

НАЦІОНАЛЬНА БЕЗПЕКА І ОБОРОНА

№ 3 (75)
2006

Засновник і видавець:



УКРАЇНСЬКИЙ ЦЕНТР ЕКОНОМІЧНИХ І ПОЛІТИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ
ІМЕНІ ОЛЕКСАНДРА РАЗУМКОВА

Генеральний директор Анатолій Рачок
Головний редактор Людмила Шангіна
Макет Олександр Москаленко
Техніко-комп'ютерна
підтримка Антон Дижин

Журнал зареєстровано в Державному
комітеті інформаційної політики України,
свідчення KB № 4122

Журнал видається українською
та англійською мовами
Загальний тираж
3800 примірників

Адреса редакції:
01034, м. Київ, вул. Володимирська, 46
офісний центр, 5-й поверх
тел.: (380 44) 201-11-98
факс: (380 44) 201-11-99
e-mail: info@uceps.com.ua
веб-сторінка: <http://www.uceps.org>

При використанні матеріалів
поширення на журнал
«Національна безпека і оборона»
обов'язкове

Редакція може не поділяти точки зору авторів

Фотографії:
www.phl.com.ua — стор. 6,37
Укрінформ — стор. 36,44
Бизнес — стор. 40

© Центр Разумкова, 2006

З М І С Т

НАФТОПЕРЕРОБНА ПРОМИСЛОВІСТЬ УКРАЇНИ: СТАН, ПРОБЛЕМИ І ШЛЯХИ РОЗВИТКУ

(Аналітична доповідь)

1. СВІТОВА НАФТОПЕРЕРОБНА ПРОМИСЛОВІСТЬ:
СТАН І ТЕНДЕНЦІЇ 3
2. НАФТОПЕРЕРОБКА В УКРАЇНІ: СТАН І ПРОБЛЕМИ 15
3. ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ 32

СТАТТІ

АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ НАФТОПЕРЕРОБНОЇ
ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

Олександр СВЕРДЛОВ, Леонід НЕСТЕР, Сергій ЯГОДОВСЬКИЙ,
Олександр ПІДЗИРАЙЛО 35

ПОСИЛЕННЯ КОНКУРЕНТНИХ ЗАСАД І ЗАПОБІГАННЯ
ПРОЯВАМ МОНОПОЛІЗМУ НА РИНКУ НАФТОПРОДУКТІВ УКРАЇНИ

Світлана МОРОЗ 39

ВИРОБНИЦТВО В УКРАЇНІ БІОЛОГІЧНИХ ПАЛИВ:
ПРОБЛЕМИ І ШЛЯХИ ЇХ ПОДОЛАННЯ

Євген ПУЩИК 42

ЕФЕКТИВНЕ УПРАВЛІННЯ ПАЛИВНИМ РИНКОМ ПОТРЕБУЄ
ІНФОРМАЦІЙНО-АНАЛІТИЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Сергій САПЕГІН 45

НАФТОПЕРЕРОБНА ПРОМИСЛОВІСТЬ УКРАЇНИ: СТАН, ПРОБЛЕМИ І ШЛЯХИ РОЗВИТКУ

Розвинута нафтопереробна промисловість є ознакою потужності економіки будь-якої країни, одним із чинників її енергетичної незалежності та важливою складовою господарського комплексу. Важливість нафтопереробної галузі для національної економіки пояснюється наступними чинниками.

По-перше, нафтопереробна промисловість є джерелом забезпечення нафтопродуктами транспортної галузі (автомобільний, залізничний, повітряний, морський та річний транспорт), без якої не можливе існування економіки жодної країни.

По-друге, максимальний рівень забезпечення потреби країни нафтопродуктами (насамперед, моторними паливами) дозволяє їй кардинально підвищити рівень енергетичної безпеки, унеможлививлюючи переривання в постачанні нафтопродуктів, у т.ч. – в умовах підвищення попиту та надзвичайних ситуацій (звичайно, за умови забезпечення постачань нафти на НПЗ). Нафтопереробна промисловість забезпечує також оборонну сферу держави.

По-третє, ефективна робота нафтопереробних потужностей дає значні надходження до бюджету країни, як за рахунок внутрішнього продажу нафтопродуктів, так і їх експорту, причому надходження від нафтопереробної галузі в умовах зростання цін на нафту (а отже – і на нафтопродукти) мають тенденцію до збільшення.

По-четверте, в умовах зростання споживання нафтопродуктів у світі, насамперед, за рахунок збільшення парку автомобілів, будуються нові та розширюються існуючі потужності нафтопереробних заводів, що створює додаткові робочі місця.

По-п'яте, наявність власної нафтопереробної галузі з високим технічним рівнем розвитку (як наслідок ефективної державної політики в галузі), дозволяє підтримувати високі екологічні стандарти на моторні палива, що значно зменшує шкідливі викиди до атмосферного повітря та дозволяє уникати залежності від імпорту нафтопродуктів невисокої якості.

По-шосте, на високотехнологічних нафтопереробних підприємствах отримують понад 500 найменувань кінцевих продуктів та напівпродуктів, які використовуються при виробництві електроенергії, перекачуванні різних речовин тощо та є сировиною для нафтохімії, будівельної та інших важливих галузей промисловості.

Отже, для України, яка володіє значними нафтопереробними потужностями, проблеми їх подальшого розвитку в контексті світових тенденцій є надзвичайно актуальними. За умови їх належного розв'язання нафтопереробка може стати однією із значимих бюджетоутворюючих галузей, чинником енергетичної, а отже – економічної незалежності і стабільності.

Аналітична доповідь складається з трьох розділів.

- У першому розділі* стисло аналізуються тенденції розвитку нафтопереробки у світі, прогнози світового та регіонального попиту на нафтопродукти, напрями підвищення ефективності нафтопереробних потужностей, а також – процеси впровадження дедалі більш жорстких екологічних вимог до якості моторних палив; особлива увага надається особливостям впровадження у країнах ЄС норм *Euro-I-V*.
- У другому розділі* характеризуються стан і проблеми вітчизняної нафтопереробної промисловості, аналізуються її кількісні і якісні показники та етапи розвитку, насамперед, протягом часу незалежності; розглядаються наслідки приватизації українських нафтопереробних заводів і перспективи наступного розвитку нафтопереробної галузі; характеризується також процес впровадження в Україні екологічних норм і стандартів ЄС.
- У третьому розділі* формулюються висновки та вносяться пропозиції, спрямовані на прискорення процесів реконструкції і модернізації українських нафтопереробних заводів, забезпечення їх стабільної роботи, стійкості внутрішнього паливного ринку та ефективного використання експортних можливостей галузі.

1. СВІТОВА НАФТОПЕРЕРОБНА ПРОМИСЛОВІСТЬ: СТАН І ТЕНДЕНЦІЇ

Рушійними силами розвитку нафтопереробної промисловості у світі є зростаючий попит на нафтопродукти, який перевищує можливості наявних нафтопереробних потужностей, а також досить високі прибутки галузі (маржа нафтопереробки).

Незважаючи на пошуки нових альтернативних моторних палив та поширення використання існуючих (водень, природний газ, нафтовий супутній газ, біопалива тощо), які частково заміщують палива нафтового походження, їх частка у балансі світового споживання моторних палив залишається незначною. Попри значні екологічні переваги альтернативних палив, більшість з них мають певні технічні, економічні або організаційні вади, що не дозволяє їм конкурувати з моторними паливами нафтового походження¹. Тому прогнозні розрахунки свідчать, що світове споживання нафтопродуктів найближчими десятиліттями буде зростати.

У цьому розділі наводиться стисла характеристика стану і тенденцій розвитку світової нафтопереробки (*downstream*). Відповідні статистичні дані узагальнені в таблицях і діаграмах та наведені у вірзці “Нафтопереробна промисловість у світі: стан і тенденції розвитку” (с.4-5).

1.1 НАФТОПЕРЕРОБНА ПРОМИСЛОВІСТЬ У СВІТІ: ЗАГАЛЬНІ ДАНІ

Світова нафтопереробна промисловість розвивається під впливом, насамперед, трьох чинників: (1) зростаючого попиту на нафтопродукти (насамперед, моторні палива); (2) погіршення якості сирової нафти та водночас – зростання її ціни²; (3) дедалі більш жорстких екологічних вимог як до процесу нафтопереробки, так і до його кінцевих продуктів (палив), а також – до механізмів, які ці продукти споживають (двигунів внутрішнього згоряння).

Акцент на виробництві екологічно чистих палив вимагає інвестування в нові технології переробки нафти. У свою чергу, нові технології зумовлюють вищу ефективність нафтопереробки, що в поєднанні із зростаючими цінами на сирову нафту зумовлює її досить високу прибутковість (так, протягом останніх років маржа нафтопереробки збільшилася з \$18-22 до \$33-37 на 1 т нафти, зокрема, у Європі – з \$8,9 з 1999р. до \$25,7 у 2004р.³).

Водночас, зростання конкуренції з боку оснащених новітніми технологіями нових та/або модернізованих крупних НПЗ зумовлює виведення із сектору

нафтопереробки невеликих і малорентабельних підприємств, модернізація яких є економічно не доцільною (за останні п'ять років закрито 80 таких НПЗ, в т.ч. у 2005р. – 14, переважно у США та країнах Азії⁴).

Попит на нафтопродукти і споживання сирової нафти. За прогнозними розрахунками, середнє світове зростання попиту на бензини, дизельне паливо та авіаційний керосин у 2010р. має скласти, відповідно, 2%, 2-3% та 3-4%⁵; а щорічне зростання світового попиту на нафтопродукти до 2020р. оцінюється у 2,3% (за регіонами: Азійсько-Тихоокеанський регіон – 2,3%; Північна Америка – 1,4%; Південна та Центральна Америка – 1,7%; Близький Схід – 1,8%; Африка – 2,8%; СНД – 1,2%; ЄС-28 – 0,3%; країни Південно-Східної Європи – 1,3%)⁶.

Відповідно до зростання попиту на нафтопродукти зростає споживання сирової нафти. У 2004р. воно складало 3 767,1 млн. т і збільшилося, порівняно з 2003р., на 3,4% (проти 2% попередніми роками). Найбільше зростання спостерігалось в Китаї (5,9%) та США (3,4%). У 2005р., за попередніми даними, зростання споживання нафти у світі становить близько 1,5% (у Китаї – до 5,5%).

¹ Наприклад, водень є значно дорожчим, природний газ та супутній нафтовий газ потребують як переобладнання автомобілів, так і спеціальних АЗС, окремі види біопалив потребують переобладнання НПЗ для їх змішування із нафтовими паливами тощо.

² У світі зменшується видобуток легких і малосірчаних видів нафти, наприклад, легкої та малосірчаної нафти у Північному морі, і зростають обсяги видобутку нафти з більшим вмістом сірки в Росії, Венесуелі, Мексиці, збільшується видобуток важких (з підвищеною щільністю) сортів нафти в Канаді, Венесуелі та ін. Отже, нафта загалом стає дедалі більш “кислою” (внаслідок високого вмісту сполук сірки) та більш важкою (з підвищеною щільністю). Так, істотно зростає вміст сірки в нафтовій “суміші” США (власний видобуток та імпортована нафта з різних країн): з 0,85% мас. у 1981р. до 1,4% мас. у 2001р. (% мас. – масовий відсоток сірки в нафті, який розраховується як відношення маси розчиненої речовини (сірки) до маси розчину (нафти), помножене на 100). За даними компанії “Hart” вміст сірки у світовому балансі нафти у 2020р. зростає на 17% (приблизно з 1,15% мас. у 2005р. до 1,355 мас. у 2020р.). Див.: Terry Higgins/Shifts in Refining/Fuel Oil Movements: Effects on Low Emission Fuel Oil Procurement. – Bunker Forum, San Francisco, October, 2005, p.6.

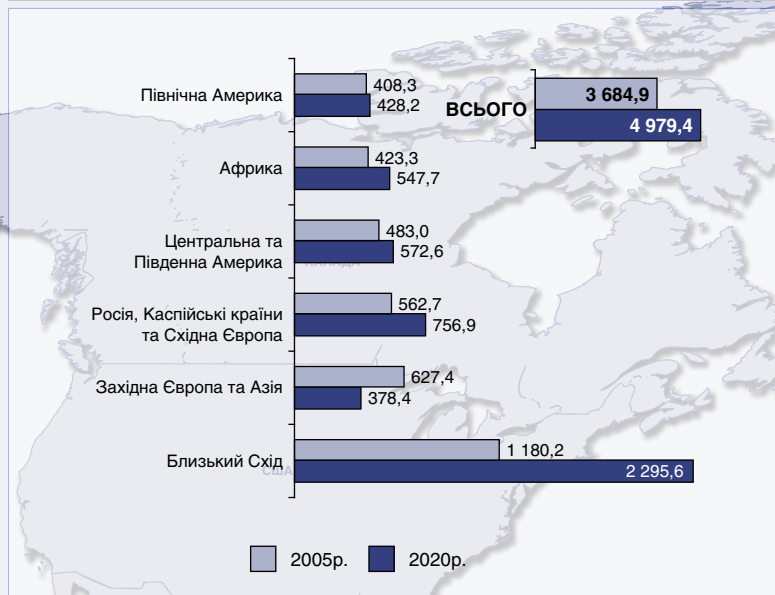
³ Див.: Foster Wheeler. Движущие силы, рынки, новые задачи российской нефтеперерабатывающей промышленности. – <http://www.fwc.com>.

⁴ Загалом, за останні десятиліття кількість НПЗ у США зменшилася більш ніж на половину – з 325 у 1981р. до 148 у 2005р. Їх сумарна потужність становила близько 840 млн. т/рік. Див.: Виноградова О. Мировые итоги “2005”. – Нефтегазовая вертикаль, 2006, №4, с.36.

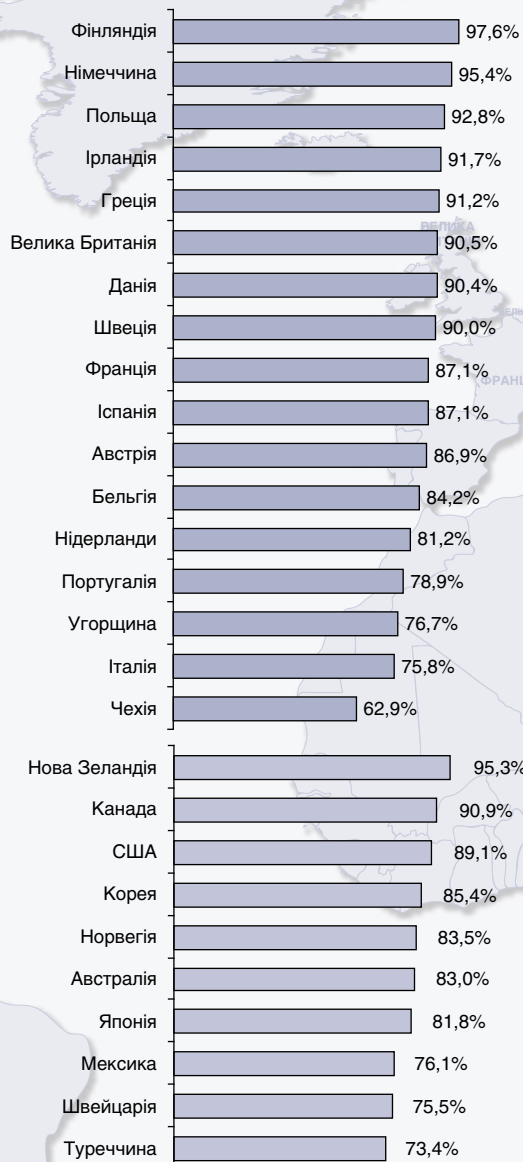
⁵ Promoting UK Capability in Refinery Projects and Operations. – Department of Trade and Industry, UK, Crown Copyright, January. 2004, h.1-4. Див.: <http://www.dti.gov.uk/energy/eid/UKRefineryCapability.pdf>.

⁶ Karl Lang, Candace Vona, Global Refining & Clean Fuel Outlook Through 2020. – Fuels Conference 2006, Abu Dhabi, February 5-6, 2006, p.11.

Видобуток нафти в регіонах світу: стан і прогноз,
млн. т



Коефіцієнт використання потужностей НПЗ у світі,
(2004р.-травень 2005р.)



Обсяги світової нафтопереробки,
млн. т*

Регіони	2002р.	2003р.	2004р.	% світової нафтопереробки 2004р.	% нових проектів у світовій нафтопереробці
Євразія: у т.ч.: -ЄС-25 - колишній СРСР	1 252,3	1 258,8	1 259,7	29,8	0,0
Африка	164,7	165,7	165,5	3,9	15,9
Близький Схід	340,7	347,2	355,4	8,4	31,6
Азійсько-Тихоокеанський регіон	1 086,6	1 078,3	1 096,5	25,9	39,7
Північна Америка	1 007,2	1 015,8	1 022,9	24,2	8,2
Південна та Центральна Америка	326,7	330,8	329,4	7,8	4,6
Всього	4 178,2	4 196,6	4 229,4	100,0	100,0

* При переведенні барелів у тонни прийнято коефіцієнт 7,33.

Розподіл НПЗ у Європі та країнах СНД за категоріями

Частка сучасних НПЗ	Регіон (країна)	Загальна кількість НПЗ	A	B	C	D
30,8% (C – 13%, D – 17,8%)	Європа і Туреччина	112*	25	49	14	19
	СНД	45	26	15	1	3
8,9% (C – 2,2%, D – 6,7%)	Азербайджан	2	1	1		
	Білорусь	2	1		1	
	Грузія	1	1			
	Казахстан	3	2	1		
	Росія	27	14	11		2
	Туркменістан	2	1	1		
	Узбекистан	2	2			
	Україна	6	4	1		1

* П'ять НПЗ не були класифіковані.

Взаємодія нафтопереробки та нафтохімії

Чинником підвищення рентабельності нафтопереробки є поєднання нафтопереробних виробництв з нафтохімічними. Таке поєднання є доцільним і вигідним не лише тому, що спільно використовуються отримані у процесі переробки пар, тепло, вода, електроенергія, а й тому, що на обох виробництвах можна використовувати окремі види сировинних продуктів – проміжних продуктів нафтопереробки, до нафтохімічного заводу також підвищує рентабельність останнього. Конкретна технологічна конфігурація нафтохімічного виробництва залежить, насамперед, від бажаних цільових нафтохімічних продуктів, а також від конфігурації самого НПЗ.

Потужності НПЗ, що будуються та розширюються

Регіон	Нові НПЗ		НПЗ, що розширюються		Нові проекти загалом	
	кількість, одиниць	потужність, млн. т/рік	кількість, одиниць	потужність, млн. т/рік	кількість, одиниць	потужність, млн. т/рік
Євразія	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Африка	4	19,0	3	7,7	7	27,6
Близький Схід	4	48,6	1	4,5	5	53,1
Азійсько-Тихоокеанський регіон	5	47,6	4	19,2	9	66,8
Північна Америка	1	7,5	2	6,2	3	13,7
Південна та Центральна Америка	0	0,0	2	7,7	2	7,7
Всього	14	122,7	12	45,3	26	168,9

Будівництво нових потужностей НПЗ

Країна	Місце розташування НПЗ	Потужність, млн. т/рік	Термін завершення будівництва, рік
Африка			
Алжир	Адрар	0,6	2006
	Скікда	5,0	2006
Ангола	Лобіто	10,0	н/в
Нігерія	Екет	3,5	н/в
Близький Схід			
Кувейт	Аль-Зоур	23,0	2010
Оман	Сохар	5,8	2006
Саудівська Аравія	Рабіх	20,0	2008
	Янбу	20,0	н/в
Азійсько-Тихоокеанський регіон			
Китай	Дая Бей	12,0	2008
	Хайнань	8,0	2007
	Квіндао	10,0	н/в
Індія	Вадінар	10,5	2005*
В'єтнам	Данг Куат	7,2	2009
Північна Америка			
США	Юма, Арізона	7,5	2009

Н/в – дата введення в експлуатацію не визначена

* Переробка газового конденсату

Основні потужності НПЗ, що розширюються

Країна	Місце розташування НПЗ	Нинішня потужність, млн. т/рік	Потужність після добудови, млн. т/рік	Чиста додаткова потужність, млн. т/рік	Термін завершення, рік
Африка					
Марокко	Мохаммедія	6,2	8,5	2,3	2006
Судан	Хартум	3,5	5,0	1,5	2005
	Порт Судан	1,0	5,0	4,0	н/в
Близький Схід					
Іран	Бандар Аббас	11,5	16,0	3,5	2007
Азійсько-Тихоокеанський регіон					
Китай	Дальян	7,0	10,0	3	2005
	Фуджань	4,0	12,0	8	н/в
	Гуанджоу	7,7	10,0	2,3	2006
Індія	Паніпат	6,0	12,0	6	2006
Північна Америка					
США	Роземаунт, (Міннесота)	14,0	16,4	2,4	2007
	Порт Артур (Техас)	12,4	16,2	3,8	2006
Південна та Центральна Америка					
Колумбія	Картахена	3,7	7,0	3,3	2006
Мексика	Мінатітлан	9,5	14,0	4,5	2008

Динаміка світових потужностей нафтопереробки за технологічними процесами: тенденції і прогноз

Назва технології/стадії	1998р.	2000р.	2001р.	2002р.	2003р.	2004р.	2005р.	2006р.	2007р.	2008р.	2009р.	2010р.
Атмосферна перегонка	3 900,0	4 060,8	4 045,9	4 041,9	4 077,2	4 085,7	4 157,4	4 230,1	4 304,3	4 379,5	44 456,2	4 534,4
Вакуумна перегонка	1 279,7	1 329,5	1 322,6	1 323,6	1 328,5	1 337,5	1 360,9	1 384,8	1 408,7	1 483,4	1 458,5	1 483,9
Каталітичний риформінг	551,2	550,2	549,7	547,7	557,2	561,7	563,2	564,7	566,2	567,7	569,6	571,2
Гідроочищення	1 363,9	1 400,7	1 836,0	1 857,4	1 920,1	2 090,9	2 174,6	2 261,2	2 351,8	2 445,9	2 543,5	2 645,6
Каталітичний крекінг	660,3	685,2	682,2	690,7	707,1	713,6	721,5	729,5	737,5	745,9	754,4	762,9
Коксування	172,3	186,7	190,7	193,2	206,7	209,6	215,1	221,6	227,6	234,0	240,5	247,5
Гідрокрекінг	185,2	211,6	223,1	227,1	234,0	266,9	281,3	296,3	312,2	328,6	346,6	365,0

За довгостроковими прогнозами, до 2020р. всі регіони світу нарощуватимуть видобуток нафти (діаграма “Видобуток нафти в регіонах світу: стан і прогноз”⁷, с.4); найбільше зростання прогнозується на Близькому Сході (в 1,9 рази), в Північній Америці (1,4 рази), Росії, Каспійському регіоні та Східній Європі (в 1,3 рази).

Експорт-імпорт нафтопродуктів. У 2004р. найбільшими імпортерами нафтопродуктів були США (137,2 млн. т) та країни Європи (113,6 млн. т); найбільшими експортерами – країни Близького Сходу (121,4 млн. т), колишнього СРСР (64,6 млн. т), Південної і Центральної Америки (52,6 млн. т), а також Європи (51,8 млн. т)⁸.

На західноєвропейському ринку нафтопродуктів існує надлишок виробництва бензинів, які постачаються до США, та водночас – певний дефіцит дизельного палива, який компенсується імпортом із країн Східної Європи та Росії. Найбільшими європейськими експортерами основних нафтопродуктів є Німеччина, Іспанія, Франція та Австрія.



Потужності з нафтопереробки. У 2004р. потужність світової первинної нафтопереробки, яку забезпечували 720 НПЗ, склала майже 4 230 млн. т; причому, майже половина зазначеного обсягу припадала на 278 НПЗ, що мають значну одиничну потужність і сучасні технології нафтопереробки.

Показники відповідних світових ринків свідчать, що разом зі збільшенням споживання нафти, зростають як обсяги (таблиця “Обсяги світової нафтопереробки”⁹, с.4), так і потужності нафтопереробки. Проте, темпи зростання останніх є нижчими: так, у 2004р., як зазначалося вище, споживання нафти збільшилися на 3,4%, а зростання нафтопереробних потужностей склало за цей час лише близько 0,8%; або – обсяг приросту

споживання становив 128 млн. т, що відповідає потужностям понад 10 нових середніх за потужністю НПЗ.

Отже, існує потреба в нарощуванні потужностей нафтопереробки, що досягатиметься як шляхом збільшення коефіцієнту використання існуючих потужностей та їх розширення, так і будівництва нових НПЗ.

Коефіцієнт використання потужностей. У 2004р. коефіцієнт використання потужностей нафтопереробки у світі досяг 87,1% (проти 84,9% у 2003р.), що є найвищим показником з кінця 1970-х років. Відповідний показник для НПЗ ЄС-25 склав 92,8%, країн Азійсько-Тихоокеанського регіону – 92,3%, Північної Америки – 91,9%, країн колишнього СРСР – 70,7%, країн Африки – 68,7%¹⁰.

Як свідчать дані, наведені в таблиці “Коефіцієнт використання потужностей НПЗ у світі”¹¹ (с.4), тенденція максимального завантаження існуючих потужностей збереглася і протягом фактично першого півріччя 2005р. За підсумками 2004р. та п’яти місяців 2005р., коефіцієнти використання потужностей у розвинутих країнах коливалися в діапазоні від 76% (Італія, Швейцарія) до майже 98% (Фінляндія). За експертними оцінками, прибутки європейських НПЗ протягом останніх років зростають саме через підвищення їх завантаження.

Будівництво та розширення НПЗ. Перевищення обсягів споживання нафти над потужностями нафтопереробки зумовлюють будівництво нових і розширення потужностей існуючих НПЗ. Як правило, нові НПЗ будуються безпосередньо у країнах – крупних видобувниках нафти або у країнах – великих споживачах нафтопродуктів, насамперед, тих, що стрімко розвиваються. Будівництво нового НПЗ є досить тривалим процесом (2-3 роки) і потребує крупних інвестицій (2-3 млрд.). Крім того, в розвинутих країнах будівництво нових НПЗ стримується високими екологічними вимогами як до процесу виробництва, так і до кінцевих продуктів переробки¹².

Станом на початок 2005р., у світі здійснювалися 26 проектів будівництва нових або розширення існуючих потужностей з первинної нафтопереробки загальним обсягом майже 169 млн. т¹³. Найбільші частки цих потужностей припадають на Близький Схід (31,4%) та Азійсько-Тихоокеанський регіон (39,6%). Найбільша кількість нових НПЗ будувалися або проектувалися в Азійсько-Тихоокеанському регіоні (п’ять), в Африці (чотири) та на Близькому Сході (чотири). Проектів розширення існуючих потужностей – 12, з них найбільша кількість в Азійсько-Тихоокеанському регіоні (чотири) та в Африці (три). Після перерви у 30 років новий НПЗ буде збудований у США (штат Арізона) (таблиці “Загальні потужності НПЗ у світі, що будуються та розширюються”, с.4, “Будівництво нових потужностей НПЗ”, “Потужності НПЗ, що розширюються”¹⁴, с.5).

⁷ Джерело: Там само, с.7-8. Коментар: сумарні обсяги видобутку нафти не співпадають з раніше наведеними внаслідок неповного врахування регіонів видобутку нафти у світі. Див.: *Hart Downstream Energy Services*. – <http://www.hartwfrs.com/docs>.

⁸ Див.: *BP Statistical Review of World Energy*. – June 2005, p.19.

⁹ Джерело: Там само, с.16.

¹⁰ Див.: *Big profits, big decisions*. – *Petroleum Economist*, September 2005, p.3-8.

¹¹ Джерело: *Julia Renaud, The European Refinery Industry Under The EU Emissions Trading Scheme*. – International Energy Agency Information Paper, November 2005, p.89.

¹² Останній НПЗ у США побудували в 1974р., у Європі – в 1976р.

¹³ Не враховуються проекти з незначною потужністю.

¹⁴ Джерело: *Big profits, big decisions*. – *Petroleum Economist*, September 2005, p.6-8.

Таким чином, зростання потужностей НПЗ очікується переважно на Близькому Сході (в основних нафтовидобувних країнах - членах ОПЕК) та в Азійсько-Тихоокеанському регіоні – насамперед, у Китаї та Індії¹⁵. Натомість у Євразії (країнах Європи та колишнього СРСР), станом на початок 2005р., не планувалося будівництво жодного крупного НПЗ, як не було й жодного крупного проекту розширення існуючих потужностей.

Утім, у Європі практично не існує дефіциту потужностей для забезпечення власних потреб у нафтопродуктах. Разом з тим, обсяги вироблених нафтопродуктів зростають за рахунок більш повного завантаження НПЗ з метою експорту, насамперед, до США та країн Азії, де відзначається зростання попиту на нафтопродукти.

Загалом, країни ЄС мають понад 100 НПЗ, зорієнтованих на переробку нафти з кількох постійних джерел. Наприклад, до НПЗ в Середземному регіоні надходить нафта з Північної Африки (Алжир, Лівія), у Центральній Європі базовим сортом нафти є російська нафтова суміш *Urals*, у Південному регіоні превалюють *Urals* та нафта з Близького Сходу.

Як видно з таблиці “НПЗ у країнах Європейського Союзу”¹⁶ (с.9), НПЗ працюють у всіх країнах ЄС, за винятком Естонії, Латвії, Люксембургу та Мальти. Кількість НПЗ в найбільш економічно потужних країнах ЄС (Велика Британія, Німеччина, Франція та Італія) перевищує 10 одиниць, що не лише засвідчує їх економічну перевагу, а, власне, складає її.

Підсумовуючи наведене, можна стверджувати, що найближчими десятиліттями світовий попит



на нафтопродукти (попри активне поширення альтернативних палив), зростатиме. Враховуючи цю обставину, а також зростання цін на сиру нафту, можна вважати, що інвестування в нафтопереробку (будівництво нових НПЗ, реконструкцію і модернізацію існуючих) залишатиметься вигідним протягом тривалого часу.

Розвиваючи нафтопереробну галузь, розвинуті країни світу намагаються забезпечити, *по-перше*, максимальне завантаження виробничих потужностей, *по-друге*, диверсифікацію джерел постачання сировини, *по-третє*, оптимальне розташування нових нафтопереробних заводів, переважно – поблизу місць видобутку сировини або територій найбільшого попиту на нафтопродукти.

1.2 ТЕХНОЛОГІЇ НАФТОПЕРЕРОБКИ ТА КОНФІГУРАЦІЇ НПЗ¹⁷

Вибір схеми (технологічної конфігурації) НПЗ визначається, *по-перше*, потребою в нафтопродуктах того чи іншого асортименту, *по-друге*, якістю (сортом) і ціною нафти, що переробляється, та рівнем маржі локального ринку нафтопереробки, *по-третє* – кон'юнктурою регіональних ринків нафтопродуктів.

Класифікують НПЗ, як правило, за наявністю ключових технологій переробки – як це наведено в таблиці “Класифікація нафтопереробних заводів”¹⁸. Згідно з такою класифікацією, вирізняють чотири категорії НПЗ: від простих (*simple*), які використовують лише базові технології (процеси) нафтопереробки, – категорія *A*, до комплексних, які здійснюють повний цикл нафтопереробки (*complete conversion*), – категорія *D*. Перші дві категорії НПЗ (*A,B*) вважаються такими, що мають застарілі технології; інші дві (*C,D*) визначаються як сучасні.

Відповідно до зазначеної класифікації, у 2002р. був проведений розподіл існуючих НПЗ в окремих регіонах світу. Як видно з таблиці “Розподіл НПЗ за категоріями в Європі та СНД”¹⁹ (с.4), частка сучасних НПЗ в Європі та Туреччині сягала майже третини – 30,8% (категорії *C* – 13%, *D* – 17,8%), тоді як у країнах СНД – лише 8,9% (категорії *C* – 2,2%, *D* – 6,7%). Зокрема, в Росії з 27 НПЗ лише два були віднесені до категорії *D*, в Україні – з шести НПЗ один (Кременчуцький). Втім, віднесення Кременчуцького НПЗ до категорії *D* не є виправданим – оскільки він не має стадії гідрокрекінгу, то більш коректно відносити його до категорії *B* (НПЗ з напівскладною схемою переробки).

¹⁵ Так, Китай має намір протягом найближчих п'яти років інвестувати в розвиток нафтопереробної галузі та нафтохімічних виробництв \$22,5 млрд. Планується будівництво п'яти НПЗ, двох підприємств з отримання ароматичних вуглеводнів, чотирьох заводів з виробництва хімічних добрив та шести – з виробництва етилену. Див.: Новости ТЭК. – <http://www.rusenergy.com/newssystem>.

¹⁶ Джерело: Julia Renaud, *The European Refinery Industry Under The EU Emissions Trading Scheme*. – International Energy Agency Information Paper, November 2005, p.88.

¹⁷ За профілем виробництва НПЗ поділяються на паливні та паливно-мастильні (другий тип НПЗ тут не розглядається).

¹⁸ Класифікація синтезована з двох джерел: (1) *Promoting UK Capability in Refinery Projects and Operations*. – Department of Trade and Industry, UK, Crown Copyright, January, 2004, h.20-24 – <http://www.dti.gov.uk/energy>; (2) Julia Renaud, *The European Refinery Industry Under The EU Emissions Trading Scheme*. – International Energy Agency Information Paper, November 2005, p.20-21.

У колишньому СРСР використовувалася застаріла класифікація, згідно з якою вирізняли три класи (категорії) НПЗ без чіткої фіксації ключових процесів переробки: проста схема (відповідає **категорії А**), класична (відповідає **категорії В**) та схема глибокої переробки (приблизно відповідає **категорії С**). Див.: Бурлака Г. Стагнація нафтопереробки України – следствие неэффективной приватизации ее НПЗ. – Нефтегазовая вертикаль, 2005, №11, с.33.

¹⁹ Джерело: *Promoting UK Capability in Refinery Projects and Operations*. – Department of Trade and Industry, UK, Crown Copyright, January, 2004, h.20-24. Див.: <http://www.dti.gov.uk/energy>. Дослідження було проведене у 2002р., тобто воно не враховує проектів модернізації НПЗ, здійснених протягом 2003-2005рр.



Класифікація нафтопереробних заводів

КАТЕГОРІЯ НПЗ	Ключові технології (процеси)	Характеристики	
A Простий <i>Simple</i> (проста схема переробки)	(а) Атмосферна перегонка (дистиляція) – процес перегонки нафти (фракціонування) під тиском дещо більшим від атмосферного в ректифікаційних колонах на базі різниці в точках кипіння різних компонентів, що містяться в нафті. (б) Вакуумна перегонка – процес перегонки під тиском, нижчим від атмосферного (вакуум), для наступного більш повного фракціонування після процесу атмосферної перегонки. (в) Каталітичний риформінг – застосовується переважно для покращення якості бензинових фракцій. (г) Гідроочищення – застосовується для покращення якості та підвищення стабільності палив та мастил, видалення сірчаних, азотних сполук, та сполук, що містять кисень. Названі процеси є базовими процесами нафтопереробки	Цей тип НПЗ має дуже жорстку схему розподілу продуктів, що характеризується високою часткою виходу важких дизельних палив. Виробництво палив майже повністю визначається типом сировини нафти для переробки. Продукція підприємств, що використовують гідроочищення, призначена переважно для місцевого ринку, де може знадобитися змішування продуктів для дотримання європейських норм дизельного палива або бензину.	86 побудовані переважно в 1950-1970pp.
B Напівскладний <i>Semi-complex</i> (напівскладна схема переробки)	Базові процеси нафтопереробки + флюїд-каталітичний крекінг (FCC)* + коксування та/або вісбрекінг FCC – Fluid Catalytic Cracker – (каталітичний крекінг) відбувається на установці, яка зменшує співвідношення вуглеводень-водень і призначена для підвищення виходу бензинів. Коксування – процес очищення нафтопродуктів, при якому більш щільні та важкі залишкові продукти дистиляції (залишок) розділяються на більш легкі: такі, як залишки перегонки та нафта, і нафтовий кокс (тверде, схоже на вугілля, паливо). Застосовується для отримання додаткової кількості світлих нафтопродуктів (бензинів, дизельного палива та керосинів) з важких залишків, а також нафтового коксу для потреб електродної промисловості, виробництва графіту, карбідів тощо. Вісбрекінг (або легкий крекінг) застосовується при переробці нафтових залишків (напівгудронів та гудронів); цільовим продуктом, як правило, є котельне паливо, яке отримують у результаті зниження в'язкості початкового залишку.	Установки флюїд-каталітичного крекінгу спеціально розроблені для збільшення виробництва бензину (55% поданого матеріалу). Вироблена продукція характеризується дуже низькою часткою важких дизельних палив і певним вмістом коксу. Головною проблемою каталітичного бензину є високий вміст сірки, що вимагає значного і дорогого гідроочищення кінцевого продукту згідно з національними чи міжнародними нормами.	101 побудовані переважно в 1970-1980pp.
	Базові процеси нафтопереробки + гідрокрекінг ** + коксування Гідрокрекінг – каталітичний крекінг вуглеводневих фракцій у присутності водню. Застосовується для отримання додаткової кількості світлих нафтопродуктів (насамперед, бензину та дизельного палива) каталітичним розкладанням більш важкої сировини у присутності водню.	Установки гідрокрекінгу спеціально використовують для збільшення виробництва бензину і середніх дистилятів (керосинів, дизельного палива). Тому НПЗ цього типу мають вищу гнучкість, забезпечуючи максимальний вихід бензину (коли установка працює) або дизельного палива (установка не працює). Така гнучкість досягається високою ціною: вартість окремої установки гідрокрекінгу та пов'язаної інфраструктури з генерації водню дуже висока. Установка гідрокрекінгу дорожча, порівняно з іншими, оскільки потребує спеціальних металів, стійких до високого тиску, температур і дії водню. Установка гідрокрекінгу відрізняється від установки флюїд-каталітичного крекінгу тим, що її продукти мають вищу якість. У Європі НПЗ цього типу головним чином орієнтовані на виробництво дизельного палива та бензину (установки гідрокрекінгу дають дизельні палива дуже високої якості).	
C Складний <i>Complex</i> (складна схема переробки)	Базові процеси нафтопереробки + флюїд-каталітичний крекінг + гідрокрекінг	На такому НПЗ виробництво бензину є меншим, ніж за використання схеми флюїд-каталітичний крекінг + коксування, але більшим, ніж за схемою гідрокрекінг + коксування. Виробництво дизельного палива – навпаки (більшим, ніж за схемою флюїд-каталітичний крекінг + коксування, але меншим, ніж за схемою гідрокрекінг + коксування). Важкі дизельні палива відсутні. Залишається лише один важкий продукт – бітум.	36
D Комплексний <i>Complete conversion</i> (повна переробка)	Базові процеси нафтопереробки + гідрокрекінг/флюїд-каталітичний крекінг + коксування	Коксування використовують для зниження співвідношення вуглецю до водню в залишковій нафті. Якщо в комплексі є установка коксування, вихід важких дизельних палив значно зменшується, але водночас виробляється малоцінний продукт (кокс). Коксування також має на меті збільшити наявність вихідної сировини для каталітичного крекінгу і зменшити вихід залишкової нафти. У Європі діють лише вісім установок коксування.	37

* На багатьох європейських НПЗ з каталітичним крекінгом є процес вісбрекінгу (легкого крекінгу), який дозволяє зменшити вихід важких нафтопродуктів.

** Установками гідрокрекінгу обладнані близько 15% європейських НПЗ. Такі установки є досить дорогими та енерговитратними, порівняно з установкою флюїд-каталітичного крекінгу.

НПЗ у країнах Європейського Союзу

Країна	Кількість НПЗ, що працювали у 2004р.	А		В		С		D	
		Прості НПЗ	Прості+вісбрекінг	Каталітичний крекінг	Каталітичний крекінг+коксування	Гідрокрекінг	Гідро крекінг+коксування	Гідро крекінг+каталітичний крекінг	Гідро крекінг+каталітичний крекінг+коксування
Австрія	1	0	0	1	0	0	0	0	0
Бельгія	5	2	1	2	0	0	0	0	0
Велика Британія	11	3	0	6	1	1	0	0	0
Греція	4	2	0	1	0	0	0	1	0
Данія	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Ірландія	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Іспанія	9	1	1	2	1	1	0	2	1
Італія	17	3	4	3	1	3	0	3	0
Кіпр	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Литва	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Нідерланди	6	1	1	1	0	1	1	1	0
Німеччина*	16	1	1	6	0	5	1	1	1
Польща	2	1	0	0	0	0	0	1	0
Португалія	2	1	0	0	0	0	0	1	0
Словаччина	1	0	0	0	0	0	0	1	0
Словенія	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Угорщина*	1	0	0	0	1	0	0	0	0
Фінляндія	2	0	0	1	0	0	0	1	0
Франція	13	1	0	11	0	0	0	1	0
Чехія*	3	0	1	1	0	1	0	0	0
Швеція	5	4	0	0	0	0	0	1	0
Всього	104	24	10	35	4	12	2	14	2

* Один НПЗ у 2004р. не працював.

Розподіл НПЗ країн Європейського Союзу, станом на початок 2005р., свідчить, що в ЄС-25 переважають НПЗ перших двох категорій (73 одиниці зі 104); до категорії С належать 14 НПЗ, до категорії D – 16 (таблиця “НПЗ у країнах Європейського Союзу”).

Водночас, за обсягами переробки лідирують НПЗ, що належать до категорій В (флюїд-каталітичний крекінг + вісбрекінг) та D (флюїд-каталітичний крекінг + гідрокрекінг + вісбрекінг)²⁰. На ці дві категорії припадає майже 75% загального обсягу нафтопереробки ЄС²¹.

Загалом, динаміка розвитку світових нафтопереробних потужностей показує, що найвищими темпами в 1998-2004рр. зростало застосування процесів гідроочищення, флюїд-каталітичного крекінгу та коксування. Як свідчать прогнольні дані, наведені в таблиці “Динаміка світових потужностей нафтопереробки за технологічними процесами: тенденції і прогноз”²² (с.5), ця тенденція буде зберігатися й надалі, як мінімум, до 2010р.

Отже, при тому, що у світовій практиці продовжують використовуватися НПЗ з простою схемою переробки, дедалі більше застосування матимуть комплексні схеми, які дають можливість отримувати понад

500 найменувань кінцевих продуктів (насамперед, палив і мастил). Рентабельність нафтопереробних підприємств з такими схемами підвищується також завдяки їх поєднанню з нафтохімічними підприємствами, для яких побічні продукти нафтопереробки слугують сировиною.

Отже, в розвитку світових технологій нафтопереробки простежуються чіткі тенденції до використання технологій якомога глибшої переробки сировини, що максимально зменшує її непродуктивні втрати та, відповідно, збільшує обсяги, асортимент і якість кінцевої продукції.

Країни СНД відчутно відстають від країн Європи за технологічним рівнем нафтопереробних заводів. Це має наслідком, *по-перше*, низький рівень переробки нафти, а отже – суттєві втрати сировини; *по-друге*, нижчу якість палив, отже – забруднення довкілля через значні обсяги викидів шкідливих речовин з вихлопними газами автомобілів та іншої моторної техніки; *по-третє*, низький рівень експорту кінцевих нафтопродуктів і відповідно, високий – експорту нафти та проміжних продуктів нафтопереробки.

²⁰ В окремих країнах (переважно, країнах СНД) замість флюїд-каталітичного крекінгу використовується газо-каталітичний крекінг.

²¹ Див.: Julia Reinaud, *The European Refinery Industry Under The EU Emissions Trading Scheme*. – International Energy Agency Information Paper, November 2005, p.23.

²² Див.: T.E.Swaty. *Global refining industry trends: the present and future*. – Hydrocarbon Processing, September, 2005, 36-46.

1.3 ЕКОЛОГІЧНІ ВИМОГИ ЄС ДО АВТОМОБІЛЬНИХ ПАЛИВ

Однією з головних проблем сучасної нафтопереробки є якість моторних, насамперед, автомобільних палив. Проблема зумовлена вмістом шкідливих речовин у вихлопних газах двигунів внутрішнього згоряння, що працюють на нафтових паливах і використовуються насамперед в автомобілебудуванні. Саме автотранспорт займає сьогодні друге місце (після промисловості) за обсягами шкідливих викидів в атмосферне повітря, що створює реальну загрозу здоров'ю людей, екосистемі та зумовлює накопичення парникових газів у глобальному масштабі. Так, у країнах ЄС на транспорт припадає до однієї чверті всіх викидів парникових газів.

Як відомо, кількість автомобілів у світі стрімко зростає, разом з цим зростає і загроза довкіллю. Заходи із запобігання вказаній загрозі здійснюються за трьома напрямками: пошук, виробництво та збільшення використання альтернативних палив; удосконалення двигунів внутрішнього згоряння; підвищення екологічних вимог до якості автомобільних палив (врізка “Альтернативні палива”, с.13).

Особливий інтерес для України становить досвід виконання цих заходів у Європейському Союзі, оскільки, *по-перше*, вона взяла на себе зобов'язання адаптувати національні стандарти до стандартів ЄС, *по-друге*, саме з європейськими країнами пов'язана реалізація транзитного потенціалу України, вони становлять також потенційний ринок збуту українських нафтопродуктів.

Дані, що характеризують технологічний рівень європейських НПЗ, а також еволюцію вимог ЄС до якості моторних нафтових палив, узагальнені в таблицях і наведені на карті “Європейський Союз: нафтопереробка та вимоги до якості моторних палив” (с.12-13).

Досвід ЄС із запровадження заходів покращення якості палив. Заходи зі зниження викидів шкідливих речовин з вихлопними газами через покращання всіх видів палива та підвищення ефективності процесів згоряння здійснюються в ЄС з початку 1970-х років. Саме в 1970р. була видана Директива 70/220/ЄЕС²³ – перша в переліку директив, якими дедалі жорсткіше обмежувалися шкідливі викиди автомобілів.

Активні заходи, що вживалися в цьому напрямі, зумовили суттєве зниження рівня емісії, наприклад, двоокису сірки, загальні обсяги викидів якої протягом 1980-1990рр. зменшилися в середньому на 20%²⁴. Однак, почали зростати викиди деяких інших забруднювачів; зокрема, до початку 1990-х років, внаслідок невинного зростання кількості автомобілів, збільшувалися викиди оксидів азоту та летючих органічних сполук, основним джерелом яких є вихлопні гази двигунів внутрішнього згоряння.

З огляду на це, в 1992р. в межах загальної програми покращення екологічного стану довкілля ЄС

започаткував системну роботу з підвищення якості атмосферного повітря шляхом зменшення викидів шкідливих речовин двигунами внутрішнього згоряння. Ця робота ведеться за двома напрямками (перший – вдосконалення конструкцій двигунів автомобілів; другий – підвищення якості рідких палив), має комплексний характер і виконується в межах кількох узгоджених між собою програм (“Авто-паливо-I” (Auto-Oil-I), “Авто-паливо-II”, Європейська Програма емісії, палива та технології двигунів (European Programme on Emission, Fuels and Engine Technologies, EPEFE) та ін.).

Як правило, програми охоплюють конкретні напрями наукових досліджень, науково-конструкторських робіт, маркетингові дослідження, економічні розрахунки. Їх результатуючими є директивні документи (Директиви ЄС, стандарти тощо), які підлягають безумовному дотриманню та виконанню всіма суб'єктами паливного та автомобільного ринків (врізка “Програми ЄС “Авто-паливо”). Так, у процесі виконання двох

ПРОГРАМИ ЄС “АВТО-ПАЛИВО” Авто-паливо-I (1992-1996рр.)

У межах Програми були розроблені: по-перше, стратегія поступового впровадження дедалі більш жорстких вимог до викидів автомобілів та якості палив до 2000р. та план окремих заходів до 2005р.; по-друге, пакет нормативно-правових документів, у т.ч. Директиви 98/69/ЄС²⁵ стосовно норм викидів шкідливих речовин автотранспортом (таблиці “Обмеження викидів до атмосфери шкідливих речовин з вихлопними газами легкових автомобілів, які працюють на бензині”, “Обмеження викидів до атмосфери шкідливих речовин з вихлопними газами легкових автомобілів, які працюють на дизельному паливі”²⁶, с.12) та Директиви 98/70/ЄС²⁷ стосовно якості моторних палив (таблиці “Специфікація на дизельне паливо в ЄС”, “Специфікація на бензини в ЄС”, с.12).

Головний акцент Програм: обмеження таких шкідливих викидів: бензол, окис вуглецю, оксиди азоту, летючі органічні сполуки, двоокис сірки тощо.

Авто-паливо-II (1997-2000рр.)

Програма була започаткована навесні 1997р. і передбачала розробку стратегії до 2010р. і на наступний період у сфері обмежень викидів автомобілів та стандартів палив з підготовкою пропозицій змін нормативно-правової бази в цій сфері. Програма будувалася за двома напрямками роботи: традиційні автомобільні палива (бензин, дизельне паливо) та альтернативні палива (стиснений природний газ, супутній нафтовий газ, біопалива тощо). Обидва напрями передбачали комплекс досліджень, спрямованих на подальше зменшення шкідливих викидів автомобілів, і стосувалися насамперед:

- оцінки обсягів шкідливих викидів автомобілів та їх впливу на якість повітря;
- визначення перспективних потреб у паливах, цін на них та здатності виробників країн-членів ЄС задовольнити потреби у паливах;
- пошуку напрямів удосконалення технологій виробництва палив, розрахунків обсягів фінансування, необхідних для цього заходів.

У межах Програми розроблено комплекс рекомендацій щодо подальшого обмеження шкідливих викидів автомобілів, покращення якості палив та впровадження альтернативних палив з урахуванням їх більш високих екологічних властивостей.

²³ Council Directive 70/220/EEC of 20 March 1970 on the approximation of the laws of the Member States relating to measures to be taken against air pollution by gases from positive-ignition engines of motor vehicles.

²⁴ The Auto-Oil II Programme. A Report from the Services of the European Commission. – Brussels, 2000, p.12.

²⁵ Directive 98/69/EC of the European Parliament and of the Council relating to measures to be taken against air pollutions from motor vehicles and amending Council Directive 70/220/EEC.

²⁶ Consultation on the Need to Reduce the Sulphur Content of Petrol and Diesel Fuels Below 50 PPM: – A Policy Markets Summary. – A report produced for the European Commission. DG Environment. Restricted-Commercial. AEAT/ENV/0372, issue 5, November 2000, AEA Technology, p.7-9.

²⁷ Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Council Directive 93/12/EEC.



Програм “Авто-паливо” були розроблені та впроваджені екологічні стандарти *Euro*, спрямовані на обмеження шкідливих викидів автомобілів (*Euro-I* – 1992р.; *Euro-II* – 1996р.; *Euro-III* – 2000р.; *Euro-IV* – 2005р.). Водночас, були оновлені стандарти на паливо для автомобілів, які відповідають цим більш жорстким екологічним вимогам (таблиця “Сучасні стандарти ЄС на палива для автомобілів”, с.12)²⁸.

Така організація робіт, поєднана з використанням економічних методів і жорстким контролем дотримання встановлених вимог, зумовлює високу результативність зазначених програм. Так, коли на заміну Директиви 70/220/ЄЕС приймалася Директива 94/12/ЄЕС²⁹, було підраховано, що **обсяг викидів шкідливих речовин, які регулювалися документами ЄС, зменшився за 20 років на 90%**³⁰.

Передбачається, що між 1995р. та 2010р. викиди шкідливих речовин автотранспортом зменшаться на 70-80%, у т.ч., за рахунок впровадження нових екологічних вимог – *Euro-V* (таблиця “Зниження викидів шкідливих речовин з вихлопними газами автомобілів у ЄС-15”³¹, с.12).

Чинники успішності програм і заходів ЄС з покращення якості палив. Аналіз діяльності ЄС у напрямі зниження викидів шкідливих речовин з вихлопними газами автомобілів дозволяє виокремити наступні характеристики, які забезпечують її успішність:

- **залучення до розробки відповідних програм і документів усіх суб’єктів паливного ринку та автомобільного ринків.** Так, наприкінці 1992р. Європейська Комісія запросила європейські автомобільні та нафтові (нафтопереробні) компанії до участі у згаданій вище Програмі “Авто-паливо-I”, що мала на меті розробку політики обмеження шкідливих викидів автомобілів до рівня, який відповідав би новим стандартам якості повітря. До роботи у Програмі були також залучені експерти незалежних інституцій. Такий підхід дозволяє як виявити, так і узгодити позиції суб’єктів названих ринків на взаємоприйнятних засадах, мінімізувати їх втрати та максимально справедливо розподілити вигоди від планових заходів;
- **стратегічний (довгостроковий) характер планування заходів з чітким визначенням їх організаційного та ресурсного забезпечення.** Наприклад, у межах Програми “Авто-паливо-I”, виконаної протягом 1992-1996рр., були розроблені заходи, заплановані до впровадження у 2000-2005рр.; Програма “Авто-паливо-II” (1997-2000рр.) – заклала підвалини стратегії ЄС до 2010р. Саме на базі розробок цієї Програми в ЄС продовжується робота з покращення якості палив. Так, у травні 2001р. Європейська Комісія схвалила пропозицію заміни Директиви 98/70/ЄС на нову, яка передбачає, зокрема, подальше зменшення вмісту сірки в нафтових паливах (максимально – 50 ppm, або 0,005%);
- **чітка поетапність впровадження нормативів, вимог і стандартів із завчасним плануванням**

термінів такого впровадження. Як видно з таблиці “Директиви ЄС: підвищення вимог до якості автомобільного палива”, с.13, всі нормативи шкідливих викидів та інші обмеження і заборони впроваджуються поетапно та із значним ресурсом часу. Так, обмеження викидів окису вуглецю та вуглеводнів, що не згоріли, здійснювалося у п’ять етапів з 1970р. по 1988р.; оксидів азоту – в чотири (з 1977р. по 1988р.); обмеження та заборону виробництва етилового бензину розділяють 12 років. Така система, *по-перше*, забезпечує для нафтопереробників та автомобілебудівників можливість підготовки до впровадження змін та накопичити відповідні ресурси для технічного та технологічного переоснащення, *по-друге*, задає чіткі орієнтири перспективним (пріоритетним) напрямкам наукових досліджень і конструкторських робіт;

- **комплексність.** Так, у межах Програми “Авто-паливо-I”, оцінювалися і впроваджувалися також “нетехнічні” заходи (що не стосувалися конструкцій автомобілів і технологій нафтопереробки) – такі, як покращення організації руху автомобілів, їх інспекції та обслуговування, розробка фіскальних інструментів для стимулювання виробництва більш якісних палив, заходи з впровадження альтернативних палив тощо. У межах Програми “Авто-паливо-II” – визначалися перспективні потреби країн ЄС у нафтових паливах з урахуванням пріоритетності запровадження альтернативних палив, вивчалися технічні, технологічні та фінансові аспекти спроможності відповідних виробників (включаючи аграрний сектор) задовольнити визначені потреби та на цій основі – розроблялися заходи, необхідні для збалансування потреб і пропозицій;
- **використання як економічних, так і примусових методів.** Запровадження заходів з покращення якості палив здійснюється із збалансованим використанням методів заохочення і примусу. Так, у країнах ЄС існують різного роду преференції для виробників і споживачів біологічного палива та водночас – жорстка система санкцій (включаючи митні бар’єри, позбавлення виробників і постачальників відповідних ліцензій, дозволів тощо) за недотримання встановлених екологічних вимог і стандартів. Наприклад, нормативи вихлопів автомобілів після прийняття спочатку діють як орієнтири для виробників, але по завершенню визначеного часу стають обов’язковими і впроваджується жорстка заборона на виробництво техніки тих класів, які не здатні забезпечити встановлені нормативи.

Наведені чинники у поєднанні забезпечують максимальну “безболісність” впровадження дедалі більш жорстких екологічних вимог, запобігаючи, з одного боку, паливним кризам, з іншого – високим втратам виробників і споживачів палив. Вони є особливо необхідними у випадках, коли йдеться про заходи, що потребують великих ресурсних витрат.

²⁸ Вимоги до автомобільних палив розробляються паралельно з розробкою норм шкідливих викидів автомобілів і залежать від них, тому для стислості їх позначають також відповідним автомобільним класом *Euro*.

²⁹ Directive 94/12/EEC of the European Parliament and the Council of 23 March 1994 relating to measures to be taken against air pollution by emissions from motor vehicles and amending Directive 70/220/EEC.

³⁰ The Auto-Oil II Programme. – A Report from the Services of the European Commission, Brussels, 2000, p.14.

³¹ Там само, с.50.

Сучасні стандарти ЄС на палива для автомобілів

Номер стандарту	Дата прийняття	Назва стандарту
EN 228:2004*	7 січня 2004р.	Автомобільні палива. Бензин неетилований. Вимоги та методи випробування
EN 589:2004	7 січня 2004р.	Автомобільні палива. Рідкий нафтовий газ. Вимоги та методи випробування
EN 590:2004*	7 січня 2004р.	Автомобільні палива. Дизельне паливо. Вимоги та методи випробування

* Раніше діяли стандарти за тим самим номером, однак у редакції 1999р.

Зниження викидів шкідливих речовин з вихлопними газами автомобілів у ЄС-15, між 1995р. та 2010р.

Забруднювач	Зміни у загальній емісії в ЄС протягом 1995-2010рр. (1995р.=100%)	% дорожнього транспорту в загальній емісії	
		у 1990р.	у 2010р.
Окиси азоту	57	44,0	24,0
Двоокис сірки	49	1,5	менше 0,5
Окис вуглецю	59	60,0	33,0
Частки вибраних речовин	71	16,0	10,0
Неметанові летючі органічні сполуки	60	37,0	11,0
Бензол	43	65,0	21,0
Двоокис вуглецю	108	20,0	21,0

Обмеження викидів до атмосфери шкідливих речовин з вихлопними газами легкових автомобілів, які працюють на бензині, г/км

Екологічні вимоги	Дата впровадження	Окис вуглецю	Вуглеводні	Оксиди азоту
Euro-I	1 липня 1992р.	4,05	0,66	0,49
Euro-II	1 січня 1996р.	3,28	0,34	0,25
Euro-III	1 січня 2000р.	2,30	0,20	0,15
Euro-IV	1 січня 2005р.	1,00	0,10	0,08

Обмеження викидів до атмосфери шкідливих речовин з вихлопними газами легкових автомобілів, які працюють на дизельному паливі, г/км

Екологічні вимоги	Дата впровадження	Окис вуглецю	Вуглеводні	Оксиди азоту	Частки вибраних речовин
Euro-I	1 липня 1992р.	2,88	0,20	0,78	0,14
Euro-II	1 січня 1996р.	1,06	0,19	0,73	0,10
Euro-III	1 січня 2000р.	0,64	0,06	0,50	0,05
Euro-IV	1 січня 2005р.	0,50	0,05	0,25	0,025

Специфікація на дизельне паливо в ЄС

Показник	1993р.	2000р.	2005р.	2009р.
Вміст поліароматичних вуглеводнів, % об. max	—	11	11	буде визначено пізніше
Вміст сірки, ppm, max	2000	350	50/10	10
Цетанове число	49	51	51	буде визначено пізніше
Відносна щільність, max	860	845	845	буде визначено пізніше

Специфікація на бензині у ЄС

Показник	1999р.	2000р.	2005р.	2009р.
	Euro-II, Директива 98/70/ЄС	Euro-III, Директива 98/70/ЄС	Euro-IV, Директива 98/70/ЄС	Euro-V, Директива 2003/17/ЄС
Вміст бензолу, %, max	5,0	1,0	1,0	1,0
Вміст сірки, ppm, max	500	150	50	10
Вміст ароматичних вуглеводнів, %, max	—	42	35	35
Вміст олефінових вуглеводнів, %, max	—	18	14	14
Вміст кисню, %, max	—	2,3	2,7	2,7
Фракційний склад:				
- до 100°C переганяється, %, не менше	—	46	46	46
- до 150°C переганяється, %, не менше	—	75	75	75
Тиск насиченої пари, КПа, не більше	—	60	60	60
Наявність миючих присадок	—	Обов'язково	Обов'язково	Обов'язково

Директиви ЄС: підвищення вимог до якості автомобільного палива

Рік	Директива ЄС
1970	Директива 70/220/ЄЕС перше обмеження викидів окису вуглецю та вуглеводнів, що не згоріли, автомобілями, які використовують бензин (на заміну цієї Директиви в 1994р. прийнята Директива 94/12/ЄЕС; в 1998р. – Директива 98/69/ЄС)
1974	Директива 74/290/ЄЕС другий етап обмеження викидів окису вуглецю та вуглеводнів, що не згоріли, автомобілями, які використовують бензин
1975	Директива 75/716/ЄЕС перше обмеження максимального вмісту сірки в автомобільному паливі: • з 1 жовтня 1976р. – 0,5% • з 1 жовтня 1980р. – 0,3%
1977	Директива 77/102/ЄЕС перше обмеження викидів оксидів азоту автомобілями, що використовують бензин
1978	Директива 78/611/ЄЕС обмеження вмісту етилованих добавок у бензинах: максимальний вміст – 0,4 г/л Директива 78/665/ЄЕС третій етап обмеження викидів окису вуглецю та вуглеводнів, що не згоріли, та оксидів азоту, автомобілями, що використовують бензин
1983	Директива 83/351/ЄЕС наступне обмеження викидів окису вуглецю, вуглеводнів, що не згоріли, та оксидів азоту автомобілями, що використовують бензин
1985	Директива 85/210/ЄЕС • з 1 жовтня 1989р. – запровадження неетилованого палива; • обмеження вмісту бензолу в етилованому та неетилованому бензині до 5%; • обмеження вмісту етилованих добавок до 0,15 г/л. Директива 85/536/ЄЕС обмеження для оксигенаторів (етанол, МТБЕ – метил-трет-бутиловий ефір тощо)
1987	Директива 87/416/ЄЕС обмеження виробництва етилованого бензину
1988	Директива 88/76/ЄЕС наступне обмеження викидів окису вуглецю, вуглеводнів, що не згоріли, та оксидів азоту автомобілями, що використовують бензин Директива 88/436/ЄЕС перше обмеження викидів автомобілями, що використовують дизельне паливо
1989	Директива 89/458/ЄЕС запровадження більш жорстких вимог до викидів окремої категорії автомобілів – з об'ємом двигуна не більше 1,4 л
1991	Директива 91/542/ЄЕС впровадження більш жорстких вимог до викидів автомобілів, що використовують дизельне паливо Директива 91/441/ЄЕС запровадження комплексних вимог до викидів автомобілів без їх поділу за об'ємом двигуна та/або виду палива
1993	Директива 93/12/ЄЕС обмеження максимального вмісту сірки у дизельному паливі: з 1 жовтня 1994р. – 0,2% з 1 жовтня 1996р. – 0,05%
1993	Директива 93/59/ЄЕС запровадження норм викидів автомобілів максимальною вагою до 3,5 т та з кількістю місць для пасажирів не більше шести
1994	Директива 94/12/ЄЕС впроваджена на заміну Директиви 70/220/ЄЕС
1998	Директива 98/69/ЄС впроваджена на заміну Директиви 70/220/ЄЕС
1998	Директива 98/70/ЄС: • з 1 січня 2000р.: виробництво етилованого бензину заборонено; вміст сірки у бензинах – до 150 ppm* (0,015%); вміст бензолу у бензинах – до 1%; вміст ароматичних вуглеводнів – до 42%; вміст сірки в дизельному паливі – до 350 ppm (0,035%); • з 1 січня 2005р.: вміст сірки в бензинах і дизельному паливі – до 50 ppm (0,005%); вміст ароматичних вуглеводнів у бензинах – до 35%; октанове число за дослідницьким методом визначення – мінімум 95 (бензини); октанове число за моторним методом визначення – мінімум 85 (бензини).

* ppm – одиниця для виразу концентрації і є скороченням від англійських слів *part per million* – частина на мільйон – мається на увазі вагові долі якого-небудь компоненту. 1 ppm = 1 г/т = 0,0001%.

АЛЬТЕРНАТИВНІ ПАЛИВА

У 2005р. у світовому балансі автомобільних палив альтернативні палива складали лише близько 4%. У т.ч.: стиснений природний газ та зріджений природний газ – 45%; нафтовий супутний газ (пропан-бутан) – 27%; біоетанол – 23%; біодизель – 4%; ЕТБЕ (етил-трет-бутиловий ефір) – 1%¹.

Головним напрямом пошуків альтернативи викопним паливам є виробництво палив з носіїв, які заміщають викопні, насамперед – біологічних палив.

Біологічні палива. Біопалива – продукти, отримані у процесі переробки біомаси, що заміщають викопні палива. Збільшення виробництва та використання біопалив має значні переваги: знижує рівень залежності країни від імпорту викопних палив; зменшує емісію парникових газів до атмосфери²; створює нові ринки збуту для сільгоспвиробників тощо.

Біодизельне паливо – паливо, що виробляється з різних рослинних олій (включаючи рапсову, соєву, соняшникову та пальмову). У США більш поширеним є використання соєвої олії, у Європі – рапсової.

Головним регіоном світового ринку біодизеля є ЄС, де це паливо становить 82,2% загального обсягу виробництва біопалив. У 2003р. у країнах ЄС було вироблено 1 434 тис. т біодизеля, що у 26 разів більше, порівняно з 1992р. (щорічний темп приросту виробництва складає 34,5%). Лідером у виробництві біодизелю в ЄС, завдяки прийняттю сприятливого законодавства, відсутності квот, низьким цінам на рослинні продукти та високим цінам на дизельне паливо, стала Німеччина – 715 тис. т у 2003р. (Франція – 357 тис. т; Італія – 273 тис. т) .

Біоетанол виробляється з біомаси або зернових культур (тоді як етанол – з нафти або природного газу). Він є найбільш поширеним альтернативним автомобільним паливом у світі (найбільшою мірою – у Бразилії, Канаді, США), а також застосовується як домішок до бензинів та дизельного палива (так, у США біоетанол додають в якості добавки до 39% нафтового палива).

Європейське виробництво біоетанолу у 2003р. складало 310 тис. (проти 317 тис. т у 2002р.; падіння виробництва відбулося переважно внаслідок посухи у Франції). Перше місце у виробництві біоетанолу посідає Іспанія – 180 тис. т (Франція – 77 тис. т; Швеція – 52 тис. т³).

Загалом, у 2003р. в ЄС було вироблено 1 744 тис. т біопалив, що на 26,1% більше, порівняно з 2002р. Проте, попри значні обсяги виробництва, частка споживання біологічного палива в балансі автомобільних палив у Європі складає лише 1%.

Утім ЄС має тверді наміри нарощувати споживання біопалив. Так, у 2003р. Директивою Європейської Комісії встановлене завдання збільшити протягом 2005-2010рр. використання біопалив до 5,75%⁴. У грудні 2005р. схвалена амбіційна стратегія ЄС з розвитку біопалив, яка охоплює комплекс законодавчих, дослідницьких та інших заходів, спрямованих на зростання виробництва біопалив. Документ окреслює три головні цілі: (1) поширення виробництва та використання біопалив у ЄС та країнах, що розвиваються; (2) підготовку широкомасштабної програми використання біопалив шляхом підвищення їх якості, зменшення собівартості виробництва та інтенсифікацію досліджень зі створення “другої генерації біопалив”; (3) підтримку країн, що розвиваються, де виробництво біопалив може стимулювати економічне зростання⁵.

¹ Karl Lang, Candace Vona, *Global Refining & Clean Fuel Outlook Through 2020*. – Fuels Conference 2006, Abu Dhabi, February 5-6, 2006, p.26.

² У ЄС на транспорт припадає до 1/4 всіх викидів парникових газів.

³ Біологічне паливо – паливо майбутнього. – Євробюлетень, 2006, №1, с.10.

⁴ Directive 2003/30/EC of the European Parliament and of the Council of 8 May 2003 on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport.

⁵ Див.: *An EU Strategy for biofuels*. – http://europa.eu.int/comm/agriculture/biomass/biofuel/index_en.htm.

Так, впровадження заходів, передбачених Директивою 98/70/ЄС (зокрема, обмеження вмісту сірки в паливах на рівні 50 ppm), потребує колосальних коштів на модернізацію НПЗ в ЄС-15 – понад €10 млрд., що в перерахунку на 1 л палива в середньому складе: 0,2-0,25 євроцентів на 1 л бензину та 0,45-0,65 євроцентів на 1 л дизельного палива³². Такі витрати зумовлені високою вартістю сучасних установок з вилучення сірки (гідроочищення), необхідних для забезпечення виробництва палив, що відповідатимуть вимогам Директиви 98/70/ЄС³³.

Водночас, нафтопереробники попереджені Директивою фактично за сім років до запровадження нормативу, досягнення якого, своєю чергою, відбувається у два етапи – що, як зазначалося вище, дає можливість тривалої і планомірної підготовки до впровадження нових вимог, пошуку та накопичення відповідних фінансових ресурсів. Отже, виходячи з практики діяльності ЄС, європейських нафтопереробників та автомобілебудівників, можна припустити, що встановлені нормативи будуть забезпечені у вказані терміни.

Слід також додати, що **прийняті в ЄС норми Euro, на які орієнтуються найбільші світові автомобільні**

промислові корпорації, стали міжнародними та, по суті, визначають розвиток світового автомобілебудування.

Ситуація у країнах СНД в контексті європейських екологічних вимог. За оцінками, станом на 2005р., національні стандарти вмісту сірки в бензинах країн СНД (прийняті значною мірою ще за часів СРСР) були найвищими у світі. Як видно з діаграми “Вміст сірки в автомобільних паливах, що виробляються в різних регіонах світу”³⁴, відповідний показник для бензинів, що виробляються в СНД, перевищує показник країн ЄС у 15 разів; для дизельного палива – майже у п’ятеро. Водночас, за останнім показником країни СНД посідають третю позицію у світі, пропустивши вперед, крім ЄС, країни Північної Америки.

Отже, перед країнами СНД, насамперед тими, що мають наміри інтеграції до європейського економічного простору, стоїть завдання реконструкції їх нафтопереробних галузей з метою досягнення відповідності європейським стандартам автомобільних палив.

І якщо реконструкція та модернізація одного європейського НПЗ триває 2-2,5 роки та фактично не впливає на загальні обсяги виробництва нафтопродуктів у регіоні (в результаті узгодження термінів подібних робіт в його межах), то на теренах СНД такі процеси відбуваються надзвичайно складно. Дійсно, існують проблеми з пошуком інвестицій, але головна проблема полягає, скоріше, в іншому – відсутності в багатьох країнах СНД чіткої державної політики запровадження екологічних норм і стандартів автомобільного палива, а отже – і відповідної реконструкції нафтопереробної галузі.

До таких країн слід, на жаль, віднести Україну. З урахуванням світового досвіду та з огляду на неможливість одночасної зупинки всіх НПЗ, можна підрахувати, що поетапна реконструкція українських нафтопереробних потужностей може тривати 7-9 років і потребує, насамперед, чітких орієнтирів, якими мають бути терміни впровадження екологічних стандартів нафтових палив. Однак, відповідної довгострокової державної програми досі немає.

ВИСНОВКИ

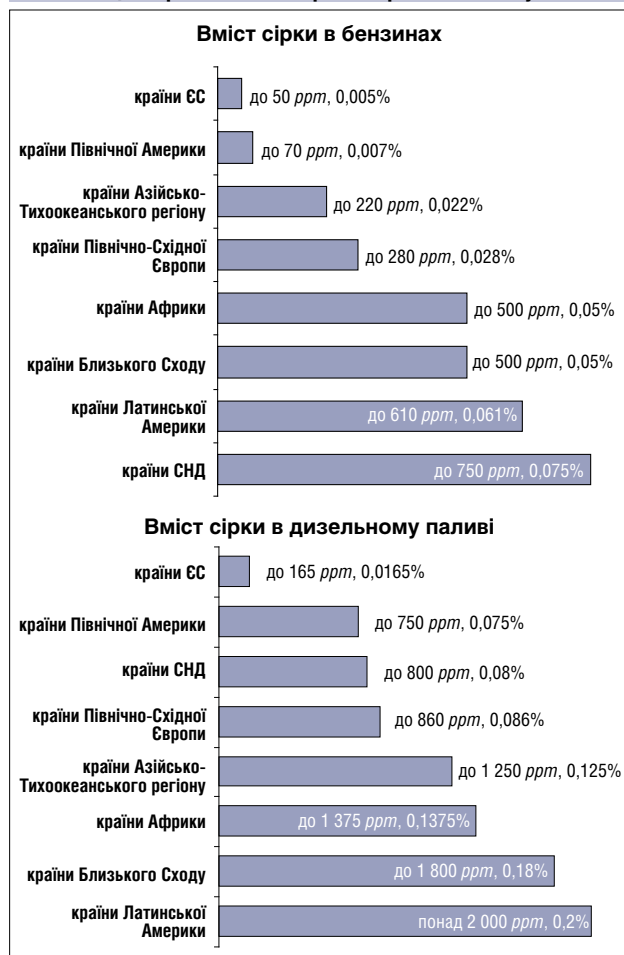
Поступальний розвиток світової нафтопереробної промисловості зумовлюється як зростаючим попитом на нафтопродукти, так і досить високими прибутками галузі.

Визначальними тенденціями розвитку галузі є, *по-перше*, впровадження сучасних технологій, *по-друге*, максимальне завантаження виробничих потужностей.

Водночас, більшість країн світу розробляють і впроваджують програми дедалі більш жорстких екологічних вимог як до конструкцій двигунів внутрішнього згоряння, так і якості моторних палив.

Головними чинниками результативності таких програм є стратегічний (довгостроковий) характер планування заходів з визначенням їх організаційного та ресурсного забезпечення; поетапність впровадження нормативів, вимог і стандартів із завчасним плануванням термінів; комплексність (охоплення всіх секторів як паливного ринку, так і автомобілебудування); використання як економічних стимулів, так і примусових методів. ■

Вміст сірки в автомобільних паливах, що виробляється в різних регіонах світу



³² *Proposals for a Directive of the European Parliament and the Council on the quality of petrol and diesel fuels and amending directive 98/70/EC.* – Commission of the European Communities, Brussels, November 5, 2001, p.11.

³³ Вартість побудови сучасної установки з вилучення сірки потужністю 0,03 млн. т/рік складає приблизно \$31 млн., а реконструкція існуючої установки для досягнення низького вмісту сірки в паливах – \$5-10 млн., залежно від обраного технологічного процесу. Див.: *A technical study on Fuel Technology related to the Auto-Oil Programme.* – Final report. Conventional Fuels. Prepared for: European Commission Directorate-General for Energy. Consultants: Bechtel Ltd., November 2000, p.63.

³⁴ Джерело: Karl Lang, Candace Vona, *Global Refining & Clean Fuel Outlook Through 2020.* – Fuels Conference 2006, Abu Dhabi, February 5-6, 2006, p.23-24; <http://www.hartwfts.com>.

2. НАФТОПЕРЕРОБКА В УКРАЇНІ: СТАН І ПРОБЛЕМИ

Вибір країною масштабів розвитку нафтопереробної промисловості визначається, насамперед, обсягом і динамікою внутрішнього ринку споживання нафтопродуктів, наявністю переробних потужностей, джерел постачання сировини та зовнішніх ринків збуту продуктів нафтопереробки, а також – практичним досвідом видобутку та переробки нафти.

Україна належить до країн з ємним внутрішнім ринком нафтопродуктів і потужними традиціями нафтопереробки, вона має надлишкові нафтопереробні потужності, потенційно здатні виробляти конкурентоспроможну експортну продукцію.

Проте нафтопереробний сектор України є критично імпортозалежним і фактично неконтрольованим з боку держави – внаслідок приватизації найкрупніших НПЗ (73% загальних потужностей), відсутності належного контролю над виконанням власниками приватизованих НПЗ їх інвестиційних зобов'язань, неналежного управління державними пакетами акцій, відсутності стратегічних запасів нафти та/або нафтопродуктів. Відповідно, втрачений державний контроль над внутрішнім ринком нафтопродуктів.

У цьому розділі аналізується стан і робота нафтопереробного сектору України, визначаються чинники, що стримують виведення галузі з кризового стану.

2.1 ВНУТРІШНЄ СПОЖИВАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ

Ємність внутрішнього ринку. Аналіз статистичних даних свідчить, що протягом останніх 5-6 років споживання основних нафтопродуктів в Україні становить: бензинів – у 2001-2005рр. у середньому – 3,6 млн. т; дизельного палива – 5,0 млн. т; мазуту – 0,9 млн. т. Причому, якщо обсяги споживання бензинів і дизельного палива зростають, то мазуту – зменшуються (так, споживання мазуту у 2000р. становило 1,2 млн. т, у 2005 – 0,7 млн. т). На відміну від кінця 1990-х років, внутрішні потреби за обсягами споживання/виробництва можуть бути задоволені вітчизняними НПЗ (таблиця “Споживання та виробництво основних нафтопродуктів в Україні”³⁵).

За прогнозами, до 2010р. потреба в автомобільних бензинах зросте в півтора рази і складатиме 5,6 млн. т; у дизельному паливі – зросте майже вдвічі, до 9,8 млн. т.

Таким чином, Україна є досить крупним ринком споживання нафтопродуктів, який розвивається, і найближчими десятиліттями потребуватиме дедалі більше якісних палив нафтового походження. Відповідно, зростатиме споживання нафти. За розрахунками,

у 2010р. споживання нафти для внутрішніх потреб становитиме 19,3 млн. т – проти 18 млн. т у 2005р. У 2030р. споживання зросте до майже 24 млн. т³⁶.

Отже, для насичення внутрішнього ринку протягом найближчих 25 років необхідно переробляти в середньому 20-21 млн. т нафти щорічно, що фактично відповідає потужності двох крупних НПЗ.

2.2 НАФТОПЕРЕРОБНА ПРОМИСЛОВІСТЬ: ЗАГАЛЬНІ ДАНІ

Виробничі потужності з переробки нафти. Станом на початок 2006р., переробка нафти (включаючи газовий конденсат) та виробництво нафтопродуктів здійснюється на шести нафтопереробних заводах (НПЗ): Дрогобицькому, Кременчуцькому, Лисичанському, Надвірнянському, Одеському та Херсонському, а також – на семи газопереробних заводах (ГПЗ), найкрупнішим з яких є Шебелинський. Існують також міні-НПЗ – як правило, пересувні установки, що встановлюються безпосередньо на нафтових промислах³⁷. Проте особливого поширення в Україні вони не мають (у кожному разі, легального). Характеристики згаданих нафтопереробних підприємств наведені у врізці “Характеристика нафтопереробних заводів України”, с.16-18).

Споживання та виробництво основних нафтопродуктів в Україні, МЛН. Т

	1998р.		1999р.		2000р.		2001р.		2002р.		2003р.		2004р.		2005р.	
	сп	в	сп	в	сп	в	сп	в	сп	в	сп	в	сп	в	сп	в
бензини	3,3	3,1	3,5	2,5	2,9	2,1	3,3	4,0	3,6	4,7	3,6	4,3	3,7	5,0	3,7	4,6
дизельне паливо	5,8	4,0	5,2	3,3	4,9	2,7	4,9	4,6	5,0	5,8	5,2	6,3	5,6	6,3	5,1	5,4
мазут	3,4	4,1	2,1	3,6	1,2	2,7	1,2	5,3	1,1	7,2	0,8	7,9	0,7	7,8	0,7	5,8

сп – споживання; в – видобуток

³⁵ За 2005р. – попередні дані. Дані, наведені в таблиці, ґрунтуються на відповідних щорічниках Державного комітету статистики України та можуть дещо відрізнятися від тих, що їх наводять різні відомства, причетні до нафтової галузі та/або ринку нафтопродуктів. Проте, порядок цифр і тенденції тут і далі є коректними.

³⁶ Енергетична стратегія України на період до 2030р., Київ, 2006, с.75. – Офіційний сайт Міністерство палива та енергетики України; <http://mpe.kmu.gov.ua>.

³⁷ Відрізняють три класи міні-НПЗ: **перший** – примітивні – фактично є простим перегонним кубом, що працює періодично, часто є нелегальними (вартість \$20-40 тис.); **другий** – найпростіші НПЗ неперервної дії, які працюють на основі процесу фракціонування нафти, потужність складає 10-20 тис. т/рік, вартість \$80-150 тис. (працюють, як правило, напівлегально); **третій** – промислові малотоннажні установки потужністю 10-150 тис. т/рік, оснащені всім комплексом технологічних процесів (вартість від \$400 тис. до \$2-3 млн.), відповідають усім стандартам, у т.ч. в частині якості палива. Див.: Ананко В. Мину не в моде. – Нефтегазовая вертикаль, 2006, №3, с.6.



Дрогобицький НПЗ (ВАТ НПК "Галичина")

Підприємство засноване у 1866р. як кустарний промисел; зараз – належить до категорії А (НПЗ з простою схемою переробки). Розташований найближче до західних споживачів нафтопродуктів (Польща, Словаччина, Угорщина) і поєднаний з нафтопроводами "Дружба" та Одеса-Броди. Працює з українською і російською нафтою.

Власність: фінансово-промислова група "Приват" (близько 70% акцій); державний пакет – 25%+1акція.

РОБОТА У 2005р.

Виробничі показники, порівняно з 2004р., **знизилися**.



Чистий дохід за рік – 1 797,32 млн. грн. Чистий прибуток – 3,62 млн. грн.

12 серпня 2005р. на НПЗ зупинені для проведення реконструкції установки АВТ-1, для ремонту – установка каталітичного риформінгу ЛГ 35-11/300, вакуумний блок АВТ-2, установка вторинної переробки бензину. Роботи мали тривати 25-40 діб.

Однак, керівництво заводу заявило, що роботи будуть продовжені до кінця року, і завод зупинений через те, що переробка нафти на НПЗ стала збитковою, збитки складають \$20-30 на т. У жовтні завод почав працювати на технологічно мінімальних обсягах, але у грудні знову припинив роботу.

ПЛАНИ РЕКОНСТРУКЦІЙ/МОДЕРНІЗАЦІЇ

Розроблена Концепція перспективного розвитку НПК "Галичина" до 2010р. (компанія *Axels*, Франція). Майстер-план реконструкції та модернізації заводу передбачає збільшення глибини переробки нафти до 80%, будівництво установок гідроочищення, приведення якості нафтопродуктів до європейських стандартів.

Водночас готується план реконструкції на період до 2015р. (за участю Інституту нафти і газу, Франція), відповідно до якого інвестиції на першому етапі повинні скласти \$80 млн., на наступних – \$100-120 млн. Після реконструкції потужність НПЗ має зрости до 3 млн. т/рік, глибина переробки – до 92%.

Мініпаліверно Україна вважає, що на НПЗ необхідно збудувати: комплекс з виробництва високооктанового бензину з блоком ізомеризації бензинів та гідроочищенням дизельного палива (вартість \$278 млн.); установку каталітичного крекінгу (або гідрокрекінгу) потужністю до 1 млн. т; комплекс з виробництва твердих парафінів і масел.

Кременчуцький НПЗ (ЗАТ "Укртатнафта")

Завод введений в експлуатацію в 1963р.; з 1966р. постійно ведеться вдосконалення виробництва. **Належить до категорії В** (НПЗ з напівскладною схемою переробки)¹. Працює з українською і російською нафтою.

Власність: Транснаціональна фінансово-промислова нафтова компанія "Укртатнафта" (створена у 1994р. відповідно до указів президентів України і Республіки Татарстан). Державний пакет – 43,054%. Розподіл інших акцій: 28,778% – Державний комітет майна і земельних ресурсів Татарстану; 8,6% – БАТ "Татнефть" (Татарстан); 9,96% – *Sea Group International Plc* (США); 8,336% – *AmRuz Trading AG* (Швейцарія)²; 1,154% – АКБ "МТ-Банк"; 0,035% – АТ "Татнефтехиминвест-холдинг"; 0,035% – АТ "Сувар"; 0,035% – банк "Девон-Кредит".

РОБОТА У 2005р.

Виробничі показники, порівняно з 2004р., **знизилися**.



У структурі бензинів зросла частка високооктанових марок (за рахунок зменшення виробництва бензину А-80 та збільшення виробництва бензину А-95).

Завод працював з рентабельністю менше 1%; **прибуток** – 118 млн. грн., що приблизно відповідає рівню 2004р., але значно нижче планового показника (262 млн. грн.). Перерахував податків і зборів на суму понад 1 млрд. грн.

НПЗ, як і інші заводи, відчутно потерпав від дефіциту обігових коштів через заборгованість держави з повернення ПДВ: у червні борг держави досяг 400 млн. грн. Це примусило підприємство у вересні відновити роботу за давальницькими схемами. У цілому за рік на НПЗ поставлено на давальницьких умовах 1 205,1 тис. т нафти (20,5% загального обсягу).

ПЛАНИ РЕКОНСТРУКЦІЙ/МОДЕРНІЗАЦІЇ

У 2004р. акціонери з боку Татарстану рекомендували залучити до реконструкції заводу компанію *LG International Corporation* (Південна Корея), яка розробила відповідне ТЕО проекту. 18 січня 2005р. між компаніями *LG*, "Укртатнафта" і НАК "Нафтогаз України" підписаний меморандум про реалізацію цього проекту у два етапи. Перший: підвищення якості бензинів і дизельних палив, приведення її до європейських стандартів (вартість робіт до \$180 млн.). Другий: кардинальна реконструкція НПЗ вартістю близько \$1,5 млрд. Після завершення другого етапу глибина переробки нафти на НПЗ мала складати близько 90%.

Однак, у квітні 2005р. нове керівництво НАК фактично відмовилося від цих планів. Голова правління НАК "Нафтогаз України" О.Івченко заявив, що ціни і вартість робіт істотно завищені. Було вирішено оголосити відкритий тендер проектів модернізації НПЗ, в якому на загальних підставах могла б брати участь і *LG*.

Наприкінці травня 2005р. керівництво "Укртатнафти" заявило про початок підготовки до тендеру на проведення першого етапу модернізації. Умови тендеру обіцяли оголосити до 25 травня 2005р., визначити переможця – до 1 червня 2005р. Однак терміни постійно переносилися, лише наприкінці року тендерний комітет підготував необхідну документацію. 10 листопада 2005р. були прийняті уточнення до плану заходів першого етапу модернізації і "Положення про проведення тендерів і тендерний комітет ЗАТ "Укртатнафта". Однак, про результати проведення тендеру компанія так і не оголосила. Зрив початку реконструкції пов'язаний, насамперед, із загальним погіршенням ситуації в галузі, що призвело до зниження зацікавленості акціонерів підприємства в реконструкції.

У 2006р. на НПЗ мають намір продовжити роботу в рамках реалізації першого етапу проекту модернізації виробничих потужностей, який передбачає: (1) будівництво установок гідроочищення бензинів каталітичного крекінгу та реконструкцію установок гідроочищення дизельних палив (ЛЧ-24-7/68) – з метою зменшення вмісту сірки у світлих нафтопродуктах; (2) будівництво установок ізомеризації бензинів – з метою збільшення виробництва високооктанових бензинів.

¹ Як зазначалося вище, за однією з міжнародних класифікацій, завод віднесений до категорії D, проте, оскільки він не має стадії гідрокрекінгу, то більш коректним є віднесення його до категорії В.

² У вересні 2005р. Вищий господарський суд України визнав незаконним продаж 18,296% акцій ЗАТ "Укртатнафта". Суд задовольнив касаційну скаргу НАК "Нафтогаз України" про визнання недійсним пункту 5.3 Договору про створення та діяльність ЗАТ "Укртатнафта" в частині оплати компаніями *AmRuz Trading AG* та *Sea Group International* акцій ЗАТ векселями. Ці компанії оскаржили рішення Вищого господарського суду України у Верховному Суді України. Станом на 23.02.2006р. Верховний Суд України не ухвалив рішення з цього питання. На сьогодні татарській стороні підконтрольні рада директорів та правління підприємства. Пакет акцій "Укртатнафти" має бути повернений державі, яка отримає контроль на НПЗ (понад 60% акцій) та буде мати значний вплив на роботу ринку нафтопродуктів в Україні.

Лисичанський НПЗ (ТОВ "ЛИНОС")

Завод збудований у 1976р. Належить до категорії В (НПЗ з напівскладною схемою переробки). Працює з українською і російською нафтою.

Власність: приватизований у 2000р.; російсько-британська компанія "Тюменская нефтяная компания-British Petroleum (ТНК-ВР)"³.

РОБОТА У 2005р.

Виробничі показники, порівняно з 2004р., **знизилися**.

Лисичанський НПЗ – єдиний, що у 2005р. не працював за давальницькими схемами.



Чистий дохід за рік — 1 797,32 млн. грн. **Чистий прибуток** — 3,62 млн. грн.

У липні 2005р. введена в експлуатацію установка ізомеризації бензинів (проектна потужність 300 тис. т/рік, вартість майже \$20 млн. – найбільше капіталовкладення компанії за останні п'ять років). Установка дозволяє довести якість більшості високооктанових бензинів до рівня європейського стандарту EN228-2000 за вмістом ароматичних вуглеводнів, бензолу та сірки.

Отримання нових бензинових добавок – ізомеризату та ізопентану – збільшило вихід високооктанових марок бензинів до 86% за одночасного покращення їх якості та екологічних характеристик. У цілому, за рік виробництво бензину А-95 зросло на 4% порівняно з 2004р., А-98 – на 5%, а виробництво низькооктанового А-80 – скоротилося.

Під час щорічного планового ремонту (9 квітня - 21 травня 2005р.) замінені каталізатори на установках каталітичного крекінгу і риформінгу, а також фізично зношене устаткування і системи управління каталітичного крекінгу і ЕЛОУ АВТ-8-№2, проведено очищення теплообмінного обладнання.

ПЛАНИ РЕКОНСТРУКЦІЙ/МОДЕРНІЗАЦІЇ

На 2006р. заплановані інвестиції у \$39 млн. Найбільший об'єкт інвестування – будівництво установки біохімічного очищення стічних вод (вартість \$9,81 млн.; у т.ч. у 2006р. – \$6,6 млн.; термін завершення будівництва і введення в експлуатацію – кінець 2006р.). Інші напрями роботи: програма енергозбереження, програми з охорони праці і промислової безпеки, програми з випереджальної заміни устаткування.

Розглядаються кілька варіантів розвитку підприємства на найближчі п'ять і 10 років. Проте, через невизначеність на внутрішньому ринку України, не прийнятний жоден варіант плану модернізації.

³ У 2000р. російська компанія "ТНК" (Тюменская нефтяная компания) в особі її українського підрозділу "ТНК-Україна-Інвест" стала переможцем приватизаційного конкурсу. Після злиття компаній "ТНК" та ВР (British Petroleum) об'єднана компанія отримала назву "ТНК-ВР".

Надвірнянський НПЗ (ВАТ "Нафтохімік Прикарпаття")

Підприємство засноване в 1902р. Належить до категорії А (НПЗ з простою схемою переробки). Працює з українською і російською нафтою.

Власність: структури, афілійовані з "Приватбанком" (близько 60% акцій); державний пакет – 26%.

РОБОТА У 2005р.

Єдине підприємство, що продемонструвало **позитивну** динаміку виробничих показників.



Чистий дохід за рік – 1 361 млн. грн.; **чистий прибуток** – 78,8 млн. грн.

У 2005р. НПЗ був приєднаний до магістрального нафтопроводу "Дружба" (до цього завод був єдиним в Україні, що забезпечувався нафтою за допомогою залізниці та автомобільного транспорту). Економія на транспортуванні нафти трубопроводом перевищить \$6/т⁴.

ПЛАНИ РЕКОНСТРУКЦІЙ/МОДЕРНІЗАЦІЇ

За даними Мінпаліверенерго України, на заводі необхідно модернізувати та збудувати наступні установки: первинної переробки нафти (потужність – 2 500 тис. т/рік; вартість – \$4,5 млн.); гідроочищення дизпалива (600 тис. т/рік; вартість – \$15 млн.); ізомеризації (200 тис. т/рік; вартість – \$6 млн.); бітумну (200 тис. т/рік; вартість – \$4 млн.); каталітичного риформінгу (300 тис. т/рік; вартість – \$15 млн.).

У 2008р. планується ввести в експлуатацію установку гідроочищення дизельного палива (вартість – \$70-75 млн.), що дозволить виробляти дизпаливо, відповідне європейським стандартам (вміст сірки – 0,005%). Заплановане також будівництво установки ізомеризації бензинів. Детальний план модернізації та реконструкції не розроблений.

17 жовтня 2005р. на НПЗ відбулися збори акціонерів, які вирішили 85% прибутку за 2004р. спрямувати на розвиток підприємства, в т.ч. на проекти з модернізації. На цей час за допомогою американської компанії UOP, що має досвід роботи з Шебелинським ГПЗ, розроблені попередні проекти будівництва на НПЗ установок гідроочищення дизпалива та ізомеризації бензинів.

⁴ Будівництво Жулин-Надвірна розпочато у квітні 2003р. Загальна вартість проекту склала 185 млн. грн. (з них 42 млн. грн. – власні кошти НПЗ, решта – ВАТ "Укртранснафта"). Введення в експлуатацію трубопроводу кілька разів переносилось, але, зрештою, відбулося 7 вересня 2005р. Довжина першої черги трубопроводу складає 78 км, потужність – 2,1 млн. т/рік. Другу чергу нафтопроводу довжиною 32 км планується ввести в експлуатацію у 2008р.

Базові показники роботи НПЗ України у 2005р. та після реконструкції

НПЗ	Номінальна потужність з первинної перегонки після реконструкції, млн. т/рік	Глибина переробки нафти, %		Коефіцієнт використання потужностей, %
		Фактична, 2005р.	Після реконструкції	
Дрогобицький	3,2	62,0%	80% (друга стадія – 92%)	32,1%
Кременчуцький	18,6	72,2%	90%	32,2%
Лисичанський	16,0	71,5%*	75%	37,6%
Надвірнянський	2,6	60,0%	72%	79,5%
Одеський	3,6	57,0%	80%	38,1%
Херсонський	7,1	48,0%	92%	12,4%
Всього (середнє значення)	51,1	(61,8%)	-	(38,7%)

* За офіційними даними, фактична глибина переробки нафти Лисичанським НПЗ становить 71,5%; за даними керівництва самого Лисичанського НПЗ – 65,1%.

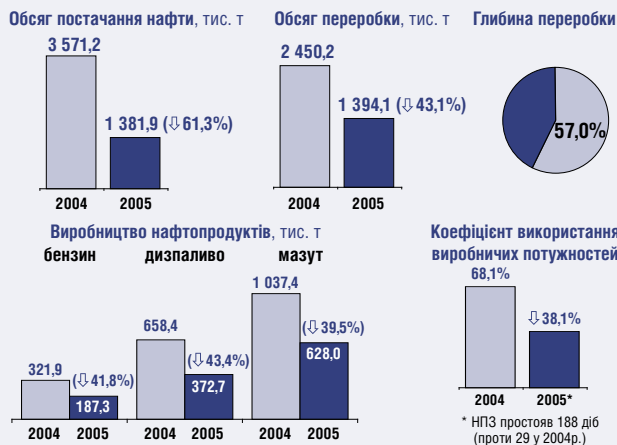
Одеський НПЗ (ВАТ “ЛУКойл-Одеський НПЗ”)

Завод збудований у 1937р., відновлений після війни – в 1949р.⁵; з 1964р. постійно здійснюється реконструкція технологічного обладнання. **Належить до категорії А** (НПЗ з простою схемою переробки).

Власність: приватизований у 1999р.; контрольний пакет акцій (51,9%) – компанія “ЛУКойл” (Росія). На цей час підприємство належить до складу холдингу “ЛУКойл-Україна”.

РОБОТА У 2005р.

Виробничі показники, порівняно з 2004р., **знизилися**.



У структурі виробництва нафтопродуктів частка бензину зросла, дизпалива – незначно скоротилася, що зумовлено збільшенням завантаження установок ізомеризації (введена в експлуатацію у червні 2004р.).

Херсонський НПЗ (ВАТ “Херсоннафтопереробка”)

Введений в експлуатацію у 1938р.; частково реконструйований у 1971-1975рр. **Належить до категорії А** (НПЗ з простою схемою переробки). Третій в Україні за потужністю – встановлена (паспортна) потужність заводу складає 7,1 млн. т/рік. Виробництво: бензини А-76, А-80, А-92, А-95, А-98; зимове дизельне паливо; мазут; бітуми; кокс; стиснений газ тощо. Завод працює з російською нафтою (останнє надходження казахстанської нафти – 2003р.). Постачання нафти здійснюється нафтопроводом і залізничним транспортом.

Власність: приватизований у 2000р.; головний акціонер (60% + 1 акція) – ЗАТ “Торговий дім “Укрнафтопродукт” (99% акцій належить нафтовій компанії “Казахойл”, Казахстан); знаходиться в управлінні ВАТ “Група Альянс” (Росія)⁶.

Приватизаційні зобов’язання власниками заводу виконані.

РОБОТА У 2005р.

Виробничі показники, порівняно з 2004р., **знизилися**.



Чистий збиток за рік – 20 194 800 грн.

1 серпня 2005р. завод був зупинений для проведення планового профілактичного ремонту, що мав тривати до 31 серпня. Основна частина ремонтних робіт була зосереджена на технологічній установці АВТ-2, товарному парку та естакаді наливу темних нафтопродуктів. Однак, підприємство так і не відновило роботу, оголосивши про реконструкцію.

⁶ 27,6% акцій ВАТ належить компанії “Альянс-Україна”, яка належить до російської нафтової компанії “Група Альянс”, 60% – ЗАТ “Торговий дім “Укрнафтопродукт”, яка належить казахській компанії ЗАТ “Казахойл-Україна”. “Альянс” за домовленістю з “Казахойлом” управляє заводом з кінця 2000р.

Комісія Мінпаливенерго України в січні 2006р. підтвердила виконання компанією “ЛУКойл-Одеський НПЗ” її зобов’язань з модернізації: ведеться реконструкція установок первинної переробки нафти та підготовка майданчика під установку вісбрекінгу, яку планується ввести в експлуатацію у 2007р.

ПЛАНИ РЕКОНСТРУКЦІЇ/МОДЕРНІЗАЦІЇ

26 липня 2005р. відбулася презентація проекту реконструкції заводу, яким передбачено:

збудувати:

- комплекс каталітичного крекінгу (потужність – 700 тис. т; вартість – \$117 млн.);
- установку гідроочищення вакуумного газойлю (потужність – 800 тис. т; вартість – \$85 млн.);
- установку гідроочищення бензину (потужність – 350 тис. т; вартість – \$17 млн.);
- установку виробництва сірки (потужність – 20 тис. т; вартість – \$17 млн.);
- установку виробництва водню (потужність – 10 тис. т; вартість – \$24 млн.);
- установку виробництва МТБЕ (потужність – 20 тис. т; вартість – \$11 млн.);
- енергоблок (потужність – 40 МВт; вартість – \$55-60 млн.);
- установку вісбрекінгу;

реконструювати:

- комплекс гідроочищення дизельного палива (\$5 млн.);
- установку АВТ (\$7 млн.);
- загальнозаводське господарство (\$36 млн.).

Після модернізації потужність НПЗ буде складати 2,8 млн. т/рік, глибина переробки зросте до 80%. Частка світлих нафтопродуктів у загальному обсязі виробництва збільшиться з 43% до 65%. Щорічний обсяг виробництва високооктанових бензинів зросте майже у 2,5 рази і складе близько 740 тис. т, дизпалива стандарту Euro-III – близько 960 тис. т. Буде розпочате виробництво авіаційного керосину марки Jet A-1 відповідно до міжнародних стандартів.

⁵ Під час війни 1941-1945рр. обладнання заводу було демонтовано і відправлено у м.Сизрань (Росія), де було збудовано Сизранський НПЗ.

ПЛАНИ РЕКОНСТРУКЦІЇ/МОДЕРНІЗАЦІЇ

Часткова реконструкція НПЗ розпочалася з 2001р. До 2003р. підприємство освоїло випуск бензинів А-92 і А-95, зимового дизельного палива; у травні 2004р. введений в експлуатацію вакуумний блок установки первинної переробки нафти АВТ-2, що дозволило почати виробництво на експорт вакуумного газойлю і гудрону.

У 2003р. на замовлення НК “Альянс” американська компанія *ABB Lummus Global* розробила майстер-план реконструкції, який восени 2004р. був затверджений радою директорів НК “Альянс” (загальна вартість проекту – \$311 млн.).

Однак, виконання майстер-плану модернізації заводу було зірване і протягом 2005р. на НПЗ здійснювалося лише розширення допоміжного виробництва: на початку лютого введений в експлуатацію пункт наливу в автоцистерни високооктанових бензинів А-95 і А-98 (загальний обсяг інвестицій у спорудження об’єкту – 1,1 млн. грн.).

Водночас, розробки плану реконструкції та модернізації продовжувалися: в лютому 2005р. з компанією *ABB Lummus Global* підписано контракт на розробку інтегрованого базового проекту реконструкції заводу; в червні 2005р. компанією *ABB Lummus Global* буде завершено розробку проекту реконструкції НПЗ, після чого планувалося вирішити питання її фінансування.

1 березня 2006р. у Херсоні відбулася презентація Програми реконструкції ХНПЗ, розрахованої на 2007-2010рр. Орієнтовна вартість запланованих робіт – понад \$500 млн.

Програма передбачає будівництво:

- установок гідрокрекінгу з переробки вакуумного газойлю та важких дистилатів (потужність – 950 тис. т/рік);
- блоку ізомеризації бензинів (потужність – 90-150 тис. т/рік);
- установок гідроочищення реактивного та дизельного палива (забезпечити вихід продукції із вмістом сірки не вище 0,005%);
- установок розділення риформату та гідрірування бензолу (потужність – 300 тис. т/рік);
- установок виробництва водню;
- установок виробництва сірки (потужність – 100 т/добу);

реконструкцію:

- установок коксування;
- установок первинної переробки АВТ-2.

Після реконструкції обсяг переробки нафти складе 2,5 млн. т/рік; глибина переробки – 92%; вихід світлих нафтопродуктів – 83% (їх якість буде відповідати існуючим та перспективним стандартам України і ЄС, а також вимогам промислової та екологічної безпеки). Передбачається, що з 2011р. НПЗ матиме гнучку схему виробництва та залежно від потреби випускатиме більш дороге паливо стандарту Euro-IV або більш дешеве – стандартів Euro-II, Euro-III.

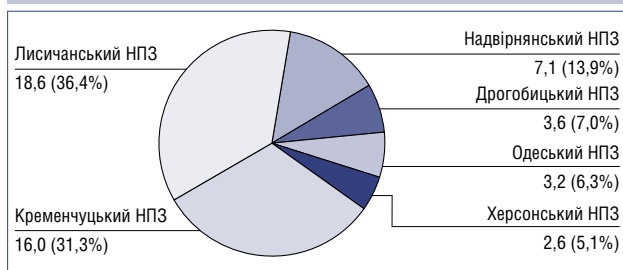
Чисельність працівників становитиме близько 1 300 осіб. Щорічні податкові відрахування всіх рівнів перевищуватимуть 1,3 млрд. грн. Сумарний обсяг інвестицій в економіку України перевищить 3 млрд. грн.

НПЗ планує зайняти 12,5% українського ринку нафтопереробки та 22% ринку нафтопродуктів.



Сумарна номінальна потужність НПЗ становить понад 50 млн. т/рік (діаграма “Номінальна потужність НПЗ України з переробки нафти”)³⁸. Номенклатура продукції нараховує понад 100 найменувань.

Номінальна потужність НПЗ України з переробки нафти,
млн. т/рік (%)



Загалом, у роботі НПЗ України останніх десятиліть можна вирізнити три етапи.

Перший: 1980-і роки, коли українські НПЗ працювали з максимальним використанням потужностей. Так, у 1985р. первинна переробка нафти склала 59,9 млн. т; було вироблено: 10 млн. т бензинів; 14,6 млн. т дизельного палива; 25,5 млн. т мазуту (крім інших нафтопродуктів). На цьому етапі виробництво нафтопродуктів набагато перевищувало потреби внутрішнього ринку України; значна частина продукції (насамперед, мазуту) експортувалася до європейських країн.

Другий: 1991-2000рр., коли обсяги нафтопереробки стало зменшувалися. У 2000р. зафіксовані рекордно низькі рівні виробництва: обсяг первинної переробки нафти склав лише 9,1 млн. т; було вироблено: 2,1 млн. т бензинів; 2,7 млн. т дизельного палива; 2,7 млн. т мазуту. Отже, порівняно з 1985р., обсяги первинної переробки нафти скоротилися майже в сім

разів, виробництво бензинів – майже вп'ятеро, дизельного палива – більш ніж уп'ятеро, мазуту – більш ніж у дев'ять разів. Обсяги виробництва основних нафтопродуктів впали до рівня, який не задовольняв навіть внутрішній попит (за винятком мазуту).

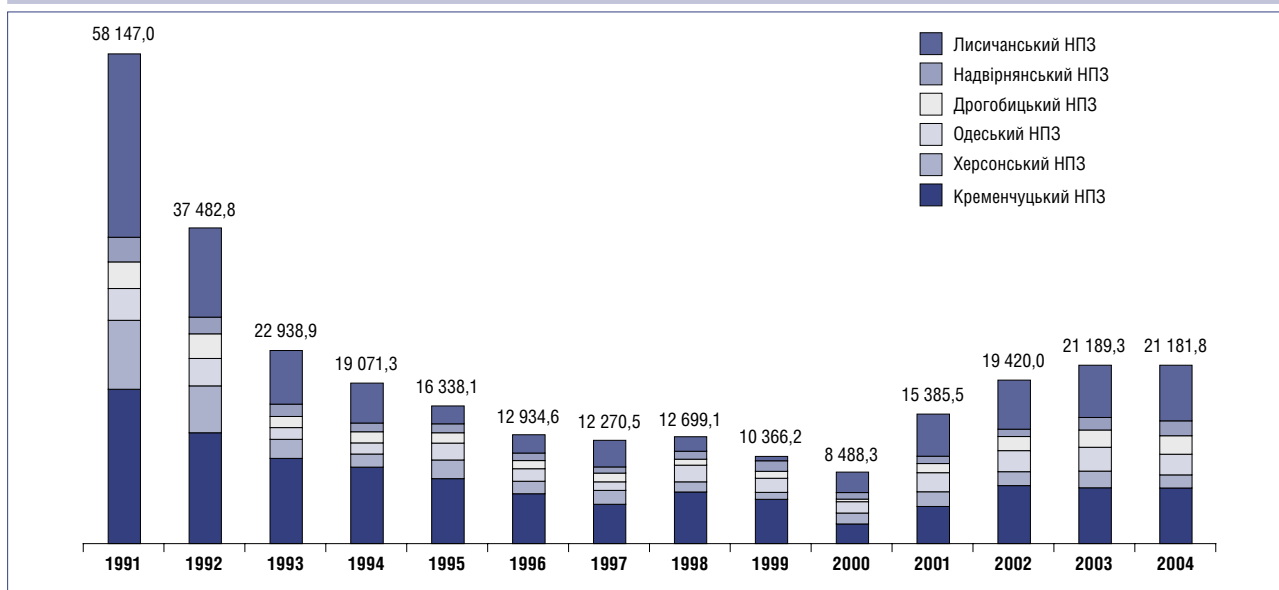
Третій, сучасний етап започаткований приватизацією найкрупніших НПЗ України, здійсненою переважно у 2000р. З 2001р. відзначається поживлення роботи нафтопереробної галузі: зростають обсяги первинної переробки нафти (діаграма “Переробка нафти на НПЗ України в 1991-2004рр.”) та відповідно – виробництва основних нафтопродуктів. У 2002р., як свідчать дані, наведені вище, потреби внутрішнього ринку могли бути задоволені за рахунок вітчизняного виробництва, а виробництво мазуту перевищило внутрішнє споживання більш ніж учетверо.

Проте, повною мірою сподівання на приватизацію галузі не справдилися (врізка “Приватизація НПЗ України: сподівання і реалії”, с.20). Фактично, нафтопереробний сектор України сьогодні не є єдиним керованим промисловим комплексом, орієнтованим на сприйняття та запровадження нових технологій, мінімізацію втрат сировини, досягнення європейських стандартів якості нафтопродуктів і нарощування їх експорту до країн Європи.

Обсяги і джерела постачання сировини. За наявності значних нафтопереробних потужностей, Україна не має відповідних запасів сировини. Видобуток нафти протягом 1991-2000рр. стало знижуватися (в 1990р. видобуто 5,3 млн. т, у 2000-2002рр. – 3,7 млн. т), а останнім часом стабілізувався на рівні приблизно 4 млн. т/рік, що становить близько 8% сумарної потужності НПЗ, або приблизно 20% потреби внутрішнього ринку³⁹.

Отже, нафтопереробна галузь України є високою мірою залежною від імпорту сировини. А якщо врахувати, що імпорт надходить з єдиного джерела – Росії,

Переробка нафти на НПЗ України в 1991-2004рр.,
тис. т



³⁸ Офіційні дані про реальні потужності нафтопереробки в Україні відсутні.

³⁹ Падіння обсягів видобутку нафти в Україні відзначається з кінця 1970-х років – внаслідок значної вичерпаності родовищ.

ПРИВАТИЗАЦІЯ НПЗ УКРАЇНИ: СПОДІВАННЯ І РЕАЛІЇ

Станом на кінець 1990-х років, на території колишнього СРСР працювали 48 НПЗ сумарною потужністю понад 500 млн. т/рік. Після розпаду Союзу Україна отримала у спадок шість НПЗ загальною потужністю 62 млн. т/рік¹ (у 1989р. обсяг переробки нафти на українських НПЗ досягав 60 млн. т). Українська нафтопереробна промисловість забезпечувала 90% внутрішньої потреби в нафтопродуктах².

З 1992р. спостерігається різке падіння виробництва, зумовлене насамперед зменшенням постачань нафти (діаграма “Переробка нафти на НПЗ України в 1991-2004рр.”, с.19).

З іншого боку, постала проблема асортименту та якості нафтопродуктів, як призначених на експорт, так і для внутрішнього споживання, – що зумовлювало потребу реструктуризації галузі та модернізації виробничих потужностей.

Ця проблема була спільною для нафтопереробних підприємств усього пострадянського простору, і фактично в усіх нових країнах вона вирішувалася в умовах значного тиску з боку монопольного постачальника сировини – Росії, чії компанії намагалися забезпечити максимальну участь у приватизації НПЗ пострадянських республік.

Проте, наприклад, Литва, попри спроби Росії у 2000р. припинити постачання нафти на Мажейкяйський НПЗ, зуміла зберегти контроль над підприємством і після купівлі контрольного пакету його акцій компанією *ЮКОС* домогтися його модернізації. В результаті, Литва має сьогодні НПЗ європейського рівня з глибиною переробки понад 90%, який виробляє бензини та дизельне паливо, що відповідають стандартам *Euro-III-IV*.

Модернізацію НПЗ, починаючи з 1995р., здійснювала Білорусь. Станом на 2004р., країна володіє двома сучасними НПЗ (Мозирським і Новополоцьким) сумарною потужністю понад 20 млн. т/рік.

Реконструкція і модернізація мала стати головною тенденцією розвитку нафтопереробної галузі і в Україні. В 1993р. була розроблена відповідна програма, якою передбачалося до 1998р. здійснити реконструкцію українських НПЗ (загальна вартість робіт оцінювалася в \$1,5 млрд.; термін окупності – чотири роки)³.

Програма дозволяла підвищити глибину переробки нафти до 72% та за умови переробки 40 млн. т нафти щорічно – повністю задовольнити потреби внутрішнього ринку в усіх видах нафтопродуктів, а також частину з них спрямувати на експорт для отримання підприємствами коштів на закупівлю сировини. Програма передбачала також здійснення комплексу природоохоронних заходів, що давали можливість знизити на 40% викиди шкідливих речовин у повітря та зменшити майже на 100 тис. т/рік викиди сполук свинцю і сірки від вихлопних газів автомобільного транспорту⁴.

Однак, програма виконана не була. Натомість, ситуація в галузі невпинно погіршувалася: в 1999р. обсяг переробки нафти на НПЗ України впав до 10 млн. т; у 2000р. – 8,5 млн. т.

У цій ситуації було прийняте рішення про приватизацію НПЗ. Постановами Кабінету Міністрів України “Про забезпечення надходження коштів від приватизації до Державного бюджету України у 1999р.” №418 від 18 березня 1999р. та “Про переліки відкритих акціонерних товариств, пакети акцій яких підлягають продажу в 2000р.” №68 від 18 січня 2000р. передбачався продаж пакетів акцій Одеського, Херсонського та Лисичанського НПЗ.

Таким чином, у 1999-2000рр. відбулася приватизація трьох крупних підприємств галузі, які фактично потрапили під контроль російських нафтових компаній: Лисичанський НПЗ – російсько-британської “*Тюменская нефтяная компания-British Petroleum (ТНК-ВР)*”, Одеський – російської “*ЛУКОЙЛ*”. ЗАТ “Торговий дім “Укрнафтопродукт”, який придбав пакет акцій Херсонського НПЗ відразу передав управління підприємством російській компанії “*Група-Альянс*”.

На перший погляд, приватизація НПЗ іноземними компаніями, які мали власні значні обсяги нафти, виглядала досить логічною. Дійсно, починаючи з 2001р., поставки нафти на НПЗ почали поступово зростати: з 8,5 млн. т у 2000р. до понад 21 млн. т у 2003-2004рр. Збільшення обсягів переробки нафти і виробництва товарної продукції дозволило майже повністю забезпечити власною продукцією потреби внутрішнього ринку. Значно зросли також обсяги експорту нафтопродуктів.

Проте, неадекватність інвестиційних вимог потребам реконструкції і модернізації НПЗ, неналежний контроль з боку держави над виконанням новими власниками їх інвестиційних зобов'язань, значний рівень тінізації усіх складових нафтового сектору в Україні, відсутність державної політики впровадження європейських вимог до викидів автотранспорту та стандартів якості палив призвели до того, що **нові власники НПЗ фактично лише підтримували виробничі потужності у робочому стані; переважні частки інвестицій спрямовувалися на розширення збутової інфраструктури (купівлю та будівництво АЗС). За п'ятирічний період після приватизації на більшості українських НПЗ заходи з реконструкції (модернізації) та підвищення якості палив не здійснені.**

Водночас, під контроль російських компаній потрапляє і вітчизняний ринок нафтопродуктів. А якщо врахувати, що одночасно з приватизацією українських НПЗ були запроваджені досить високі мита на імпорт нафтопродуктів, то стає очевидним, що для них були створені фактично виняткові умови як для безконкурентного розвитку, так і для монополізації ринку нафтопродуктів. У 2004р. частка нафтопродуктів НПЗ України на внутрішньому ринку досягла 90%. Цього ж року Антимонопольний комітет України встановив колективну монополію компаній “*Линос*” та “*Укртатнафта*” на ринку бензинів, а також ТД “*ТНК-Україна*” – на ринку оптової торгівлі бензином⁵.

Контроль російських компаній над українською нафтопереробною галуззю та внутрішнім ринком нафтопродуктів визнається і російською стороною. Так, у Концепції взаємовідносин між Російською Федерацією та Україною в міжпарламентській сфері констатується: “Російські компанії контролюють чотири з шести найбільших нафтопереробних заводів (Кременчуцький, Лисичанський, Херсонський та Одеський). Компанії “*Альянс*”, *ТНК-ВР* домінують на ринку нафтопродуктів. Нафтопереробні заводи в Україні працюють на російській сировині. Лисичанський НПЗ “*Линос*” контролює ТНК, Одеський НПЗ разом із севастопольською нафтоперевалочною базою і нафтохімічний концерн “*Оріана*” – “*ЛУКОЙЛ*”, Кременчуцький НПЗ перейшов до “*Татнафти*”, а Херсонський НПЗ – до московської “*Групи Альянс*”⁶.

¹ *Нефтеперерабатывающая промышленность. Обзор отрасли.* – РосБизнесКонсалтинг, январь 2003, с.2.

² *Нефтеперерабатывающая промышленность России – итоги 2003года.* – Санкт-Петербург, Информационное агентство *INFOLine*, 2004, с.2.

³ Затверджена Постановою Кабінету Міністрів України “Про заходи щодо поглиблення переробки нафти”, №774 від 21 вересня 1993р. Пізніше (11 червня 1994р.) була прийнята також окрема Постанова Кабінету Міністрів України “Про реконструкцію Надвірнянського нафтопереробного заводу” №388.

⁴ Зокрема, на Кременчуцькому НПЗ передбачалося будівництво установки гідрокрекінгу потужністю 1 500 тис. т/рік, вісбрекінгу гудрону (1 600 тис. т); на Херсонському – установки каталітичного крекінгу (600 тис. т); Одеському – комплексу каталітичного крекінгу (1 500 тис. т); Дрогобицькому – паливного комплексу з виробництва високооктанового бензину з блоком ізомеризації бензину та гідроочищення дизельного палива (3,4 млн. т); Надвірнянському – комплексу гідрокрекінгу (35,5 млн. т); Лисичанському НПЗ – установки вісбрекінгу (1 600 тис. т). Див.: Бурлака Г. Стагнація нафтопереробки України – следствие неэффективной приватизации ее НПЗ. – Нефтегазовая вертикаль, 2005, №11, с.33.

⁵ Мороз С. Нельзя все события, происходящие на рынке, объяснять нарушениями конкуретного законодательства. – Терминал, 20 февраля 2006г., с.5.

⁶ Концепция взаимоотношений между Российской Федерацией и Украиной в межпарламентской сфере. Проект. – Москва, Российская Академия наук, Институт экономики, Центр проблем интеграции, 2006, с.14.

то слід визнати, що ця залежність має критичний характер⁴⁰. Так, у 2005р. на НПЗ України було перероблено 19 млн. т нафти: 4,3 млн. т (22,6%) становила сировина власного видобутку; решту (14,7 млн. т, або 77,4%) – імпорт із Росії.

Слід додати, що залежність української нафтопереробної галузі від постачань з Росії має ще один проблемний аспект – технологічну зорієнтованість вітчизняних НПЗ на переробку саме російської “важкої” нафти, що є однією зі значимих перешкод диверсифікації джерел постачання нафти до України⁴¹.

Залежність галузі від імпоротної сировини була одним з аргументів на користь приватизації нафтопереробних підприємств. Вважалося, що інвестори-нафтові компанії забезпечать переробні потужності потрібними обсягами нафти. Проте, цього не сталося.

Постачання нафти з Росії здійснюється на підставі Міжурядової угоди з РФ про співробітництво в розвитку паливно-енергетичних комплексів від 7 вересня 1994р.⁴². До названої угоди щороку підписується протокол, яким встановлюються конкретні річні обсяги поставок. У 2005р. протокол так і не був підписаний (запит української сторони складав 22,2 млн. т). У грудні 2005р. Україна надіслала російській стороні свій варіант протоколу із запитом на 22 млн. т, але відповіді до цього часу немає⁴³. Втім, поставки поки що не припиняються; очікується, що у 2006р. обсяг переробки складатиме 17-18 млн. т.

Водночас, така ситуація невизначеності жодним чином не сприяє стійкій роботі та планомірному розвитку галузі. За експертними оцінками, Україна як експортний ринок є для російських нафтових компаній другорядним, постачання на НПЗ України здійснюються фактично за залишковим принципом⁴⁴.

Проте, Україна продовжує планувати нарощування імпорту сировини. Згідно з Енергетичною стратегією України на період до 2030р., у довгостроковій перспективі передбачається подвоїти обсяги імпорту нафти: з 14,7 млн. т у 2005р. до 30,4 млн. т у 2030р. (таблиця “Прогнозний баланс видобутку, імпорту та споживання нафти”⁴⁵). Споживання для внутрішніх потреб становитиме 23,8 млн. т; власний видобуток – 5,4 млн. т, видобуток за межами України – 9,2 млн. т. Отже потреба в імпорті для задоволення внутрішніх потреб складатиме 9,2 млн. т, решту (21,2 млн. т) планується переробляти з метою експорту нафтопродуктів.

Технології переробки. Нафтопереробна промисловість України створювалася переважно в 1950-х роках і була зорієнтована насамперед на переробку російської нафти та виробництво мазуту для експорту до європейських країн. Тому перші українські НПЗ

Прогнозний баланс видобутку, імпорту та споживання нафти, млн. т

	2005	2010	2015	2020	2030
Видобуток нафти	4,3	8,7	9,3	10,9	14,6
у т.ч.:					
• видобуток із власних запасів	4,3	5,1	5,3	5,3	5,4
• видобуток за межами України*	0,0	3,6	4,0	5,6	9,2
Імпорт	14,7	23,3	26,7	29,1	30,4
Споживання (разом з переробкою для експорту)	19,0	32,0	36,0	40,0	45,0
Споживання для внутрішніх потреб	18,0	19,3	20,9	21,0	23,8

* Видобуток нафти українськими компаніями за межами України.

мали просту схему переробки (категорія А), а глибина переробки нафти на рівні 50-53% цілком відповідала зазначеній меті. На той час це було економічно виправданим, оскільки вартість нафти в ЄСРП була значно нижчою від світових.

З часу набуття Україною незалежності завдання нафтопереробки змінилися. Проте, як зазначалося вище, відповідна реструктуризація галузі, модернізація НПЗ здійснені не були, внаслідок чого технологічні характеристики НПЗ України залишаються низькими.

Станом на початок 2006р., глибина переробки нафти на НПЗ України становить у середньому 62%. Для порівняння: у країнах з розвинутою нафтопереробкою – 85-90%; у США – до 92%. Вихід світлих нафтопродуктів не перевищує 65%.

Потужності вторинних процесів складають 47% первинних і представлені переважно каталітичним риформінгом бензинів та гідроочищенням дизельного палива, що не дозволяє забезпечити високу глибину переробки нафти та виробництво високоякісних моторних палив.

Потужності з поглибленої переробки (крекінг і коксування) становлять лише 9,6% атмосферної перегонки (тоді як у країнах Західної Європи – майже 37%, у США – понад 60%, що дозволяє отримувати 90% і більше вихід світлих продуктів; у Росії – майже 14%)⁴⁶.

Процеси, що підвищують якість базових компонентів моторних палив (наприклад, гідроочищення дизельного палива), використовуються на трьох з шести НПЗ, а установок ізомеризації, необхідних для виробництва високооктанових бензинів з низьким вмістом ароматичних вуглеводнів, – лише на двох (Одеський та Лисичанський НПЗ).

⁴⁰ До 2003р. на НПЗ України надходила також казахстанська нафта, проте надалі ці постачання були припинені. На цей час на НПЗ України надходять і переробляються такі сорти нафти: українська малосірчана (вміст сірки – до 0,6%); російська експортна суміш *Urals* (вміст сірки – до 1,8%), високосірчана нафта з Татарстану (3,5%).

⁴¹ Докладніше див. статтю О.Свердлова, Л.Нестера, С.Ягодовського, О.Підзирайла “Актуальні проблеми нафтопереробної галузі України”, вміщену в цьому журналі.

⁴² У 2003р. Росія та Україна підписали також спільний баланс нафти до 2020р., де питання щорічних поставок нафти, в принципі, врегульовані. Однак, вони також повинні щороку уточнюватися шляхом підписання Міжурядового протоколу, в якому вказуються конкретні обсяги поставок нафти.

⁴³ Прем’єр-міністр України Ю.Схануров доручив Мінпаливенерго, Мінекономіки, МЗС, НАК “Нафтогаз України” вжити заходів для прискорення підписання протоколу відносно поставок нафти на 2006р. та забезпечити своєчасну підготовку протоколу на 2007р.

⁴⁴ Так, аналітики агентства *Argus* стверджують: у першу чергу російські компанії “намагаються експортувати свою сировину до країн далекого зарубіжжя, потім поставляти його на внутрішній ринок, і лише потому – на українські заводи, практично за залишковим принципом”. Див.: Море удовольствия. – Термінал, 25 апреля 2005г., с.5.

⁴⁵ Енергетична стратегія України на період до 2030р., с.32.

⁴⁶ Бурлака Г. Про причини кризових явищ на ринку нафтопродуктів України. – Дзеркало тижня, 25 червня 2005р., с.8.

Становище ускладнюється високим рівнем зношеності обладнання, що становить 60-70% та зорієнтованістю технологій переробки на сировину невисокої якості (врізка “Якість російської нафти”).

Загалом, за рівнем технології вітчизняні нафтопереробні заводи належать до найбільш застарілих у світі.

Якість нафтопродуктів. Якість переважної частини вітчизняних нафтопродуктів не відповідає світовим стандартам – як внаслідок недоліків технології виробництва, так і через низькі вимоги національних стандартів, неналежний контроль та відсутність послідовної державної політики у сфері впровадження відповідних європейських стандартів (і тим самим – спонукання нафтовиробників і власників до модернізації підприємств). Більше того, протягом багатьох років окремим НПЗ офіційно надаються дозволи на виробництво палива, що не відповідає навіть національним, досить “м’яким” стандартам.

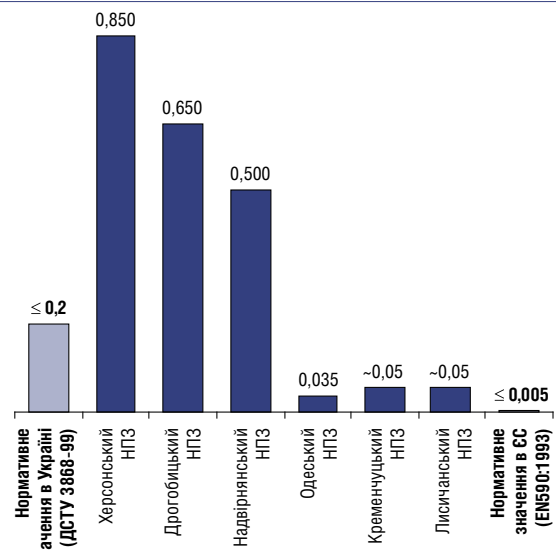
Наприклад, за вмістом сірки, відповідає національним стандартам ДСТУ 3868-99 (“Паливо дизельне: технічні умови”) та ДСТУ 4063-01 (“Бензини автомобільні: технічні умови”) лише продукція Кременчуцького, Одеського та Лисичанського НПЗ⁴⁷.

Натомість Херсонський, Дрогобицький і Надвірнянський НПЗ не спроможні виробляти нафтопродукти, відповідні цим стандартам. Так, за нормативного значення вмісту сірки в дизельному паливі 0,2%, відповідний показник дизельного палива, яке виробляє Херсонський НПЗ, становить 0,85%; Дрогобицький – 0,65%, Надвірнянський – 0,5% (таблиця “Вміст сірки в дизельному паливі, що виробляється на НПЗ України”⁴⁸).

Стандарт ДСТУ 3868-99 був затверджений у 1999р. і містив тимчасові технічні умови (ТУ), якими названим НПЗ надавалося право протягом 2000-2004рр. виробляти паливо з погіршеними екологічними показниками: Херсонському НПЗ – “паливо дизельне народно-господарське”; Дрогобицькому – “паливо дизельне важкого фракційного складу”; Надвірнянському – “паливо дизельне загального призначення”.

Умовою дозволу було зобов’язання названих заводів протягом п’яти років здійснити відповідні заходи з

Вміст сірки в дизельному паливі, що виробляється на НПЗ в Україні, % мас.



реконструкції і модернізації, які дозволять забезпечити виробництво якісного палива. Проте, як зазначалося вище, такі заходи здійснені не були. Водночас, ТУ втратили чинність з 1 січня 2005р., тобто з цього часу Херсонський, Дрогобицький і Надвірнянський НПЗ не мали права виробництва дизельного палива вказаних вище характеристик.

Однак, 17 лютого 2006р. наказом Державного комітету України з питань технічного регулювання та споживчої політики Надвірнянському та Дрогобицькому НПЗ надано новий дозвіл виробляти дизельне паливо з підвищеним вмістом сірки⁴⁹. При цьому, реалізація через АЗС та використання на автотранспорті такого палива заборонена, воно може використовуватися лише на підприємствах аграрно-промислового сектору та на залізничному транспорті. Наказ діятиме до 1 січня 2007р.⁵⁰. В Мінпаливенерго України вважають, що вирішення питання таким чином дозволить

ЯКІСТЬ РОСІЙСЬКОЇ НАФТИ⁵¹

Нафта з Росії складає майже 80% сировини, що надходить на українські НПЗ.

На території Росії видобуваються різні сорти нафти з різною щільністю та вмістом сірки, у більшості випадків, це легкі та середньосірчані сорти. На так звані “аномальні” сорти у загальному видобутку нафти припадає: важкі та бітумінозні – 22%; високо- та особливо високосірчані – 16%. “Аномальні” сорти нафти, що надходять з Росії переробляються переважно на Кременчуцькому НПЗ. З поступовим впровадженням до балансу видобутку нафти Росії нових родовищ з “аномальними” сортами нафти з часом буде погіршуватися якість нафти і для українських НПЗ.

Класифікація сортів нафти, що видобуваються в Росії

Класи нафти (вміст сірки, %)		Типи нафти (щільність, кг/см³)					Сумарно за класами
		< 830	830-850	850-870	870-895	> 895	
		Особливо легка	Легка	Середня	Важка	Бітумінозна	
< 0,6	Малосірчана	11%	8%	5%	1%	0,4%	25%
0,6-1,8	Сірчана	3%	20%	27%	7%	2%	59%
1,8-3,5	Високосірчана	0,03%	2%	2%	6%	4%	14%
> 3,5	Особливо високосірчана	0,01%	0,0001%	0,02%	0,2%	2%	2%
Сумарно за типами		14,04%	30%	34,02%	14,2%	8,4%	100%

⁴⁷ Джерело: Григорьев М. Дружба без банка качества. – Нефтегазовая вертикаль, 2006, №3, с.35.

⁴⁸ Лисичанський НПЗ планує випуск екологічно чистого дизпалива зі зниженим вмістом сірки – до 0,005%. Перша партія (10-15 тис. т) такого палива мала бути випущена в лютому-березні 2006р. Промисловий випуск екологічно чистого дизпалива буде розгорнутий до червня 2006р. Див.: В Лисичанське освоено производство чистого дизтоплива. – Інтернет-видання <http://www.rupor.info>

⁴⁹ Джерело: Энергобизнес-новости. – Энергобизнес, 20 января 2006, с.2.

⁵⁰ Херсонському НПЗ, який виробляв дизпаливо з найбільшим вмістом сірки, дозвіл не надавався, оскільки він не працює (знаходиться на реконструкції).

⁵¹ Госпотребстандарт разделил НПЗ. – Коммерсантъ-Украина, 17 февраля 2006г., с.4.

уникнути дефіциту палива під час весняно-польових робіт⁵².

Таким чином, неналежна ситуація з якістю палива на окремих НПЗ фактично підтримується багаторічною практикою надання державою дозволів на виробництво низькоякісного, отже – шкідливого палива з метою його використання, зокрема, під час посівних і збиральних кампаній.

Екологічні норми Euro в Україні. Наприкінці 2000р. Україна приєдналася до Міжнародної угоди, підписаної в Женеві 20 березня 1958р. (зі змінами 1995р.), про прийняття єдиних технічних приписів для колісних транспортних засобів (КТЗ), предметів обладнання та частин, що можуть бути встановлені та/або використані на колісних транспортних засобах, і про умови взаємного визнання офіційних затверджень, які видаються на основі цих приписів (далі – Женевська угода)⁵³.

Таким чином, в Україні впроваджуються Правила Європейської економічної комісії (ЄЕК) ООН – невід’ємна частина Женевської угоди, які фактично є технічними регламентами з безпеки та екологічності конструкції КТЗ, що відповідають еквівалентним або гармонізованим Директивам ЄС. На цей час набули чинності понад 80 Правил, у т.ч. – правила, що регламентують екологічну безпеку КТЗ, перелік яких затверджений відповідним наказом Міністерства транспорту України від 4 червня 2002р., і які діють в Україні як національні стандарти серії ДСТУ UN/ECE⁵⁴ (таблиця “Окремі правила ЄЕК ООН, трансформовані в державні стандарти України”).

Окремі правила ЄЕК ООН, трансформовані в державні стандарти України

ДСТУ UN/ECE R 83-02-ABC-2002	Єдині технічні приписи щодо офіційного затвердження дорожніх транспортних засобів стосовно викидів забруднюючих речовин залежно від палива, необхідного для двигунів (Правила ЄЕК ООН N83-02-ABC)
ДСТУ UN/ECE R 83-03-2002	Єдині технічні приписи щодо офіційного затвердження дорожніх транспортних засобів стосовно викидів забруднюючих речовин залежно від палива, необхідного для двигунів (Правила ЄЕК ООН N83-03)
ДСТУ UN/ECE R 85-00-2002	Єдині технічні приписи щодо офіційного затвердження двигунів внутрішнього згорання, призначених для приведення в дію дорожніх транспортних засобів категорій M і N, стосовно вимірювання корисної потужності й максимальної 30-хвилинної потужності (Правила ЄЕК ООН N85-00)
ДСТУ UN/ECE R 86-00-2002	Єдині технічні приписи щодо офіційного затвердження сільськогосподарських або лісових тракторів стосовно встановлення пристроїв освітлення і світлової сигналізації (Правила ЄЕК ООН N86-00)
ДСТУ UN/ECE R 96-00-2002	Єдині технічні приписи щодо офіційного затвердження двигунів із запалюванням від стиснення для встановлення на сільськогосподарських і лісових тракторах і позашляховій техніці стосовно викиду забруднюючих речовин цими двигунами (Правила ЄЕК ООН N96-00)

⁵² Дозвіл на виробництво неякісного палива обумовлювався вимогою Міністерства охорони навколишнього природного середовища (Мінприроди) України про надання Надвірнянським і Дрогобицьким НПЗ документів, що свідчать про наявність на підприємствах проектів будівництва технологічних установок з очищення дизельного палива від сірки та календарних планів заходів з модернізації виробництва. Від них вимагається жорстке дотримання тимчасових стандартів, а також обов’язкова ідентифікація і маркування палива з підвищеним вмістом сірки.

Передбачається, що реконструкція НПЗ буде відбуватися під контролем Мінприроди України та Мінпаливенерго. В разі, якщо НПЗ не будуть дотримуватися планів реконструкції, тимчасовий дозвіл буде скасований

⁵³ Закон України “Про приєднання України до Угоди про прийняття єдиних технічних приписів для колісних транспортних засобів, предметів обладнання та частин, які можуть бути встановлені та/або використані на колісних транспортних засобах, і про умови взаємного визнання офіційних затверджень, виданих на основі цих приписів, 1958р. з поправками 1995р.” від 10 лютого 2000р.

⁵⁴ Згідно з наказом Держстандарту “Про надання чинності в Україні Правилам ЄЕК ООН” №461 від 24 липня 2002р.

⁵⁵ Нормам Euro-II не відповідають карбюраторні двигуни автомобілів, тому вони мають бути переобладнані інжекторами. Виробники українських марок автомобілів (“ВАЗ”, “Таврія”, “ІЖ”, “УАЗ”) готові до випуску інжекторних модифікацій автомобілів. Водночас, раніше зареєстровані карбюраторні автомобілі можуть використовуватися на території України. Див.: Кулинич Н. Экологические нормы Euro-II, которые вводятся в Украине, заставят поторопиться тех, кто желает приобрести новый автомобиль с карбюраторным двигателем. – Факты, 27 апреля 2006, с.6.

ТОЧКА ЗОРУ

Микола ЄВДОЩУК,
директор ДП УкрНДІНП “МАСМА”

ПРОБЛЕМИ РОЗВИТКУ НАФТОПЕРЕРОБНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

Розвиток нафтопереробної промисловості України є стратегічним завданням економічного розвитку, захисту національних інтересів і безпеки держави.

Проте, розвитку вітчизняної нафтопереробної галузі заважають невикористаний резерв морально застарілих виробничих потужностей на нафтопереробних підприємствах, низький попит на високоякісне моторне паливо на внутрішньому ринку, а також низька ефективність експорту нафтопродуктів. Відсталість технології та зношеність основного виробничого обладнання зумовлюють необхідність термінової модернізації та корінної реконструкції всіх заводів з метою виведення їх на сучасний технічний рівень та забезпечення держави якісними моторними паливами, мастильними матеріалами, сировиною для нафтохімії тощо.

Одним з важливих пріоритетів нафтопереробки є **підвищення глибини переробки нафти** (сьогодні цей показник складає у середньому 67%). Кардинальне вирішення проблеми можливе лише шляхом впровадження нових технологій – процесів флюїд-каталітичного крекінгу, гідрокрекінгу, вісбрекінгу, коксування та інших гідрогенізаційних процесів переробки. Їх впровадження дасть можливість збільшити глибину переробки нафти до 75-80%, хоча світовий показник становить 92-95%.

З огляду на євроінтеграційні прагнення України, особлива увага має надаватися **якості нафтопродуктів**, виробництву моторних палив з низьким вмістом сірки, бензолу, олефінових та ароматичних вуглеводнів, відповідним стандартам Euro I-V. Для виробництва продукції, що відповідатиме зазначеним стандартам, необхідно вдосконалити технологічні схеми нафтопереробних підприємств шляхом впровадження сучасних процесів нафтопереробки: гідроочищення, ізомеризації, гідрування, алкілювання тощо.

З метою підвищення ефективності і стимулювання економічної зацікавленості нафтових компаній і нафтопереробних підприємств необхідні зміни у державній політиці, а саме:

- запровадження преференцій в частині постачання імпортного обладнання на період модернізації і реконструкції НПЗ;
- укладення угод між Урядом та нафтовими компаніями з метою запровадження системи економічного стимулювання виробників якісного моторного палива через відшкодування додаткових витрат нафтопереробним підприємствам;
- запровадження диференційованих акцизів на моторні палива залежно від якості, згідно з діючими стандартами;
- встановлення економічно обґрунтованих залізничних тарифів на експортні перевезення нафтопродуктів;
- створення резервного фонду нафти та нафтопродуктів;
- забезпечення необхідним державним фінансуванням галузевих науково-дослідних інститутів у рамках програми науково-технічного супроводу реконструкції і модернізації вітчизняної нафтопереробної галузі;
- забезпечення державного контролю над ефективним використанням обладнання нафтопереробними заводами, наповненням внутрішнього ринку якісними нафтопродуктами та виконанням заходів з охорони довкілля.

Водночас, згідно із Законом України “Про деякі питання ввезення на митну територію України та реєстрації транспортних засобів” від 6 липня 2005р., з 1 січня 2006р. в Україні впроваджуються норми Euro-II. Тобто – дозволено ввезення, реалізація та перша реєстрація автомобілів, що відповідають нормам, не нижчим від встановлених Euro-II. Одночасно, в Україні з 1 червня 2006р. забороняється виробництво автомобілів, які за екологічними показниками не відповідають нормам Euro-II⁵⁵.

Як відомо, в ЄС одночасно із впровадженням екологічних норм *Euro* набули чинності і відповідні стандарти на моторне паливо⁵⁶. В Україні ж зазначені вище заходи із впровадження вимог до екологічних якостей автомобілів (та загалом КТЗ) не супроводжуються адекватними заходами стосовно якості моторних палив.

Більшість українських палив не відповідають європейським нормам, як, власне, і самі національні стандарти на палива – про що свідчить навіть побіжне порівняння стандартів якості бензину та дизельного палива ЄС та України. Як видно з таблиці “*Порівняння національних та міжнародних стандартів...*”⁵⁷, окремі норми в Україні перевищують європейські показники в рази, деякі – зовсім не нормуються.

Отже, впровадження в Україні екологічних норм *Euro-II*, що поширені на ввезення та виробництво автомобілів, за відсутності відповідних національних стандартів на палива стає, фактично, профанацією ідеї екологізації автотранспорту та створює ряд додаткових проблем для користувачів, автомобілебудівників, перевізників і самих нафтовиробників:

- використання низькоякісних палив шкодить сучасним автомобілям, зменшуючи ресурс їх двигунів, швидко виводить з ладу системи нейтралізації відпрацьованих газів, датчики та інші елементи конструкції;

- невідповідність між європейськими та національними стандартами на моторні палива створює проблеми між іноземними та вітчизняними автомобілебудівниками при складанні автомобілів за ліцензіями, що пов’язано з порушенням прав споживачів-власників авто в частині виконання гарантійних зобов’язань виробниками та імпортерами;
- відсутність на території України достатніх обсягів якісного палива шкодить реалізації її транзитних можливостей. *По-перше*, зарубіжні транспортні засоби, що проходять територією України, не забезпечені відповідним якісним паливом⁵⁸. *По-друге*, обмежується участь українських автоперевізників у міжнародних перевезеннях;
- через відсутність національних стандартів на паливо відповідних європейським є неможливим адекватне маркування палива європейської якості, що виробляється окремими НПЗ в Україні. Ряд вітчизняних НПЗ (наприклад, Лисичанський) вже випускають окремі види палива, що відповідають категоріям *Euro* (таблиця “*Порівняльна характеристика палив Лисичанського НПЗ з українськими та європейськими стандартами*”). За фактичним значенням показників якості, бензини виробництва цього НПЗ перевершують вимоги *Euro-II*, і займають проміжну позицію між *Euro-II* і *Euro-III*;

Порівняння національних та міжнародних стандартів за окремими показниками

автомобільний бензин								
Показник	Україна ДСТУ 4063-2001	РФ ГОСТ 51105-97**	ЄС EN 228-99 РФ ГОСТ Р 51866-02**	ЄС EN 228-2004	<i>Euro-0</i> (категорія 1*)	<i>Euro-I, II</i> (категорія 2*)	<i>Euro-III, IV</i> (категорія 3*)	<i>Euro-V</i> (категорія 4*)
Свинцеві, г/дм ³ , <i>тах</i>	0,013	0,010	0,005	0,005	0,005	Не повинно виявлятися	Не повинно виявлятися	Не повинно виявлятися
Сірка, мг/кг, <i>тах</i>	500	500	150	50/10	1000	200	30	Не повинно виявлятися
Бензол, мас. %, <i>тах</i>	5,0	5,0	1,2	1,2	6,0	3,0	1,2	1,2
Ароматичні вуглеводні, мас. %, <i>тах</i>	58	Не нормується	49,0	40,6	58,0	46,4	40,6	40,6
Олефіни, об. %, <i>тах</i>	Не нормується	Не нормується	18,0	18,0	Не нормується	20,0	10,0	10,0

* Категорії 1-4 залежать від характеристик палив (стандартні температури кипіння, класи випаровуваності тощо).

** Стандарти РФ ГОСТ 51105-97 та ГОСТ Р 51866-02 діють в Росії одночасно.

дизельне паливо

Показник	Україна ДСТУ 3868-99	РФ ГОСТ 305-82**	ЄС EN 590-99	ЄС EN 590-2004	<i>Euro-0</i> (категорія 1*)	<i>Euro-I, II</i> (категорія 2*)	<i>Euro-III, IV</i> (категорія 3*)	<i>Euro-V</i> (категорія 4*)
Цетанове число, <i>мін</i>	45	45	51	51	48,0	53,0	55,0	55,0
Цетановий індекс, <i>мін</i>	Не нормується	Не нормується	46	46	45	50	52	52
Сірка, мг/кг, <i>тах</i>	500 (1 вид) 1 000 (2 вид) 2 000 (3 вид) 5 000 (4 вид)**	2 000 (1 вид) 5 000 (2 вид)	350	50 (1 вид) 10 (2 вид)	3000	300	30	Не повинно виявлятися
Поліциклічні ароматичні вуглеводні, мас. %, <i>тах</i>	Не нормується	Не нормується	11,0	11,0	Не нормується	5,0	2,0	2,0
Температура спалаху, град. С, <i>мін</i>	35-40	35-40	55	55	55	55	55	55

* Категорії 1-4 залежать від характеристик палив (стандартні температури кипіння, класи випаровуваності тощо).

** Норма втратила силу з 01.01.2005р.

⁵⁶ EN 228-99 та EN590-99, пізніше їх замінили на більш жорсткі стандарти EN 228-2004, EN590-2004 та EN 589 (останній регламентує якість супутнього нафтового газу). Див.: Редзюк А., Устименко В., Бейко О. Топливо по-європейськи. – Энергетическая политика Украины, 2005, №10, с.56-59.

⁵⁷ Там само.

⁵⁸ Теоретично можна було завозити імпортоване паливо для цієї мети, однак, сертифікація таких палив в Україні не є можливою, внаслідок її невідповідності національним стандартам.



Порівняльна характеристика палив Лисичанського НПЗ з українськими та європейськими стандартами

	Стандарти ЄС				ДСТУ 4063-2001	Лисичанський НПЗ (IV квартал 2005р.)			
	1998	1999	2004	2008		A-80	A-92	A-95	A-98
	<i>Euro-II</i>	<i>Euro-III</i>	<i>Euro-IV</i>	<i>Euro-V</i>					
Бензини									
Сірка, ppm, ≤	500	150	50	10	500	350	260	240	170
Ароматичні вуглеводні, % об., ≤	–	42	35	35	58*	19,2	36,4	49,6	54,6
Олефіни, % об., ≤	–	18	18	14	–		не визначається		
Бензол, % об., ≤	5,0	1,0	1,0	1,0	5,0	1,0	1,8	2,9	2,9
Дизельне паливо	<i>Euro-II</i>	<i>Euro-III</i>	<i>Euro-IV</i>	<i>Euro-V</i>	ДСТУ 3868-2001	ДТ 3-0,2-(-25)		ДТ Л-0,2-62	
Метанове число, ≥	49	51	55	54-58	45	47		47	
Сірка, ppm, ≤	500	350	50	10	2 000	800		1 300	
Вміст поліциклічної ароматики. %.	не норм.	11	11	2	-	не визначається			

* До 01.01.2006р. допускався вміст ароматичних вуглеводнів не більше 58% мас. З 01.01.2006р. допускається для бензинів А-76, А-80 вміст ароматичних вуглеводнів не більше 42% мас., для А-92, А-95, А-98 – не більше 53% мас.

- нарешті, невідповідність між європейськими та національними стандартами на моторні палива зумовлює відсутність в Україні відповідним чином сертифікованих випробувальних лабораторій (центрів), що, з одного боку, мають можливість встановлення/перевірки якості палив відповідно до європейських стандартів, з іншого – надавати виробникам документи про ідентифікацію палив.

Проблема якості вітчизняних палив неодноразово розглядалася центральними органами влади⁵⁹. Так, Розпорядження Президента України “Про утворення робочої групи з опрацювання питань функціонування ринку нафти і нафтопродуктів та розвитку нафтопереробної промисловості” №305 від 4 серпня 2005р. передбачало в якості завдань Робочої групи: “доведення якості нафтопродуктів до вимог європейських стандартів; розроблення проектів нормативно-правових актів з питань подальшого розвитку нафтопереробної промисловості, стимулювання господарської діяльності з переробки нафти на території України”. Однак, жодне з цих питань не вирішене, а назване Розпорядження визнане таким, що втратило чинність.

Натомість у квітні 2006р. виданий Указ Президента України, яким **Кабінету Міністрів України доручається** розглянути питання та внести в разі потреби пропозиції щодо:

- виключення з бази оподаткування прибутку нафтопереробних підприємств витрат, пов'язаних з їх реконструкцією та модернізацією;
- звільнення від обкладення ввізним митом операцій із ввезення на територію України обладнання, що використовується для реконструкції та модернізації українських нафтопереробних підприємств;
- посилення відповідальності за реалізацію на внутрішньому ринку України нафтопродуктів, які не відповідають установленим стандартам якості.

А також:

- провести переговори з власниками пакетів акцій нафтопереробних підприємств з метою

досягнення домовленостей щодо строків проведення реконструкції та модернізації цих підприємств;

- підготувати в місячний термін та внести на розгляд Верховної Ради України законопроекти про: внесення до законів з питань оподаткування змін, спрямованих на стимулювання виробництва та реалізації нафтопродуктів, які б відповідали європейським стандартам якості, створення умов для підвищення конкурентоспроможності в наданні послуг з транспортування нафти та природного газу трубопроводами.

Фонду державного майна України, Мінпалив-енерго України, Мінекономіки України доручено “проаналізувати в місячний строк виконання власниками пакетів акцій нафтопереробних підприємств умов договорів купівлі-продажу, укладених у процесі приватизації, щодо проведення реконструкції та модернізації цих підприємств, у разі виявлення порушень вжити відповідних заходів; подати в місячний строк у встановленому порядку пропозиції щодо забезпечення ефективного управління пакетами акцій, що належать державі у статутних фондах нафтопереробних підприємств”⁶⁰.

Станом на середину травня 2006р., інформації про стан виконання заходів, передбачених Указом, немає.

Контроль якості нафтопродуктів. Системна перевірка якості нафтопродуктів запроваджена в Україні лише у 2005р. Її здійснює Державний комітет з питань технічного регулювання та споживчої політики (Держспоживстандарт) України. Протягом 2005р. перевірено 53,12 млн. л бензинів і дизельного палива, з яких забраковано та знято з реалізації 11,44 млн. л (21,5%). Із забороненої до продажу кількості нафтопродуктів: не мали необхідної інформації 6,0 млн. л (52,4%); реалізовувалися без документів, що засвідчують якість та безпеку – 4,5 млн. л (39,3%); не відповідали вимогам нормативних документів – 1,4 млн. л (12,2%). Недоліки виявлені на 1 904 (77,1%) з 2 468 перевірених АЗС.

Основними виробничими дефектами, через які бракувався бензини, є невідповідність вимогам ДСТУ

⁵⁹ Наприклад, у березні 2005р. за дорученням віце-прем'єр-міністра А.Кінаха, однак, жодного практичного рішення прийнято не було.

⁶⁰ Указ Президента України “Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 7 березня 2006р. “Про ситуацію на ринку нафти і нафтопродуктів України” №303 від 12 квітня 2006р.



4063-2001 "Бензини автомобільні. Технічні умови" через занижене октанове число та/або завищену масову частку бензолу.

Як вказувалося вище, були перевірені 2 468 АЗС. Порушення виявлені на 1904 із них (77,1% загальної кількості перевірених). Основними порушеннями, зафіксованими під час перевірок, є:

- невідповідність якості нафтопродуктів вимогам нормативних документів;
- відсутність необхідної, доступної, достовірної та своєчасної інформації про нафтопродукти;
- відсутність документів, що засвідчують належну якість та безпеку нафтопродуктів;
- експлуатація паливороздаточних колонок (ПРК), що не пройшли державну повірку та на яких відсутні відлікові пристрої для індикації ціни нафтопродуктів та вартості відпущеної дози;
- порушення Правил роздрібної торгівлі нафтопродуктами⁶¹. Зокрема: відсутність зразкових мірників, недоливи палива за рахунок перебільшення

встановлених нормативними документами похибок ПРК; фізична фальсифікація продукту; пересортиця, відсутність передбаченої Правилами інформації про суб'єкт господарювання⁶².

За виявлені порушення при реалізації нафтопродуктів до адміністративної відповідальності притягнуті 1 945 правопорушників. Сума накладених адміністративних штрафів складає 284,4 тис. грн. До 331 суб'єкта господарювання застосовані економічні санкції в розмірі 2,78 млн. грн. Видано приписи про тимчасове припинення реалізації нафтопродуктів у 951 випадку, тимчасово припинялася діяльність 106 підприємств⁶³.

2.3 НАФТОПЕРЕРОБНА ГАЛУЗЬ У 2005 - НА ПОЧАТКУ 2006р.

Ситуація, що склалася в нафтопереробній галузі та на ринку нафтопродуктів України у 2005р., висвітлює весь комплекс проблем, що накопичувалися у вітчизняній нафтопереробці протягом усіх років незалежності, і стала логічним наслідком фактичної відсутності державної політики в цій галузі, помилок у процесі

Микола НЕГРИЧ,

екс-голова Державного комітету України
з питань технічного регулювання та споживчої політики

ПРОБЛЕМИ ЯКОСТІ ТА БЕЗПЕКИ НАФТОПРОДУКТІВ В УКРАЇНІ

Останнім часом проблема якості нафтопродуктів стала особливо актуальною як для нафтотрейдерів, так і для державних наглядових органів.

Під час перевірок нафтопродуктів, фахівці Держспоживстандарту України особливо увагу приділяють контролю за дотриманням чинного законодавства про захист прав споживачів, наявності необхідних супровідних документів щодо якості та безпеки, а також інформації про товари, в т.ч. їх безпеки під час транспортування, зберігання, розливу.

Серед основних проблем дотримання показників національних стандартів **якості нафтопродуктів** слід відзначити недотримання виробниками вимог нормативних документів, зокрема:

- **порушення технологічної дисципліни**, а саме – недотримання умов зберігання та транспортування нафтопродуктів. Характерним порушенням умов зберігання нафтопродуктів залишається недотримання періодичності зачистки резервуарів. Згідно з вимогами ГОСТ 1510-84 "Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение" (п.4.6), металеві резервуари для зберігання автомобільних бензинів та дизельного палива підлягають періодичній зачистці не менш одного разу на два роки. Це фактично не здійснюється і не контролюється;
- **низький рівень контролю якості нафтопродуктів** внаслідок, насамперед, відсутності лабораторій або відповідних угод з лабораторіями; непоодинокими є випадки відсутності контролю загалом.

Основними порушеннями **якості бензину** є занижене октанове число та недотримання фракційного складу. При перевірках **дизельного палива** найбільше продукції бракується через занижену температуру спалаху у закритому тиглі та підвищені наявності сірки.

Для усунення цих порушень необхідно забезпечити достатню кількість мобільних експрес-лабораторій, здатних за стислий проміжок часу проводити необхідні випробування та надавати висновок щодо якості пального.

Дотримання жорстких екологічних вимог до транспортних засобів, які запроваджуються в Україні згідно з вимогами Женевської угоди 1958р., потребує використання нафтопродуктів відповідної якості. З 1 січня 2006р. запроваджені екологічні норми *Euro-II* для легкових автомобілів, сідельних тягачів та автобусів і перша реєстрація зазначених транспортних засобів в Україні здійснюється винятково за умови відповідності цим нормам. Відповідно, постала нагальна проблема започаткування у стислі терміни виробництва моторних палив з покращеними екологічними властивостями в обсягах, достатніх для експлуатації транспортних засобів, охоплених нормами *Euro-II* та *Euro-III*, які вже діють у країнах ЄС.

З їх впровадженням у країнах ЄС набули чинності стандарти *EN228-2004*, *EN590-2004* з посиленими вимогами до якості автомобільного бензину та дизельного палива та *EN589-93*, що містить вимоги до якості зрідженого нафтового газу, – палив, призначених для транспортних засобів, які підпадають під дію норм *Euro-II* та *Euro-III*.

Проте, на цей час нафтопереробна промисловість України не готова забезпечити виробництво високоякісних моторних палив у необхідних обсягах. Більше того, лише три з шести НПЗ України (Кременчуцький, Лисичанський, Одеський) здатні виробляти дизельне паливо, що за показником "гранична масова частка сірки" відповідає вимогам національних стандартів – ДСТУ 3868-99 "Паливо дизельне. Технічні умови" та ДСТУ 4063-2001 "Бензини автомобільні. Технічні умови" – значно менш жорстким, ніж передбачені європейськими стандартами та рекомендаціями Всесвітньої паливної хартії. Продукція Дрогобицького, Надвірнянського та Херсонського НПЗ на цей час не відповідає навіть національним стандартам. Ці підприємства з метою забезпечення вимог національних стандартів розробили проекти відповідної реконструкції, яка потребує значних коштів і часу (вартість робіт складає: БАТ "НПК "Галичина" – понад \$400 млн.; БАТ "Нафтохімік Прикарпаття" – понад \$70 млн.; БАТ "Херсоннафтопереробка" – понад \$140 млн.).

Проблема поглиблюється тією обставиною, що відсутність на ринку палив відповідної якості завдає значної шкоди транзитному потенціалу країни. За рішенням Європейської конференції міністрів транспорту – міжурядової організації, членом якої є Україна, до міжнародних перевезень не допускаються транспортні засоби з екологічними властивостями, гіршими, ніж це передбачено нормами *Euro-II*, найближчим часом очікується запровадження обмеження рівнем вимог *Euro-III*.

З огляду на зазначене та з метою забезпечення ринку нафтопродуктів в Україні, які б відповідали вимогам *EN228-2004*, *EN589-93*, *EN590-2004*, Держспоживстандарт вважає за доцільне запровадити одночасне застосування національних та європейських стандартів у трирічний термін, оскільки, як свідчить досвід, запровадження в Україні європейських стандартів на автомобільні моторні палива потребує переоснащення вітчизняних нафтопереробних заводів протягом не менше трьох років.

⁶¹ Правила затверджені Постановою Кабінету Міністрів України №1442 від 20 грудня 1997р.

⁶² Типовими прикладами фізичної фальсифікації продуктів є введення присадок, які містять свинець або залізо, керосину, конденсату або нафти до бензину, а також підмішування керосину, інших речовин до дизельного палива. Пересортиця – продукт визначеної якості реалізується під маркою іншої продукції, наприклад, бензин марки А-92 може продаватися під маркою А-95.

⁶³ Див.: Держспоживстандарт України підвів підсумки роботи щодо контролю якості та безпеки бензинів та нафтопродуктів за 2005р. – <http://www.dssu.gov.ua>.



приватизації та відсутності належного контролю за виконанням власниками їх інвестиційних зобов'язань, а також – невиконання державою заходів з регулювання ринку нафтопродуктів і запобігання паливним кризам.

Результати роботи НПЗ України за 2005р. та перші два місяці 2006р. свідчать про те, що темпи піднесення галузі (за кількісними показниками), яке спостерігалось протягом 2001-2004рр., втрачені. Водночас, залишаються проблематичними перспективи покращення якісних характеристик нафтопереробного виробництва.

Підсумки роботи НПЗ України у 2005. Результати роботи нафтопереробної галузі України у 2005р. є найгіршими за останні чотири роки.

Обсяги постачань сировини склали 17 158,8 тис. т, що на 28,5% менше, ніж у 2004р. Єдиним джерелом

імпоротної нафти залишалася Росія⁶⁴. Обсяги постачань російської нафти зменшилися на 30,2% (з 20 889,3 тис. т до 14 578,5 тис. т); її частка в загальному обсязі складала 85%, що дещо менше, порівняно з 2004р. (87,1%). Водночас, на 12% збільшилися обсяги постачань української нафти (з 2 303,6 тис. т до 2 580,3 тис. т); її частка в загальному обсязі постачань збільшилася з 9,6% до 15,03% (таблиця “Баланс нафти та нафтопродуктів по НПЗ України за 2005р.”).

Обсяги переробки знизилися до 17 403,8 тис. т, що на 3 778,0 тис. т або на 17,8% менше обсягів переробки 2004р. (21 181,8 тис. т)⁶⁵.

Обсяги виробництва всіх видів нафтопродуктів зменшилися: бензину – на 13,2% (4 105,1 тис. т проти 4 731,8 тис. т у 2004р.); дизпалива – на 16,4% (5 038,1 тис. т проти 6 025,8 тис. т); мазуту – на 23,8% (5 731,6 тис. т проти 7 520,7 тис. т).

Баланс нафти та нафтопродуктів по НПЗ України за 2005р. (з Шебелинським ГПЗ), тис. тонн

НПЗ	Показник	Прогноз на 2005р.*	I квартал		II квартал		III квартал		IV квартал		2005р.			
			план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	+/-	%
ВСЬОГО	Поставка нафти	25 600,0	6 006,0	5 194,0	5 894,0	4 628,0	6 431,0	4 621,0	3 997,0	3 597,0	22 328,0	18 040,0	-4 288,0	80,8
	Переробка нафти	25 600,0	5 989,0	5343,2	5 891,0	4 503,0	6 020,6	4 594,7	4 107,0	3 719,5	21 217,0	18 284,0	-2 933,0	86,2
	Виробництво													
	Бензин	5 906,0	1 410,0	1 313,4	1 371,0	1 010,0	1 401,0	1 190,3	1 130,5	1 104,9	5 312,3	4 618,2	-6 94,1	86,9
	Дизпаливо	6 468,0	1 623,0	1 488,9	1 640,0	1 343,0	1 735,0	1 361,0	1 106,0	1 072,5	5 705,1	5 265,4	-439,7	92,3
Кременчуцький НПЗ	Мазут	8 192,0	2 088,0	1 825,0	1 819,0	1 420,0	1 889,0	1 332,0	1 195,0	1 091,2	6 990,3	5 731,6	-1 258,7	82,0
	Поставка нафти	8 000,0	1 750,0	1 557,4	1 820,0	1 601,0	1 633,5	1 342,1	1 330,0	1 372,2	6 533,5	5 872,2	-661,0	89,9
	Переробка нафти	8 000,0	1 754,0	1 656,3	1 820,0	1 561,1	1 633,5	1 423,0	1 330,0	1 355,0	6 537,5	5 995,4	-542,0	91,7
	Виробництво													
	Бензин	1 835,0	401,3	377,7	389,0	330,8	370,1	319,0	321,0	318,3	1 481,4	1 345,8	-136,0	90,8
Лисичанський НПЗ	Дизпаливо	2 354,0	498,0	487,3	537,3	474,2	518,0	391,9	374,1	415,1	1 927,4	1 768,5	-159,0	91,8
	Мазут М-100	2 327,0	549,9	497,1	503,8	429,4	468,8	381,3	425,6	359,1	1 948,1	1 666,9	-281,0	85,6
	Поставка нафти	6 800,0	1 910,0	1 561,3	1 140,0	916,0	1 920,0	2 012,7	1 640,0	1 390,5	6 610,0	5 880,5	-730,0	89,0
	Переробка нафти	6 800,0	1 890,0	1 685,1	1 170	874,2	1 920,0	1 907,2	1 750,0	1 544,2	6 730,0	6 010,7	-719,0	89,3
	Виробництво													
Херсонський НПЗ	Бензин	1 970,0	540,2	516,0	318,9	232,4	546,6	477,3	545,2	504,4	1 950,9	1 730,1	-221,0	88,7
	Дизпаливо	1 716,0	439,8	415,0	309,1	228,2	493,9	502,4	427,2	396,9	1 670,0	1 542,5	-128,0	92,4
	Мазут	1 900,0	601,0	515,0	267,0	231,1	492,1	507,1	537,2	457,7	1 897,3	1 710,9	-186,0	90,2
	Поставка нафти	1 800,0	380,0	568,7	470,0	249,6	970,0	142,0	0,0	0,0	1 820,0	960,3	-860,0	52,8
	Переробка нафти	1 800,0	378,6	431,7	468,3	248,0	560	196,1	0,0	0,0	1 406,9	875,8	-531,0	62,3
Одеський НПЗ	Виробництво													
	Бензин	260,0	53,3	58,7	68,5	34,6	80,3	28,0	0,0	0,3	202,1	121,6	-80,5	60,2
	Дизпаливо	510,0	107,0	119,4	134,1	72,3	157,8	54,2	0,0	0,0	398,9	245,9	-153,0	61,6
	Мазут М-40	905,0	190,2	224,0	225,3	121,7	287,5	85,7	0,0	0,0	703,0	431,4	-272,0	61,4
	Поставка нафти	3 100,0	520,0	520,0	865,0	705,9	655,0	156,0	0,0	0,0	2 040,0	1 381,9	-658,0	67,7
Дрогобицький НПЗ	Переробка нафти	3 100,0	520,8	505,1	865,0	720,8	655	168,2	0,0	0,0	2 040,8	1 394,1	-647,0	68,3
	Виробництво													
	Бензин	411,2	59,0	66,3	113,2	94,3	87,3	26,7	0,0	0,0	259,5	187,3	-72,2	72,2
	Дизпаливо	828,2	135,8	129,8	220,8	194,3	169,1	48,6	0,0	0,0	525,7	372,7	-153,0	70,9
	Мазут М-100	1 360,0	278,3	268,0	427,7	298,7	300,0	61,3	0,0	0,0	1 006,0	628,0	-378,0	62,4
Надвірнянський НПЗ	Поставка нафти	2 600,0	614,0	442,5	458,9	344,3	482,0	104,8	326,5	121,1	1 881,4	1 012,7	-869,0	53,8
	Переробка нафти	2 600,0	614,0	455,1	458,9	338,5	482,0	122,6	326,5	143,8	1 881,4	1 060,0	-821,0	56,3
	Виробництво													
	Бензин	530,0	129,7	101,2	106,4	84,2	94,5	31,4	50,5	37,6	381,1	254,4	-127,0	66,8
	Дизпаливо		187,9	143,6	149,6	119,6	146,5	41,9	75,7	50,3	559,7	355,4	-204,0	63,5
Шебелинський ГПЗ	Мазут паливний	800,0	240,2	179,9	170,7	126,5	189,4	36,0	95,5	57,0	695,8	399,4	-296,0	57,4
	Поставка нафти	2 500,0	640,0	345,9	897,2	569,2	585,0	649,9	529,6	486,3	2 651,8	2 051,3	-601,0	77,4
	Переробка нафти	2 500,0	640,0	535,7	866,0	517,1	585,0	564,4	529,6	449,6	2 620,6	2 066,8		78,9
	Виробництво													
	Бензин	460,0	115,2	80,2	235,2	93,8	121,4	177,6	111,6	114,3	583,4	465,9	-118,0	79,9
Шебелинський ГПЗ	Дизпаливо	820,0	202,5	143,5	234,7	200,3	204,8	256,3	180,0	152,7	822,0	752,8	-69,2	91,6
	Мазут	900,0	228,1	141,0	224,1	213,0	151,4	260,5	136,5	217,4	740,1	831,9	91,8	112,4
	Переробка нафти і газового конденсату	800,0	191,9	198,2	242,9	242,9	185,1	213,2	170,9	226,9	790,8	881,2	90,4	111,4
	Виробництво													
	Бензин	440,0	111,2	113,3	139,7	139,7	100,8	130,3	102,2	130,0	453,9	513,3	59,4	113,1
Шебелинський ГПЗ	Дизпаливо	240,0	52,1	50,3	54,0	54,0	45,0	66,0	49,2	57,5	200,3	227,8	27,5	113,7

Інформація надана нафтопереробними підприємствами та нафтовими компаніями.

* – прогнозні обсяги на 2005р. надані НПЗ станом на 01.12.04, які щоквартально корегувалися.

⁶⁴ У 2004р. в Україну ще поставлялася нафта з Казахстану – 803,8 тис. т (її частка складала у нафтовому балансі 3,3%).

⁶⁵ Тут і далі в тексті дані наведені без урахування показників Шебелинського ГПЗ



Результати виробничої діяльності НПЗ України
за січень-лютий 2006р.

Показники	Лютий 2006р., тис. т	2 міс. 2006р., тис. т	Лютий 2005р., тис. т	2 міс. 2005р., тис. т	Лютий 2006р. до лютого 2005р., %	2 міс. 2006р. до 2 міс. 2005р., %	Номінальна потужність, млн. т
Дрогобицький НПЗ							
Постачання нафти, всього	16,7	132,6	138,4	286,5	12,1	46,3	3,22
у т.ч. Україна	8,5	55,4	43,1	43,1	19,7	128,5	
- Росія	8,2	77,2	95,3	243,4	8,6	31,7	
Переробка нафти	69,0	136,4	187,6	305,0	36,8	44,7	
Виробництво:							
- бензин	31,5	32,9	39,3	66,6	80,2	49,4	
- дизпаливо	42,4	42,4	60,6	99,1	70,0	42,8	
- мазут	30,9	53,0	70,7	116,2	43,7	45,6	
Використання потужності, %		24,8		56,8	—	43,7	
Простої, діб	7	18		8			
Кременчуцький НПЗ							
Постачання нафти, всього	461,4	917,3	620,0	1027,9	74,4	89,2	18,62
у т.ч. Україна	31,4	80,3	92,5	152,9	33,9	52,5	
- Росія	430,0	837,0	527,5	875,0	81,5	95,7	
Переробка нафти	459,8	913,4	472,3	1047,9	97,4	87,2	
Виробництво:							
- бензин	98,7	189,4	117,2	238,6	84,2	79,4	
- дизпаливо	122,1	250,4	134,3	302,2	90,9	82,9	
- мазут	149,2	298,3	214,6	214,6	69,5	139,0	
Використання потужності, %		29,4		33,8	0,0	87,0	
Простої, діб	0	0	0	0			
Лисичанський НПЗ							
Постачання нафти, всього	485,0	955,0	521,9	924,5	92,9	103,3	15,98
у т.ч. Україна	0,0	0,0	21,4	24,0	0,0	0,0	
- Росія	485,0	955,0	500,5	900,5	96,9	106,1	
Переробка нафти	484,2	961,8	521,6	1050,9	93	91,5	
Виробництво:							
- бензин	153,7	304,0	162,1	333,7	94,8	91,1	
- дизпаливо	127,4	252,5	131,0	268,0	97,3	94,2	
- мазут	151,7	303,3	162,9	427,8	93,1	70,9	
Використання потужності, %		36,1	0,0	39,5	—	91,4	
Простої, діб	0	2		0			
Надвірнянський НПЗ							
Постачання нафти, всього	143,8	266,1	109,9	254,9	130,8	104,4	2,60
у т.ч. Україна	143,8	266,1	52,7	153,1	272,9	173,8	
- Росія	0,0	0,0	57,2	101,8	0,0	0,0	
Переробка нафти	178,5	303,3	157,7	309,5	113,2	98,0	
Виробництво:							
- бензин	33,6	66,3	26,6	60,2	126,3	110,1	
- дизпаливо	58,4	100,5	54,4	107,2	107,4	93,8	
- мазут	62,7	116,5	74,0	142,0	84,7	82,0	
Використання потужності, %		70,0		71,4	—	98,0	
Простої, діб	0	0	0	0			
Одеський НПЗ							
Постачання нафти, всього	0,0	0,0	10,0	245,0	0,0	0,0	3,60
у т.ч. Україна	0,0	0,0	0,0	0,0	—	—	
- Росія	0,0	0,0	10,0	245,0	0,0	0,0	
Переробка нафти	0,0	0,0	20,2	255,8	0,0	0,0	
Виробництво:							
- бензин	0,0	0,0	0,0	31,3	—	0,0	
- дизпаливо	0,0	0,0	0,0	66,0	—	0,0	
- мазут	0,0	0,0	9,4	134,5	0,0	0,0	
Використання потужності, %		0,0		42,6	—	0,0	
Простої, діб	28	59	22	29			
Херсонський НПЗ							
Постачання нафти, всього	0,0	0,0	221,0	322,7	0,0	0,0	7,09
у т.ч. Україна	0,0	0,0	0,0	0,0	—	—	
- Росія	0,0	0,0	221,0	322,7	0,0	0,0	
Переробка нафти	0,0	0,0	185,1	239,9	0,0	0,0	
Виробництво:							
- бензин	0,0	0,0	27,3	33,9	0,0	0,0	
- дизпаливо	0,0	0,0	51,1	65,8	0,0	0,0	
- мазут	0,0	0,0	94,8	123,7	0,0	0,0	
Використання потужності, %		0,0		20,3	—	0,0	
Простої, діб	28	59	0	20			
РАЗОМ по НПЗ							
Постачання нафти, всього	1 106,9	2 271,0	1 621,2	3 061,4	68,3	74,2	51,11
у т.ч. Україна	183,7	401,8	209,7	373,1	87,6	107,7	
- Росія	923,2	1869,2	1 411,5	2 688,3	65,4	69,5	
Переробка нафти	1 191,5	2 314,9	1 544,5	3 209,0	77,1	72,1	
Виробництво:							
- бензин	317,5	592,6	372,5	764,3	85,2	77,5	
- дизпаливо	350,3	645,8	475,4	908,3	73,7	71,1	
- мазут	394,5	771,1	626,4	1 158,8	63,0	66,5	
Використання потужності, %		34,3		37,6	—	91,2	
Простої, діб	66	136	22	57			

Коефіцієнт використання виробничих потужностей склав лише 38,7%, проти 41,5% у 2004р.

Підсумки роботи НПЗ за січень-лютий 2006р. Як свідчать дані, наведені в таблиці “*Результати виробничої діяльності НПЗ України за січень-лютий 2006р.*”, в перші два місяці 2006р., порівняно з аналогічним періодом 2005р., **постачання нафти** на НПЗ України знизилося на 25,8% (до 2,271 млн. т), у т.ч. російської – на 30,5% (до 1,869 млн. т). Водночас, дещо зросли обсяги поставок української нафти – на 7,7% (до 401,8 тис. т).

Обсяги переробки зменшилися на 27,9% (до 2,315 млн. т).

Обсяг виробництва нафтопродуктів знизився: бензинів на 22,5% (до 592,6 тис. т); дизпалива – на 28,9% (до 645,8 тис. т); мазуту – на 38,6% (до 771,1 тис. т).

Херсонський та Одеський НПЗ у 2006р. не працювали, оскільки зупинені на реконструкцію.

Таким чином, несприятливі тенденції, закладені у 2005р., продовжують погіршувати базові показники роботи нафтопереробної галузі.

2.4 ЧИННИКИ КРИЗОВИХ ТЕНДЕНЦІЙ В НАФТОПЕРЕРОБНІЙ ГАЛУЗІ

Аналіз процесів і подій, що відбувалися у вітчизняній нафтопереробці та на внутрішньому ринку нафтопродуктів останнім часом, дозволяє вирізнити ряд проблем, які спричиняють виникнення та посилення кризових тенденцій у нафтопереробній галузі України. Головними проблемами можуть бути названі наступні.

1. Неефективна державна політика на ринку нафти і нафтопродуктів. Фактично, можна говорити

ТОЧКА ЗОРУ

Олександр ТРЕТЬЯКОВ,
радник Президента України

ДЕРЖАВА ПОВИННА СФОРМУВАТИ РИНКОВІ МЕХАНІЗМИ ВПЛИВУ НА РИНОК НАФТОПРОДУКТІВ

Важливим фактором підвищення енергетичної безпеки України, реалізації плану європейської та євроатлантичної інтеграції, визначеного Президентом України В.Ющенком, має стати суттєве посилення конкурентоспроможності української нафтопереробки. І можливості для такого посилення існують.

Наявні потужності нафтопереробки дозволяють Україні повністю відмовитися від імпорту нафтопродуктів і в перспективі стати потужним їх експортером до країн Східної Європи – адже загальна потужність шести українських НПЗ становить 51-52 млн. т/рік, а власне споживання нафтопродуктів в Україні не перевищує 16 млн. т.

Водночас, за 2005р. було перероблено лише 17,4 млн. т нафти. Тобто потужності української нафтопереробки завантажені лише на третину. Два нафтопереробних заводи – Одеський і Херсонський – не працювали взагалі.

Отже, замість того, щоб самим виробляти нафтопродукти, ми їх імпортуємо. За даними Державної митної служби, за січень-лютий 2006р. в Україну було імпортовано дизельного палива у 2,5 рази більше, ніж за аналогічний період 2005р., а бензину – у 12 разів!

Протягом останніх трьох років обсяги нафтопереробки в Україні знижуються. При цьому, темпи падіння прискорюються: -0,4% у 2004р., -17,8% у 2005р. і -31,1% за I квартал 2006р.

Ця тенденція має свої причини.

По-перше, це спроби адміністративно впливати на ринок нафтопродуктів, як це було в першій половині 2005р. Такі спроби стали негативним сигналом для більшості нафтопереробників і стимулювали їх до переорієнтації процесу переробки нафти на російські заводи. Відповідно, за I кв. 2006р. НПЗ в Російській Федерації збільшили обсяги нафтопереробки на 15,8%.

По-друге, це не вивірена митна і ліцензійна імпортно-експортна політика держави на ринку нафтопродуктів. Нульове імпортне мито, запроваджене в червні 2005р. для термінового насичення ринку, не скасоване й після стабілізації ситуації. Його дія дедалі більше заохочує імпорт готових нафтопродуктів. А непередбачувані чергування заборон і дозволів на експорт нафтопродуктів ще більше знизили в очах російських нафтових компаній цінність українських НПЗ як виробничо-експортного містка до Європи.

По-третє, негативний ефект справляє відставання в модернізації нафтопереробних потужностей. Сьогодні лише 31% потужностей українських НПЗ може забезпечити глибоку переробку нафти та виробництво нафтопродуктів необхідної якості. Вихід світлих нафтопродуктів у середньому на українських НПЗ становить 50% (максимум – 62%). Збереження конкурентоспроможності НПЗ вимагає збільшення глибини переробки нафти на НПЗ в середньому до 73-75% до 2012р.

І, *по-четверте*, український ринок нафтопродуктів стає заручником політики Російської Федерації, спрямованої на стимулювання експорту готових нафтопродуктів, а не сировини. Зокрема, Уряд РФ прийняв рішення з 7 березня 2006р. знизити експортне мито на світлі нафтопродукти зі \$133,5 до \$120,7/т, на темні нафтопродукти – з \$71,9 до \$65,0/т. Паралельно з цим, з 1 квітня 2006р. експортне мито на сирину нафту було підвищено зі \$160,8 до \$186,4/т.

Подолання названих негативних факторів безпосередньо пов'язане з вирішенням усього комплексу проблем паливно-енергетичного комплексу. Насамперед, ідеться про диверсифікацію постачання енергоносіїв до України та розширення їх власного видобутку.

Ідучи на парламентські вибори, партія “Наша Україна” розробила пакет пропозицій стосовно механізмів покращення ситуації в усьому українському паливно-енергетичному комплексі. Партія бачить цю стратегію важливою складовою коаліційної угоди.

Перш за все, як показала цінова криза на ринку нафтопродуктів у I половині 2005р., держава потребує механізмів ринкового регулювання цін на нафтопродукти.

Ми пропонуємо протягом 2006р. **створити на основі БАТ “Укрнафта” вертикально-інтегровану нафтову компанію**. Зараз більшість найпотужніших нафтових компаній світу працюють за схемою “від родовища до АЗС”. Тільки вертикально-інтегрована компанія може виконувати роль національного “агента” на ринку нафтопродуктів.

Кроки до створення ВІНК уже зроблені. “Укрнафта” вже видобуває до 90% усієї видобутої в Україні нафти. Нею створена велика мережа АЗС. На порядку денному – формування “середньої ланки” – нафтопереробних потужностей. Після завершення цього етапу українська компанія могла б стати впливовим гравцем паливного ринку.

Завданням стабілізації внутрішнього ринку не суперечить економічно виправданий експорт нафти та нафтопродуктів з України. Стабільність поставок на внутрішній ринок може, наприклад, гарантувати оплачене державою зберігання нафтопереробниками на об'єктах Держкомрезерву 60-денного запасу нафтопродуктів. Такий механізм дозволить створити **стратегічний резерв нафти та нафтопродуктів**.

Парламентській коаліції необхідно прийняти зміни до Митного тарифу України та закону “Про ставки акцизного збору і звільнення мита на деякі товари (продукцію)”, які передбачали б **запровадження ефективних ставок імпортного мита на нафту та нафтопродукти**, аби стимулювати підвищення обсягів переробки нафти на українських НПЗ. Також необхідно припинити практику вкрай частих змін цих ставок. Таким чином ми стабілізуємо цей ринок і зробимо важливий крок на шляху забезпечення себе від цінових криз.

Так само необхідно поступово запроваджувати в українське законодавство **стандарты ЄС у сфері обмеження шкідливих викидів автотранспорту та якості автомобільного палива**, а саме – екологічні норми від Euro-II до Euro-V та відповідні стандарти на нафтопродукти.

Важливо **законодавчо стимулювати модернізацію нафтопереробних заводів**. Найкращим механізмом стимулювання мають стати відповідні зміни до Закону “Про податок на додану вартість” та Митного тарифу України. І це теж одне з найперших завдань для парламентської коаліції.

Згадані пропозиції знайшли позитивний відгук і серед експертів, і серед учасників українського нафтового ринку. “Наша Україна” буде наполягати на їх реалізації. Такий комплексний підхід дозволить уже в короткостроковій перспективі стабілізувати і модернізувати вітчизняний ринок нафтопродуктів, закласти міцні підвалини його подальшого розвитку.

про відсутність державної політики на українському ринку нафти і нафтопродуктів, зокрема, у галузі нафтопереробки. Єдина цільова державна програма, що стосувалася сектору, була розроблена і прийнята в 1993р., але, як зазначалося вище, виконана не була. Надалі жодні програмні документи стратегічного характеру стосовно розвитку галузі не приймалися. У запропонованій нещодавно Енергетичній стратегії України на період до 2030р. нафтопереробній галузі приділена лише другорядна увага, шляхи розвитку вітчизняної нафтопереробки, національного паливного ринку (включаючи стимулювання впровадження альтернативних палив) належним чином не висвітлені. В регулюванні як нафтопереробною галуззю, так і ринку нафтопродуктів переважають адміністративні методи. Законодавче поле, в якому працює галузь, є нестабільним і не сприятливим для її стійкої роботи та чіткого визначення перспектив розвитку.

У результаті, нафтопереробна галузь (як і ринок нафтопродуктів) тривалий час знаходяться в "ручному управлінні", є значною мірою тінізованими, нестабільними, містять високу концентрацію ризиків, а відтак – позбавлені інвестиційної привабливості.

Виразним прикладом ручного управління, використання адміністративних методів та негнучкості державної політики стало ініціювання Урядом у квітні 2005р. обмеження цін на моторне паливо, внаслідок чого утворився відчутний дефіцит палива, який було подолано шляхом скасування ввізних мит на імпорту нафтопродуктів⁶⁶. Одночасно запроваджувалося квотування експорту моторних палив. Проте, після наповнення внутрішнього ринку митна політика і політика квотування не були вчасно переглянуті в напрямі впровадження оптимальних ввізних мит та повідомлювального режиму експорту – що в кінцевому підсумку призвело до зниження рентабельності вітчизняних нафтопереробних підприємств, зупинки деяких із них, а також – до перегляду окремими НПЗ перспективних планів реконструкції і модернізації.

Зазначена ситуація негативно позначилася і на надходженнях до Державного бюджету, і на прозорості ринку нафтопродуктів (збільшився його тіньовий сектор). Вона також чітко виявила і відсутність у держави можливостей впливу на ринок через економічні важелі – наприклад товарну інтервенцію із державних запасів. Стратегічні запаси та/або резерви нафти та нафтопродуктів в Україні створені на мінімальному рівні (їх обсяги не розголошуються), хоча неодноразово приймалися рішення про їх збільшення⁶⁷.

2. Низька конкурентоспроможність нафтопереробних підприємств України – що виразно виявилось під час окресленої вище ситуації із скасуванням ввізних мит. Якщо з одного боку, ця ситуація виявила вади державної політики на ринку нафтопродуктів, то з іншого – неконкурентоспроможність української нафтопереробки за параметрами ціна-якість, порівняно навіть з НПЗ Литви та Білорусі, країн, які, як зазначалося вище, спромоглися протягом 1990-х років здійснити реконструкцію і модернізацію своїх нафтопереробних потужностей. Реальними є також



перспективи зниження експортних можливостей української нафтопереробної промисловості через звільнення процесу впровадження європейських стандартів якості палив та *надто тривалу* практику надання державою дозволів окремим нафтопереробним підприємствам на виробництво палива з підвищеним вмістом сірки, яке не відповідає навіть національним стандартам, в обмін на його постачання до аграрного сектору під час посівних і збиральних кампаній.

3. Надвисокий рівень залежності від імпорту нафти з єдиного джерела. Протягом 2004-2005рр. імпортована нафта до України надходила з єдиного джерела – Російської Федерації. Тому українська нафтопереробка фактично залежить від російського нафтового ринку. Оскільки основним трендом ціни на російську нафтову суміш *Urals* протягом 2005-2006рр. було зростання, то в цей період Росія практично кожні два місяці підвищувала вивізні мито на нафту та нафтопродукти (за незначним винятком) для ввезення в Україну. Це призвело до того, що російським нафтовим компаніям стало більш вигідно або експортувати нафту до країн Західної Європи, або переробляти її на власних НПЗ в Росії та експортувати готові нафтопродукти (в т.ч. і в Україну). Відповідно – постачання нафти на українські НПЗ зменшується.

4. Непрозорість паливного ринку. Завданнями держави є проведення ефективної політики стосовно паливного ринку шляхом вчасного (прогнозування обсягів сезонного збільшення попиту на паливо та різкого збільшення цін на нафту на світовому ринку за рахунок моніторингу цін на нафтопродукти), адекватного за кількістю та масштабами (ставки мит і зборів) заходів коригування роботи ринку нафтопродуктів. Проте, в Україні відсутня достовірна інформація як про динаміку цін на цьому ринку, так і про баланс споживання-експорту-імпорту нафтопродуктів; не маючи такої інформації, державні органи не спроможні вчасно реагувати на появу кризових тенденцій на національному паливному ринку.

5. Відсутність у нафтопереробних підприємств стимулів до широкомасштабної реконструкції і

⁶⁶ 26 квітня 2005р. набув чинності наказ Мінекономіки України №95 від 14 квітня 2005р. який встановив на чотири дні – до 1 травня 2005р. максимальні (граничні) оптові і роздрібні ціни на бензин. Надалі дію наказу було подовжено до 1 червня 2005р.

⁶⁷ Останнє за часом – Розпорядження Президента України про "затвердження у місячний строк програми створення державного резерву світлих нафтопродуктів у розмірі 10% обсягу річного споживання таких нафтопродуктів в Україні" та завершення "до 1 січня 2006р. формування цього резерву". Див.: Указ Президента України "Про заходи щодо стабілізації ситуації на ринку нафти і нафтопродуктів" №823 від 18 травня 2005р.

модернізації. Незважаючи на те, що на окремих українських НПЗ здійснюється модернізація виробництва і збудовані деякі сучасні технологічні установки, цей процес має характер переважно заміни застарілого обладнання для підтримки виробничих потужностей в робочому стані. Належний контроль з боку держави над виконанням власниками їх інвестиційних зобов'язань у частинах реконструкції і модернізації підприємств та забезпечення виробництва якісних палив фактично відсутній. Відсутні також як заохочувальні (податкові, митні тощо), так і примусові заходи (штрафи, скасування договорів купівлі-продажу акцій тощо) із стимулювання підприємців до реконструкції і модернізації галузі⁶⁸. Врешті, відсутня у виробників нафтопродуктів і конкуренція – як через значний рівень монополізації українського ринку фактично трьома крупними російськими компаніями, так і через слабкий розвиток ринку альтернативних палив.

Водночас, відносно нетривалий час прибуткової роботи НПЗ (2002-2004рр.) не дозволив їм накопичити достатні кошти для реконструкції та модернізації (хоча при цьому суттєві інвестиції були вкладені НПЗ в розширення збутових мереж АЗС). **Отже, значна потреба в інвестиціях разом із тривалим терміном окупності інвестицій без податкових та митних пільг з боку держави не дозволить провести широкомасштабне переозброєння підприємств галузі.**



6. Неприятлива податкова політика – насамперед, запровадження ПДВ (сплата коштами) при розмитненні нафти, призначеної для переробки, що призводить до вимивання обігових коштів НПЗ; а також **незадовільна ситуація з відшкодування ПДВ** нафтопереробним заводам-експортерам нафтопродуктів. Затримки з відшкодування ПДВ призводили до дефіциту обігових коштів підприємств, що не давало змоги закуповувати достатні обсяги нафти і змушувало заводи переходити на давальницькі схеми переробки нафти, за яких державний бюджет втрачав частину надходжень від сплати податків та зборів⁶⁹.

7. Практика різкого підвищення залізничних тарифів. Залізничні вантажні тарифи у 2005р. зросли приблизно на 50%, що негативно позначилося на рентабельності експорту нафтопродуктів (насамперед, мазуту). Це стало результатом, зокрема, невирішеності питання індексації тарифів відповідно до зростання цін в економіці. Рішення Уряду про підвищення тарифів ухвалюється, як правило, не до початку чергового маркетингового року, а в середині – коли вже сформовані всі ціни та контракти. Таким чином, підвищення залізничних тарифів стає неприємною несподіванкою для виробників вітчизняної продукції. Така сама ситуація склалася і у 2006р. Ще у грудні 2005р. до Кабінету Міністрів України поданий проект нового “Збірника вантажних залізничних тарифів”, розроблений фахівцями та науковцями залізничної галузі⁷⁰. Цей документ повністю відповідає ринковим умовам господарювання та вимогам пакету директив ЄС, що стосуються залізничного транспорту⁷¹. Проте, він до цього часу не розглянутий.

8. Важкий фінансовий стан галузі. Більшість НПЗ України закінчили 2005 фінансовий рік з мінімальними прибутками або збитками. Протягом 2005-2006рр. для нафтопереробної промисловості стала характерною неадекватність фінансових та виробничих результатів, що виявляється в погіршенні динаміки основних фінансових показників при зростанні вартості сировини, а отже – і цін на нафтопродукти. Тому, незважаючи на досить високі ціни як на нафту, так і на нафтопродукти, фінансовий стан більшості нафтопереробних підприємств залишається вкрай важким. Більшість підприємств галузі не мають достатніх обігових коштів для стабільної роботи і власних фінансових джерел для реалізації програм модернізації та реконструкції, що стало наслідком неадекватної економічної політики держави.

ВИСНОВКИ

Наявність значної кількості застарілих проблем в українській нафтопереробній промисловості, їх загострення протягом 2005р., і як наслідок – незадовільний стан її роботи, – свідчать про наявність системної кризи в галузі.

Водночас, за умови ефективної державної політики, існують реальні перспективи не лише для покращення її роботи, але й для технічного та технологічного переоснащення. Без реконструкції і модернізації українських НПЗ з використанням світового, насамперед, європейського досвіду не буде досягнута головна мета реформування галузі – покращення екологічних і робочих характеристик палив.

Переоснащення галузі та підвищення ефективності її роботи потребують системних рішень на загальнодержавному рівні. ■

⁶⁸ Повідомляється, що Фонд державного майна України ініціював скасування договору від 1995р. про продаж 30% акцій Дрогобицького нафтопереробного заводу УФ ЗАТ “Господарський союз “Галичина” через невиконання інвестиційних зобов'язань, зокрема – вкласти в розвиток виробництва \$256,5 млн. і провести реконструкцію заводу. За даними Фонду, ці зобов'язання не виконані. Детальна інформація щодо стану виконання інвестиційних зобов'язань іншими власниками НПЗ в Україні відсутня. Див.: Фонд госпимущества забирает «Галичину». – Дело, 10 февраля 2006г., с.2.

⁶⁹ Станом на 1 грудня 2005р., держава боргувала українським НПЗ \$517 млн.

⁷⁰ Проект розроблений відповідно до Розпорядження Кабінету Міністрів України №233 від 1 липня 2005р.

⁷¹ З метою досягнення прозорості і прогнозованості тарифів максимально скорочено кількість робіт і послуг, що виконуються за договірними тарифами: з 32 видів таких послуг залишені шість, інші – переведені до прейскурантних тарифів або скасовані. Скорочено також велику кількість додаткових зборів за роботи та послуги, пов'язані з перевезеннями вантажів. Тарифи базуються на економічно обґрунтованій собівартості вантажних перевезень із закладенням мінімально необхідного рівня рентабельності з огляду на техніко-економічний стан залізничного транспорту.

ПРОПОЗИЦІЇ ЦЕНТРУ РАЗУМКОВА ДО РОЗРОБКИ СТРАТЕГІЇ І КОМПЛЕКСНОЇ ПРОГРАМИ РЕКОНСТРУКЦІЇ І МОДЕРНІЗАЦІЇ НАФТОПЕРЕРОБНОЇ ГАЛУЗІ ТА ВПРОВАДЖЕННЯ В УКРАЇНІ ЕКОЛОГІЧНИХ НОРМ EURO

Засади, напрями та конкретні заходи з реконструкції нафтопереробної галузі України з поступовим досягненням європейських екологічних норм *Euro* мають визначатися:

- довгостроковою (на 10 років) Стратегією реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм *Euro*;
- середньостроковою (на п'ять років) Комплексною програмою реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм *Euro*;
- відповідними середньостроковими галузевими програмами.

Ці документи мають щороку коригуватися з урахуванням впливу як зовнішніх, так і внутрішніх чинників, досягнутих результатів, ресурсних і часових обмежень та супроводжуватися розробкою і прийняттям відповідних нормативно-правових актів і стандартів.

До початку розробки та реалізації Комплексної програми реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм Euro доцільно вжити наступних першочергових заходів.

1. Провести експертизу проектів реконструкції і модернізації нафтопереробних заводів України (до 1 вересня 2006р., Міністерство палива та енергетики України).

2. Розробити, з урахуванням подань українських нафтопереробних заводів, Перелік нафтопереробного обладнання, яке необхідне для проведення реконструкції і модернізації цих заводів і яке не виробляється в Україні та має ввозитися на її митну територію, для забезпечення пільгового оподаткування, а саме – звільнення від обкладання податком на додану вартість та скасування ввізного мита; при наданні преференцій віддавати пріоритет технологіям та обладнанню, пов'язаним з переробкою легкої нафти; обмежити період чинності преференцій часом, регламентованим графіком проведення реконструкції (до 1 вересня 2006р., Кабінет Міністрів України, Міністерство палива та енергетики України, Міністерство науки і освіти України).

3. Переглянути тарифи на залізничні перевезення нафти та нафтопродукти, портові збори з метою підвищення конкурентоспроможності транспортних маршрутів, які проходять територією України (до 1 вересня 2006р., Міністерство транспорту та зв'язку України).

4. Перевірити стан виконання власниками пакетів акцій Дрогобицького (ВАТ “НПК Галичина”) та Надвірнянського (ВАТ “Нафтохімік Прикарпаття”) нафтопереробних заводів умов договорів купівлі-продажу, укладених у процесі приватизації, в т.ч. щодо проведення реконструкції і модернізації цих підприємств; розробити та подати пропозиції із забезпечення ефективного управління пакетами акцій, що належать державі у статутних фондах нафтопереробних заводів; на випадок виявлення порушень передбачити комплекс штрафних санкцій (до 1 жовтня 2006р., Міністерство економіки України, Міністерство палива та енергетики України, Фонд державного майна України).

5. Розробити та затвердити Постановою Кабінету Міністрів України **Спеціальний технічний регламент “Про вимоги до бензинів, дизельного палива та інших паливно-мастильних матеріалів”**, у якому передбачити:

- встановлення обов'язкових для виконання вимог безпеки до паливно-мастильних матеріалів, що виробляються та плануються до виробництва (автомобільні бензини дизельні, авіаційні та судові палива, топковий мазут, мастильні матеріали), спрямованих на зменшення шкідливих викидів від їх спалювання, охорону здоров'я населення та довкілля;
- стандарти на моторні палива, що відповідають вимогам стандартів ЄС на бензини (стандарт ЄС EN 228), дизельне паливо (EN 590) та скраплений нафтовий газ (EN 589);
- терміни впровадження екологічних вимог *Euro-II* та паралельну тимчасову чинність більш низьких вітчизняних екологічних вимог до палив з поступовою заборобою останніх;
- чітке маркування моторних палив, що відповідають вимогам стандартів ЄС на бензини (стандарт ЄС EN 228) та дизельне паливо (EN 590), а також розміщення інформації про систему маркування на АЗС з метою спрощення ідентифікації палив споживачами, залежно від екологічних вимог;
- вимоги до органів із сертифікації та випробувальних лабораторій (центрів), акредитованих для оцінки та підтвердження відповідності моторних палив згідно зі стандартами ЄС (до 31 грудня 2006р., Кабінет Міністрів України із залученням, Міністерства палива та енергетики України, Державного комітету України з питань технічного регулювання та споживчої політики).

6. З 1 січня 2007р., запровадити щотижневу публікацію динаміки цін на основні моторні палива (роздріб), обсягів нафтопереробки і виробництва основних моторних палив (Державний комітет статистики України, за рішенням Кабінету Міністрів України).

На підготовчому етапі розробки Стратегії і Комплексної програми реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм Euro у 2006р. необхідно наступне.

1. Провести парламентські і громадські слухання та серію фахових конференцій із залученням усіх зацікавлених державних міністерств і відомств, усіх суб'єктів ринку нафти та нафтопродуктів, насамперед, нафтових і нафтопереробних (газопереробних) компаній, авіа-, автомобіле-, суднобудівних (складальних) компаній, НАН України, профільних інститутів та незалежних фахівців; під час цих заходів обговорити наступні питання:

- шляхи забезпечення енергетичної безпеки України;
- визначення перспектив, шляхів і заходів підвищення ефективності роботи, реконструкції та розвитку нафтопереробних заводів в Україні;
- покращення державного регулювання ринків нафти та нафтопродуктів;
- узгодження цілей, інтересів і шляхів розв'язання проблем розвитку нафтопереробної та інших галузей і сфер діяльності (транспортної системи, галузей з будівництва всіх видів транспортних засобів, сектору безпеки, агропромислового комплексу, комунального господарства, приватних власників транспортних засобів тощо);
- запровадження ринкових механізмів державного регулювання ринку нафтопродуктів

(протягом 2006р., Верховна Рада України, Кабінет Міністрів України, НАН України).

2. З урахуванням отримуваних пропозицій на засіданнях Кабінету Міністрів України із залученням профільних міністерств і відомств розглянути питання про:

- віднесення інвестицій в реконструкцію та модернізацію НПЗ до валових витрат, замість існуючої практики її фінансування за рахунок прибутку;
- доцільність запровадження пільгового періоду оподаткування підприємств нафтопереробної промисловості, що здійснюють реконструкцію і модернізацію;
- доцільність запровадження диференційованих ставок акцизного збору на нафтопродукти, а саме: зниження ставки акцизу на бензини з октановим числом вище 80 та підвищення – для бензинів з октановим числом 80 і нижче;
- доцільність запровадження преференцій для виробників і споживачів альтернативних моторних палив (зокрема, біопалива) та/або розробки державної програми переведення частини автотранспортних засобів на альтернативні види палива (зокрема, сільськогосподарської техніки на біодизель);
- прискорення створення постійного державного стратегічного резерву нафтопродуктів, наявність якого дала б можливість впливати на стабільність національного ринку нафтопродуктів; передбачити, що шляхами створення такого резерву можуть бути: *по-перше*, використання (або перерозподіл) 15% квоти нафти, видобутої на території областей України, яка на цей час знаходиться в розпорядженні відповідних обласних державних адміністрацій, *по-друге*, закупівля (на умовах відкритого тендеру) нафтопродуктів у періоди сезонного зменшення попиту на них.

Прийняті за результатами розгляду рішення врахувати у проекті Державного бюджету на 2007р. (в разі необхідності – у проектах бюджету наступних років), а також під час розробки Стратегії, Комплексної програми реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм Euro, а також відповідних галузевих програм.

(Кабінет Міністрів України).

3. Переробити та доповнити Розділ 6.1.3. “Розвиток нафтопереробної промисловості” в “Енергетичній стратегії України до 2030р.”, зробивши акценти на перегляді енергетичного балансу України на користь притаманних Україні джерел видобутку енергії (електроенергетика, вугілля, метан вугільних пластів, біологічний газ, газ малих газових, газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищ), реально можливий диверсифікації джерел енергопостачання, створенні державних резервів енергоресурсів, у т.ч. нафти, визначенні цілей та перспектив реконструкції, модернізації та довгострокового розвитку нафтопереробної промисловості (до 31 грудня 2006р., Кабінет Міністрів України, із залученням інших причетних органів виконавчої влади та НАН України).

4. Розробити загальний план-графік виконання планових ремонтів на НПЗ (до 1 січня 2007р., Міністерство палива та енергетики України із залученням представників усіх НПЗ)

Розробка та впровадження Стратегії і Комплексної програми реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм Euro та галузевих програм передбачають наступні заходи:

1. Створити постійно діючу (до 2017р.) Робочу групу з розробки та впровадження Стратегії і Комплексної програми реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм Euro, залучивши до її складу представників усіх зацікавлених міністерств і відомств України, всіх суб'єктів ринку нафти та нафтопродуктів, насамперед – нафтових (нафтовидобувних) та нафтопереробних (газопереробних) компаній, автомобілебудівних (складальних) компаній, НАН України, профільних інститутів, а також незалежних фахівців; склад Робочої групи затвердити Указом Президента України (до 1 липня 2006р., Кабінет Міністрів України).

2. Розробити плани реконструкції і модернізації кожного з НПЗ, що працюють в Україні (до 1 жовтня 2006р., Міністерство палива та енергетики України за участі нафтопереробних компаній).

3. З урахуванням змін до “Енергетичної стратегії України до 2030р.”, результатів громадських слухань, фахових конференцій, пропозицій НПЗ та наукових організацій, результатів експертизи наданих НПЗ планів реконструкції і модернізації, а також планів-графіків (з відповідними обґрунтуваннями) ремонтів на кожному НПЗ Робочій групі розробити, а Кабінету Міністрів України затвердити Стратегію реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм Euro, передбачивши комплекс взаємоузгоджених за часом і ресурсами заходів:

- розробку та імплементацію відповідних законодавчих актів у сфері державного регулювання ринку нафтопродуктів та контролю над ним;
- розробку і впровадження нових національних стандартів якості палив та одночасно – впровадження норм Euro; поступову, протягом трирічного терміну, заміну існуючих національних стандартів європейськими із врахуванням інтересів усіх зацікавлених сторін;

- модернізацію і реконструкцію діючих НПЗ з випереджаючим будівництвом потужностей з поглиблення переробки нафти та поступове доведення якості нафтопродуктів до рівня стандартів ЄС шляхом пріоритетного розвитку технологічних установок з поглиблення переробки нафти та підвищення якості продукції з використанням сучасних технологічних процесів;
- організацію та запровадження ефективної системи перевірки якості нафтопродуктів на всьому шляху їх надходження до споживачів – від НПЗ до АЗС¹; передбачити достатню кількість мобільних експрес-лабораторій, здатних за стислий проміжок часу проводити необхідні випробування та надавати висновок щодо якості палива;
- запровадження прозорого та передбачуваного механізму встановлення тарифів на послуги підприємств залізничного транспорту, який базуватиметься на ринкових принципах і вимогах СОТ, запобігатиме завищенню тарифів на послуги та забезпечить належний рівень інвестицій, насамперед, в інфраструктуру та рухомий склад;
- запровадження комплексу проектів у сферах альтернативних видів палив та енергозбереження;
- забезпечення мотивованої участі існуючих НПЗ в реконструкції галузі, узгодження з програмою їх власних планів реконструкції та модернізації підприємств;
- лібералізацію паливного ринку, вжиття заходів з недопущення проявів монополізму на ньому, забезпечення ефективного захисту економічної конкуренції; створення додаткових умов для залучення іноземних інвестицій в реконструкцію і модернізацію нафтопереробної промисловості України та диверсифікації джерел їх надходження;
- координацію дій Уряду та нафтопереробних компаній у сфері регулювання ринку нафти та нафтопродуктів з метою запобігання порушенню конкурентного середовища та дисбалансу між попитом і виробництвом;
- побудову нового державного НПЗ (лише після всебічного техніко-економічного обґрунтування);
- створення на базі ВАТ “Укрнафта” вертикально інтегрованої компанії, діяльність якої охоплювала б повний цикл – від видобутку нафти до реалізації продуктів нафтопереробки¹;
- створення фінансових та організаційних умов для підвищення ефективності роботи підприємств нафтопереробної галузі України;
- забезпечення максимального та безперервного завантаження потужностей НПЗ за рахунок диверсифікації нафтопостачань і створення сприятливих економічних умов їх роботи;
- забезпечення необхідною сировиною підприємств нафтохімічної промисловості, вартість продукції яких на порядок вище вартості нафтопродуктів;
- створення Державного реєстру інвестиційних угод і відповідного реєстру інвестиційних програм для можливості перевірки їх виконання;
- контроль над виконанням інвестиційних проектів власниками НПЗ, запровадження ефективної системи штрафних санкцій за їх невиконання;
- створення в мережі Інтернет електронної торговельної системи з продажу енергоносіїв, енергетичного обладнання, надання консалтингових, технічних і посередницьких послуг;

- прискорення створення інтегрованої інформаційно-аналітичної системи постійного моніторингу загальнодержавного та регіональних ринків нафтопродуктів, як це передбачено Указом Президента України “Про заходи щодо стабілізації ситуації на ринку нафти і нафтопродуктів” №823 від 18 травня 2005р.;
- науковий та інформаційний супровід процесу реалізації Комплексної програми реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм *Euro* академічними, галузевими та неурядовими науково-дослідницькими організаціями з виділенням на ці цілі бюджетних коштів;
- розширення співробітництва з ЄС, відповідними міжнародними організаціями у сфері розробки законодавства та державних стандартів на моторні палива, реконструкції і модернізації нафтопереробної промисловості, участь у спільних міжнародних проектах, у т.ч. – у сфері енергозбереження, впровадження їх результатів в Україні.

Як виняток (у разі зриву НПЗ графіка модернізації виробництва) та на обмежений період, без можливості наступного пролонгування, передбачити подовження терміну дозволу, наданого окремим НПЗ, на виробництво дизельного палива з підвищеним вмістом сірки.

Узгодження процесу реконструкції нафтопереробної галузі із змінами, що відбуваються в інших галузях, які є її постачальниками або споживачами її продукції, а також контроль над виконанням Комплексної програми покласти на Міністерство палива та енергетики України та Міністерство охорони навколишнього природного середовища України.

(до 31 грудня 2006р.).

4. Провести другий тур фахових конференцій з обговорення шляхів (і ресурсних потреб) реалізації Стратегії реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм *Euro* (січень-березень 2007р., Кабінет Міністрів України).

5. Відповідним міністерствам і відомствам України розробити та затвердити галузеві програми досягнення європейських екологічних норм *Euro* (відповідно до їх сфери діяльності), насамперед, що стосуються: авіа-, судно-, автомобілебудування (Міністерство промислової політики України, Міністерство транспорту та зв'язку України); покращення організації руху автомобілів, їх інспекції, обслуговування (Міністерство внутрішніх справ України, інші причетні міністерства та відомства); розробки фінансових інструментів для стимулювання реконструкції і модернізації НПЗ, виробництва більш якісних палив, альтернативних палив (Міністерство фінансів України, Міністерство економіки України, інші причетні міністерства та відомства); оцінки обсягів та зменшення шкідливих викидів автомобілів (Міністерство охорони навколишнього природного середовища України), оновлення стандартів на палива (Державний комітет України з питань технічного регулювання та споживчої політики України); встановлення економічно обґрунтованих залізничних тарифів на експортні перевезення нафтопродуктів (Міністерство транспорту та зв'язку України) тощо (до 1 березня 2007р.).

6. Робочій групі, з урахуванням отриманих пропозицій та галузевих програм, розробити та подати на розгляд Кабінету Міністрів **Комплексну програму реконструкції і модернізації нафтопереробної галузі та впровадження в Україні екологічних норм Euro** (до 1 липня 2007р.). ■

¹ Докладно див.: Концепція державної енергетичної політики України на період до 2020р. (проект УЦЕПД) — Національна безпека і оборона, 2001, №2, с.41.

АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ НАФТОПЕРЕРОБНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

Олександр СВЕРДЛОВ,
заступник генерального
директора ДП “Науково-
дослідний інститут
нафтової та газової
промисловості”
НАК “Нафтогаз України”
(ДП “Науканафтогаз”)

Леонід НЕСТЕР,
начальник управління
зовнішньоекономічної
діяльності
ДП “Науканафтогаз”

Сергій ЯГODOVСЬКИЙ,
начальник відділу
систем транспортування
відділення проблем
транспортування нафта
та газу
ДП “Науканафтогаз”

Олександр ПІДЗИРАЙЛО,
інженер
відділу систем
транспортування
відділення проблем
транспортування
нафта та газу
ДП “Науканафтогаз”

Активний розвиток світової економіки і скорочення світових легко видобувних запасів нафти призвели до стрімкого зростання цін на нафтову сировину, що спровокувало загострення системної кризи у вітчизняній нафтопереробній промисловості.

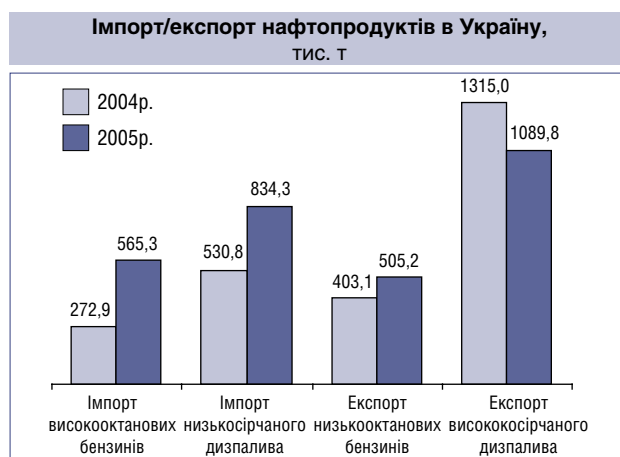
Низька глибина переробки нафти та відносно невеликий, порівняно з провідними країнами світу, вихід світлик нафтопродуктів, характерний для більшості НПЗ України, не дають змоги забезпечувати рентабельну роботу цих підприємств в умовах сучасної світової кон'юнктури на нафтову сировину.

Сьогодні лише два з шести українських НПЗ (Кременчуцький і Лисичанський), глибина переробки нафти сорту *Urals* на яких досягає близько 70%, здатні забезпечувати відносно стабільні обсяги поставок нафтопродуктів на вітчизняний ринок. Одеський НПЗ – у стані реконструкції, Херсонський – припинив виробництво, Дрогобицький – зупинявся на тривалі ремонти, які за нормальних умов здійснюються без зупинки виробництва. Надвірнянський НПЗ продовжував працювати переважно завдяки постачанням більш дешевої української нафти на давальницьких умовах і в такий спосіб забезпечував рентабельність.

Таким чином, маючи надлишкові переробні потужності, український нафтопереробний сектор не здатен самостійно забезпечувати внутрішній попит на світлі нафтопродукти, а з огляду на сталу динаміку підвищення світових цін на нафту, ситуація в майбутньому може дедалі більше ускладнюватися.

До цього слід додати, що обсяг споживання світлик нафтопродуктів в Україні постійно зростає, і подальша невизначеність державної політики в цій сфері в найближчій перспективі може призвести до катастрофічної залежності українського ринку нафтопродуктів від імпортних поставок – що негативно позначиться на окремих макроекономічних показниках, торговельному сальдо та темпах інфляції.

На жаль, теза про необхідність диверсифікації джерел постачання нафти до України з моменту її проголошення обмежувалася винятково заходами з розвитку нафтотранспортної інфраструктури. Натомість проблема формування системи стимулів до модернізації нафтопереробного сектору – кінцевого споживача сирової нафти – залишалися поза пріоритетами



економічної політики держави. Ідеологічні засади приватизації нафтопереробного сектору (скоріше їх відсутність) не передбачали ні чинників, які б стимулювали майбутніх власників НПЗ до модернізації (що



уможливило б урізноманітнення джерел/сортів поставчань нафти), ні диференціації майбутніх власників за регіональною ознакою (Росія, ЄС та ін.).

Внаслідок цього, за наявної можливості імпорту нафти з акваторії Чорного моря через морський нафтовий термінал (МНТ) “Південний” (до 14 млн. т/рік), **потенціал вітчизняної нафтотранспортної інфраструктури не використовується через зорієнтованість НПЗ України на споживання російського сорту Urals¹.**

Головні проблеми: реконструкція, інвестиції, законодавче забезпечення

Дискусії навколо шляхів розвитку нафтопереробної галузі, на жаль, великою мірою позбавлені конструктивізму, оскільки зосереджуються винятково на альтернативі: будівництво нових нафтопереробних потужностей чи реконструкція існуючих. Водночас, ключове питання – про механізми залучення кредитно-інвестиційних ресурсів у нафтопереробну галузь – фактично не обговорюється. Тим часом, **саме питання фінансових стимулів до інвестування в нафтопереробну галузь, а не кількість нафтопереробних заводів, має принципове значення для економіки держави**, оскільки обидва шляхи розвитку (як будівництво нових НПЗ, так і реконструкція існуючих) потребують залучення значних інвестицій на рівні \$1-2 млрд.

Необхідно також врахувати, що внаслідок посилення впливу держави на роботу Кременчуцького НПЗ², особливої актуальності набуває питання забезпечення сприятливих умов для розвитку цього підприємства та використання його потужностей як “інструменту” впливу на вітчизняний ринок нафтопродуктів (виключаючи при цьому елементи державного протекціонізму).

До цього слід додати, що нагальність прискореної модернізації Кременчуцького НПЗ зростає через намір Росії покращити експортну суміш Urals шляхом заборони транспортування магістральними

нафтопроводами високосірчаних сортів нафти (зокрема, тих, що видобуваються на промислах у Татарстані). Внаслідок цього підвищиться вартість як Urals, так і татарської нафти – основної сировини Кременчуцького НПЗ, оскільки її поставки, можливо, будуть здійснюватися залізничним транспортом.

Наведене вимагає вжиття заходів з модернізації цього підприємства з метою досягнення проектної потужності та підвищення глибини переробки нафти, створення умов для використання Кременчуцьким НПЗ альтернативних російським джерел імпорту нафти з району Каспію.

Таким чином, **проблема диверсифікації джерел надходження нафти в Україну сьогодні знаходиться винятково у площині реформування нафтопереробного сектору.** Проблеми ж технічних умов постачання неросійської сировини до України значною мірою були вирішені у 2001р. із введенням в експлуатацію МНТ “Південний” та нафтопроводу Одеса-Броди (на заводи в Навірній і Дрогобичі).

У випадку реконструкції Кременчуцького НПЗ та доведення його потужності до проектних 18 млн. т/рік, підприємство може отримувати 8-9 млн. т російської нафти діючим нафтопроводом Лисичанськ-Кременчук та 9-10 млн. т каспійської нафти з МНТ “Південний” шляхом реверсу ділянки Придніпровських магістральних нафтопроводів МНТ “Південний” – Одеська нафтогавань – Августівка – Снігурівка – Кременчук без значних додаткових витрат. За таких умов, завантаження цієї ділянки нафтопроводу не лише не зменшиться, а навіть збільшиться.

Херсонський НПЗ, у разі реконструкції згаданої ділянки Придніпровських магістральних нафтопроводів, може отримувати каспійську нафту через МНТ “Південний” з використанням ділянки МНТ “Південний” – Снігурівка – Кременчук. Одеський – через Одеську нафтогавань може приймати нафту будь-якого походження, спрямовану до акваторії Чорного моря з нафтотерміналів Южна Озересівка, Новоросійськ, Супса. Також слід зазначити, що реконструйованим НПЗ в Одесі та Херсоні (з глибиною переробки 85% і більше) буде доцільніше, з економічної точки зору, переробляти легку каспійську нафту, ніж російську Urals.

Таким чином складеться ситуація, коли на українських НПЗ може перероблятися 10-15 млн. т нафти неросійського походження, поставки якої не будуть пов’язані з монопольною російською нафтотранспортною системою АК “Транснефть”, – що складатиме понад 50% потреб України в нафтовій сировині. Отже, в такий спосіб буде вирішена проблема диверсифікації джерел постачання нафти в Україну та її енергетичної безпеки (доречно відзначити, що проблеми вирішуються навіть без використання нафтопроводу Одеса-Броди в аверсному режимі).

Враховуючи відносно низький кредитно-інвестиційний рейтинг вітчизняної економіки, проблему

¹ Протягом 2004р. через морські термінали Южна Озересівка (Росія), Батумі та Супса (Грузія) в акваторію Чорного моря виходило понад 30 млн. т нафти неросійського походження, частина якої могла потенційно імпортуватися в Україну – за умови наявності технічних можливостей з її рентабельної переробки.

² ЗАТ “Укртатнафта” значною мірою контролюється державою (державний пакет акцій становить понад 40%). На цей час частка Кременчуцького НПЗ у структурі національного виробництва моторних палив становить: бензини – 32,9%; дизпаливо – 33,7%; авіаційний керосин (реактивне паливо) – 60,1%; мазут – 28,3%.



реформування вітчизняної нафтопереробної галузі не можна вирішувати шляхом прийняття підзаконних нормативних актів локального характеру, які визначають винятково організаційні заходи підтримки того чи іншого проекту з боку органів центральної та місцевої влади.

Створення сприятливих умов для подальшого розвитку нафтопереробної галузі вимагає системного підходу і має супроводжуватися нормативною підтримкою цього процесу через прийняття законодавчих актів, які б торкалися основ економічних відносин суб'єктів галузі.

Отже, досягнення суттєвого прогресу в залученні коштів для перебудови нафтопереробної галузі можливе лише завдяки створенню податкових і кредитних стимулів для конкретних інвесторів реконструкції існуючих (чи будівництва нових) НПЗ шляхом **розробки законопроекту “Про заходи державної підтримки розвитку вітчизняної нафтопереробної галузі”**.

Положення законопроекту мають охоплювати наступне:

- виключення з бази оподаткування прибутку витрат, пов'язаних з реконструкцією виробництва з метою підвищення глибини переробки нафти та покращення якісних характеристик нафтопродуктів;
- встановлення “нульової” ставки ПДВ на обладнання, що імпортується з метою реконструкції існуючого виробництва чи створення нових нафтопереробних потужностей;
- звільнення від імпортного мита обладнання, що ввозиться на територію України з метою реконструкції існуючого виробництва чи створення нових нафтопереробних потужностей;
- визначення принципів диференціації акцизного збору залежно від якості нафтопродуктів;
- встановлення етапності переходу на сучасні стандарти якості моторних палив.

Підготовка законопроекту має супроводжуватися відповідним техніко-економічним обґрунтуванням, яке повинно містити наступні розділи:

- аналіз факторів впливу на цінові тенденції міжнародного нафтового ринку;
- аналіз сучасного фінансово-господарського стану нафтопереробних підприємств України;
- аналіз техніко-економічних показників проектів реконструкції існуючих нафтопереробних потужностей;

- техніко-економічну оцінку проектів будівництва нових НПЗ;
- порівняльний аналіз вітчизняної податкової бази в нафтопереробному секторі та податкового законодавства окремих країн ЄС.

Дію цього закону (у випадку його прийняття) доцільно обмежити терміном у п'ять років з моменту набуття ним чинності (надалі термін може бути подовжений, залежно від темпів реформування галузі).

Євро-Азійський нафтотранспортний коридор

Ще один важливий аспект проблеми ПЕК, який безпосередньо не стосується нафтопереробки, однак, з огляду на існування певних суб'єктивних стереотипів, потребує окремого висвітлення. Йдеться про **Євро-Азійський нафтотранспортний коридор (ЄАНТК)**, роль і місце цього проекту в системі енергетичної стратегії держави.

Протягом останніх майже 10 років штучна підміна базових понять пов'язувала цей проект саме з проблемою диверсифікації джерел постачання нафти до України, зміцнення її енергетичної безпеки та прискоренням інтеграції в ЄС – незважаючи на те, що він **може розглядатися лише як засіб зміцнення транзитного статусу держави та, по суті, жодним чином не стосується проблеми енергетичної безпеки України**.

Як зазначалося вище, у випадку здійснення кардинальних реформаций у нафтопереробному секторі, вітчизняний нафтотранспортний комплекс без значних додаткових витрат здатен забезпечити потреби українських НПЗ у поставках нафти з альтернативних джерел навіть без використання нафтопроводу Одеса-Броди у прямому напрямку.

Інша річ, що в будь-якому випадку використання цього нафтопроводу в аверсному режимі бажане – з огляду на потребу забезпечення більшої незалежності України від постачання російської нафти.

Однак, **треба визнати, що на шляху від Одеси до Бродів на сьогоднішній день немає споживачів каспійської нафти**, бо Дрогобицький та Надвірнянський НПЗ не можуть переробляти більш дорожу каспійську нафту з економічною вигодою. Навіть якщо вони й будуть модернізовані, то скоріш за все – з орієнтацією на переробку російської експортної суміші (оскільки ці підприємства пов'язані з магістральним нафтопроводом “Дружба”, який дозволяє отримувати нафту з нижчою транспортною складовою в ціні, порівняно з легкою нафтою, доставленою за маршрутом, наприклад, Новоросійськ – МНТ “Південний” – Броди – Дрогобич – Надвірна).

До того ж, ВАТ “Укртранснафта”, національний оператор нафтопроводів, мало виграє від фізичної заміни сортів нафти у трубі, бо за таких умов збільшення обсягів транспортування нафти трубопроводом Одеса-Броди призведе до зниження обсягів перекачки магістральними нафтопроводами “Дружба”.

Інша річ – **будівництво нового сучасного НПЗ у північно-західному регіоні (Броди, Луцьк, Ковель та ін.)**. Безперечно, наявність такого підприємства не лише розширить диверсифікаційні можливості України, але й збільшить її експортний потенціал – зважаючи на близькість розташування потенційних споживачів нафтопродуктів у країнах ЄС (насамперед,

у Польщі). Цілком імовірно, що техніко-економічні дослідження сучасного стану нафтопереробного сектору підтвердять життєздатність цих тез.

Диверсифікація транзитних можливостей України

Окреме питання – диверсифікація транзитних можливостей України.

Дійсно, найбільш прагматичною альтернативою сучасним транзитним потокам є аверсне використання нафтопроводу Одеса-Броди. Хвилювання з приводу того, що ця обставина (яка, до речі, жодним чином не сприяє зміцненню енергетичної безпеки України (а за певних сценаріїв – загрожує зменшенням прибутків ВАТ “Укртранснафта”)), призведе до переорієнтації традиційних експортних потоків нафти російського походження, відповідно – до різкого зниження обсягів транзиту, є безпідставними.

Пояснимо. Транзит через Одеську нафтогавань об’єктивно зменшується і може навіть зовсім припинитися – протягом останніх п’яти років російські експортери практично відмовилися від використання цього напрямку, та віддають квоту на його використання (за залишковим принципом) казахстанським експортерам, які водночас намагаються знайти більш вигідні шляхи доставки нафти на європейські ринки.

Транзит магістральними нафтопроводами “Дружба” не зменшиться навіть у далекій перспективі, оскільки він спрямований на постачання нафти до країн ЄС (Словаччини, Чехії та Угорщини) – традиційних ринків для російської експортної суміші, які, однак, за наявності альтернатив (нафтопроводів Інгольштадт-Кралупи-Літвінов та Одеса-Броди) при виникненні форс-мажорних обставин політичного характеру можуть швидко переорієнтуватися на інших постачальників. З огляду на високу глибину переробки нафти на тамтешніх НПЗ та гнучкість їх технологій, відсутність російської нафти не стала б надто “травматичною” для цих країн, на відміну від України.

Таким чином, **диверсифікація транзитних можливостей – питання важливе, але насамперед для ВАТ “Укртранснафта”, і жодним чином не стосується проблем диверсифікації джерел постачання нафти в Україну.**

Це перша теза.

Друга: **диверсифікація транзитних можливостей поєднана із серйозними труднощами, які не можуть бути усунуті винятково українською стороною.** А саме:

1) сам по собі нафтопровід Одеса-Броди проблему диверсифікації транзитних шляхів не вирішує, в якому б напрямі нафта не транспортувалася. Кінцевий пункт доставки нафти у Бродях (у варіанті аверсного використання) – глухий кут, оскільки далі нафту діти нікуди: нафтопровід “Дружба” зайнятий, і пристосування хоча б однієї його нитки для перекачки легкої нафти потребує вагомих інвестицій, гарантованих словацькими, угорськими або чеськими її споживачами, а останні, як ми з’ясували вище, можуть з’явитися лише у випадку якихось малоімовірних “криз”. Доставка залізничним транспортом суттєво збільшує вартість нафти та, за наявності трубопровідних альтернатив, є неконкурентоспроможною. За таких умов, саме реверсне використання в цей час збільшує транзитний потік, бо через МНТ “Південний” нафта експортується на середземноморський ринок;

2) будівництво нафтопроводу Броди-Плоцьк, що так активно рекламується останніми роками окремими фахівцями ВАТ “Укртранснафта”, є дуже дорогим міжнародним проектом. Задекларовані орієнтовні \$500 млн. на будівництво цього нафтопроводу потребують наявності суттєвого джерела споживання нафти, яке б забезпечило гарантоване використання ділянки Броди-Плоцьк у дуже великих обсягах (15-25 млн. т/рік). Як не прикро, таким джерелом Плоцький НПЗ вважатися не може, з огляду на наступні причини: *по-перше*, його потужність – лише 12 млн. т/рік, крім того він орієнтований на переробку нафти *Urals*, що доставляється зі знижками, причина яких полягає в наявності довгострокових контрактів з російськими постачальниками та низькій транспортній складовій (нафта постачається через Білорусь). І навіть якщо зазначене підприємство частково перейде на переробку каспійської нафти, доставленої через Україну, цих обсягів буде явно недостатньо для забезпечення окупності інвестицій у Броди-Плоцьк;

3) термін проектування, формування інвестиційного пулу та будівництва нафтопроводу Броди-Плоцьк, за наявності гіпотетичних інвесторів, складатиме щонайменше три роки;

4) на додаток, не слід забувати, що мінімальні обсяги перекачки трубопроводом Одеса-Броди-Плоцьк повинні становити, з урахуванням відсотків за кредит, понад 14,5 млн. т/рік, а це, своєю чергою, потребуватиме залучення додаткових коштів для будівництва додаткових нафтоперекачувальних станцій на нафтопроводі Одеса-Броди, збільшення резервуарних парків у Бродях і на МНТ “Південний” та збільшення потужностей його з приймання нафти – нового виносного причалу.

Тому Плоцьк – це також “глухий кут”.

Треба йти далі. Куди? На сьогоднішній день реальних споживачів цієї нафти немає, у кожному випадку, ніхто про це серйозно не заявляв. Скільки коштів ще знадобиться, щоб продовжити нафтопровід до Гданська (бо Росія не звільнить нафтопровід Полоцьк-Гданськ для каспійської нафти) чи до Вільгельмсхафена? Які мінімальні обсяги нафти треба буде перекачувати, щоб досягти принаймні мінімальної окупності цього проекту? Якою буде конкурентоспроможність цінкових параметрів легкої каспійської нафти у Гданську чи Вільгельмсхафені?

За п’ять років існування група фахівців, які займаються винятково цим питанням, витративши величезні державні кошти на різноманітні ТЕР чи ТЕО, численні презентації, реляції тощо, попри запевнення на найвищому рівні, що завтра, післязавтра, до кінця року, на початку наступного року Одеса-Броди запрацює в аверсному режимі, на ці основоположні питання відповіді так і не дала. І не дасть. Бо об’єктивно складається ситуація, що критичної потреби, яка спонукала б потенційних європейських споживачів забезпечувати фінансовими гарантіями значні інвестиції в розвиток ЄАНТК, на сьогодні не існує.

А тому **нинішня альтернатива нафтопроводу Одеса-Броди полягає не в напрямку його використання, а в тому, чи бути йому шматком заліза – об’єктом приватизації або руйнації на зразок колишніх нафтопродуктопроводів, чи працювати в тому напрямку, на який сьогодні існує, хоч і невеликий, але попит.** ■

ПОСИЛЕННЯ КОНКУРЕНТНИХ ЗАСАД І ЗАПОБІГАННЯ ПРОЯВАМ МОНОПОЛІЗМУ НА РИНКУ НАФТОПРОДУКТІВ УКРАЇНИ



Світлана МОРОЗ,
заступник голови
Антимонопольного комітету України

Державна політика стосовно ринків нафтопродуктів має будуватися на засадах відкритості, прозорості та передбачуваності “правил гри”, що їх встановлює держава на цих ринках. Спонтанні рішення, які іноді приймаються державними органами із запізненням і не завжди відповідають реальній ситуації, змушують учасників ринку бути завжди на сторожі та страхувати можливі ризики, в т.ч. – шляхом неадекватного підвищення цін на нафтопродукти¹.

З іншого боку, держава має оптимально регулювати механізм митних ставок на імпорт нафтопродуктів з тим, щоб запобігти проявам монополізму вітчизняних виробників на внутрішньому ринку та водночас – забезпечити можливість повноцінної роботи на ньому для імпортерів. Таке регулювання дозволить не лише стимулювати впровадження конкурентних засад на ринку нафтопродуктів, але й сприятиме підвищенню конкурентоспроможності продукції вітчизняних виробників.

ОСНОВНІ ПОРУШЕННЯ КОНКУРЕНЦІЙНОГО ЗАКОНОДАВСТВА НА РИНКАХ НАФТОПРОДУКТІВ І ШЛЯХИ ЇХ УСУНЕННЯ

Серед порушень конкурентного законодавства, виявлених органами Антимонопольного комітету України (далі – Комітет) протягом останніх двох років, переважна кількість кваліфікувалася як зловживання монопольним становищем на відповідних регіональних ринках у формі встановлення монопольно високих цін реалізації світлих нафтопродуктів або антиконкурентних узгоджених дій у формі встановлення

однакових (як правило – завищених) цін реалізації світлих нафтопродуктів, зокрема, через укладання договорів комісії, спільної діяльності з обслуговування талонів, смарт-карт тощо.

Як свідчить практика, на ринках нафтопродуктів більшість виявлених антиконкурентних узгоджених дій відбувається не через “таємні змови”, а через укладання цивільно-правових угод. Саме такі порушення набувають поширення на регіональних ринках реалізації світлих нафтопродуктів. Власники АЗС, які раніше самостійно здійснювали реалізацію нафтопродуктів, придбаних у оптових постачальників, тепер у багатьох випадках здійснюють реалізацію нафтопродуктів за

¹ Так, зокрема, запровадження штучного адміністративного утримування цін на ринках нафтопродуктів за наявності об'єктивних економічних підстав для їх зростання призводить до розбалансування ринку, а наступна його стабілізація потребує значного часу та має більший негативний ефект, порівняно з тимчасовим підвищенням цін. Зростання цін на нафтопродукти з об'єктивних причин має спонукати не до штучного адміністративного стримування, а до невідкладного запровадження компенсаційних механізмів, які б дозволили досягти нового стану рівноваги ринку еволюційним шляхом.

договорами комісії на умовах та за цінами продажу, які встановлює власник нафтопродуктів – оптовий поставальник. Тобто, через наявність таких договорів комісії з різними власниками АЗС, на ринок виходить новий суб'єкт господарювання, частина продавців нафтопродуктів виходять з ринку, і за певних умов ці АЗС можуть контролюватись одним або групою підприємців, пов'язаних договірними відносинами, тобто, на ринку виникає ситуація, коли потенційні конкуренти можуть (або повинні) координувати, погоджувати ринкову поведінку. Виконання умов цих угод може призвести до усунення конкуренції. Подібні порушення були виявлені та припинені органами Комітету у Дніпропетровській, Запорізькій, Рівненській, Харківській, Черкаській областях та місті Києві.

Комітет постійно вживає заходів з попередження порушень конкурентного законодавства. Органи Комітету надають суб'єктам господарювання рекомендації та пропозиції стосовно припинення дій або бездіяльності, які можуть мати негативний вплив на конкуренцію. Так, зокрема, протягом 2005р. близько 60 суб'єктам господарювання надані обов'язкові для виконання рекомендації з припинення дій, що містять ознаки порушення конкурентного законодавства. Всі ці рекомендації учасниками ринків виконані.

Одночасно ведеться активна роз'яснювальна робота. Зокрема, Комітет та його територіальні відділення періодично проводять “круглі столи”, на яких операторам ринків нафтопродуктів роз'яснюються основні підходи до оцінювання відповідності їх дій вимогам законодавства. Учасники ринків нафтопродуктів мають можливість, у разі виникнення у них сумнівів щодо відповідності їх дій положенням Закону України “Про захист економічної конкуренції”², звертатися до Комітету для отримання відповідно до статті 14 цього Закону рекомендаційних роз'яснень стосовно кваліфікації цих дій.

ШЛЯХИ ВДОСКОНАЛЕННЯ КОНКУРЕНТНОГО СЕРЕДОВИЩА НА РИНКАХ НАФТОПРОДУКТІВ

Конкурентне середовище на ринках світлих нафтопродуктів слід формувати шляхом поступового “відкриття” цих ринків для всіх потенційних учасників та встановлення рівних можливостей їх роботи на цих ринках.

Як відомо, внутрішній ринок нафтопродуктів наповнюється за рахунок нафтопродуктів власного виробництва та імпортованих. За тривалого обмеження імпорту, як це спостерігалось до 2005р., частка нафтопродуктів вітчизняного виробництва складала понад 90% загального обсягу ринку (до 2000р. приблизно з такою часткою на ринку домінували імпортери). Зрозуміло, що ті вітчизняні виробники, які мали переваги в потужностях і технічному оснащенні, а саме – ТОВ “ЛиНОС” та АТ “Укртатнафта”, посіли на відповідних ринках монопольне становище. Відкриття ж у травні 2005р. українського ринку світлих нафтопродуктів внаслідок зниження ставки митного тарифу на імпорт моторних бензинів і дизельного палива³, змінило структуру його наповнення, створивши відчутний конкурентний



тиск на вітчизняних виробників (сьогодні імпорт світлих нафтопродуктів складає близько чверті загального обсягу ринку).

Тривале функціонування ринків у “теплих умовах” призвело до гальмування розвитку вітчизняного виробництва та не сприяло зростанню конкурентоспроможності українських нафтопродуктів. Отже зрозуміло, що сьогодні вітчизняні виробники технологічно не готові працювати в умовах “відкритості” ринків. Тому необхідно одночасно вжити ряд заходів для підвищення їх конкурентоспроможності та розвитку конкуренції на ринках нафтопродуктів, зокрема:

- удосконалити механізм встановлення митних ставок на імпорتنі бензини та дизельне паливо для забезпечення оптимальної роботи вітчизняних виробників нафтопродуктів і водночас – створення можливості для імпортерів повноцінно діяти на ринку нафтопродуктів;
- підвищувати (поетапно, зі встановленням конкретних термінів) стандарти, що визначають якість вітчизняних нафтопродуктів (зокрема бензинів і дизельного палива), з метою досягнення протягом кількох років відповідності національних стандартів європейським;
- запровадити заходи економічного стимулювання підприємств нафтопереробки до модернізації виробництва, збільшення глибини переробки та обсягів виробництва нафтопродуктів високої якості.

Розвитку конкуренції на ринках нафтопродуктів має сприяти також поживлення ринків альтернативних видів палива (стисненого та скрапленого газу, біопалива тощо). Так, сучасний стан розвитку мереж АГНКС та існуючі бар'єри вступу суб'єктів господарювання на ринки природного газу як моторного палива не дозволяють створити відчутний конкурентний тиск на операторів ринків світлих нафтопродуктів та достатньо впливати на стабільність цих ринків у періоди підвищення попиту.

² Зокрема статей, що визначають: антиконкурентні узгоджені дії суб'єктів господарювання; узгоджені дії, які можуть бути дозволеними; діяння, які становлять зловживання монопольним становищем на ринку (статті 6, 10 та 13, відповідно).

³ Закон України “Про внесення змін до деяких законів України щодо стабілізації цін на ринку нафтопродуктів” від 17 травня 2005р.



Як відомо, сьогодні розвинуті країни приділяють велику увагу розвитку альтернативних видів палива та енергоносіїв. Поза сумнівом, не повинна стояти осторонь і Україна. Отже, потрібно було б затвердити державну програму з метою переведення частини автотransпортних засобів на альтернативні види палива (наприклад, сільськогосподарської техніки на біодизель). Це є особливо актуальним у ситуації відчутного зростання цін на вуглеводневі енергетичні ресурси у світі.

ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДЕРЖАВНОЇ ПОЛІТИКИ НА РИНКАХ НАФТОПРОДУКТІВ

Для вдосконалення конкурентного середовища на ринках нафтопродуктів слід передбачити вироблення відповідного **алгоритму встановлення митних зборів на імпорتنі нафтопродукти**, який, з одного боку надавав би можливість повноцінно працювати на ринку вітчизняним НПЗ, а з іншого – забезпечував необхідний для розвитку конкуренції обсяг імпорتنих нафтопродуктів (10-20%).

Одночасно, для підтримання рівноваги на ринках нафтопродуктів, необхідно визначити жорсткі позиції держави щодо якості вітчизняних нафтопродуктів. Якщо вимоги державних стандартів залишити тривалий час незмінними, то у власників НПЗ не буде потреби постійно вдосконалювати виробництво, як цього вимагає кон'юнктура ринків більшості європейських держав. Необхідно **завчасно задекларувати послідовність та терміни, протягом яких вимоги державних стандартів до якості вітчизняних нафтопродуктів будуть підвищуватися**, з тим, щоб учасники ринків нафтопродуктів могли відповідно будувати свої плани.

Водночас, держава мала б **економічно підтримувати вітчизняного виробника**, який хоче модернізувати виробництво, збільшити глибину переробки, здійснити інші заходи, що матимуть результатом підвищення конкурентоспроможності українських нафтопродуктів. Отже, доцільно вжити заходів для **зацікавлення вітчизняних виробників вкладати та залучати інвестиції для підвищення ефективності виробництва**. Проте, стимулюючі заходи доцільно запроваджувати винятково в цільовий спосіб (поширюючи ці заходи на конкретні програми, бізнес-плани конкретних НПЗ, види обладнання тощо).

Впровадження такої політики та необхідне для цього збалансування окремих заходів у часі та ресурсах, можливо, потребуватиме **розробки відповідної державної програми**, яка б чітко встановлювала

терміни, обсяги та порядок залучення ресурсів, необхідних для реалізації визначених заходів.

Необхідно також **прискорити створення постійного державного стратегічного резерву нафтопродуктів**, наявність якого дала б можливість впливати на стабільність ринків нафтопродуктів у періоди збурень на ньому (різкого заростання цін, ажіотажного попиту, вимивання товарів з ринку, їх дефіциту тощо) та пом'якшити негативні чинники, зумовлені кон'юктурою світових ринків. Закупівлю нафтопродуктів до державного резерву доцільно здійснювати переважно в періоди зменшення попиту та, відповідно, цін на ринку. Створення такого резерву можна здійснити також на основі перерозподілу 15% квоти нафти, видобутої на території областей, яка на цей час, згідно з Постановою Кабінету Міністрів України №599 від 4 квітня 2000р.⁴, знаходиться в розпорядженні відповідних обласних державних адміністрацій (передбачалося впровадження цього заходу як тимчасового).

Ефективна державна політика на ринках нафтопродуктів повинна базуватися на кваліфікованих висновках за результатами ґрунтовного аналізу стану цих ринків, а ухвалення рішень повинно мати випереджувальний характер. Для цього необхідно налагодити ефективний механізм постійного моніторингу і прогнозування стану ринків нафти та нафтопродуктів.

Інформація про стан ринків нафтопродуктів, отримана з різних джерел, має суттєві розбіжності, які ускладнюють, а іноді й унеможливають її аналіз, що може призводити до неправильних висновків. Це суттєво перешкоджає не лише Комітету в його роботі з оперативного виявлення та усунення порушень конкурентного законодавства на цих ринках, але й іншим державним органам, які повинні своєчасно виявляти чинники, що можуть спричинити збурення ринків, та ефективно вживати заходів для запобігання їх дестабілізації.

Вирішити ці проблеми допомогло б налагодження інтегрованої інформаційно-аналітичної системи постійного моніторингу загальнодержавних і регіональних ринків нафти та нафтопродуктів, як це передбачено Указом Президента України "Про заходи щодо стабілізації ситуації на ринку нафти і нафтопродуктів" №823 від 18 травня 2005р. та дорученням Кабінету Міністрів України №49925/6 від 3 травня 2005р.⁵. Проте, на жаль, незважаючи на наявність названих документів, інформаційно-аналітична система моніторингу ринків нафти і нафтопродуктів в Україні досі не створена. Отже, необхідно вжити негайних заходів з практичного втілення в життя задекларованих у державних документах рішень. ■

⁴ Постанова Кабінету Міністрів України "Про запровадження аукціонів з продажу нафти, газового конденсату, скрапленого газу та вугілля" №599 від 4 квітня 2000р.

⁵ За висновками Антимонопольного комітету, для наповнення бази даних названої системи постійний моніторинг доцільно здійснювати не менш ніж за 15 показниками (індикаторами).

ВИРОБНИЦТВО В УКРАЇНІ БІОЛОГІЧНИХ ПАЛИВ: ПРОБЛЕМИ І ШЛЯХИ ЇХ ПОДОЛАННЯ



Євген ПУЩИК,
член Спостережної ради ТОВ "ФК-груп"
(нафтохімічний завод "Галол")

Переживши в минулому столітті дві нафтові кризи, світова спільнота вдалася до активних пошуків альтернативних видів палив, зокрема, біологічних на основі відновлювальної сировини. Після тривалих досліджень і впровадження біопалив у виробництво стало зрозумілим, що вони не в змозі повною мірою замінити нафту, однак факт зменшення її використання, а також екологічний ефект використання біопалив є незаперечними. Тому виробництво біологічних видів палив стало пріоритетним напрямом у світовій та європейській нафтопереробці.

Україна, на жаль, значно відстає в цій галузі від країн ЄС через, насамперед, недосконалість і невідповідність європейським стандартам національної нормативно-правової бази, відсутність ефективних структур, які б розвивали та координували ринок біопалив, лобі певних фінансово-промислових груп у Парламенті, а також непрофесійний підхід до цієї проблеми чиновників міністерств і відомств.

Питання: нафтові чи альтернативні палива потребує політичних рішень

Операції з нафтою можна віднести до специфічного сектору світової економіки, де основним фактором є не стільки ринкові важелі, скільки політичні рішення. Тому питання заміни нафти на біопалива, як показав досвід ЄС і країн американського континенту, є цілком політичним питанням, вирішення якого залежить від держави та обсягу преференцій.

Сьогодні на ринку моторних палив, де існує жорстка конкуренція між нафтопереробними компаніями та виробниками біологічних палив, біопалива є

неконкурентоспроможними через вищу собівартість. Ринкова конкуренція стане можливою лише за умови підвищення ціни нафти до \$80/бар. (таблиця "Вартість моторного палива")¹.

До того часу питання часткової заміни нафти на біопалива та масштаби цього процесу залежать від політичних рішень, оскільки йдеться не лише про ринок палив, але й про екологію та залучення до виробництва палив аграрного сектору. Іншими словами: за нинішніх технологій та до досягнення цін нафти \$80/бар. виробництво біологічних палив та заміна ними палив нафтового походження можливі лише за умови державної підтримки (державних преференцій).

Вартість моторного палива,
€/л

Етанол				Біодизель Європа	Бензинове моторне паливо		
Європа	Бразилія	США	Україна		(за ціни нафти \$25/бар.)	(за ціни нафти \$50/бар.)	(за ціни нафти \$80/бар.)
0,40-0,60	0,23	0,30	0,40	0,35-0,65	0,16	0,31	0,62

¹ Можна припустити, що за умови досягнення ціни на нафту рівня 80/бар., ціна бензинового моторного палива становитиме приблизно €0,62 – отже, біологічні моторні палива будуть у багатьох випадках дешевшими, тобто – конкурентоспроможними на вільному ринку моторних палив.



Ситуація в Україні: програми і проблеми

П'ять років тому в Україні була прийнята програма "Етанол"², проте й досі бензини моторні сумішеві із вмістом біоетанолу чи етил-трет-бутилового ефіру не виробляються, хоча протягом останніх двох років спиртзаводи виробляли близько 20 тис. т біоетанолу на рік для потреб НПЗ.

Існування державних програм, що передбачають розвиток ринку біопалив, та водночас – відсутність нормативно-правових документів, які б регулювали цей процес, призвели до вкрай критичного стану. Виконуючи державні програми, виробники розгорнули виробництво добавок на основі біоетанолу, які пройшли успішні випробування на вітчизняних і східноєвропейських НПЗ. Однак – їх продукція не має попиту, оскільки нафтопереробні заводи не бажають змінювати технологію виробництва, що, своєю чергою, пояснюється тим, що така зміна не обіцяє підвищення їх прибутків.

У такому випадку запровадження механізму використання біопалив нафтопереробними заводами можливе лише заходами державного регулювання. Найважливішими з них, як свідчить світова практика, є заборона використання шкідливих бензинових компонентів (зокрема МТБЕ), як це було зроблено у США, а також запровадження норм Директиви 2003/30/ЄС, що регулює вміст кисню.

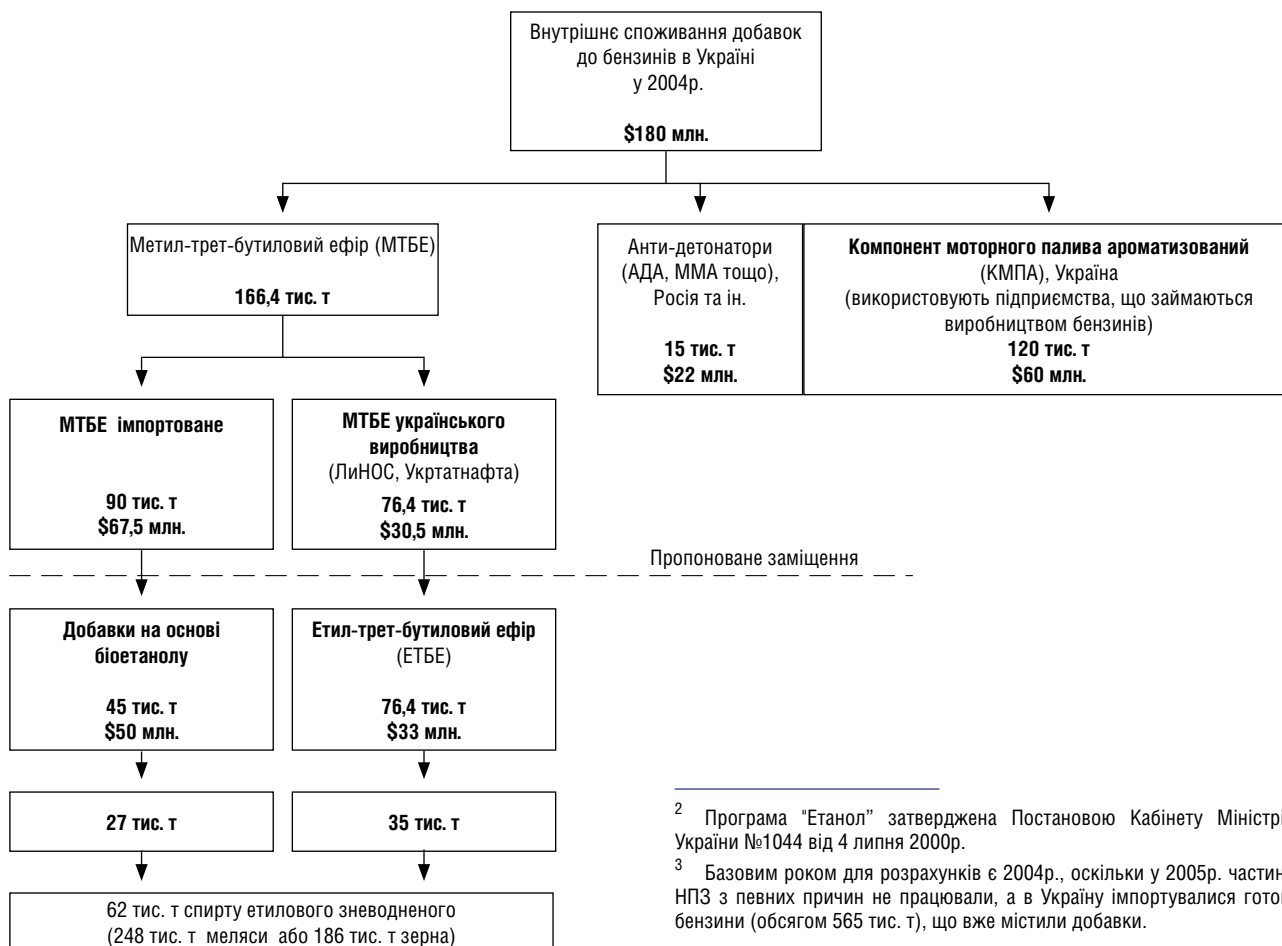
Доцільним є також впровадження диференційованого підходу до оподаткування нафтопродуктів залежно від їх якості.

Незважаючи на труднощі, з якими зіштовхнулися на ринку біопалив вітчизняні виробники, наукова робота в цьому напрямі не припинялася. Зокрема провідними спеціалістами ТОВ "ФК-груп" (нафтохімічний завод "Галол") спільно з науково-виробничою фірмою "Турал-110" (Азербайджан) за участю Інституту нафтохімічних процесів Національної академії наук Азербайджану була розроблена та впроваджена у виробництво найефективніша на сьогодні добавка до бензинів – етил-трет-бутиловий ефір (ЕТБЕ), складовою якого є 50% українського біоетанолу. Цей проект є першим пілотним інноваційним проектом такого рівня в галузі нафтопереробки на теренах СНД. Виробництво названої добавки вказаного продукту налагоджене в Сумгаїті (Азербайджан), оскільки не було реальної можливості розмістити його в Україні.

Однак, з прийняттям Закону України "Про внесення змін до деяких законів України щодо стимулювання виробництва бензинів моторних сумішевих" від 23 лютого 2006р. організація такого виробництва на території України стала економічно доцільною.

Доречно зауважити, що ринок добавок до бензинів у 2004р. становив близько \$180 млн., при цьому 75% ринку належало російським виробникам (див. "Схема заміщення імпорتنних добавок до бензинів альтернативними вітчизняними на основі біоетанолу")³.

СХЕМА ЗАМІЩЕННЯ ІМПОРТНИХ ДОБАВОК ДО БЕНЗИНІВ АЛЬТЕРНАТИВНИМИ ВІТЧИЗНЯНИМИ НА ОСНОВІ БІОЕТАНОЛУ



² Програма "Етанол" затверджена Постановою Кабінету Міністрів України №1044 від 4 липня 2000р.

³ Базовим роком для розрахунків є 2004р., оскільки у 2005р. частина НПЗ з певних причин не працювали, а в Україну імпортувалися готові бензини (обсягом 565 тис. т), що вже містили добавки.

Протягом 2005р. Уряд України затвердив кілька програм розвитку біодизельного палива. Однак, ці програми не мають під собою твердого підґрунтя, оскільки їх чекають такі ж проблеми, що й програму “Етанол”. Сьогодні в Україні не існує сприятливих чинників (крім самих державних програм) для розвитку виробництва біодизелю, насамперед – на законодавчому рівні.

Крім того, започаткуванню виробництва заважають проблеми, які неможливо подолати у стислі терміни. *По-перше*, до цього часу не розроблена відповідна технічна документація і не проведені дослідно-експлуатаційні випробування біодизелю⁴. В результаті, практично весь, вирощений сільськогосподарськими підприємствами, ріпак та олія ідуть на експорт (у 2005р. експортовано близько 35 тис. т ріпкової олії). *По-друге*, існуючий обсяг ріпаку є недостатнім для забезпечення повних потужностей (по 100 тис. т щорічно) двох заводів, як це передбачається програмами.

Що можна і потрібно зробити

На першому етапі організації виробництва біодизелю необхідно на міні-рівні відпрацювати всі технологічні аспекти, що значно зменшить фінансові ризики. Тому, виглядає доцільним виконання пілотного проекту виробництва біодизелю на базі однієї з установок нафтохімічного заводу “Галол”, після її часткової реконструкції. Це б дозволило вже з урожаю ріпаку 2006р. виробити близько 10 тис. т біодизелю.

За прикладом східноєвропейських країн, цей проект доцільно було б організувати спільно з НПЗ - споживачем біодизелю (наприклад, кооперація нафтохімічного заводу “Галол” (Дрогобич) – як виробника біодизелю, та Дрогобицького НПЗ – як споживача). За умови позитивних результатів проекту, таку практику можна було б поширити на всю країну.

Для ефективного розвитку та функціонування ринку біопалив, що сприятиме розвитку сільського господарства, а також зменшенню залежності країни від імпортованих енергоносіїв доцільно, за прикладом країн ЄС, розробити та прийняти закон “Про ринок біопалив” – взявши за основу Директиву 2003/30/ЄС від 8 травня 2003р. (щодо сприяння використанню біопалив та інших відновлювальних палив для транспорту).

Враховуючи те, що Україна щорічно споживає близько 5 млн. т бензинів та 6 млн. т дизпалива, **використання 5% біоетанолу і 15% ЕТБЕ дозволить зменшити використання бензинових компонентів нафтового походження в середньому на 400 тис. т, а використання 5% біодизелю – зменшити використання дизельних компонентів на 300 тис. т**, що, своєю чергою, зменшить обсяги використання імпортової нафти.

Крім того, використання екологічних видів палива, що відповідають вимогам ЄС, дозволить українським НПЗ скористатися пільгами Кіотського протоколу



в рамках “Конвенції ООН про зміну клімату”, а отже – збільшити обсяг інвестицій у вкрай необхідну їх реконструкцію.

Як показав багаторічний досвід, проблеми біопалив, що гостро постали перед Україною, не в змозі вирішити міністерства чи окремі підприємства поодиночки. Для цього необхідний системний інноваційний підхід. Тому з метою розвитку ринку біопалив ми **пропонуємо на базі нафтохімічного заводу “Галол” за участю наукових та науково-дослідних установ, а також фінансової установи створити енергетичний технопарк**, який стане реальним кроком для розвитку альтернативних видів палив, що сприятиме енергетичній безпеці України.

Підсумовуючи наведене, можна стверджувати, що для покращення ситуації на ринку біопалив необхідно:

- 1) **поетапно заборонити використання шкідливих бензинових компонентів, (зокрема, МТБЕ);**
- 2) **запровадити норми Директиви 2003/30/ЄС, що стосуються стандартів EN на моторні палива;**
- 3) **започаткувати пілотний міні-проект виробництва біодизелю на базі однієї з установок діючого заводу (після її часткової реконструкції);**
- 4) **розробити та прийняти закон “Про ринок біопалив”, взявши за основу Директиву 2003/30/ЄС від 8 травня 2003р.** ■

⁴ За відсутності технічної документації, сумнівними виглядають заяви про початок будівництва двох заводів з виробництва біодизелю.

ЕФЕКТИВНЕ УПРАВЛІННЯ ПАЛИВНИМ РИНКОМ ПОТРЕБУЄ ІНФОРМАЦІЙНО- АНАЛІТИЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ



Сергій САПЕГІН,
директор НТЦ "Псіхея"

Аналіз процесу підготовки і прийняття управлінських рішень, що стосуються ринку нафтопродуктів України, свідчить про існування серйозних проблем у системі його інформаційного та аналітичного забезпечення.

Однією з головних проблем є відсутність адекватних моделей ринку нафтопродуктів, зумовлена, своєю чергою, проблемами, що виникають на етапі збирання первинної інформації про ринки та під час її аналізу з метою вироблення пропозицій для прийняття рішень.

Зазначені проблеми беруть початок в адміністративній централізованій системі управління економікою, яку успадкувала Україна від колишнього СРСР. На жаль, протягом років незалежності органи виконавчої влади не змогли докорінно перебудувати економічну систему на сучасних наукових засадах, вдаючися переважно до силових методів державного регулювання. Лише останні півтора року поряд зі звичними вже ціновими обмеженнями для стабілізації ринку використовувались окремі економічні важелі, на зразок паливних інтервенцій.

Однак, у цілому, нова влада теж послуговується переважно адміністративною системою управління ринком.

ІНФОРМАЦІЙНО-АНАЛІТИЧНИЙ СУПРОВІД ДЕРЖАВНИХ РІШЕНЬ В УКРАЇНІ: СТАН І ПРОБЛЕМИ

Однією з причин низької ефективності управління ринком з боку органів виконавчої влади є слабе опрацювання сценаріїв розвитку ситуації в разі застосування тих чи інших стабілізаційних заходів. Це, своєю чергою, зумовлюється відсутністю ефективних моделей ринку та недосконалістю підсистеми інформаційного забезпечення або моніторингу – складової управління економічними об'єктами, що передбачає збирання первинної інформації, її узагальнення та систематичний аналіз ситуації на ринку.

Спроби перетворення управлінських рішень у ПЕК на більш ґрунтовні та ефективні, зокрема, шляхом використання аналітичних і прогнозних моделей ринку нафтопродуктів, робилися в Україні неодноразово. Так, Указом Президента України, виданим у квітні 2000р., передбачалося розробити державну електронну інформаційну базу даних "Нафта і нафтопродукти"¹. У Розпорядженні Кабінету Міністрів від 28 грудня 2001р. йшлося про створення програмно-апаратного комплексу та організаційних механізмів для відстежування експорту, імпорту і транзиту нафти, її переробки, торгівлі нафтопродуктами, цін на них в Україні та на європейському ринку².

¹ Указ Президента України "Про державну електронну інформаційну базу даних "Нафта і нафтопродукти" №565 від 7 квітня 2000р.

² Розпорядження Кабінету Міністрів України "Про створення та функціонування державної електронної інформаційної бази даних "Нафта і нафтопродукти" №619 від 28 грудня 2001р.

Проте, навіть принципи обліку інформації в базі даних, що мала бути сформована на виконання названих документів, викликали суттєву критику фахівців. Зокрема, перелік характеристик ринку, структуру інформації та періодичність її оновлення визначали чомусь галузеві експерти; не висувалося жодних вимог, зумовлених необхідністю наступного аналізу отриманої інформації та її використання в моделях прогнозу, – що перетворювало всю базу даних на звичайний архів. Можливо, це стало однією з причин згорання робіт з її створення та в кінцевому підсумку призвело до невиконання актів Президента та Уряду.

Крім того, під час розробки системи моніторингу мало не головну роль відіграє її вартість. Тому через недостатні обсяги фінансування галузевих програм інформатизації і неналежне виконання Закону України “Про Національну програму інформатизації” (1998р.) більшість органів виконавчої влади змушені відмовлятися від впровадження аналітичних систем, часто – на шкоду ефективності та обгрунтованості рішень, що приймаються.

Важливою складовою побудови системи моніторингу є вибір переліку характеристик, які описують ринок і підлягають моніторингу. Але проблема полягає в тому, що, як зазначалося вище, в Україні досі відсутня єдина база даних про ринок нафтопродуктів. Немає й системи підтримки прийняття рішень, яка дозволила б сформулювати вимоги до первинної інформації в такій базі даних і надалі ефективно її використовувати.

Не менш важливим є вироблення єдиної термінологічної бази, системи критеріїв і показників, які описують стан внутрішнього ринку. На жаль, державні організації досі користуються статистичними стандартами, класифікаторами продукції і коефіцієнтами перерахунку енергетичних величин, які не узгоджуються з європейськими та міжнародними вимогами. Недосконалість методологічного та інформаційно-статистичного забезпечення, своєю чергою, не дозволяє врахувати специфічні для національної економіки риси, які визначають обсяг пропозиції на ринку, розширити прогнозований горизонт, підвищити ефективність коротко- та середньострокового прогнозування змін макроекономічної і галузевої інфраструктури, що впливають на обсяги споживання продукції ПЕК.

Водночас, вкрай неефективним вбачається збір переважно ситуативної і локальної інформації, шляхом отримання даних про той чи інший сегменти ринку, у відриві від інших його складових, що не забезпечує можливості аналізу отриманої інформації в майбутньому. Цей підхід призводить до неефективного використання державних фінансових ресурсів, низької точності даних і неможливості їх повноцінного аналізу.

Прикладом такої неефективної діяльності є робота близько 530 мобільних державних бригад, які виконували моніторинг роздрібного ринку нафтопродуктів. Її результатом став звіт обсягом сотні сторінок, ефективне використання якого надалі не є можливим.

Через унікальність отриманих даних, з одного боку, та їх неструктурованість – з іншого, проблематичною є й точність зібраної інформації. Водночас, навіть найпростіші оцінки свідчать, що зазначений звіт коштував державі майже 5(!) млн. грн. Цей приклад не єдиний. Цінові інспекції, Антимонопольний комітет України, Міністерство палива та енергетики також виконують

власні моніторинги ринку. При цьому, методики, що використовуються для збирання інформації, недосконалі, працівники, які виконують роботу, не є фахівцями, а дублювання робіт і неможливість використання зібраної інформації іншими відомствами призводить до значних перевитрат державних коштів.

Отже, проблема формування системи прийняття державних рішень стосовно вітчизняного паливного ринку, створення і ведення єдиної бази даних про нього на державному рівні залишається відкритою. Водночас, відчутну допомогу державним відомствам і ринковим структурам у цій сфері можуть надати неурядові та комерційні структури.

Інформаційна система “RealPEK”: використання на ринку нафтопродуктів України

Досвід європейських країн, зокрема Німеччини, свідчить, що інформація державних органів має доповнюватися з інших джерел. І хоча отримані в такий спосіб дані не розглядаються як офіційні, вони широко використовуються під час аналізу поточного стану ринків і прогнозування їх розвитку в інтересах державних органів управління.

Втішно, що Україна в цьому плані вже не є винятком. Останнім часом з тими ж цілями органами виконавчої влади та комерційними структурами широко використовуються дані моніторингу ринку нафтопродуктів України, який виконує НТЦ “Псіхея”.

Великий інтерес викликають і проекти з опрацювання ринкової інформації, до яких належить, зокрема, друга черга проекту Інтегрованої інформаційно-аналітичної системи “RealPEK”, яка забезпечує доступ до інформаційних баз даних про ринок нафтопродуктів у реальному часі. Тестова експлуатація макета цієї системи здійснюється в деяких державних установах.

Розробляючи систему моніторингу, фахівці НТЦ виходили зі світового досвіду збирання ринкової інформації на основі моніторингу ринку, його аналізу, коротко- та середньострокового прогнозування. Цей досвід свідчить, що облік інформації має здійснюватися в режимі, максимально наближеному до режиму реального часу. Інакше кажучи, зміна стану ринку фіксується в момент надходження первинної інформації про неї. Принциповою відмінністю цього підходу від інших, що використовуються в Україні, є те, що в цьому випадку інформація, навіть з урахуванням операційних витрат на її опрацювання, надходить споживачеві майже в реальному часі.

З метою підвищення точності інформації, особливо на першому етапі формування баз даних, використовувалися механізми запровадження інформаційної надлишковості на основі використання простих і звжених алгоритмів опрацювання інформації, що надходить з кількох джерел.

Експлуатація системи “RealPEK” комерційними підприємствами підтвердила можливість і доцільність надання інформації в реальному часі. А відстеження світових тенденцій дозволить не лише ефективно виконувати прогнозування, але й заощадити державні кошти на поточних поставках нафтопродуктів.

Таким чином, інформаційна система може використовуватись як джерело ринкової інформації при створенні користувачами моделей аналізу стану і прогнозу ринку нафтопродуктів України.

МОНІТОРИНГ УКРАЇНСЬКОГО РИНКУ НАФТОПРОДУКТІВ, ЯКИЙ ВИКОНУЄТЬСЯ НТЦ “ПСІХСЯ”

Надається доступ до інформації за наступними рубриками.

Ціни пропозицій світлих нафтопродуктів у реальному часі:

- за виробниками нафтопродуктів;
- за крупнооптовими постачальниками нафтопродуктів;
- за дрібнооптовими постачальниками нафтопродуктів;
- за автозаправними станціями.

Середні ціни пропозицій світлих нафтопродуктів у реальному часі:

- за виробниками нафтопродуктів;
- за крупнооптовими постачальниками нафтопродуктів;
- за дрібнооптовими постачальниками нафтопродуктів (включаючи регіональний зріз);
- за дрібнооптовими постачальниками нафтопродуктів (включаючи регіональний зріз);
- за автозаправними станціями (включаючи регіональний зріз);
- за автозаправними станціями (включаючи регіональний зріз);
- за брендовими автозаправними станціями.

Ціни пропозицій світлих нафтопродуктів на кордоні України.

Інформація надається за останні 30 днів з автоматичним поновленням (включаючи графічне об'єктування).

У системі використовується “клієнтська частина” на основі стандартних електронних таблиць. Це дає змогу користувачам самостійно розвивати методичну базу аналізу стану і прогнозу ринку.

Перший досвід експлуатації свідчить про ефективність методичного апарату і програмно-апаратних рішень, закладених у системі. Це вже сьогодні дозволяє державним органам і комерційним компаніям:

- отримувати інформацію про ринок України та суміжні ринки в реальному часі, вивільняючи ресурс, що витрачався раніше на збір та узагальнення даних;
- використовувати єдину інформаційну базу і спільні підходи для оцінки поточного стану ринку всіма учасниками ринку;

- отримувати автоматично оновлюваний інформаційний ресурс, що дозволяє будувати ефективні аналітичні моделі;
- виключити дублювання робіт із збирання даних про ринок і зосередити зусилля на опрацюванні методик такого збирання, орієнтованих на подальший аналіз отримуваної інформації;
- серйозно наблизитися до розробки елементів системи прогнозування ринків, які працюватимуть у реальному часі.

Ринкова модель паливного комплексу може бути представлена у вигляді, наведеному на схемі “Загальний вигляд моделі українського ринку нафти та нафтопродуктів”.

Модель ринку повинна включати найбільш важливі блоки, до яких слід віднести: споживання, видобуток нафтової сировини, імпорт сировини і готової продукції, переробку сировини на нафто-, газопереробних, коксохімічних заводах та підприємствах хімічної промисловості. Крім того, має бути відбита система зв'язків українського ринку з надсистемою, в ролі якої виступає світовий ринок нафти.

Розроблена система включає такі потоки сировини та готової продукції:

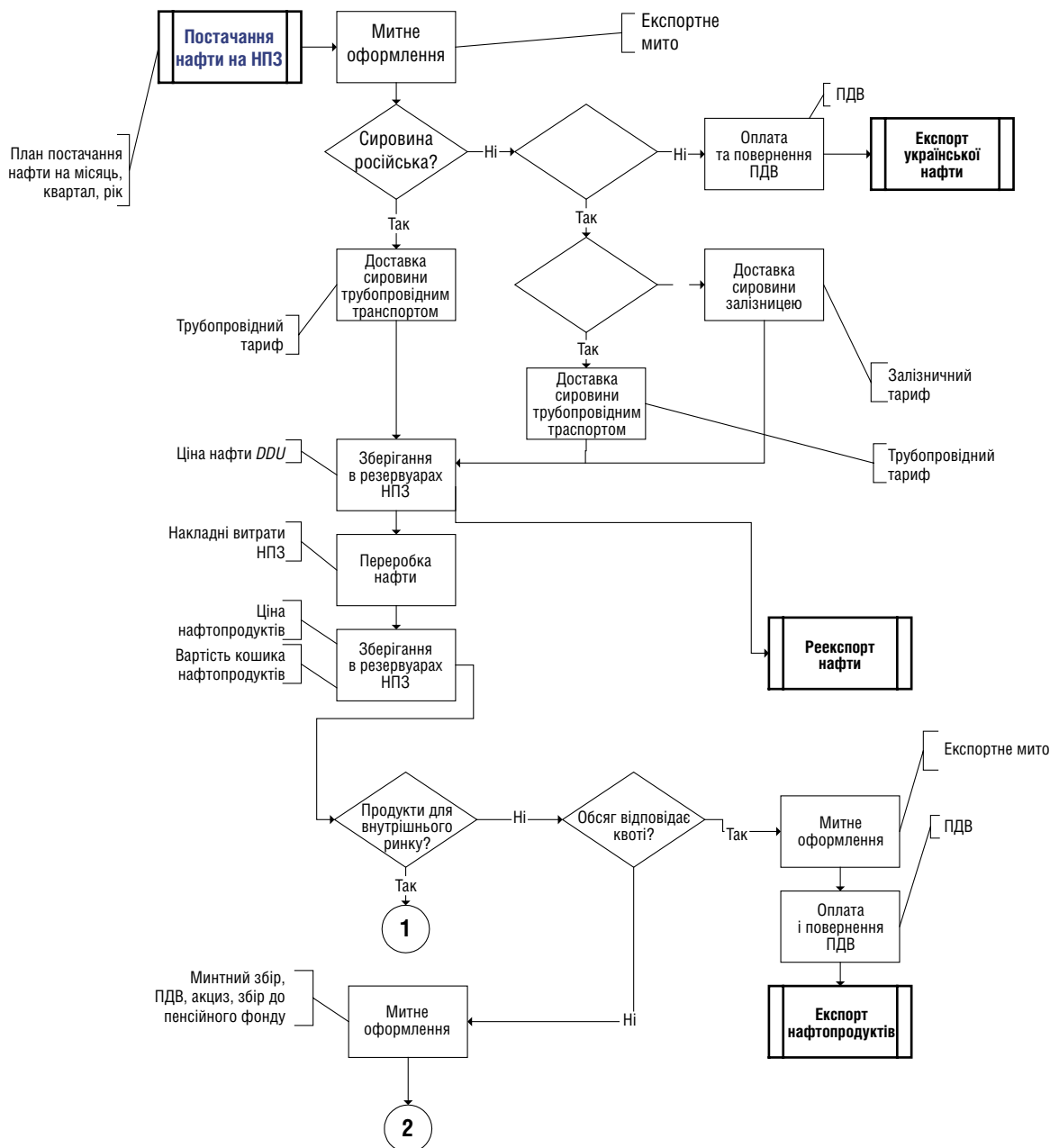
- імпорт сировини;
- експорт сировини;
- поставка нафти за давальницькою схемою переробки;
- готова продукція;
- експорт готової продукції;
- імпорт готової продукції;
- контрабанда.

З урахуванням цього, алгоритм функціонування ринку може бути представлений схематично (схема “Алгоритм функціонування українського ринку нафти та нафтопродуктів”). Він включає найбільш важливі блоки:

Загальний вигляд моделі українського ринку нафти та нафтопродуктів



Алгоритм функціонування українського ринку нафти та нафтопродуктів



- митне оформлення;
- доставка трубопроводом;
- доставка залізничним транспортом;
- зберігання нафти;
- переробка нафти;
- імпорт нафтопродуктів;
- поставка кінцевому споживачу.

Крім того, на етапі підготовки до створення моделі повинен бути розроблений блок первинної інформації щодо описання ринкових процесів із заданим ступенем деталізації.

Таким чином, розробка НТЦ “Псіхія” інформаційно-аналітичної системи “RealPEK” уже сьогодні дозволяє:

1. Перейти до практичного вирішення питання щодо впровадження єдиного реєстру суб’єктів ринку, що займаються оптовою та роздрібною реалізацією нафтопродуктів.
2. Забезпечити учасників українського ринку нафтопродуктів єдиною інформацією щодо стану ринку в реальному часі.
3. Розробити систему накопичення ринкової інформації як базу для виконання середньо- та довгострокових прогнозів.
4. Розробити основи системи обліку ринкової інформації для подальшого використання накопиченого досвіду на інших ринках.
5. Забезпечити основу для розробки системи ринкових моделей коротко-, середньо- та довгострокових прогнозів.