї проблеми. Серед власних джерел енергопостачання найефективнішими вважаються теплоелектростанції з використанням газових турбін і, в окремих випадках, дизельні електростанції.

За сукупністю всіх показників для НПЗ, які мають значні витрати на закупівлю теплоенергії, дизельні електростанції суттєво поступаються тепловим електростанціям з використанням газових турбін. За даними техніко-економічних досліджень і розрахунків відносно реальних проектів, при запровадженні такої станції в експлуатацію з урахуванням усіх прогнозованих економічних факторів (зростання цін на природний газ, тарифів на електричну й теплову енергію, цін на нафтопродукти і паливо) витрати НПЗ на енергоресурси скорочуються більш ніж у 2 рази. Термін окупності капітальних вкладень становить 2,4 року. Крім того, комплексні програми енергозбереження повинні передбачати й інші ефективні заходи: реконструкцію діючих і будівництво нових трубчатих печей, що підвищує коефіцієнт корисної дії цих агрегатів з 55–60% до 80–90% з відповідною економією палива; інтенсифікацію роботи котлів-утилізаторів; використання оптимальних схем теплообміну на технологічних установках і вторинних енергетичних ресурсів [11].

## Висновки та пропозиції

Сьогодні у світі спостерігається надлишок нафтопереробних потужностей у розмірі 6 млн бар./добу, що зумовлено будівництвом нових високопотужних і більш ефективних НПЗ у країнах Азії, Латинської Америки й на Близькому Сході. Разом з тим удосконалюється структура споживання нафтопродуктів за рахунок збільшення попиту на дизельне

паливо, скраплений газ і авіагаз, підвищуються вимоги до екологічних стандартів та збільшення глибини переробки нафти, для забезпечення яких потрібні мільярдні інвестиції.

З урахуванням зазначених тенденцій у найближчому майбутньому слід очікувати закриття ряду надлишкових потужностей НПЗ, як правило, у країнах, де розвиток цієї галузі не підтримується на державному рівні і є збитковим. Останні події на ринку нафтопродуктів свідчать про занепад нафтопереробної галузі в Україні.

Для зміни ситуації, що склалася, та збереження вітчизняної нафтопереробки необхідно посилити вплив держави на розбудову нафтопереробної промисловості за наступними напрямками:

- в умовах світової фінансово-економічної кризи завдання глобального розвитку нафтопереробної промисловості відповідно до Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. необхідно зменшити до модернізації стратегічно найважливіших Кременчуцького та Лисичанського НПЗ. У зв'язку з цим доцільно розробити генеральну схему розвитку нафтопереробної та нафтохімічної промисловості на період до 2030 р. з використанням основних положень противитратного механізму;

- найефективнішими для відродження вітчизняної нафтопереробки на сучасному етапі слід вважати поживлення інституційної діяльності держави у цій сфері, а саме встановлення тимчасових квот на імпорту моторних палив в Україну, а також збільшення у рамках договору із СОТ пов'язаних ставок по автомобільних бензинах з 5 до 15% і дизельних паливах – з 2 до 10%, забезпечити стабільність давальницьких операцій на НПЗ;

- для підвищення якості нафтопродуктів в Україні вже найближчим часом необхідно забезпечити перехід НПЗ на випуск моторних палив відповідно до Євро-4 та відмінити старі стандарти, а також ввести податкові пільги для обладнання, що постачається в Україну з метою модернізації НПЗ. Крім того, держава повинна забезпечити фінансування контролю якості нафтопродуктів, збільшити штрафи та законодавчу відповідальність за випуск і торгівлю контрафактною продукцією, посилити протидію контрабанді нафтопродуктів в Україну;

- з метою збільшення ресурсів інвестування у модернізацію НПЗ на державному рівні необхідно вирішити питання відміни ПДВ у галузі протягом усього виробничого ланцюга на нафту й нафтопродукти, надати українським НПЗ державні гарантії по кредитах на фінансування будівництва нових і модернізацію діючих заводів галузі; підтримати українські компанії,

які беруть участь у модернізації та будівництві нових комплексів глибокої переробки нафти й нафтохімії; взяти під контроль уряду будівництво стратегічно важливих комплексів глибокої переробки нафти; у зв'язку зі скороченням обсягів інвестицій головну увагу уряду доцільно зосередити на виконанні проектних робіт по

НПЗ з використанням прогресивнішої нормативно-методичної бази противитратного механізму та збільшення інвестування в галузеву та академічну науку з метою створення української інжинірингової компанії з нафтопереробки та нафтохімії на зразок Французького інституту нафти.

### Список використаних джерел

1. Асташов Ю. Золотой век российской нефтепереработки : итоги и перспективы [Текст] / Ю. Асташов // Вопросы экономики. – 2012. – № 2. – С. 124–131.
2. Братичак М. М. Технологія нафти і газу [Текст] / М. М. Братичак, О. Б. Гринишин. – Львів : Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2002. – 180 с.
3. Бурлака В. Г. Інвестиційні проблеми нафтопереробки України [Текст] : монографія / В. Г. Бурлака ; за ред. М. С. Герасимчука. – К. : Ін-т біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України, 1999. – 175 с.
4. Бурлака В. Г. Механізм підвищення конкурентоспроможності нафтопереробки в Україні / В. Г. Бурлака // Економіка України. – 2006. – № 8. – С. 30–34.
5. Бурлака В. Г. Трансформація ринків нафти і газу [Текст] : монографія / В. Г. Бурлака, Р. В. Шерстюк ; за ред. Г. Г. Бурлаки. – К. : НАУ, 2005. – 320 с.
6. Бурлака Г. Г. Глобалізація ринків нафти в умовах рецесії [Текст] : монографія / Г. Г. Бурлака, А. С. Ерохіна ; за ред. С. А. Ерохіна. – К. : НАУ, 2010. – 164 с.
7. Бурлака Г. Г. Нафта і газ в сучасній економіці [Текст] : монографія / Г. Г. Бурлака, Г. С. Поп ; за ред. Н. С. Герасимчука. – К. : Ін-т біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України, 2004. – 296 с.
8. Енергетична безпека України : чинники впливу, тенденції розвитку [Текст] / [під заг. ред. М. П. Ковалка, А. К. Шидловського, В. П. Кухаря]. – К. : Укр. енцикл. знання, 1998. – 160 с.
9. Енергетична політика України : Огляд 1996 р. [Текст]. – К. : Міжнародне енергетичне агентство, 1996. – 149 с.
10. Енергетичні ресурси та потоки [Текст] / [під заг. ред. А. К. Шидловського] – К. : Укр. енцикл. знання, 2003. – 472 с.
11. Злотников Л. Е. Основные направления повышения эффективности действующих мощностей НПЗ России в настоящее время и до 2010 г. / Л. Е. Злотников // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2004. – № 1. – С. 5–10.
12. Методические указания к разработке государственных планов экономического и социального развития СССР [Текст]. – М. : Экономика, 1980. – 776 с.
13. Кайзер М. Расчет капитальных затрат в нефтепереработке [Текст] / М. Кайзер, Д. Гэри // Oil and Gas J. Russia. – 2007. – № 6. – С. 72–80.
14. Карп И. Н. Нефтегазовый сектор Украины и его роль в Черноморско-Каспийском межрегиональном сотрудничестве / И. Н. Карп // Экологические и ресурсосбережение. – 2003. – № 11. – С. 3–10.
15. Научно-технический прогресс и повышение эффективности переработки нефти [Текст] // В. А. Бугров, Г. Г. Бурлака, З. И. Смык, Р. В. Сучкова. – К. : УкрНИИИТ, 1988. – 55 с.
16. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття [Текст] / [під заг. ред. А. К. Шидловського, М. П. Ковалка]. – К. : Укр. енцикл. знання, 2001. – 400 с.
17. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року : постанова Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. №145 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon1.rada.gov.ua>.
18. BP Statistical Review of World Energy 2012. – London, 2012. – 45 p. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.bp.com>.
19. Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 1998 relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Council Directive 93/12/EEC [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://eur-lex.europa.eu>.
20. Directive 2003/17/EC of the European Parliament and of the Council of 3 March 2003 amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://eur-lex.europa.eu>.
21. Directive 2009/30/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 98/70/EC as regards the specification of petrol, diesel and gas-oil and introducing a mechanism to monitor and reduce greenhouse gas emissions and amending Council Directive 1999/32/EC as regards the specification of fuel used by inland waterway vessels and repealing Directive 93/12/EEC [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://eur-lex.europa.eu>.