

## РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ ІННОВАЦІЙНОГО РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

### 1.1. Місце і роль паливно-енергетичного комплексу в національному господарстві України

Метою соціальної держави, яким відповідно до Конституції є Україна, має бути всебічне забезпечення добробуту громадян. Однією з найважливіших складових добробуту у цивілізованих державах є забезпечення громадян теплом та електроенергією. Конституцією України передбачено право громадян на їх достатній життєвий рівень та наявність безпечної для життя і здоров'я навколишнього середовища, що зобов'язує державу створювати відповідні умови для цілеспрямованого розвитку економіки з урахуванням екологічної складової цього розвитку. Гарантією реалізації цих цілей повинні стати повне, стабільне та екологічно безпечне задоволення потреб жителів країни і суспільного виробництва в продуктах енергетичних галузей. Рівень розвитку енергетики має головний вплив на стан національного господарства, вирішення проблем соціальної сфери та визначає рівень життя людини.

Тільки за умови випереджаючого розвитку енергетики країни можна забезпечити необхідну динаміку розвитку економіки і суспільства в цілому. Світовий досвід свідчить - енергетика, як локомотив тягне за собою інші галузі промисловості та соціальної сфери і її розвиток гарантує високі параметри якості життя людей, що є головною ознакою розвинутих держав [56, с.44].

Завдання забезпечення економіки та соціальної сфери країни основними видами енергоносіїв (електричною та тепловою енергією, моторними і котельно-пічного видами палива), і сировинними ресурсами для потреб хімії, нафто- та вуглехімії, металургійної промисловості покладено на паливно-енергетичний комплекс України (ПЕК).

Паливно-енергетичний комплекс України являє собою галузь економіки, до якої входять суб'єкти господарювання, діяльність яких пов'язана з розвідкою, видобутком, переробкою, виробництвом, зберіганням, транспортуванням, передачею, розподілом, торгівлею, збутом або продажем енергетичних продуктів (енергоносіїв) - палива, електричної і теплової енергії. Сюди не входять суб'єкти, основна діяльність яких спрямована на задоволення потреб населення і господарського комплексу в послугах централізованого опалення та постачання гарячої води [56, с. 211].

Забезпечення економіки будь-якої країни енергоносіями в XXI столітті стає найважливішим чинником стійкого зростання. Як відомо, потреби України в вуглеводній сировині задовольняються власними ресурсами лише приблизно на 20%. Це підсилює актуальність підвищення використання паливно-енергетичного потенціалу в умовах його ринкової трансформації. Оскільки механізми державного управління паливно-енергетичним комплексом істотно залежать від його величини і структури, що визначають особливість ПЕК, треба їм відвести окрему увагу.

Першою особливістю ПЕК України є його низький рівень самозабезпечення. Нафтогазовий потенціал України складає близько 320 родовищ нафти і газу, з яких 57 середні й великі. Їх територіальне розташування нерівномірно: у східному регіоні - 190, у західному - 92 і південному - 38 (серед яких 8 родовищ - у Чорному та 5 в Азовському морях). За оцінками фахівців початкові видобувні ресурси становлять 8,4 млрд. т., з них на акваторіях 1,5 млрд. т. вже розвідано і видобуто 2,1 млрд. Таким чином, залишкові нерозвідані ресурси вуглеводнів дорівнюють, приблизно, 5 млрд. т. (1,1 млрд. т. нафти з конденсатом та майже 3,9 трлн. куб. газу). Ступінь реалізації цих запасів становить 40,9%, а в акваторіях морів всього лише 3,9%. При цьому третя частина ресурсів газу знаходиться в акваторії Чорного і Азовського морів. Основні обсяги ресурсів нафти сконцентровані в західному (43,5%) і східному (33,7%) регіонах; вільного газу в східному (49%) та південному (32,7%) регіонах.

Другою важливою особливістю ПЕК нашої країни є те, що максимального видобутку нафти і конденсату (14,5 млн.т) Україна досягла ще в 1972 р. В даний час, на жаль, зменшуються обсяги пошуку і розвідки, приросту запасів і видобутку рідких вуглеводнів. Тобто, пік видобутку пройдено і перспектив значного зростання поки немає. В даний час дуже гострою в нашій країні залишається проблема забезпечення основних галузей економіки імпорними або отриманими з транзиту енергоресурсами. Це відноситься, перш за все, до нафти і газу.

Третьою особливістю ПЕК тому виступає ефективне використання транзитного потенціалу України в умовах збереження значного дефіциту власних ресурсів. Природно, зберігається проблема зменшення енергоємності внутрішнього валового продукту.

Ключовими суб'єктами державного управління паливно-енергетичним комплексом є Кабінет Міністрів України, галузеві міністерства і відомства: Міністерство палива та енергетики України і Міністерство вугільної промисловості, Держнафтогазпром, Державний комітет ядерного регулювання України.

До повноважень Кабінету Міністрів України, як вищого органу управління, належить виконання Законів України у сфері ПЕК, затвердження енергетичної політики та умов управління державними енергетичними активами, удосконалення системи управління ПЕК.

Державне регулювання та підтримка вітчизняного паливно-енергетичного комплексу є складним багаторівневим, багатофункціональним механізмом.

Окремі повноваження щодо управління в енергетиці, пов'язані з розміщенням енергетичних об'єктів і формуванням соціально значимих тарифів, можуть делегуватися відповідним органам місцевого самоврядування [2, с.8].

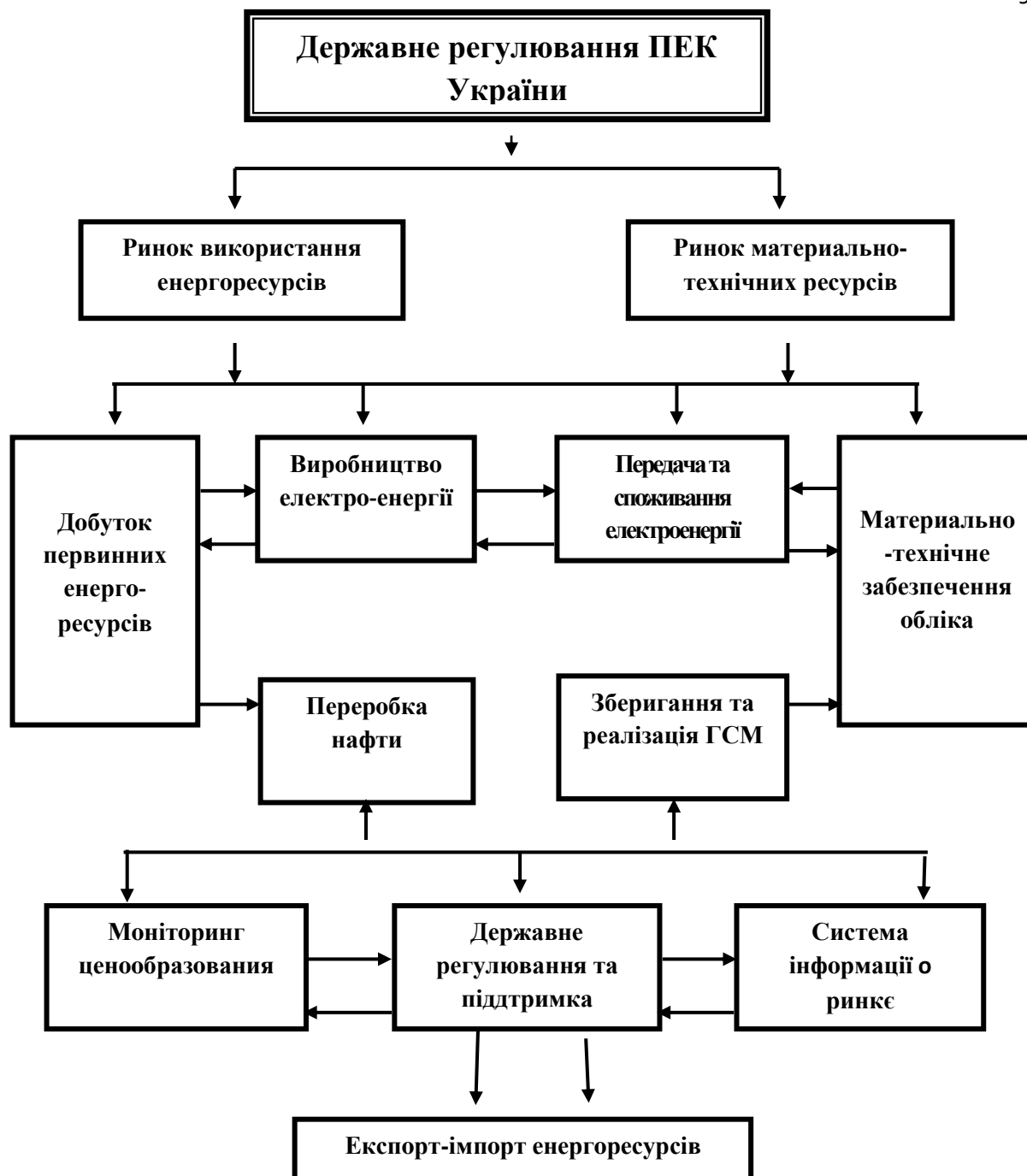


Рис. 1.1. Загальна схема організаційно-економічного механізму державного управління ПЕК України

Основними завданнями Держнафтогазпрому України є:

- формування та реалізація державної політики розвитку нафтової, газової та нафтопереробної промисловості з метою нарощування сировинної бази, досягнення світового рівня технології видобутку, транспортування, переробки нафти і газу, вдосконалення виробничої структури, забезпечення

народного господарства і населення нафтопродуктами, природним і скрапленим газом;

- розробка комплексних наукових програм, спрямованих на ефективне використання сировинної бази, поліпшення екологічного стану в регіонах розташування підприємств галузі;

- формування та впровадження єдиної науково-технічної та інвестиційної політики в нафтовій, газовій та нафтопереробній промисловості, координація зовнішньоекономічної діяльності підприємств;

- розробка пропозицій щодо вдосконалення економічних регуляторів розвитку нафтової, газової та нафтопереробної промисловості, машинобудівної та будівельної галузі;

- сприяння підприємствам у питаннях налагодження господарських зв'язків.

Державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій та суміжних ринків в електроенергетичній, газовій і нафтовій галузях здійснюється Національною комісією регулювання електроенергетики і Міністерством будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства. Регулювання відносин між учасниками енергетичних ринків на засадах недискримінаційності та ефективності їх роботи є основними завданнями НКРЕ.

Національна комісія регулювання електроенергетики здійснює в установленому порядку перегляд умов ліцензування підприємницької діяльності з формуванням кваліфікаційних вимог до керівників підприємств, створює системи моніторингу ліцензованої діяльності, визначає механізм припинення дії ліцензій.

Контроль за технічним станом об'єктів, режимами енергоспоживання, дотримання вимог безпеки здійснюють відповідні державні інспекції, а також відповідні комісії з питань техногенно-екологічної безпеки та надзвичайних ситуацій, функції і повноваження яких слід чітко регламентувати законами та

іншими нормативно-правовими актами для того, щоб забезпечити баланс інтересів громадян, держави і власників енергетичних об'єктів [57, с.211].

Зважаючи на таке велике значення ПЕК у житті країни, привертають увагу довгострокові перспективи його розвитку. І особливо це стосується нафтопереробної галузі - найважливішої складової ПЕК. Адже її частка у наповненні державного бюджету сьогодні перевищує п'яту частину, а природний газ становить 45% всіх енергоносіїв, що споживаються в Україні. Розв'язання основних проблем галузі тісно пов'язане із забезпеченням енергетичної незалежності держави, яка у свою черга є одним із синонімів її національної безпеки. Вирішення завдань такої ваги можливе лише шляхом послідовних і цілеспрямованих кроків, котрі в сумі складатимуть узгоджену стратегію розвитку паливно-енергетичної сфери. Ця довгострокова стратегія має стати головним механізмом, який виводить українську енергетику із кризового стану.

Зазначені суб'єкти державного управління паливно-енергетичним комплексом повинні забезпечувати реалізацію державної політики повного, надійного та екологічно безпечного задоволення потреб населення України і суспільного виробництва в енергетичних продуктах. Вони покликані забезпечити реалізацію розробленої "Енергетичної стратегії України на період до 2030 року" за допомогою організаційно-економічного механізму управління.

У системі ринкових регуляторів національного господарства в різних країнах за останні 50 років накопичений неоднаковий досвід використання організаційно-економічних механізмів у системі державного управління паливно-енергетичним комплексом. При цьому різні країни в еволюції своїх механізмів спираються на різні підкомплекси. Так, наприкінці XIX - на початку XX століття основу державного управління паливно-енергетичного комплексу в розвинених країнах світу становила вугільна промисловість. У другій половині XX століття з появою нафтогазової промисловості країни Європи та США переключилися на розробку

механізмів захисту національної економіки від зростаючого імпорту. Після енергетичної кризи 1972-1974 рр. у світі настала переоцінка у формуванні організаційно-економічних механізмів управління енергетичною галуззю в контексті енергетичної безпеки. В основі цієї переоцінки лежало прагнення обмеженого використання розлучених власних запасів первинних вуглеводневих ресурсів.

У Великобританії, Франції, Німеччині та інших країнах на початку ХХІ ст. увагу держави сконцентровано на розробці організаційно-економічних механізмів енергозбереження з переходом на поновлювані енергоресурси. Зокрема, до 2020 р. країни Європейського Союзу планують довести частку поновлюваних енергоресурсів в загальному балансі енергоспоживання до 20%. Доречно зауважити, що в Україні в 2018 р. цей показник був менше 1%. Саме ці два напрями - повсюдне енергозбереження в соціальній і виробничій інфраструктурах з розширенням сфери використання нетрадиційних поновлюваних джерел енергії в даний час складають стратегічну цінову конкурентоспроможність основною промислової і сільськогосподарської продукції лідерів Європейського союзу.

Дещо інший досвід накопичено в Японії і нових індустріально-розвинених країнах південно-східної Азії. У цьому регіоні світу при вкрай обмежених природних запасах вуглеводневих енергоресурсів системою заходів державного управління розвиваються неенергоємні, високотехнологічні виробництва з чіткою тенденцією зниження імпорту чорних металів та іншої сировини.

Остання обставина вказує на історичну небезпеку збереження структури національного господарства України, в якому, як відомо, понад 40% становить валютна виручка від експорту продукції чорної металургії та хімії.

Реалізація стратегії покликана збалансувати темпи та напрямки розвитку паливно-енергетичного комплексу та потреби економіки країни і соціальної сфери в паливно-енергетичних ресурсах.

Стратегія визначає головні цілі та завдання, основні напрямки та показники, баланси виробництва і споживання, концептуальні положення енергетичної безпеки держави.

Цілями «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.» є [21, с.87]:

- створення умов для постійного та якісного задоволення попиту на енергетичні продукти;
- визначення шляхів і створення умов для безпечного, надійного та сталого функціонування енергетики та її максимально ефективного розвитку;
- забезпечення енергетичної безпеки держави;
- зменшення техногенного навантаження на навколишнє середовище і забезпечення цивільного захисту у сфері техногенної безпеки ПЕК;
- зниження питомих витрат у виробництві та використанні енергопродуктів за рахунок раціонального їх споживання, впровадження енергозберігаючих технологій та обладнання, раціоналізації структури суспільного виробництва і зниження питомої ваги енергоємних технологій;
- інтеграція об'єднаної енергосистеми України в європейську енергосистему з послідовним збільшенням експорту електроенергії, зміцнення позицій України як транзитної держави нафти і газу.

Реалізація зазначених цілей дозволить створити умови для інтенсивного розвитку економіки та підвищення рівня життя населення країни. Тому основними завданнями та напрямками реалізації прийнятої Енергетичної стратегії є [56, с.87]:

1. Формування цілісної та дієвої системи управління і регулювання в паливно-енергетичному секторі, розвиток конкурентних відносин на ринках енергоносіїв.

2. Створення передумов для значного зменшення енергоємності вітчизняної продукції за рахунок впровадження нових технологій, прогресивних стандартів, сучасних систем контролю, управління та обліку на всіх етапах виробництва, транспортування і споживання енергетичних



продуктів; розвитку ринкових механізмів стимулювання енергозбереження в усіх галузях економіки.

3. Розвиток експортного потенціалу енергетики, переважно, за рахунок електроенергії, шляхом модернізації та оновлення генеруючих потужностей, ліній електропередач, у тому числі міждержавних.

4. Розвиток вітчизняного енергетичного машинобудування, приладобудування і енергобудівельного комплексу як передумови конкурентоспроможності підприємств України в енергетичних проектах, в т.ч. за кордоном.

5. Оптимізація видобутку власних енергоресурсів з урахуванням їх пропозицій на зовнішніх ринках, цінової та геополітичної ситуації, збільшення обсягів енергії та енергопродуктів, отриманих з нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії.

6. Диверсифікація зовнішніх джерел постачання енергетичних продуктів, а також диверсифікація маршрутів їх транспортування.

7. Створення єдиної державної системи статистики, стратегічного планування, моніторингу виробництва і споживання енергетичних продуктів, формування балансів їх попиту та пропозицій.

8. Збалансування цінової політики щодо енергетичних продуктів, яка повинна забезпечити покриття витрат на їх виробництво та створення відповідних умов для надійного функціонування та сталого розвитку підприємств ПЕК.

9. Нормативно-правове забезпечення реалізації цілей Енергетичної стратегії з урахуванням існуючих міжнародних зобов'язань, передбачених договором з енергетичної хартії, кіотським протоколом, численними двосторонніми міжнародними договорами, а також вимогами європейського енергетичного законодавства.

Для досягнення цих цілей державою в системі ринкового регулювання і управління використовується організаційно-економічний механізм. Його суть, як відомо, полягає в сукупності методологічних підходів, методів та

інструментів, які забезпечують організаційне вдосконалення та економічне стимулювання всіх учасників господарської діяльності для досягнення цілей.

Реалізація завдань розвитку паливно-енергетичного комплексу України можлива у разі здійснення державної регуляторної політики у наступних напрямках:

- формування та забезпечення реалізації єдиної державної політики щодо розвитку та функціонування ПЕК;

- формування єдиної цінової і тарифної політики на енергоринку, який знаходиться у стані природної монополії та контроль за конкурентним ціноутворенням в галузях ПЕК;

- забезпечення рівних можливостей доступу споживачів на відповідні енергетичні ринки;

- запобігання монополізації та сприяння конкуренції на ринках, суміжних енергоринку, що знаходиться у стані природної монополії;

- збалансування інтересів суб'єктів енергетичних ринків та споживачів товарів і послуг цих ринків;

- захист прав споживачів товарів і послуг ПЕК та суміжних ринків щодо отримання товарів та послуг належної якості за економічно обгрунтованими цінами;

- ліцензування діяльності учасників енергоринку і контроль за виконанням ліцензійних умов суб'єктами підприємництва [58, с.211].

1.2. Залежність ефективності видобутку нафти й газу від відтворювальних процесів

Зростання обсягу паливно-енергетичних ресурсів, що добуваються, їхнє розширене відтворення, підвищення ефективності, вивчення й експлуатація надр, раціоналізація технології й організації видобутку

корисних копалин у вирішальному ступені залежать від економічних відносин, насамперед відносин власності, які складаються в сфері надровикористання між основними їхніми суб'єктами. До їхнього числа відносяться:

- держава як власник надр, економічні інтереси якого в даній сфері складаються у вивченні геологічної будови надр країни, визначенні запасів корисних копалин, установленні екологічного стану природного середовища і його перспектив, створенні сприятливих умов для освоєння надр;

- галузеві управлінські, виробничі й дослідницькі структури, у завдання яких входять розвідка надр із метою відкриття родовищ корисних копалин, сприяння організації й планування видобутку ресурсів підвідомчими підприємствами, транспортування копалин з місця видобутку до магістральних трубопроводів і до споживачів, здійснення єдиної технічної політики й участь у розвитку виробничо-технічної бази підприємств;

- регіональні управлінські й інфраструктурні підрозділи, зацікавлені в збільшенні надходження засобів у місцеві бюджети, проведенні природоохоронних заходів і активізації факторів соціально-економічного розвитку території при масштабному освоєнні в її межах видобутку корисних копалин, підвищенні комплексності розвитку економіки регіону шляхом сприяння територіально-галузевої інтеграції підприємств нафтогазовидобувних, вуглевидобувних комплексів;

- добувні паливно-енергетичні підприємства, що поставляють свою продукцію на внутрішній і зовнішній ринки, зацікавлені у визначенні масштабів запасів розвіданих ресурсів, відтворенні своєї технічної бази й підвищенні ефективності виробництва, у тому числі за рахунок збільшення припливу деркапкладень і засобів галузі на науково-технічний розвиток.

Як предмет економічних відносин між суб'єктами надровикористання виступають надра: їхні ресурси, у тому числі відкриті запаси корисних копалин і, що розподіляються між добувними підприємствами їхнього

родовища; підземні сховища нафти й газу; сировинна база підприємств і їхня продукція; екологічні наслідки їхньої виробничої діяльності. Економічні відносини визначають мету, принципи, функції, форми, методи господарського керування. З іншого боку, зміни, що відбуваються в керуванні, впливають на трансформацію економічних відносин [7, с.50].

Практика показує, що економічні відносини, механізм господарського керування, що діють у цей час у сфері надровикористання, суперечать у чималому ступені постулатам економічної теорії, вимогам ринкової економіки, завданням екстенсивного росту ресурсів, що добуваються, і ефективного функціонування паливно-енергетичного комплексу країни. Прогрес у цій області навряд чи досяжний, якщо в основу економічних взаємин суб'єктів використання надр не будуть покладені наступні принципи господарського керування, що мають виражену ринкову спрямованість:

1. Платність мінерально-сировинних ресурсів, що припускає плату власникові надр за право й інтенсивність користування ними. Це загальновизнаний принцип, як з наукової, так і із практичної точки зору.

2. Відшкодування всіх видів витрат по розвідці, виробничому й комерційному освоєнню запасів корисних копалин.

3. Покриття всіх витрат, пов'язаних з надровикористанням, в остаточному підсумку за рахунок ціни реалізації на добуті ресурси.

4. Узгодження державної цінової, амортизаційної, бюджетної, податкової, інвестиційної, організаційно-управлінської політики [9, с.44].

Вихідною ланкою в єдиному "технологічному ланцюзі" надровикористання є геологічне вивчення надр на наявність корисних копалин, тобто ведення так званих геологовидобувних робіт (ГВР) з метою збільшення розвіданих запасів ресурсів нафти й газу, визначення дислокації й оцінки їхніх родовищ для поповнення сировинної бази добувних підприємств.

Весь комплекс робіт геологічного профілю ділиться на три групи, що відрізняються своїм призначенням. По-перше, це дослідницькі геологічні

роботи загальнонаукового значення, що не мають своєю метою вишукування яких-небудь конкретних корисних копалин, а спрямовані на вивчення ресурсної структури території країни, закономірностей залягання корисних копалин, типових ознак їхньої наявності, екологічного стану природного середовища, визначення основ природоохоронної діяльності, загальних правил діяльності в добувному середовищі й ін. Ці дослідження ведуться державною геологічною службою, а також у системі Національної академії наук і в деяких вузах. Їхні результати й концептуальні положення служать теоретичною базою здійснення другої складової частини робіт геологічного профілю – геологорозвідувальних робіт комерційного характеру, націлених на пошуки й оцінку родовищ конкретних корисних копалин, установлений обсяг яких ураховується й включається в так звані розвідані запаси ресурсів, що є резервом для розширення масштабів виробничого освоєння родовищ і нарощування сировинної бази добувних підприємств. Забезпеченість добувних підприємств розвіданими запасами корисних копалин промислових категорій на 10-15 років експлуатації вважається в країнах з розвиненою економікою достатньою й необхідною [11, с.4].

ГРР по пошуку й підготовці до освоєння родовищ виконується частково державною геологічною службою, але в основному – геологічними підрозділами галузевих органів керування (НАК "Нафтогаз України" і її дочірніми підприємствами "Укragenаз", "Укрнафта", "Черноморнафтогаз"). Незначний обсяг геологопошукних робіт – бурові роботи – ведуть добувні підприємства й відповідні галузеві структури (розвідувальне буравлення по уточненню й деталізації параметрів освоєваних родовищ нафти й газу, визначення перспективних місць для розташування шпар, а також експлуатаційне буравлення шпар, призначених для товарного видобутку копалин.

Що стосується пошукових і експлуатаційних бурових робіт, то вони в нашій країні штучно роз'єднані не тільки по лінії галузь – підприємство, але також і усередині галузі представлені різними

структурами. Тому цілком логічно складається думка про доцільність приєднання обласних філій галузевих бурових структур до найбільш великим в областях добувним підприємствам, об'єднавши їх тим самим з основними споживачами їхньої продукції й послуг, що скорочує, спрощує й раціоналізує тернистий шлях здійснення й реалізації результатів ГРР на заключному їхньому етапі.

Ефективність геологопошукових робіт, поповнення в їхньому результаті розвіданих запасів природних ресурсів, підготовка їх до експлуатації у вирішальному ступені визначаються їхньою фінансовою забезпеченістю. В Україні ГРР, виконуються на загальнодержавному й галузевому рівнях, традиційно фінансуються з державного бюджету, а першоджерелом бюджетних засобів на ці мети служать спеціальні відрахування від собівартості добутої продукції. Доводиться констатувати, що бюджетне фінансування ГРР явно не відповідало потребам навіть простого відтворення запасів мінерально-сировинних ресурсів і, на думку цілого ряду вчених і практиків, до кінця 90-х років перебувало в критичному стані. Досить відзначити, що, за розрахунками фахівців, частка відрахувань за ГРР у бюджет становила у вартості товарної продукції газодобувних підприємств 6%, нафтовидобувних - 8,5% (в економічно розвинених країнах цей показник доходив до рівня 10-15% при стійкої тенденції росту); головним чином, через низьку платоспроможність підприємств в умовах економічної кризи [40, с.234].

У результаті явного "недофінансування" обсяги ГРР у країні зменшувалися, що привело до порушення розширеного й навіть простого відтворення запасів мінерально-сировинних запасів. Поповнення ресурсної бази нафтогазовидобувної промисловості за рахунок нових розвіданих запасів протягом всіх 90-х років катастрофічно відставало від обсягу видобутку нафти й газу. Так, за 1993-1998 роки в Україні було добуто 18,5 млн. тонн нафти, а приріст її знову розвіданих запасів склав 9,4 млн. тонн;

видобуток природного газу наздогоняє приріст його розвіданих запасів за той же час на 41 млрд. кубометрів.

Активізувати геологопошукові роботи, призупинити практично щорічне падіння видобутку газу й нафти, що почалося ще в 70-е роки, було неможливо без збільшення фінансування ГРР.

З подоланням економічної кризи й ослабленням негативного впливу його наслідків на розвиток народного господарства й господарське положення підприємств зросли бюджетні асигнування на ГРР і відповідні відрахування підприємств у бюджет. Так, частка відрахувань газодобувних підприємств на ГРР, фінансовані з держбюджету, в 2018-2019 рр. становила вже 8-9% виторгу від реалізації товарного газу. Це благотворно позначилося на результативності ГРР: в 2019 р. уперше приріст нових запасів газу перевищив річний його видобуток; в останні роки тільки зусиллями підрозділів НАК "Нафтогаз України" відкрито дев'ять газових родовищ у Дніпровсько-Донецьком, п'ять - у західному регіоні, чотири - на українському шельфі Чорного й Азовського морів. Подібні зміни відбулися й у ГРР на нафту.

Цей процес у геологорозвідці відразу ж позначився на рівні видобутку: уже в 2019 р. його падіння припинилося, а до кінця 2020 р. загальний приріст за 3 роки склав як по нафті, так і по газу 8%. Проте нарощування фінансування ГРР повинне бути продовжене, тому що навіть зрослі обсяги видобутку 2019 р. (нафти - 4,0 млн.тонн, газу - 19,3 млрд. кубометрів) дуже далеко відстають від показників, скажемо, 1980 р. (нафта - 7,5 млн.тонн, газ - 56,7 млрд. кубометрів). У сформованих умовах послідовне нарощування видобутку нафти й газу в нашій країні можливі, на думку фахівців в галузі, при двох- трьох- кратному перевищенні приросту їхніх розвіданих запасів над обсягами видобутку [47, с.219 ].

Поліпшення фінансової забезпеченості ГРР повинне здійснюватися, по наступних напрямках: по-перше, розширення обсягів ГРР, виконуваних на загальнодержавному, галузевому й регіональному рівнях, по-друге,

збільшення відрахування засобів добувними підприємствами на ГРР, фінансованих з бюджету, по-третє, виключення з бюджетної практики всіх випадків використання цих відрахувань не по цільовому призначенню. Останній пункт украй важливий у цей час, у зв'язку з необхідністю повної компенсації витрат на ГРР.

Фактично держбюджетом України, наприклад, на 2019 р. було передбачено включити 25,45 % зборів за геологопошукні роботи в доходи загального фонду держбюджету, призначеного для розвитку країни в цілому й не зв'язаного безпосередньо з фінансуванням ГРР; іншу їхню частину (74,55%) намічено використовувати для формування спеціального фонду держбюджету, засобу якого витрачаються на заздалегідь установлені цілі. Однак повної гарантії використання всієї цієї частини на ГРР ні, оскільки в спецфонді "скиртується" безліч різнопланових доходів, використання яких на певні потреби строго не нормується. З огляду на пріоритетне стратегічне значення мінерально-сировинної сфери й критичність виробничо-господарської ситуації, що створилася в ній, у складі держбюджету варто сформувати автономний фонд фінансування ГРР по нафті й газу із включенням у його склад всіх 100% відповідних внесків підприємств із використанням їх строго по цільовому призначенню.

Сума фактичних відрахувань всіх нафтогазовидобувних підприємств у бюджет повинна повністю надходити в спецфонд ГРР і використовуватися в повному обсязі на компенсацію всіх витрат на ГРР, виконаних на загальнодержавному, галузевому й регіональному рівнях фінансованих з держбюджету.

Застосування державою ліцензування в області надровикористанні припускає досягнення їм принаймні трьох цілей: по-перше, надання права користування надрами тільки тим суб'єктам господарювання, які в стані ефективно вести видобуток копалин, тобто мають досить позитивний досвід або підтверджену готовність вести виробничо-господарську діяльність у даній сфері, мають у своєму розпорядженні необхідну науково-технічну базу,



наявністю кваліфікованого персоналу, фінансово стійкі й т.д.; по-друге, регламентування в ліцензійному договорі умов і результатів освоєння наданих в експлуатацію родовищ для гарантії раціонального надровикористання; по-третє, одержання від надрокористувачів доходу для поповнення держбюджету; у термінах бюджету це позначено як "надходження засобів від продажу на аукціонах спеціальний дозвіл на користування надрами й збору за видачу таких дозволів" [2].

Плата державі за надання права користування надрами з метою видобутку конкретної корисної копалини, наприклад, нафти ставиться на витрати по видобутку й реалізації нафти в тім році, коли вона вноситься. Вона надходить у держбюджет на поповнення доходів загального фонду, тому що носить разовий характер і у відтворювальному процесі нафтового ресурсу не бере участь, тому використовується на загальнодержавні потреби.

Крім єдиноразової плати за ліцензію на експлуатацію родовища держава як власник надр вправі взимати і стягує із всіх надрокористувачів також регулярну плату за реальний обсяг видобутку ресурсів.

Поруч з ученими-економістами висловлюється думка, що режим платності ресурсів надр іманентний ринковим відносинам, і тому в перехідній економіці України держава на правах власника надр повинне одержувати з добувних підприємств за користування ними не тільки диференціальну ренту як плату за надприбуток, обумовлений відносно сприятливими природними й економічними умовами виробництва, але й абсолютну ренту абсолютно із всіх добувних підприємств, причиною появи якої є більше низька органічна будова капіталу в гірничодобувній промисловості в порівнянні з іншими галузями промисловості й народного господарства.

Плата підприємства за видобуток нафтогазових ресурсів надходить у загальний фонд держбюджету, оскільки вона не бере участь у процесі відтворення ресурсів, що добуваються, і виробничо-технічної бази добувних

підприємств і витрачається на цілі, не зв'язані безпосередньо з функціонуванням нафтогазового комплексу.

Збільшення масштабів геологопошукових робіт і залучення в експлуатацію нових родовищ природного газу й нафти є необхідним, але недостатньою умовою стійкого росту їхнього видобутку в нашій країні. Другий найважливіший фактор - інтенсифікація процесу освоєння родовищ і видобутку копалин за рахунок відновлення виробничо-технічної бази добувних підприємств, активізації відтворення їхніх основних фондів.

Просте відтворення основних фондів, тобто заміна застарілих, зношених машин, устаткування й т.д. новими аналогами, схожими за ціною і якісними параметрами, є відповідно до економічної теорії винятковою функцією підприємств. Однак ця функція в 90- е роки була істотно підірвана змінами, що відбулися, у формуванні й використанні їхнього амортизаційного фонду. По-перше, у період економічної кризи інфляція знецінила накопичений підприємствами амортизаційний фонд, практично знищивши значну його частину. Проведена державою як антиінфляційна міра переоцінка основних фондів лише частково компенсувала ці втрати. Просте відтворення в сформованих умовах фактично було нереальним. По-друге, держава безоплатно й безповоротно вилучала в підприємств для формування так званого фонду стабілізації спочатку 25 %, потім 10 % від суми наявного амортизаційного фонду, що робило просте відтворення основних фондів недосяжним тільки із цієї причини. По-третє, в 1997 р. відповідно до змін у Законі України "Про внесення змін у Закон України "Про оподаткування прибутку підприємств", докорінно був переглянутий порядок розрахунку амортизаційних відрахувань. Зокрема, замість великої кількості річних норм амортизаційних відрахувань, що досить точно враховували строк експлуатації основних фондів і потреби засобів для забезпечення їхнього простого відтворення, залишено всього три різні норми по трьох групах основних фондів. У результаті амортизаційний фонд

підприємств нафтогазовидобувної промисловості поніс великі втрати, тому що був переведений на істотно більше низькі норми амортизаційних відрахувань, а також нараховувався не по первісній, а по залишковій вартості основних фондів.

Справа в тому, що більшість родовищ газу й нафти з легкодоступними ресурсами в нашій країні в основному вже вичерпані, а знову розвідані запаси, як правило, відрізняються підвищеною складністю. У газовій галузі, наприклад, без масштабного впровадження якісно нової техніки й передових технологій видобутку, таких як технологія надглибокого буравлення, методи горизонтального буравлення, технології видобутку газу на морському шельфі й інші, серйозного позитивного зрушення в нарощуванні обсягу виробництва домогтися неможливо. Тому більше активна участь державних галузевих структур в інвестиційному процесі газодобувних підприємств конче потрібно. У зв'язку із цим досить актуальне значення має розгляд питань утворення й використання ренти й прибутку в структурі оптової ціни промисловості й ціни реалізації добувних підприємств [34].

Однією з найбільш важливих і складних проблем оптимізації економічних відносин між державою, надрокористувачами, галузевими й регіональними структурами є побудова рентних відносин, що складаються із приводу визначення джерел утворення ренти, установлення її рівня й місця в структурі ціни ресурсу, що добувається, вибору напрямків її використання.

У зв'язку з тим, що родовища природного газу й нафти можуть істотно відрізнитися природними умовами видобутку, рівнями витрат на видобуток, ступінь економічної вигідності й прибутковості видобутку повинні бути різними, диференційованими. При цьому оптову ціну нафти варто встановлювати по найбільш високим витратам так званих замикаючих ділянок, що стали тим самим суспільними витратами. Всі інші родовища забезпечують одержання додаткового індивідуального доходу.

Найбільш істотним недоліком системи рентоутворення є, мабуть, установлення величини рентних відрахувань по галузевому єдиному для всіх добувних підприємств нормативу, що не враховує вплив природного фактора на їхню прибутковість. Доводиться констатувати, що, незважаючи на прийняття в 2004 р. Закону України "Про рентні платежі за нафту, природний газ, газовий конденсат", що передбачає диференціацію рентної плати за нафту, газ і газовий конденсат з обліком таких природних умов, як глибина й дебіт шпар, ідея єдиного нормативу плати не переборена на практиці дотепер. Так, у держбюджеті на 2019 р. рентні платежі за нафту як і раніше встановлювалися по єдиному нормативу; що стосується природного газу й газового конденсату, то вперше у вітчизняній практиці в рамках цього бюджету рентні платежі диференціюються на дві групи залежно від глибини залягання ресурсу, а також призначена зменшена рентна плата за видобуток газу з морських глибин, що відрізняється об'єктивно підвищеними витратами в порівнянні з видобутком на материк [3, ст.3].

У межах вартості продукту, що добувається, має економічний сенс і доречна не просто рента, а саме рента, у вигляді якої держава вилучає в бюджет сверхприбуток, обумовлений дією або природного фактора, або підвищеного "економічної родючості" родовища, створеного на основі інтенсифікації видобутку за рахунок додаткових капіталовкладень у виробничо-технічну базу підприємства. Додатковий прибуток, отриманий у результаті інтенсифікації процесу виробництва й праці, обумовлена додатковим вкладенням капіталу, кількісно являє собою підвищення індивідуальної ціни виробництва ресурсу на даній ділянці над його суспільною ціною, певної витратами на гіршій ділянці.

До складу вартості добутої нафти й природного газу, обчислювальної у вітчизняній звітності у формі оптової ціни з, крім раніше нами розглянутих собівартості й рентних відрахувань, входять також прибуток, податок на додану вартість (ПДВ), мито за експорт.

Прибуток як частина знову створеної вартості працівниками добувних підприємств являє собою в кількісному вираженні різницю між оптовою ціною промисловості й сумою собівартості, рентних платежів і ПДВ. З погляду аналізу відтворювальних процесів, що відбуваються в нафтогазовидобувному комплексі, принципове значення має розподіл зробленого прибутку на дві частини по напрямку їхнього використання: податок на прибуток, що відраховується в держбюджет, і чистий прибуток, що залишається в розпорядженні підприємства.

Податок на прибуток, як, втім, і ПДВ, вилучається повсюдно із всіх виробничих суб'єктів країни на користь держбюджету й надходить у його загальний фонд. Нафтогазовидобувні підприємства в цьому змісті виключення не становлять, оскільки зазначені податки не пов'язані з їх специфічними відтворювальними процесами, а розраховуються по загальним для народного господарства державним нормативам і витрачаються на загальнодержавні потреби.

Якщо суб'єкт господарювання експортує нафта або її похідні, то, з огляду на особливу прибутковість експортних операцій, він оплачує на користь держбюджету мито по спеціально встановленій ставці за одиницю поставки.

У цьому випадку покладене мито виплачується із прибавочної вартості, входить в оптову ціну промисловості газу, направляється в бюджет, де повинна, на нашу думку, надходити в запропонований нами цільовий фонд розвитку нафтогазовидобувного комплексу. Із цього цільового фонду засобів за експорт, варто витратити на підтримку й розширення експортного виробництва, підвищення його конкурентоспроможності на зовнішніх ринках шляхом їхнього виділення підприємствам-експортерам або безпосередньо, або через галузеві структури, сприяючи тим самим розширеному відтворенню науково-технічних умов експортної діяльності.

Чистий прибуток підприємства при його стійкому фінансовому становищі витрачається в основному в наступних двох напрямках - на розширення споживання, а також на розвиток виробництва, тобто на розширене відтворення матеріалів, основних фондів, сировинної бази.

Однак чистий прибуток і податок на прибуток в умовах діючої системи ціноутворення на продукцію нафтогазовидобувного комплексу можуть і бути відсутніми у структурі ціни реалізації. Причина - у сформованій практиці співвідношення рівнів цін реалізації й оптових цін промисловості на нафту й газ, а також у директивному "роздуванні" рентної плати.

Якщо в 90-ті роки ціна на природний газ, наприклад, була єдиною й установлювалася на рівні імпортованого газу, то в структурі ціни реалізації кінцевим споживачам, крім елементів, пов'язаних із природними й виробничими умовами видобутку, а також із платою за транспортування газу, була присутня так звана "різниця в цінах, що йде в бюджет", що є по суті монопольною рентою, створеної не в сфері виробництва, а, що вилучається в сфері обігу в споживачів.

Різниця в цінах надходила в бюджет і використовувалася на загальнодержавні цілі, оскільки до спеціальних умов виробництва добувних галузей вона ніякого відношення не мала.

Гострота проблеми трохи згладжується тим, що ціни реалізації, затверджені для двох інших категорій споживачів: а) підприємств, що входять у НАК "Нафтогаз України" (ДК "Укртрансгаз", ПАО по газопоставкам і газифікації, ДК "Газ України"), б) підприємств промисловості, будівництва й інших галузей народного господарства - установлені на більше високому рівні. Утворена у зв'язку із цим позитивна різниця між цінами реалізації й внутрішніх оптових цін промисловості є по суті монопольною рентою і йде на зменшення збитку компанії, пов'язаного з поставками газу соціальній сфері [8, с.53]. Але для повної ліквідації збитку цього збільшення, що компенсує, до ефекту

компанії не вистачає, і в цілому видобуток природного газу для НАК "Нафтогаз України" є нерентабельною. У фінансовому плані НАК "Нафтогаз України" на 2019 - 2020 р. прибуток від реалізації газу, що добувається, взагалі не планувався.

Можливі, принаймні, чотири варіанти подолання збитковості підприємств галузі. По-перше, використання позикових засобів, що прийнято лише при нетривалому періоді фінансової кризи галузі. По-друге, фінансова допомога держави галузі або окремих підприємств у вигляді дотацій до цін реалізації на покриття збитків. По-третє, підвищення збиткових цін реалізації нафти, але це пов'язане з інфляційними ризиками, а також з переглядом соціальної з держави, якщо підвищенню підлягають ціни, по яких забезпечується нафтою соціальна сфера. По-четверте, скорочення оподаткування підприємств галузі, у тому числі й за рахунок зменшення рентних платежів, виплата ними тільки диференціальної ренти. В-п'ятих, вживання діючих заходів по розширенню сировинної бази нафтогазовидобувної промисловості й зниження виробничих витрат на її продукцію, що вимагає значних державних капіталовкладень і тривалого часу.

Якщо зазначені вище заходи не будуть здійснені або вони будуть недостатніми, то перед підприємствами нафтогазовидобувного комплексу на весь зріст устане реальна погроза банкрутства з усіма витікаючими із цього наслідками.

Однією з визначальних умов технічного нафтогазовидобувного комплексу України, ефективності функціонування його підприємств є порядок установлення рівня й структури ціни на вуглеводні, що добуваються в країні, цілей, масштабів, різновидів утворення й напрямків використання ренти як її елемента.

### 1.3. Дослідження рівня розвитку паливно-енергетичного комплексу України

Процеси відділення енергосистеми України від єдиної енергосистеми колишнього СРСР і переходу до світових цін на енергоресурси (особливо, на нафту і газ) призвели, з одного боку, до дефіциту первинних енергоресурсів, а з іншого до надмірних виробничих потужностей вторинних енергоресурсів, перш за все електроенергії і нафтопродуктів. Дефіцит бюджетних асигнувань, криза платіжної системи і призвели до відчутних темпами падіння виробництва і погіршення фінансового стану підприємств паливно-енергетичного комплексу. Однак ситуація в енергетичному забезпеченні економіки залишається вкрай складною, яка, до того ж у 2016-2019 рр. істотно загострилася.

Український ПЕК представлений наступними основними енергетичними секторами: нафтогазова галузь, електроенергетика (у тому числі атомна енергетика), вугільна галузь.

Українські нафтопереробка та її транспортування спочатку були несамодостатні. Ще за часів СРСР метою української нафтопереробки було збільшення виробництва мазуту для експорту в Європу. В Україні вироблялося 70-75% споживаного в країні палива і лише 25% сировини для потреб власної нафтохімічної промисловості. Глибина переробки на українських нафтопереробних заводах (НПЗ) була дуже низькою (52%, в Росії - 62%). Тому українські нафтопродукти навіть за часів Радянського Союзу були недостатньо конкурентоспроможними [38].

Перший в Україні нафтопровід Долина - Дрогобич довжиною 58,4 км і діаметром 273 мм був побудований в 1962 р. Він пов'язав Северодолінское родовище з Дрогобицьким НПЗ. У 1962-1963 рр. запрацювала перша нитка нафтопроводу "Дружба", перекачуюча суміш західносибірської, татарської та башкирської нафти на експорт в Угорщину та Чехословаччину.



До середини 1960-х у східній Україні відкрили відразу кілька нафтових родовищ. Щоб переробляти вітчизняну сировину, був побудований Кременчуцький НПЗ, з'єднавши його з родовищами цілою системою нафтопроводів.

У міру того як збільшувався видобуток місцевої нафти, розширювалася і трубопровідна система: у 1972 р. була прокладена друга нитка на маршруті Гнідинці - Глинсько - Розбишевская, а також новий нафтопровід Кременчуг - Херсон.

Внаслідок збільшення нафтовидобутку в Сибіру та експортних поставок через Одесу та Новоросійськ в 1978 р. були введені в експлуатацію нитки Самара - Одеса. Одночасно для прокачування експортної нафти на Новоросійськ реверсіювали нафтопровід Тихорецьк - Ровеньки. У 1985 р. на цій лінії побудували другу нитку.

У 1993 р. було розроблено техніко-економічне обґрунтування морського нафтоперевалочного терміналу в порту "Південний". Тоді ж Україна приступила до будівництва нафтопроводу Одеса - Броди, пов'язаного з терміналом в єдину систему і спочатку орієнтованого на експорт легкої каспійської нафти на європейські ринки.

Будівництво МНТ "Південний" завершилося в грудні 2001 р., нафтопроводу Одеса - Броди в травні 2003 р.

Експлуатацію нафтотранспортної системи України виробляє ВАТ "Укртранснафта". Нафтотранспортна система України складається з 19 магістральних нафтопроводів (МН) загальною довжиною 4766 км.

Система нафтопроводів здатна в повному обсязі забезпечити потреби нафтопереробних підприємств, виходячи з їх максимальної проектної потужності понад 50 млн. тон на рік.

Таблиця 1.1

## Характеристика нафтопровідної системи України

Показники	Значення
Загальна довжина, тис. км	4,766
Кількість магістральних нафтопроводів	19
Пропускна можливість на вході, млн. т за рік	114
Транзитна пропускна можливість на виході, млн. т за рік	56,3
Кількість резервуарів	80
Загальний розмір резервуарів, млн. куб. м	Більш 1
Кількість нафтоперекачувальних станцій (НПС)	28
Кількість насосних агрегатів	176
потужність насосних агрегатів, тис. кВт	356,9

Термін експлуатації нафтопроводів складає від 20 до 44 років і 90%. Обладнання нафтотранспортної системи міститься в надійному стані, хоча є морально застарілим, потребує заміни або модернізації, додаткових експлуатаційних витратах [45, с.35].

Слід відзначити той негативний факт, що як тільки загальні нафтотранзитні потужності України збільшилися, обсяги транзиту нафти через нашу країну скоротилися.

Це пов'язано з тим, що 26.09.01 р. Росія впровадила в дію трубопровід Суходольна - Родіонівська потужністю 26 млн. т нафти на рік. Ця перемичка дозволила російським експортерам при поставках до Новоросійська обходити українську територію. Україна втратила близько \$ 70 млн. щорічної транзитної виручки.

Зменшилася і частка казахстанської нафти в загальному нафтотранспортному балансі України. З введенням в експлуатацію в кінці 2001 терміналу Каспійського трубопровідного консорціуму її питома вага зменшилася з 19,8% у 2019 р. до 17,8% у 2021 році.

Таким чином, в 2021 р. загальна завантаження нафтопровідної системи України склало всього 52,5%. На ділянці Мозир - Броди (нафтопровід "Дружба") були не задіяні потужності в 12,5 млн. т на рік, на ділянці Броди - Держкордон ("Дружба") - в 8,5 млн. т на рік.

Таблиця 1.2

## Транспортування нафти по території України, млн. т

Показники	Роки			
	2019 р.	2020 р.	2021 р.	2021 р. в % к 2019 р.
Загальний розмір транспортування нафти	48	56,7	55,9	116,5
Транспортування нафти для внутрішніх споживачів	20,6	23,5	23,4	113,6
Транзит нафти по трубопроводам України	27,4	33,2	32,5	118,6
Загальна прокачка нафти по "Магістральним нафтопроводам "Дружба"	18,5	21,7	20,4	110,3
Загальна прокачка нафти по системі "Придніпровські магістральні нафтопроводи"	29,5	35	34,5	116,9

Крім того, все ще не використовується повною мірою маршрут Одеса - Броди, який "резервує" 14,5 млн. т нафти на рік, а у МНТ "Південний" є нереалізований запас у 16 млн. тонн.

Постачання російської нафти на нафтотермінал «Південний» в даний час зменшилися через інтенсивну експлуатацію Балтійської трубопровідної системи (БТС) і переорієнтації потоків російської нафти [7, с. 52].

Незважаючи на зниження транзиту нафти по території України, "Енергетичної стратегії України до 2030 року" передбачено збільшення завантаженості системи нафтопроводів до 2021 р. - до 65 млн. т, до 2025 р. - до 70 млн. т на рік. Збільшення обсягів транспортування нафти планується здійснити за рахунок поетапної реалізації проекту інтеграції нафтопроводів "Дружба" і "Адрія" (транспортування нафтопроводами "Дружба" додатково

5-15 млн.тонн), а також будівництва нафтопроводу Броди (Україна) - Плоцьк (Польща) і поетапної реалізації проекту із забезпечення транспортування нафти з країн каспійського регіону (Казахстан, Азербайджан) і країн Персидської затоки (Іран, Ірак та інші) до 2021 р. - до 10 млн. т, до 2025 р. - 20 млн.тонн.

Таблиця 1.3

Потужності нафтопровідних та перевалочних систем України,  
млн. т. нафти на рік

Об'єкт	Вхідна потужність	Вихідна потужність
Магістральні нафтопроводи "Дружба"	34	29 (на Чехію, Словачію та Угорщину - 25; стакада "Броды" - 4)
Придніпровські магістральні нафтопроводи	80 (напрямок Мичуринск – Кременчуг – 18; напрямок Самара 62)	32,8 (напрямок на Новоросійськ – 16,8; на Одеську нафтогавань)
Нафтопровід Одеса – Броди	14,5	14,5
МНТ "Південний"	18	18

Адаптація енергетичного законодавства України до енергетичного законодавства ЄС у сфері нафтової галузі полягає у досягненні безпеки поставок і забезпеченні надійності функціонування енергосистеми шляхом прийняття законодавчих актів, якими передбачатимуться заходи щодо:

- створення та підтримання резервів нафти та нафтопродуктів на рівні, достатньому для забезпечення внутрішнього споживання протягом не менше 90 днів;

- створення уніфікованого порядку обліку та використання резервів нафти та нафтопродуктів;

- розроблення плану дій, що має застосовуватися у випадку виникнення ускладнень у постачанні сирової нафти і нафтопродуктів;

- створення умов для надійної роботи внутрішніх і міждержавних нафтопроводів, здійснення транзиту нафти;

- створення або визначення компетентного органу з необхідними повноваженнями на випадок виникнення труднощів у постачанні сировини нафти чи нафтопродуктів;

- визначення порядку проведення міждержавних консультацій та забезпечення координації національних заходів у разі виникнення кризової ситуації на ринку нафти та нафтопродуктів.

## Висновки до розділу 1

Ефективне функціонування паливно-енергетичного комплексу є основою стабільності функціонування економіки будь-якої країни. Однією з найважливіших складових паливно-енергетичного комплексу України є нафтопереробна галузь.

На сучасному етапі розвитку, нафтопереробна галузь України характеризується енергетичною залежністю від зовнішніх поставок енергоносіїв, низьким рівнем диверсифікованості сировинних джерел, відсутністю у держави можливості економічними методами впливати на ринок сировинних ресурсів, значним зношенням основних фондів галузі, незадовільними показниками глибини переробки нафти і т. ін.

У своїй сукупності перераховані фактори призводять до того, що нафтопереробна галузь не повною мірою забезпечує енергетичну незалежність країни, наслідком чого є систематично виникаючі в країні паливні кризи.

Все це обумовлює необхідність виявлення найважливіших організаційно-економічних факторів, що впливають на ефективність роботи нафтопереробної галузі й розробки науково обґрунтованих пропозицій щодо підвищення ефективності роботи цієї важливої для держави галузі.

Підвищення ефективності функціонування нафтопереробної галузі України вимагає вирішення проблем як зовнішнього, так і внутрішнього характеру, серед них: зростання цін на нафту на світових ринках, широка експансія іноземних нафтових компаній, приватизація вітчизняних НПЗ та ін.

Ця обставина й обумовлює актуальність і необхідність проведення досліджень організаційно-економічних факторів, що впливають на роботу галузі, з метою вироблення комплексу теоретико-методологічних положень і практичних рекомендацій з підвищення ефективності функціонування нафтопереробної галузі України.

## РОЗДІЛ 2. . СУЧАСНЕ СТАНОВИЩЕ НАФТОПЕРЕРОБНОЇ ГАЛУЗІ В ЕКОНОМІЦІ КРАЇНИ

### 2.1. Проблеми фінансування нафтопереробної галузі у світовій практиці

У цей час у нафтопереробній галузі намітилась ціла низка проблем, що вимагають якнайшвидшого рішення. Все коло проблем можна умовно розділити на два види: зовнішні й внутрішні.

До зовнішніх проблем нафтопереробної галузі відносяться:

критичний рівень залежності від зовнішніх поставок первинних енергоносіїв;

відсутність диверсифікованості постачальників первинних енергоносіїв;

відсутність у держави можливості впливу на ринок енергоресурсів економічними методами.

До внутрішніх проблем варто віднести:

значне зношення основних фондів на підприємствах нафтопереробної галузі;

невідповідність виробничого потенціалу нафтопереробки світовому науково-технічному рівню;

низькі економічні показники переробки нафти.

Слід зазначити, що дані питання не є новими для світової практики і розвиненими країнами накопичений значний досвід, вивчення і адаптація якого до умов вітчизняної економіки дозволить намітити шляхи вирішення першочергових завдань.

Аналіз реформування відносин власності в нафтопереробних галузях закордонних держав демонструє однакову тенденцію - найбільш ефективний розвиток галузі властивий країнам, що зуміли зберегти за

державою частку власності в найбільших нафтових компаніях. У цьому випадку державі доступні важелі економічного впливу на ринок нафтопродуктів, а компанії, що працюють на ньому, змушені крім фінансових враховувати ще й національні інтереси.

Найбільш ефективною формою організації бізнесу в нафтовій галузі, за досвідом світової практики, є вертикальна інтеграція. І діяльність світових нафтових компаній, що найбільш динамічно розвиваються, таких як “Stat Oil”, “LUKOIL”, “British Petroleum” демонструє це на практиці.

Застосування принципів вертикальної інтеграції є доцільним у тому випадку, коли існує одна або кілька таких причин, як:

1. Ринок розвивається стихійно, мають місце значні коливання ціни, відсутня стабільна пропозиція нафтопродуктів.
2. Відсутня або вкрай незначна частка державної власності в галузі, що призводить до втрати контролю за стратегічним ринком.
3. Наявність залежності від зовнішніх поставок енергоносіїв.

Саме перераховані причини, на нашу думку, характерні для України, що робить стратегію вертикальної інтеграції актуальною для вивчення і наступного впровадження в нафтопереробній галузі.

Вивчення класичних ринкових стратегій розвитку, що називаються базисними, повністю підтверджує такий напрямок розвитку галузі.

До того ж, стратегія вертикальної інтеграції, що розглядається нами як один з найважливіших організаційних факторів зростання нафтопереробної галузі України, органічно вписується в кластерну теорію економічного розвитку. Відповідно до якої, ефективно діючі кластери (вертикальні ланцюжки), згодом, стають привабливим об'єктом для інвестиційних вкладень (здійюються економічні фактори зростання), а їхнє функціонування позитивно відображається на розвитку галузі в цілому, тому що воно стимулює розвиток конкуренції між компаніями усередині галузі.



## 2.2. Аналіз фінансово-економічного стану підприємства нафтопереробної галузі

В роботі підприємство ТОВ «Термінал» керується нормативно-правовими документами. Постановою КМУ від 28 лютого 2000 р. № 419 затверджено порядок подання фінансової звітності, дія якого поширюється на всіх юридичних осіб незалежно від організаційно-правової форми господарювання і форми власності, а також на представництва іноземних суб'єктів господарської діяльності, які зобов'язані вести бухгалтерський облік та подавати фінансову звітність згідно із законодавством.

Прибутковість підприємства вимірюється двома показниками – прибутком та рентабельністю. Прибуток виражає абсолютний ефект без урахування використаних ресурсів. Тому для аналізу його доповнюють показником рентабельності.

Рентабельність – це відносний показник ефективності роботи підприємства, котрий у загальній формі обчислюється як відношення прибутку до витрат (ресурсів). Рентабельність має кілька модифікованих форм залежно від того, який саме прибуток і ресурси використовують у розрахунках.

Підприємство вважається рентабельним, якщо результати від реалізації продукції покривають витрати виробництва і утворюють суму прибутку, достатню для нормального функціонування підприємства.

Аналіз рентабельності підприємства – дозволяє визначити ефективність вкладення коштів в підприємство і раціональність їх використання.

Оцінка рентабельності дозволяє скласти характеристику основних показників рентабельності та зробити загальні висновки.

Аналіз рентабельності підприємства здійснюється шляхом розрахунку таких показників:

- рентабельність продажу;
- рентабельність продукції;

- рентабельність операційної діяльності;
- рентабельність активів ;
- рентабельності всього капіталу підприємства;
- основний показник прибутковості;
- інші показники характеризуючі роботу.

Рентабельність продажу виражає частку прибутку від реалізації продукції на одиницю доходу підприємства.

Рентабельність продукції показує частку прибутку від продукції (товарів, робіт, послуг) на одиницю вироблених витрат (собівартості) продукції підприємства.

Рентабельність операційної діяльності виражає частка прибутку від операційної діяльності на одиницю витрат підприємства.

Рентабельність власного капіталу виражає частку чистого прибутку на одиницю власного капіталу підприємства. Рентабельність всього капіталу підприємства виражає частку прибутку від звичайної діяльності на одиницю капіталу підприємства.

Отримання прибутку – основна мета підприємницької діяльності. Коефіцієнти прибутковості показують здатність менеджерів успішно управляти підприємством і отримувати прибуток, тобто забезпечують оцінку ефективності функціонування підприємства з погляду здійснюваної ним виробничої діяльності.

Аналіз прибутковості підприємства за зазначеними показниками дозволяє зробити висновки щодо резервів зростання прибутковості.

Рентабельність продажу – показує, який чистий прибуток з однієї гривні продажу отримало підприємство, розраховується як відношення чистого прибутку та чистого доходу від реалізації продукції.

Таблиця 2.1

## Оцінка прибутку ТОВ «Термінал»

№	Найменування показників	Формула розрахунку	на початок звітного періоду, 2021 р.	на кінець звітного періоду, 2021 р.	Абсолютне відхилення, тис.грн.	Відносна відхилення, %	Темп росту	Темп приросту
1.	Чистий прибуток	(ф.2, р.190)	84,0	130,0	46,0	211,9	2,12	1,12

Результати розрахунків свідчать про те, що ТОВ «Термінал» отримує прибуток, його кількість на кінець 2021 р. збільшилась на 46 тис. грн.

Терміни подання підприємствами фінансової звітності встановлює Міністерство або інший орган виконавчої влади, до сфери управління якого належать підприємства, або органи місцевого самоврядування, які здійснюють управління майном підприємств комунальної власності.

Фінансова звітність забезпечує інформаційні потреби користувачів щодо: придбання, продажу та володіння цінними паперами; участі в капіталі підприємства; оцінки якості управління; оцінці здатності підприємства своєчасно виконувати свої зобов'язання; забезпеченості зобов'язань підприємства; визначення суми дивідендів, що підлягають розподілу; регулювання діяльності підприємства; інших рішень.

Необхідність подання консолідованої звітності в Україні викликало появи холдингових компаній, концернів, інших груп, а також акціонерних товариств зі значною кількістю дочірніх підприємств.

Відповідно до "Загальних вимог до фінансової звітності" консолідована фінансова звітність - це звітність, яка відображає фінансовий стан і результати діяльності юридичної особи та її дочірніх підприємств як єдиної економічної одиниці. Вона містить консолідовані: баланс; звіт про фінансові

результати; звіт про рух грошових коштів; звіт про власний капітал; примітки до консолідованої звітності.

Для формування консолідованої звітності материнське та дочірні підприємства подають свої фінансові звіти, складені за однаковий період і на ту саму дату балансу. Складання консолідованих звітів в Україні є обов'язковим для господарських суб'єктів, що мають дочірні підприємства. Критерії необхідності подання консолідованої фінансової звітності материнським підприємством групи є: наявність контролю над дочірнім підприємством; економічна сумісність передбачає, що діяльність дочірнього підприємства пов'язана або подібна з діяльністю головної компанії.

До фінансової звітності включаються показники діяльності філій, представництв, відділень та інших відособлених підрозділів підприємства. Фінансова звітність повинна надавати можливість користувачам порівнювати: фінансові звіти підприємства за різні періоди; фінансові звіти різних підприємств. Для того, щоб фінансова звітність була зрозумілою користувачам, вона повинна містити таку інформацію та дані про: підприємство; дату звітності та звітний період; валюту звітності та одиницю виміру її; відповідну інформацію щодо звітного та попереднього періоду; облікову політику підприємства та її зміни; консолідацію фінансових звітів; припинення окремих видів діяльності; обмеження щодо володіння активами; участь у спільних підприємствах; виявлені помилки минулих років та пов'язані з ними коригування; переоцінку статей фінансових звітів; іншу інформацію, розкриття якої передбачено відповідними положеннями.

У фінансовій звітності повинна бути вказана валюта, в якій відображені елементи звітності, та одиниця виміру її. Якщо валюта звітності відрізняється від валюти, в якій ведеться бухгалтерський облік, то підприємство повинно розкривати причини цього та методи, що були використані для переведення фінансових звітів з однієї валюти в іншу [43, с. 287].

Показники оцінки майнового стану підприємства. Оцінка майнового стану підприємства дає змогу визначити абсолютні й відносні зміни статей балансу за визначений період, прослідкувати тенденції їхньої зміни та визначити структуру фінансових ресурсів підприємства. Показники майнового стану підприємства характеризують стан та структуру активів підприємства у сукупності з джерелами їх покриття.

За результатами аналізу робиться висновок щодо абсолютної величини та структури балансу, динаміки зміни вартості активів підприємства, окремих статей балансу підприємства порівняно з попередніми періодами, зазначивши позитивні та негативні тенденції таких змін.

Таблиця 2.2

## Оцінка майнового стану ТОВ «Термінал» за 2019 рік

№	Найменування показників	На початок звітного періоду	На кінець звітного періоду	Абсолютне відхилення, тис. грн.	Відносне відхилення%	Темп росту	Темп приросту
1.	Коефіцієнт зношення основних засобів	0,69	0,71	0,02	102,89	1,03	0,03
2.	Коефіцієнт придатності основних засобів	0,31	0,29	-0,02	93,55	0,94	-0,07
3.	Коефіцієнт реальної вартості основних засобів у вартості майна підприємства	0,86	0,85	-0,01	98,84	0,99	-0,01

Проаналізувавши майновий стан ТОВ «Термінал» за 2019 рік, можна зробити такі висновки, що на підприємстві збільшилося зношення основних засобів, про що свідчить збільшення коефіцієнту на 0,02 тис. грн. (2,89%).

Для оцінки майнового стану доцільно розрахувати такі показники, які характеризують виробничий потенціал підприємства:

- коефіцієнт придатності основних засобів - рівень придатності основних засобів до використання, позитивний напрямок — збільшення значення коефіцієнта;

- коефіцієнт оновлення основних засобів - рівень фізичного і морального оновлення основних засобів, позитивний напрямок — збільшення значення коефіцієнта за умови виключення впливу фактора інфляції;

- коефіцієнт вибуття основних засобів - показник обернений до коефіцієнта оновлення основних засобів, характеризує рівень їхнього вибуття;

- коефіцієнт реальної вартості основних засобів у вартості майна підприємства - сума реальної вартості основних засобів на 1 грн. вартості активів підприємства, рекомендоване значення 0,3 і більше.

Окрім цього існує тенденція до зниження рівня придатності основних засобів до використання, абсолютне відхилення складає – 0,02 тис. грн. (6,45%). Реальна вартість основних засобів у вартості майна підприємства також знизилась на – 0,01 тис. грн. (1,16%).

Таблиця 2.3

## Оцінка майнового стану ТОВ «Термінал» за 2020 рік

№	Найменування показників	На початок звітнього періоду	На кінець звітнього періоду	Абсолютне відхилення, тис. грн.	Відносне відхилення%	Темп росту	Темп приросту
1.	Коефіцієнт зношення основних засобів	0,73	0,76	0,03	104,58	1,04	0,04
2.	Коефіцієнт придатності основних засобів	0,27	0,24	-0,03	87,62	0,89	-0,11
3.	Коефіцієнт реальної вартості основних засобів у вартості майна підприємства	0,84	0,82	-0,02	98,08	0,98	-0,02

За розрахунками показників за 2020 рік, треба зробити висновок, що в порівнянні з 2019 роком, майже нічого не змінилось: всі коефіцієнти мають таку ж характеристику.

Аналізуючи дані за 2019-2021 роки, ми бачимо, що існує тенденція росту майнового стану підприємства за рахунок збільшення та зменшення одних і тих же показників.

Таблиця 2.4

## Оцінка майнового стану ТОВ «Термінал» за 2021 рік

№	Найменування показників	На початок звітного періоду	На кінець звітного періоду	Абсолют відхилення, тис. грн.	Відносне відхилення%	Темп росту	Темп приросту
1.	Коефіцієнт зношення основних засобів	0,76	0,80	0,04	105,43	1,05	0,05
2.	Коефіцієнт придатності основних засобів	0,24	0,20	-0,04	82,82	0,83	-0,17
3.	Коефіцієнт реальної вартості основних засобів у вартості майна підприємства	0,82	0,79	-0,03	96,34	0,96	-0,04

Показники оцінки ліквідності, платоспроможності та кредитоспроможності підприємства. Для оцінки ліквідності, платоспроможності та кредитоспроможності підприємства використовується низка показників:

- сума власних обігових коштів;
- маневреність власних обігових коштів;
- коефіцієнт покриття загальний;
- коефіцієнт швидкої ліквідності;

- коефіцієнт абсолютної ліквідності;
- частка обігових коштів у активах;
- частка власних обігових коштів у покритті запасів;
- коефіцієнт загальної ліквідності та ін.

Всебічний аналіз показників, що зазначені вище, дозволяє здійснити в динаміці оцінку стану та тенденції ліквідності, платоспроможності та кредитоспроможності підприємства.

Під ліквідністю підприємства розуміють його здатність розрахуватися за своїми поточними фінансовими зобов'язаннями за рахунок своїх поточних активів, які можуть бути використані для погашення боргів. Такі активи називають ліквідними. Ліквідними є оборотні активи, які можна порівняно швидко і без фінансових втрат реалізувати і отримати готівку: виробничі запаси, запаси готової продукції на складах, дебіторська заборгованість (крім безнадійної), ліквідні цінні папери.

Ліквідність підприємства характеризується співвідношенням величини його високоліквідних активів і короткострокової заборгованості.

Платоспроможність – здатність підприємства своєчасно і повністю сплачувати за своїми платіжними зобов'язаннями.

Аналіз платоспроможності (фінансової стійкості) характеризує структуру джерел фінансування ресурсів підприємства, ступінь фінансової стійкості і незалежності підприємства від зовнішніх джерел фінансування діяльності. Аналіз платоспроможності та ліквідності підприємства здійснюється шляхом розрахунку таких показників:

1) сума власних обігових коштів визначається як різниця між поточними активами та поточними зобов'язаннями і показує загальну величину власного капіталу підприємства.

2) маневреність власних коштів розраховується як відношення грошових коштів та їх еквівалентів до суми власних обігових коштів підприємства і показує частку грошових коштів у власних обігових коштах підприємства.



3) коефіцієнт покриття загальний розраховується, як відношення між поточними активами та поточними зобов'язаннями і характеризує достатність обігових коштів для погашення боргів протягом року, рекомендоване значення показника 2,0.

4) коефіцієнт швидкої ліквідності розраховується як відношення найбільш ліквідних оборотних коштів до поточних фінансових інвестицій. Він відображає платіжні можливості підприємства щодо сплати поточних зобов'язань за умови своєчасного проведення розрахунків з дебіторами. Нормативне значення цього показника 0,7 – 0,8.

5) коефіцієнт абсолютної ліквідності обчислюється як відношення грошових коштів і їх еквівалентів і поточних фінансових інвестицій до поточних зобов'язань. Коефіцієнт абсолютної ліквідності показує, яка частина боргів підприємства може бути сплачена негайно. Значення коефіцієнта повинно бути не меншим 0,2 – 0,25.

6) частка обігових коштів у активах підприємства розраховується як відношення поточних активів до балансової вартості активів підприємства і характеризує частку ліквідних активів у загальній вартості активів підприємства.

7) частка власних обігових коштів у покритті запасів визначається як власні обігові кошти поділені на вартість запасів та помножені на 100%. Характеризує здатність підприємства фінансувати запаси власними обіговими коштами, рекомендоване значення не менше 50 %.

8) коефіцієнт загальної ліквідності розраховується як відношення грошових коштів до поточних активів. Показує частку абсолютно-ліквідних активів у загальному обсязі оборотних активів підприємства.

Таблиця 2.5

## Оцінка ліквідності, платоспроможності ТОВ «Термінал» за 2019 рік

№	Найменування показників	На початок звітного періоду	На кінець звітного періоду	Абсолютне відхилення, тис.грн	Відносе відхилення, %	Темп росту	Темп приросту
1	2	4	5	6	7	8	9
1.	Сума власних обігових коштів	-95606	-93009	2597	197,28	0,97	-0,03
2.	Маневреність власних оборотних коштів	-0,009	-0,005	0,004	155,56	0,56	-0,44
3.	Коефіцієнт покриття (загальний коефіцієнт ліквідності)	0,14	0,13	-0,01	92,86	0,93	-0,07
4.	Коефіцієнт швидкої ліквідності	0,03	0,02	-0,01	66,67	0,67	-0,33
5.	Коефіцієнт абсолютної ліквідності	0,008	0,004	-0,004	50,0	0,5	-0,5
6.	Частка обігових коштів в активах підприємства	0,14	0,13	-0,01	92,86	0,93	-0,07
7.	Частка власних обігових коштів у покритті запасів	-826,11	-773,85	52,26	193,67	0,94	-0,06
8.	Коефіцієнт загальної ліквідності (частка грошових коштів та їх еквівалентів у поточних активах)	0,06	0,03	-0,03	50,0	0,5	-0,5

Проаналізувавши ліквідність та платоспроможність ТОВ «Термінал» можна зробити такі висновки, що існує тенденція до зменшення загальної величини власного функціонального капіталу підприємства. Тенденції до зменшення спостерігаються: коефіцієнт покриття загальний, що характеризує достатність обігових коштів для погашення боргів протягом року (7,14%); коефіцієнт швидкої ліквідності (33,13%); коефіцієнт абсолютної ліквідності, що показує, яка частина боргів підприємства може бути сплачена негайно, зменшився (50%).

Таблиця 2.6

## Оцінка ліквідності, платоспроможності ТОВ «Термінал» за 2020 рік

№	Найменування показників	На початок звітної періоду	На кінець звітної періоду	Абсолютне відхилення, тис.грн.	Відносне відхилення, %	Темп росту	Темп приросту
1.	Сума власних обігових коштів	-87690	-76532	-11158	87,28	0,87	- 0,13
2.	Маневреність власних оборотних коштів	-0,0007	-0,0034	0,0027	485,71	4,86	-3,86
3.	Коефіцієнт покриття (загальний коефіцієнт ліквідності)	0,15	0,17	0,02	113,33	1,13	0,13
4.	Коефіцієнт швидкої ліквідності	0,02	0,01	-0,01	50,00	0,5	-0,5
5.	Коефіцієнт абсолютної ліквідності	0,0006	0,0029	0,0022	483,33	4,83	3,83

Продовження таблиці 2.6							
6.	Частка обігових коштів в активах підприємств	0,15	0,17	0,02	113,33	1,13	0,13
7.	Частка власних обігових коштів у покритті запасів	-637,05	-557,00	-80,05	87,43	-0,87	-0,13
8.	Коефіцієнт загальної ліквідності	0,004	0,017	0,013	425,00	4,25	3,25

По розрахунках показників 2020 року, в порівнянні з минулим роком, виходить що, сума обігових коштів на кінець періоду зменшилась на 11158 тис. грн., також змінилась частка власних обігових коштів у покритті запасів (80,05 тис. грн.).

Таблиця 2.7

## Оцінка ліквідності, платоспроможності ТОВ «Термінал» за 2021 рік

№	Найменування показників	На початок звітного періоду	На кінець звітного періоду	Абсолютне відхилення, тис.грн.	Відношення відхилення, %	Темп росту	Темп приросту
1.	Сума власних обігових коштів	-76532	-64528	12004	84,32	0,84	-0,16
2.	Маневреність власних оборотних коштів	-0,003	-0,003	0	100,00	1	0

Продовження таблиці 2.7							
3.	Коефіцієнт покриття (загальний коефіцієнт ліквідності)	0,17	0,20	0,03	117,65	1,18	0,18
4.	Коефіцієнт швидкої ліквідності	0,01	0,02	0,01	200,00	2	1
5.	Коефіцієнт абсолютної ліквідності	0,003	0,0026	-0,0004	86,67	0,87	-0,13
6.	Частка обігових коштів в активах підприємств	0,17	0,20	0,03	117,65	1,18	0,18
7.	Частка власних обігових коштів у покритті запасів	-557,00	-457,35	99,65	82,11	0,82	-0,18
8.	Коефіцієнт загальної ліквідності (частка грошових коштів та їх еквівалентів у поточних активах)	0,017	0,013	-0,004	76,47	0,76	-0,24

Проаналізувавши аналітичні данні за три роки, можна зробити загальний висновок: ТОВ «Термінал» має практично стабільний рівень платоспроможності.

За даними того чи іншого року, помітно, що підприємство балансує своє фінансове становище за рахунок зміни різних показників (тенденція укавана в таблицях).

Показники оцінки фінансової стійкості та стабільності підприємства.

Одна з найважливіших характеристик фінансового стану підприємства-забезпечення стабільності його діяльності в майбутньому. Вона пов'язана із загальною фінансовою структурою підприємства, його залежністю від кредиторів та інвесторів.

Фінансова стійкість – спроможність підприємства забезпечити фінансову діяльність за рахунок власних коштів.

Фінансову стійкість підприємства тісно пов'язано із перспективною його платоспроможністю, її аналіз дає змогу визначити фінансові можливості підприємства на відповідну перспективу.

Оцінка фінансової стійкості підприємства має на меті об'єктивний аналіз величини та структури активів і пасивів підприємства і визначення на цій основі міри його фінансової стабільності й незалежності, а також відповідності фінансово-господарської діяльності підприємства цілям його статутної діяльності.

Оцінку фінансової стійкості підприємства доцільно здійснювати поетапно, на підставі комплексу показників.

Коефіцієнт автономії – визначається як відношення загальної суми власних коштів до підсумку балансу, чим більше значення коефіцієнта, тим менша залежність підприємства від зовнішніх джерел фінансування. Нормативне значення більше 0,5.

Коефіцієнт співвідношення залученого і власного капіталу. Розраховується як відношення всієї суми зобов'язань по залучених коштах та суми власних коштів. Зростання цього показника в динаміці свідчить про посилення залежності підприємства від кредиторів, тобто про зниження його фінансової стійкості

Коефіцієнт фінансової залежності – показник обернений до коефіцієнта автономії; показує, яка сума загальної вартості майна підприємства припадає на 1 грн. власних коштів. Коли його значення наближається до 1 (чи 100%), це означає, що власники повністю фінансують своє підприємство.

Коефіцієнт фінансової стабільності – визначається як відношення власного капіталу та залученого. Нормативне значення більше 1.

Коефіцієнт маневреності власних засобів – характеризує ступінь мобільності власних засобів підприємства.

Коефіцієнт довгострокового залучення позикових коштів визначає частку довготермінових зобов'язань у сумі капіталу підприємства та його довгострокових зобов'язань.

Коефіцієнт забезпечення оборотних активів власними коштами характеризує рівень фінансування оборотних активів за рахунок власних коштів підприємства, рекомендоване значення 0,1 і більше.

Повну оцінку фінансової стійкості та стабільності підприємства зробити неможна, так як ТОВ «Термінал» має незакінчений баланс.

Рентабельність – це відносний показник ефективності роботи підприємства, котрий у загальній формі обчислюється як відношення прибутку до витрат (ресурсів). Рентабельність має кілька модифікованих форм залежно від того, які саме прибуток і ресурси використовують у розрахунках. Підприємство вважається рентабельним, якщо результати від реалізації продукції покривають витрати виробництва і утворюють суму прибутку, достатню для нормального функціонування підприємства.

Аналіз рентабельності підприємства – дозволяє визначити ефективність вкладення коштів в підприємство і раціональність їх використання.

Показники оцінки ділової активності підприємства.

Аналіз ділової активності дозволяє проаналізувати ефективність основної діяльності підприємства, що характеризується швидкістю обертання фінансових ресурсів підприємства.

Аналіз ділової активності підприємства здійснюється шляхом розрахунку таких показників:

- коефіцієнт оборотності всього капіталу підприємства;
- коефіцієнт оборотності оборотних активів (оборотних коштів);
- коефіцієнт оборотності власного капіталу;
- коефіцієнт оборотності власних обігових коштів;
- коефіцієнт оборотності дебіторської заборгованості;
- коефіцієнт оборотності кредиторської заборгованості за товари, роботи, послуги;
- оборотність обігових коштів підприємства;
- фондвіддача основних засобів та інших необоротних активів;

Коефіцієнт оборотності всього капіталу підприємства показує кількість оборотів усього капіталу підприємства.

Коефіцієнт оборотності оборотних активів визначає кількість оборотів поточних активів підприємства.

Коефіцієнт оборотності власного капіталу показує кількість оборотів власного капіталу підприємства.

Коефіцієнт оборотності власних обігових коштів визначає кількість оборотів власних обігових коштів.

Коефіцієнт оборотності дебіторської заборгованості визначає кількість оборотів дебіторської заборгованості.

Коефіцієнт оборотності кредиторської заборгованості за товари, роботи, послуги визначає кількість оборотів кредиторської заборгованості за товари, роботи, послуги.

Оборотність обігових коштів підприємства показує середню тривалість одного оберту обігових коштів підприємства.

Фондвіддача основних засобів та інших необоротних активів визначає сума доходу від реалізації продукції на одиницю вартості основних засобів та інших необоротних активів підприємства.



Таблиця 2.8

## Оцінка ділової активності ТОВ «Термінал» за 2019 рік

№	Найменування показників	На початок звітнього періоду	На кінець звітнього періоду	Абсолютне відхилення, тис.грн	Відносне відхилення, %	Темп росту	Темп приросту
1	2	4	5	6	7	8	9
1.	Коефіцієнт оборотності і всього капіталу підприємства	0,003	0,002	-0,001	66,67	0,67	-0,33
2.	Коефіцієнт оборотності і оборотних активів	0,015	0,005	-0,01	33,33	0,33	-0,67
3.	Коефіцієнт оборотності і власного капіталу	0	0	-	-	-	-
4.	Коефіцієнт оборотності і власних обігових коштів	-0,004	0,001	0,003	25,0	-0,25	-1,25
5.	Коефіцієнт оборотності і дебіторської заборгованості	0,23	0,09	-0,14	39,13	0,39	-0,61

Продовження таблиці 2.8							
6.	Коефіцієнт оборотності і кредиторської заборгованості за товари, роботи, послуги	0,34	0,11	-0,23	32,35	0,32	-0,68
7.	Оборотність обігових коштів підприємства	6134,4	19230	13096	313,50	3,14	2,14
8.	Фондовіддача основних засобів та інших необоротних активів	0,005	0,001	-0,004	20,0	0,2	-0,8

За звітний період на підприємстві значно збільшилася оборотність обігових коштів ТОВ «Термінал» на 13096,4 тис. грн. В інших показниках спостерігається зниження, що свідчить про низьку ділову активність підприємства.

Таблиця 2.9

## Оцінка ділової активності ТОВ «Термінал» за 2020 рік

№	Найменування показників	На початок звітного періоду	На кінець звітного періоду	Абсолютв відхилення, тис.грн.	Відносне відхилення, %	Темп росту	Темп приросту
1.	Коефіцієнт оборотності оборотних активів (оборотних коштів)	0,009	0,008	-0,001	88,89	0,89	-0,11

Продовження таблиці 2.9							
2.	Коефіцієнт оборотності всього капіталу підприємства	0,07	0,06	- 0,01	85,71	0,85	-0,14
3.	Коефіцієнт оборотності власного капіталу	0	0	-	-	-	-
4.	Коефіцієнт оборотності власних обігових коштів	-0,004	-0,003	0,001	75,00	0,75	-0,25
5.	Коефіцієнт оборотності дебіторської заборгованості	0,17	0,23	0,06	135,29	1,35	0,35
6.	Коефіцієнт оборотності кредиторської заборгованості за товари, роботи, послуги	0,24	0,20	-0,04	83,33	0,83	-0,17
7.	Оборотність обігових коштів підприємства	9142,5	10801	1659,1	118,15	1,18	0,18
8.	Фондовіддача основних засобів та інших необоротних активів	0,002	0,002	-	100,00	1	0

В 2020 році, значно змінився показник оборотності обігових коштів підприємства (1659,09 тис. грн.). Всі інші показники мають тенденцію зниження, що свідчить про низьку ділову активність.

Таблиця 2.10

## Оцінка ділової активності ТОВ «Термінал» за 2021 рік

№	Найменування показників	На початок звітного періоду	На кінець звітного періоду	Абсолютне відхилення, тис.грн.	Відносне відхилення, %	Темп росту	Темп приросту
1.	Коефіцієнт оборотності всього капіталу підприємства	0,004	0,0037	- 0,0003	92,50	0,93	-0,08
2.	Коефіцієнт оборотності оборотних активів	0,008	0,007	-0,001	85,94	0,88	-0,13
3.	Коефіцієнт оборотності власного капіталу	0	0	-	-	-	-
4.	Коефіцієнт оборотності власних обігових коштів	-0,0034	-0,0028	0,0006	82,35	0,82	-0,18
5.	Коефіцієнт оборотності дебіторської заборгованості	0,25	0,15	-0,10	60,00	0,6	-0,4

6.	Коефіцієнт оборотності кредиторської заборгованості за товари, роботи, послуги	0,23	0,19	-0,04	82,61	0,83	-0,17
7.	Оборотність обігових коштів підприємства	10792	13091,9	2299,93	121,31	1,21	0,21
8.	Фондовіддача основних засобів та інших необоротних активів	0,0018	0,0015	-0,0003	83,33	0,83	-0,17

Проаналізувавши всі роки, можна зробити висновок, що змінився лише розмір показника оборотності обігових коштів підприємства, а всі інші коефіцієнти мають тенденцію до зниження.

### 2.3. Економічна характеристика галузей паливно-енергетичного комплексу України

Однією з визначальних галузей паливно-енергетичного комплексу є нафтогазовий комплекс. Нафтогазовий потенціал України складає близько 320 родовищ нафти і газу, з яких 57 середні й великі. Їх територіальне розташування нерівномірно: у східному регіоні - 190, у західному - 92 і південному - 38. За оцінками фахівців початкові видобувні ресурси становлять 8,4 млрд., з них на акваторіях 1,5 млрд. т. вже розвідано і видобуто 2,1 млрд.

У загальному балансі споживання первинної енергії в Україні нафта і газ складають понад 60% (табл. 2.11).

Таблиця 2.11

Структура споживання енергетичної сировини та продуктів в переробці нафти, %

Показники	Роки									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	+/- р. до 2004 р.
Всього	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
в тому числі										
вугілля	25,3	30,1	22,4	22,9	22,6	22,3	22,0	22,3	24,7	+2,3
газ	28,2	37,8	44,6	40,0	37,9	39,2	38,9	40,7	39,3	-5,3
нафта	21,4	9,0	7,6	12,8	15,7	15,5	15,4	13,3	10,6	+3,0
паливо моторне	3,0	2,5	2,5	2,6	2,7	2,5	2,6	2,7	3,2	+0,7
дизельне паливо	3,5	5,0	4,0	3,8	3,7	3,5	3,8	3,6	3,8	-0,2
мазут	5,9	4,0	1,0	0,9	0,8	0,5	0,5	0,5	0,7	-0,3
інше	12,7	11,6	17,9	17,0	16,6	16,5	16,8	16,8	17,7	-0,2

Протягом останніх років за рахунок власного видобутку потреби країни задовольняються у природному газі на 24-27%, в нафті - лише на 17-20%. Експерти прогнозують, що в 2022-2025 рр., з огляду на справжній і прогнозний рівні споживання нафти провідними європейськими країнами, і необхідність наближення економіки України і життєвого рівня населення до європейських стандартів, річний попит на нафту зросте до 21 млн. тон, а до 2030 р. - до 24 млн. тон. Ці дані підтверджують важливість цієї галузі ПЕК для держави і вимагають відповідного підходу до питань її ефективного державного регулювання.

Закон України "Про нафту і газ" визначає основні правові, економічні та організаційні засади діяльності нафтогазової галузі України та регулює відносини, пов'язані з особливостями користування нафтогазоносними надрами, видобутком, транспортуванням, зберіганням та використанням нафти, газу та продуктів їх переробки з метою забезпечення енергетичної

безпеки України, розвитку конкурентних відносин у нафтогазовій галузі, захисту прав усіх суб'єктів відносин, які виникають у зв'язку з геологічним вивченням нафтогазоносності надр, розробкою родовищ нафти і газу, переробкою нафти і газу, зберіганням, транспортуванням і реалізацією нафти, газу та продуктів їх переробки, споживачів нафти і газу та працівників галузі [2].

Відносини, пов'язані з особливостями користування нафтогазоносними надрами, видобутком, транспортуванням, зберіганням та реалізацією нафти, газу та продуктів їх переробки, регулюються також Кодексом України про надра (132/94-ВР), Законом України "Про трубопровідний транспорт" (192/96- ВР), Законом України "Про угоди про розподіл продукції", іншими нормативно-правовими актами.

Державна політика в Україні в нафтогазовій галузі базується на наступних принципах:

- 1) державного управління в нафтогазовій галузі.
- 2) державного регулювання діяльності в нафтогазовій галузі.
- 3) створення умов для розвитку та підвищення ефективності діяльності нафтогазової галузі.
- 4) безпеки експлуатації об'єктів нафтогазової галузі.
- 5) раціонального споживання газу, нафти та продуктів їх переробки та впровадження енергозберігаючих технологій.
- 6) дотримання єдиних державних норм, правил і стандартів всіма суб'єктами відносин, пов'язаних з видобутком, транспортуванням, постачанням і використанням газу, нафти та продуктів їх переробки.
- 7) забезпечення екологічно безпечного функціонування об'єктів нафтогазової галузі.

При цьому ставиться завдання забезпечення захисту прав та інтересів усіх суб'єктів відносин, які виникають у зв'язку з геологічним вивченням нафтогазоносності надр, розробкою родовищ нафти і газу, переробкою нафти

і газу, зберіганням, транспортуванням і реалізацією нафти, газу та продуктів їх переробки, споживачів нафти і газу та працівників галузі.

Сприяння розвитку конкурентних відносин на ринку газу, нафти та продуктів їх переробки повинно забезпечуватися проведенням недискримінаційно цінової і тарифної політики в нафтогазовому комплексі. Це неможливо без підготовки кадрів високої кваліфікації для нафтогазової галузі та створення умов для підтримки стабільного фінансового стану нафтогазової галузі, взаємної відповідальності постачальників газу, нафти та продуктів їх переробки та споживачів.

Створення умов для перспективних наукових досліджень є окремим питанням забезпечення раціонального використання надр в інтересах українського народу і надрокористувачів, пріоритетного використання вітчизняного науково-технічного, технологічного та кадрового потенціалу.

Державне регулювання діяльності в нафтогазовій галузі здійснюється шляхом встановлення загальних правил здійснення цієї діяльності суб'єктами підприємницької діяльності, надання ліцензій на здійснення окремих видів діяльності, спеціальних дозволів на користування нафтогазонаосними надрами та формування тарифної політики та іншими засобами, що визначаються законами [3].

Для реалізації державної політики у сфері нафтогазового комплексу, відповідно до Указу Президента України від 25.02.1998 р. № 151/98 "Про реформування нафтогазового комплексу України" та на виконання постанови Кабінету Міністрів України від 25.05.98 № 747 "Про утворення НАК" Нафтогаз України була створена Національна акціонерна компанія під однойменною назвою, яка об'єднала всі стадії кругообігу нафти і газу на ринку: видобуток, переробку, транспортування і збут (табл. 2.12).

Багато підрозділів "Нафтогаз України" є містоутворюючими і займаються забезпеченням не тільки нафтовидобутку і транспортування енергоносіїв, але і будівельних робіт, житлово-комунального та енергетичного господарств. Крім того, пріоритетними напрямками діяльності



НАК "Нафтогаз України" є розвиток національної газовидобувної і модернізації газотранспортної системи.

Таблиця 2.12

## Структура НАК " Нафтогаз України "

Видобуток	Переробка	Транспортування	Збут
ДК "Укргаз-добича" (100%)	Селещинский ГПЗ Яблунивский ГПЗ Шебелинский ГПЗ	ДК "Укртрансгаз" (100%)	ДК "Газ України" 100%
ОАО "Укрнафта" (50% + 1)	Долинский ГПЗ Качановский ГПЗ Гнединцовский ГПЗ	ОАО "Укртранснефть" (100%)	ДП "Газ-Тепло" 100%
ГАО "Чорноморнефтегаз" (100%)		ГАО "Укрспецтрансгаз" (100%)	ДП "Укрнефтегазкомплект" 100%

Національна акціонерна компанія "Нафтогаз України" є найбільшою за валовим оборотом, обсягами експорту, капіталовкладень і розміру статутного фонду державною компанією. Дохід у 2019 р. від реалізації продукції склав 42,2 млрд. грн., а чистий прибуток - 1,12 млрд. грн.. При цьому за підсумками 2019 р. "Нафтогаз України" виробила 13,8% ВВП України і забезпечила 11% надходжень до держбюджету. Загальна кількість працюючих склало більше 160 тис. чол. [9, с. 118].

Таблиця 2.13

## Доходи та прибутки НАК " Нафтогаз України ", млрд. грн.

Показники	2018 р.	2019 р.	2020 р.	2021 р.	2021 р. в % к 2018 р.
Доходи	19,8	21,5	30,7	42,2	213,1
Прибуток	0,824	3,35	1,244	1,12	135,9

Однак, останнім часом, фінансовий стан найбільшої енергетичної компанії України викликає серйозні побоювання. Так, за даними голови рахункової палати України, НАК "Нафтогаз України" знаходиться на межі банкрутства. По-перше, ця компанія - найбільший боржник бюджету протягом останніх років (у 2017 р. її податковий борг збільшився на 1 млрд.

грн. і склав майже 5 млрд. грн., або понад 52% загальної суми заборгованості платників податків в Україні). По-друге, у компанії є портфель іноземних позик на суму \$ 2,8 млрд. Причому ці позики бралися не тільки під гарантії уряду, а й під основні фонди компанії, що ставить під удар енергетичну безпеку країни.

Причиною незavidного фінансового стану НАК "Нафтогаз України" в 2019-2020 рр. є такі чинники. Так, у березні 2019 р. національної компанії була відкрита кредитна лінія Deutsche Bank в розмірі EUR2 млрд. на 10 років. Відразу була перерахована сума в \$ 600 млн. Напрямки використання кредиту планувалися наступні:

- реконструкція газотранспортної системи (ГТС) України, яка вже в 2020 р. повинна була зменшити втрати газу з 7,8 млрд. до 6,8 млрд. м3;
- збільшення видобутку вуглеводнів в Україні. Зокрема, видобуток газу за п'ять років планувалося збільшити з 20 млрд. до 30 млрд. м3 - щорічно на 2 млрд. м3;
- фінансування закордонних проектів з розвідки та видобутку вуглеводнів;
- добудова трубопроводу Одеса - Броди - Плоцьк.

Тим часом, використання фактично отриманого кредиту, за всіма ознаками, був нецільовим, тому що втрати газу в українській ГТС не зменшилися, істотного збільшення видобутку газу також не відбулося, трубопровід Одеса - Броди - Плоцьк не добудовується, а реальні зарубіжні проекти відсутні.

Швидше за все, істотна частина кредитних коштів була направлена до бюджету у вигляді податків, адже податкові відрахування компанії в 2021 році збільшилися вдвічі, у порівнянні з 2020 р. Динаміка сплати податків НАК "Нафтогаз України" до бюджету наступна: 2018 р. - 5,6 млрд. грн., 2019 р. - 5,4 млрд. грн., 2020 р. - 5,4 млрд. грн., 2021 р. - 10,8 млрд. грн. При цьому кредиторська заборгованість НАК, становила на 01.01.2020 р. 16,2 млрд. грн.

У цьому відношенні рекомендації служби безпеки України проводити більш зважену кредитну політику НАК "Нафтогаз України" представляються цілком обґрунтованими.

Держава, в особі НАК "Нафтогаз України", робить значний регулюючий вплив на енергетичний ринок країни, в тому числі його нафтовий сектор. Простежимо, як змінювалася регулююча роль держави на ринку нафти і нафтопродуктів за роки державного суверенітету України.

У 90-х роках ХХ століття, після розпаду Радянського Союзу в Україні спостерігалось засилля імпорتنих нафтопродуктів, а нафтопереробні заводи відчували гострий дефіцит нафти. У таких умовах будь-які спроби держави впливати на нафторинок були неефективними: приміром, відкриття кордонів для імпорتنих нафтопродуктів означало банкрутство вітчизняних НПЗ, а обмеження імпорту нафтопродуктів означало створення дефіциту на ринку нафтопродуктів і кризові явища в економіці.

Це змусило державу почати приватизацію українських НПЗ. Період 1999-2003 рр. в Україні характеризуються активною приватизацією вітчизняних НПЗ, який пов'язаний з активним виходом росіян на оптовий ринок нафтопродуктів. Російські постачальники нафти на НПЗ, вони ж - постачальники імпортного палива на український ринок, зробили все, щоб альтернатив приватизації НПЗ не було, причому приватизації в російських інтересах.

Як тільки російські компанії стали повноправними власниками українських заводів, почали різко знижуватися обсяги паливного імпорту і рости завантаження потужностей вітчизняних підприємств. За 2012-2019 рр. галузь відродилася. Якщо в 2012 р. НПЗ переробили 10,4 млн. т нафти, то у 2019 р.- 21,2 млн. т. [36].

У результаті на даний момент три нафтопереробних підприємства України - ВАТ "Лисичанськнафтооргсинтез" (ТОВ "ЛиНОС"), ВАТ "Херсоннафтопереробка" і ВАТ "Лукойл-Одеський НПЗ" повністю приватизовані. Найбільш великі, але, на жаль, не блокуючі державні пакети

акцій збереглися тільки на ВАТ "НПК Галичина" (Дрогобицький НПЗ) і ВАТ "Нафтохімік Прикарпаття" (Надвірнянський НПЗ) - відповідно, 25% + одна акція і 26%, чого недостатньо ( табл. 2.14).

Таблиця 2.14

## Головні володарі українських нафтопереробних заводів

Нафтопереробні заводи	Головні володарі та керівники НПЗ
Кременчугський (ЗАТ "Укртранснафта")	В керівництві Фонда державного майна (ФДМ) 43,054% акцій ЗАТ "Укртранснафта", держкомітету Татарстана з керівництва держмайном - 28,778%. Корпорація SeaGroup International Inc. (США) володіє 9,96% акцій, АТ "Татнафта" (РФ) - 8,613%, компанії AmRuz Trading AG (Швейцарія) - 8,336%
Лисичанський (ТОВ "ЛИНОС")	ТОВ "ТНК-ВР Україна" належить 93,8% акцій ЗАТ "ЛиНИК"
Одеський (ВАТ "ЛУКОЙЛ – Одеський НПЗ")	ПІИ "ЛУКОЙЛ – Україна" (ДК російського ВАТ "ЛУКОЙЛ")
Дрогобицький (ВАТ "НПК "Галичина")	Акціонери, близьки до групи "Континіум" (Україна), консолідували біля 40% акцій; ПриватБанк контролює біля 32% акцій ВАТ; 25% + 1 акція належить державі.
Херсонський (ВАТ "Херсон нафтопереробка")	60% акцій ВАТ контролює ЗАТ "Казахойл-Україна" (через ЗАТ "ТД Укрнефтепродукт"); 27,6% - ТОВ "НК Альянс-Україна" (ДК російської ВАТ "Група Альянс"). Керує НПЗ ТОВ "НК Альянс-Україна"
Надвірнянський (ВАТ "Нафтохімік Прикарпаття")	Акціонери, близькі к "ПриватБанку", контролюють більш 70% акцій ВАТ; 26% акцій належить державі

Однак навесні 2020 р. (весна - період стабільних щорічних криз на ринку нафтопродуктів України) регуляторна політика держави дещо змінилася: кабмін відмовився від ідеї адміністративного регулювання ринку палива шляхом введення нульових ставок ввізного мита на нафтопродукти. Хоча це й забезпечило певну стабільність ринку, разом з тим у перспективі несе серйозні загрози. З одного боку, споживачам вигідні імпорتنі

нафтопродукти - адже з Росії, Білорусії, Литви ввозиться більш якісне і відносно дешеве паливо, яке не дорожчає в залежності від коливань попиту і пропозиції на внутрішньому ринку. З іншого боку введення в 2019 р. нульового мита, може сповільнити подальший розвиток нафтопереробної галузі.

Не випадково, за 2020 р. українські нафтопереробні заводи скоротили переробку нафти на 17,8% в порівнянні з 2017 р. - до 17,4 млн.т. Тенденція ця продовжується і в 2021 р.: у першому кварталі поставки нафти на українські НПЗ (а, отже, і її переробка) скоротилися, порівняно з аналогічним періодом 2020 р. на 26,1% - до 3,693 млн.т.

На сьогодні, ринок нафтопродуктів України більш-менш збалансований: ніші, які не можуть з тих чи інших причин заповнити вітчизняні НПЗ, закривають імпортери. Це пов'язано з тим, що держава, практично вперше за всі роки незалежності, відмовилась від адміністративного тиску на суб'єктів ринку. Важливо в періоди об'єктивного незначного зростання цін на нафтопродукти, пов'язаного із зростанням світових цін на нафту, не порушувати існуючу рівновагу, оскільки ринок нафтопродуктів в Україні вкрай схильний до впливу психологічних факторів. Досить якомусь великому суб'єкту ринку почати закуповувати нафтопродукти про запас, як може «обвалитися» весь ринок. Прийняття будь-яких поспішних регуляторних заходів адміністративного характеру, призводить до деформації попиту та пропозиції палива і, як наслідок, до спекулятивного зростання цін на нього.

І все ж, удосконалювати регулювання імпорту нафтопродуктів необхідно. З огляду на той факт, що держава повинна підтримувати і розвивати власне виробництво нафтопродуктів, варто ввести збалансовані імпортні мита.

З одного боку, це захистить місцеві НПЗ від економічної несправедливості, викликаній необхідністю платити експортне мито на нафту (російські та білоруські НПЗ мають перевагу на розмір російського

нафтового експортного мита, яке вони не платять і яке становить з 1 червня майже \$ 200 за 1 т), а з іншого - дозволить імпортним нафтопродуктам надходити на ринок України і стимулювати НПЗ до модернізації у зв'язку з необхідністю підвищувати якість палива до рівня імпортного.

В цілому, ринок нафтопродуктів України у 2020 році відносно стабільний. Однак думки чиновників і експертів розходяться в передумовах цієї стабільності. Так, президент української аграрної конфедерації назвав головною її причиною "державні інтервенції", в тому числі і закупівлі бензину і дизпалива в держрезерв, "щоб в період максимального попиту можна було направити на ринок цю продукцію і перешкоджати підвищенню цін".

Механізм здійснення державних інтервенцій на ринку нафтопродуктів в Україні в даний час ще не досконалий, необхідних обсягів палива, яке могло б вплинути на співвідношення попиту та пропозиції на ринку в державному резерві недостатньо.

В умовах значної залежності економіки України від поставок нафти і газу з Росії, головною енергетичною сировиною повиненно стати вугілля. Останнім часом у вугільній промисловості України посилюються процеси, пов'язані з трансформацією форм власності і, перш за все, вугледобувних підприємств. Через низьку інвестиційної привабливості підприємств, а також непослідовної державної політики в галузі та відсутність досконалого механізму реформування форм і відносин власності, відсутність їх правового забезпечення, роздержавлення шахт і розрізів не відповідає ринковим вимогам і перетворенням, які відбуваються в національній економіці [21].

Для забезпечення ефективного розвитку і функціонування паливно-енергетичного комплексу України, його модернізації та екологізації необхідні значні інвестиційні ресурси. В цілому слід зазначити, що для реалізації "Енергетичної стратегії України на період до 2030 року" необхідно залучити до 2030 р. 1045,0 млрд. грн. інвестиційних ресурсів (табл. 2.15).

Таблиця 2.15

Обсяги інвестицій, необхідних для реалізації "Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.", млрд. грн.

Напрямок фінансування	2006р. – 2021р.	2011р. – 2020р.	2021р. – 2030р.	2006р.– 2030р.
Всього:	158,2	431,0	455,9	1045,0
Теплова енергетика	16,7	75,8	90,9	183,4
Гідроенергетика	2,8	5,6	10,6	19
Розвиток електричних мереж	13,2	43,8	25,9	82,9
Ядерна енергетика	11,6	79	117,6	208,2
Розвиток нових джерел виробництва електроенергії (без ГЭС)	1,1	3,0	3,0	7,1
Ядерно-паливний цикл	4,0	13,3	4,4	21,7
Вугільна промисловість	42,4	87,9	91,4	221,7
Нафтогазовий комплекс	65,6	122,6	112,1	300,3

Найбільших вкладень вимагає нафтогазовий комплекс - понад 300 млрд. грн., вугільна промисловість - 221,7 млрд. грн., ядерна енергетика - 208,2 млрд. грн.

Основними джерелами фінансування заходів з розвитку енергетики, відповідно до прийнятої стратегії, є:

- залучення кредитних ресурсів (внутрішніх і зовнішніх);
- прибуток енергетичних компаній;
- використання коштів, отриманих від реалізації положень Кіотського протоколу.

З усіх зазначених джерел фінансування інвестицій на даний момент найбільшу питому вагу займають кредитні ресурси. Однак, і зовнішні інвестиції в ПЕК, в останні роки значно збільшилися, особливо в нафтопереробці.

Так, в Україні інвестиційна пауза, яка тривала до початку нинішнього століття, "законсервувала" технологічний рівень НПЗ. В даний час глибина переробки нафти на Херсонському, Одеському, Дрогобицькому та Надвірнянському НПЗ становить 46-60%. Тільки на Лисичанському і Кременчуцькому НПЗ, які умовно можна назвати заводами з класичною схемою, глибина переробки наближається до 70%. Але навіть цей показник низький у порівнянні з аналогічними показниками підприємств західних країн, де глибина переробки нафти перевищує 90% [28, с. 64].

Інвестиційна активність власників НПЗ залежить від платоспроможного попиту і рівня адміністративного державного регулювання на українському ринку. Жорсткий державний контроль за роздрібними та оптовими цінами на паливо не стимулює власників НПЗ до здійснення масштабних модернізацій заводів і призводить до низького рівня рентабельності нафтопереробки в Україні. Однак, незважаючи на це, українські НПЗ, власниками яких є іноземні компанії, задекларували на перспективу значні інвестиційні проекти.

Інвестиції ВАТ "Група Альянс " в модернізацію Херсонського НПЗ складуть \$ 450-500 млн., а вкладення в українські інвестиційні програми нафтових вкладення в українські інвестиційні програми нафтовою компанією ТНК-ВР щорічно збільшуються і за період 2017-2019 рр. склали \$ 203,9 млн. У цілому для модернізації українських НПЗ і збільшення глибини переробки нафти, необхідно інвестувати не менше \$ 1,7-1,9 млрд. [26, с. 34].

При правильній державній стратегії вкладення такого обсягу інвестицій можливо російськими компаніями, що володіють НПЗ в Україні. Адже український ринок досить привабливий для росіян у перспективі. Продавати нафтопродукти на європейському ринку більш вигідно, ніж сиру нафту. Крім того, продаж нафтопродуктів пов'язан з набагато меншими ризиками. Тому російські компанії зацікавлені в реконструкції підконтрольних їм НПЗ і усвідомлюють цю потребу. Державі достатньо лише створити привабливі



інвестиційні умови, що гарантують росіянам ефективне інвестування в їх же нафтопереробні заводи.

Для залучення інвестиційних ресурсів в ПЕК України необхідно також стимулювати залучення коштів недержавних інвесторів у вигляді прямих інвестицій в будівництво енергетичних об'єктів, інвестувати бюджетні кошти на розвиток енергетики, розглянути можливість приватизації окремих об'єктів ПЕК - як джерело інвестицій для їх подальшої модернізації та оновлення.

## Висновки до розділу 2

До проблем паливно-енергетичного комплексу України слід віднести:

1. Практично всі показники затверджених загальнодержавних програм не досягнуто і при цьому ні одна галузева та загальнодержавна енергетична програма не виконується в повному обсязі. Це свідчить про те, що в країні немає системної реалістичної державної енергетичної політики і показує недосконалість політики середньострокового планування та прогнозування в ПЕК.

2. Правове забезпечення ПЕК України є недосконалим, а тому недостатнім для ефективного регулювання галузі. Держава вже частково втрачала важелі регулювання, наприклад, на оптовому ринку електроенергії після приватизації ряду "Обленерго", що викликало, зокрема, різке падіння збору коштів за спожиту електроенергію. Подальше продовження приватизації обленерго без розробки відповідних механізмів контролю може призвести до того ж результату.

3. Складний фінансовий стан підприємств ПЕК, головними причинами якого є: криза неплатежів внаслідок продовження практики безоплатного споживання паливно-енергетичних ресурсів та підвищення вартості енергоресурсів для неплатоспроможного населення, фіскальний характер податкової системи, низька ефективність виробництва та неконкурентоспроможність продукції багатьох підприємств.

4. Наявність значного розриву між обсягом наявних грошово-кредитних ресурсів в економіці і потребами ПЕК. Розбалансована фінансова система зробила галузі ПЕК найбільшими кредиторами і донорами економіки, внаслідок чого відбувається фактично безвідсоткове кредитування підприємствами ПЕК окремих галузей економіки, неконкурентоспроможних підприємств і, частково, населення.

5. Брак інвестицій у всіх сферах ПЕК. Обсяг інвестицій у базові галузі ПЕК в 2017 р. скоротився в два-три рази в порівнянні з 1990 р., а джерела фінансування інвестицій на період до 2030 р. у більшості своїй нереалістичні.

6. Надмірна енергоємність економіки, головними причинами якої є: енергоємна структура промислового виробництва, технологічна відсталість енергоємних галузей промисловості та наднормативні втрати на всіх стадіях виробництва, існування тіньової економіки, поглиблення науково-технічного відставання галузей ПЕК від світового рівня. В результаті, енергоємність ВВП в Україні постійно зростає і в даний час у декілька разів перевищує показники розвинених держав.

7. Жорстке адміністративне державне регулювання в ПЕК. Продовжується практика «ручного» регулювання ринку, сировинними та грошовими потоками, про що свідчать систематична зміна «правил гри» за вказівками уряду, і періодичне проголошення режиму надзвичайної ситуації в цьому сегменті економіки [55, с.87].

Таким чином, дослідження сучасного стану функціонування енергетичних ринків України дозволяє зробити висновок про те, що в країні відсутні скоординовані дії, спрямовані на реалізацію перспективних завдань реформування енергетичних ринків, що призвело до негативних явищ в енергетиці. Причинами цього є як радянська спадщина в цій сфері, так і проблеми, які виникли з часів незалежності. Тому вкрай важливо найближчим часом реалізувати систему заходів, спрямованих на вирішення вказаних проблем.

## РОЗДІЛ 3. ШЛЯХИ УДОСКОНАЛЕННЯ ІННОВАЦІЙНОГО РОЗВИТКУ НАФТОПЕРЕРОБНОЇ ГАЛУЗІ В УКРАЇНІ

### 3.1. Математичне моделювання в оптимізації роботи нафтопереробної галузі

Під складними вертикально-інтегрованими виробничими системами (ВИПС, вепс, вис, вис, гипс, чипс) розуміється стійка комбінація виробничих об'єктів, зосереджених на локалізованій території й поєднаних істотними виробничо-економічними зв'язками, обумовленими головним чином технологічною необхідністю.

При розгляді конкретних проблем функціонування й розвитку складних систем, підготовці відповідних розв'язків може бути застосована більш-менш типова схема системного аналізу, що включає наступні етапи:

- виявлення й постановка проблеми, її формулювання й структуризація;
- вивчення специфіки об'єкта, його зовнішніх і внутрішніх зв'язків у тимчасовому, просторовому, структурному й інших аспектах;
- аналіз основних структурних елементів проблеми на якісному рівні;
- формування цілей розв'язку проблеми, критеріїв, установлення їх ієрархічних взаємозв'язків, можливостей ранжирування й кількісної оцінки;
- визначення альтернативних шляхів досягнення цілей, найважливіших обмежень;
- збір вихідної інформації, оцінка повноти й вірогідності інформації, можливостей її поповнення й підвищення точності;
- побудова різного роду моделей, кількісний аналіз основних структурних елементів, визначення пов'язаних з альтернативами витрат і результатів;
- проведення розрахунків по моделях, синтез результатів якісного й кількісного аналізу, внесення експертних виправлень і підготовка розв'язки,

якщо буде потреба - коректування моделей, вихідної інформації, повторне проведення розрахунків і синтез результатів.

Застосування принципів системного аналізу до вертикально-інтегрованої системи припускає необхідність дотримання ряду вимог [32].

Облік складності системи в цілому й окремих її підсистем: усі вони складаються з великої кількості взаємозалежних елементів, причому число типів цих елементів теж достатньо велике. Взаємодія окремих підсистем між собою, наявність у них власних інтересів, цілей і критеріїв оцінки, економічного механізму функціонування і т.д. обумовлюють появу системних ефектів. При аналізі складних багаторівневих систем облік синергических ефектів дуже важливий тому, що в таких системах орієнтація на локальні вигоди підсистем може приводити до розв'язки, не вигідних для системи в цілому.

Облік ієрархічної (багаторівневої) структури вертикально інтегрованої виробничої системи. При цьому треба мати на увазі багатогранність властивості ієрархічності, прояв його в різних аспектах, і насамперед у тимчасовому, галузевому й територіальному.

Облік властивості керованості елементів виробничої системи всіх рівнів ієрархії, орієнтація керування на вибір шляхів найбільш ефективного досягнення поставлених цілей. Це здійснюється за допомогою одночасного системного аналізу декриптивного й нормативного аспектів функціонування виробничої системи, вибору таких заходів, що включаються в програму розвитку, які забезпечують рух по найвигіднішій траєкторії переходу від того, що є, до того, що повинно бути.

Необхідність комплексного вивчення всебічних наслідків прийнятих розв'язків економічного характеру. Наслідки, викликані розв'язками, треба аналізувати не тільки у взаємодіючих підсистемах, але й у споживачів, а також у всіх суміжних сферах: соціальної, екологічної, політичної й ін.

Двоїстий підхід до вивчення вертикально інтегрованої виробничої системи: як щодо відособленої складної динамічної системи, що

розвивається по властивих таким системам закономірностям, і як невід'ємної частини народного господарства, що підкоряє при своєму функціонуванні й розвитку вимогам взаємодіючих із цією виробничою системою інших галузей і сфер народного господарства. Із принципу подвійності випливає наявність внутрішніх і зовнішніх аспектів функціонування й розвитку ВИПС і двох взаємозалежних систем основних понять і показників його діяльності.

Використання моделей як внутрішнього, так і зовнішнього опису систем. Процес моделювання найпростішої ВИПС, під якою розуміється сукупність підприємств різних галузей, зосереджених в одному або декількох пунктах, об'єднаних спільним використанням виробничої інфраструктури, природних, трудових і інших ресурсів, що поглиблюють і розширюють виробничо-економічні зв'язки на послідовних стадіях розвитку [49, с.249].

Під оптимізацією розвитку й розміщенням ВИПС розуміється визначення найкращого варіанта використання природних і інших ресурсів, його зовнішніх і внутрішніх зв'язків з позиції критерію максимізації чистого наведеного доходу при можливих умовах забезпечення заданого рівня виробництва, деяких економічних показників і інших обмежень.

Сучасні ВИПС мають складну господарську структуру. Одним з основних природних елементів цієї системи можуть бути природні ресурси. Трудові ресурси представляють головний активний елемент вертикально-інтегрованої виробничої системи.

Ядро ВИПС - сукупність виробничих підприємств різних галузей, які розділяються на галузі спеціалізації, зв'язаних між собою технологічно необхідними виробничими зв'язками, і комплексуючі виробництва, у свою чергу, що розділяються на допоміжні й обслуговуючі.

Перша група галузей - галузі спеціалізації, які безпосередньо беруть участь у виробничо-технологічному обміні продукцією. Це можуть бути галузі як промисловості, так і сільського господарства.

Другу групу галузей, що забезпечують розвиток галузей спеціалізації й почасти власні потреби, умовно можна назвати допоміжними. Структура, час

і масштаби розвитку, зв'язки й розміщення допоміжних виробництв визначаються вимогами галузей спеціалізації, величиною місцевих ресурсів і ефективністю створення таких виробництв у складі системи в порівнянні з витратами на ввіз аналогічної продукції через межі ВІПС.

Третя група галузей - це галузі безпосередні потреби, що обслуговують, населення. Вони покликані забезпечувати споживача кінцевими продуктами виробництва й різними видами послуг.

Внутрішні взаємини між цими групами галузей промисловості, а також взаємодії їх як з іншими елементами усередині самої виробничої системи, так і об'єктами, що перебувають за її межами, у сукупності утворюють основні зовнішні й внутрішні взаємозв'язки.

Дуже різноманітні й складні внутрішні зв'язки. Вони здійснюються по лінії виробничого процесу (вертикальні й горизонтальні), матеріально-технічного постачання, спільного використання природних і трудових ресурсів і елементів виробничої інфраструктури комплексу.

За функціональною ознакою внутрішні зв'язки ВІПС можна розділити на наступні групи:

- виробничо-економічні;
- матеріально-технічні, які охоплюють сировину, паливо, допоміжні матеріали, устаткування й готову продукцію;
- обумовлені територіальним розташуванням, тобто єдністю транспортно-географічного положення підприємств, що й виникають при використанні різними підприємствами тих самих обслуговуючих обладнань.

Рівень розвитку цих зв'язків, їх характер, раціональність і повнота багато в чому визначають ступінь оптимізації й ефективність діяльності ВІПС. Найважливішу роль у формуванні ВІПС відіграють внутрішні виробничо-економічні зв'язки:

- по взаємодії між підприємствами, спільно що беруть участь у виробництві одного готового продукту з різних видів сировини, напівфабрикатів і деталей;

- по взаємодії між підприємствами, послідовно що беруть участь у виробництві одного готового продукту на різних стадіях одного технологічного процесу;

- по комбінуванню - взаємодія виробництв, при яким з тоїж самої сировини можна одержати одночасно різні продукти шляхом послідовної переробки вихідної сировини й, комплексного його використання й утилізації відходів.

Сукупність зовнішніх і внутрішніх зв'язків виробничої системи необхідно розглядати в розвитку. Причому розвиток повинний забезпечувати створення оптимальних пропорцій у системі. Оптимальна пропорційність повинна існувати як між основними структурними компонентами територіально-виробничих систем, так усередині них.

Розвиток усіх елементів, що формують структуру ВИПС у взаємному зв'язку й обумовленості, підлегле єдиному критерію оптимальності є предметом оптимального планування й розвитку ВИПС [37].

Як правило дотепер вистави про можливість оптимізації ВИПС були пов'язані з побудовою або глобальної моделі ВИПС, або системи взаємозалежних окремих моделей. Модель ВИПС, того або іншого типу, у свою чергу може бути підмоделю більш загальної моделі планування розвитку галузі, регіону або економіки країни в цілому.

У систему взаємозалежних моделей оптимізації формування ВИПС можуть входити: модель розміщення виробництва, модель виробничих циклів, модель формування мережі магістрального транспорту, модель прогнозування окремих параметрів ВИПС, моделі розвитку окремих елементів інфраструктури, внутрісистемних одиниць і відтворення деяких видів ресурсів ВИПС.

За допомогою системи моделей визначаються основні питання, зв'язані безпосередньо з функціонуванням і розвитком окремих частин ВИПС:

- масштаби й напрямки використання всіх видів ресурсів і розподіл їх між елементами ВИПС;



- спеціалізація й виробнича структура ВИПС у цілому й окремих його частин - комбінація й пропорції розвитку галузей спеціалізації, зовнішні й внутрішні зв'язки;

- розміщення, масштаби основних виробничих елементів.

Передбачуваний поетапний розв'язок відповідає послідовності попередніх пророблень, дозволяє виявити можливість скорочення витрат на формування й функціонування ВИПС. Кількість необхідних етапів і набір використовуваних моделей визначаються метою дослідження, тривалістю розглянутого перспективного періоду, специфічними умовами досліджуваної системи й рівнем забезпеченості вихідною інформацією.

До основних етапів належать:

1 етап - визначення основних параметрів окремого елемента: масштабів розвитку, потреби ресурсів і їх джерел, темпів і послідовності створення основних об'єктів спеціалізації.

2 етап - визначення схеми розміщення виробництв і відповідно запланованої зовнішньої організації ВИПС. Схема оптимізації розвитку й розміщення ВИПС включає дві взаємозалежні моделі: оптимізації виробничої структури ВИПС і оптимізації просторової організації ВИПС.

Перша модель призначена для визначення можливих обсягів виробництва підприємств виходячи з обмеженості ресурсів, доцільності їх використання й умов розвитку виробництва. У моделі можуть використовуватися критерії максимуму NPV, максимуму чистого доходу на вкладений капітал і т.п.

У результаті проведення розрахунків по моделі визначається ряд варіантів виробничої структури ВИПС, які корегуються відповідно до виробничого завдання, що надходять із моделей верхнього рівня. Крім того, визначаються показники використання ресурсів і їх оцінки. Уся ця інформація надходить у модель просторової організації ВИПС.

У моделі просторової організації промислового вузла визначаються схема розміщення нових підприємств і розширення потужності старих

відповідно до наявності промислових майданчиків, транспортних умов, водних ресурсів і т.п. Проводиться коректування обсягів виробництва комплексуючих виробництв відповідно до обсягів виробництва підприємств галузей спеціалізації, потужностями будівельної бази й потребами населення й кінцевих споживачів. Уточнюються обсяги промислового будівництва, зовнішні зв'язки, внутрішні зв'язки між виробничими елементами ВИПС. Завдання може зважуватися на максимум сумарного прибутку або на мінімум сумарних наведених витрат на створення й функціонування ВИПС або за іншим критерієм.

Одна із загальних форм моделі оптимізації виробничої структури в статичному виді. У завданні оптимізації виробничої структури потрібно визначити такі пропорції розвитку між виробництвами різних галузей, при яким здійснюється комплексне використання наявних ресурсів і досягається максимальний чистий наведений дохід.

Потрібно максимізувати функціонал

$$\sum_j p_j x_j \rightarrow \max \quad (3.1)$$

- при дотриманні балансу по природних ресурсах

$$\sum_j b_{ij} x_j \leq B_i, \quad i \in I, j \in J; \quad (3.2)$$

- балансу по капітальних вкладеннях

$$\sum_j k_{ij} x_j \leq K, \quad j \in J; \quad (3.3)$$

- балансу по трудових ресурсах

$$\sum_j t_{mj} x_j \leq T_m, \quad m \in Q, j \in J; \quad (3.4)$$

- обмеження на потужності деяких видів виробництв

$$x_j \leq M, \quad (x_j \geq M) \quad j \in J; \quad (3.5)$$

- умов не заперечності змінних

$$x_j \geq 0 \quad \forall j, \quad (3.6)$$

де  $i$  - індекс природних ресурсів;

$j$  - індекс видів продукції;

$m$  - індекс видів трудових ресурсів;

$I$  - безліч видів природних ресурсів;

$Q$  - безліч видів трудових ресурсів;

$J$  - безліч видів продукції;

$r_j$  - чистий дохід, одержуваний при виробництві одиниці продукції  $j$ ;

$b_{ij}$  - витрати ресурсу  $i$  на одиницю продукції  $j$ ;

$k_j$  - витрати капітальних вкладень на збільшення виробництва одиниці продукції  $j$ ;

$t_m j$  - витрати трудових ресурсів виду  $m$  на одиницю продукції  $j$ ;

$V_i$  - обсяги ресурсу виду  $m$ ;

$K$  - загальний розмір капітальних вкладень;

$T_m$  - загальна чисельність трудових ресурсів виду  $m$ ;

$M$  - обмеження на потужності деяких виробництв;

$x_j$  - обсяг виробництва продукту  $j$ ;

$x_{j1}$  - приріст обсягу виробництва продукту  $j$ .

Дана модель містить обмеження на природні, фінансові й трудові ресурси ВИПС. Специфічним у моделі є наявність умови балансу розподілу продукції. Воно фіксує існуючі або можливі технологічні, економічні, збутові й інші зв'язки між підприємствами системи. Тому розвиток одного з виробництв спричиняє одночасний розвиток пов'язаних з ним виробництв.

При постановці завдання на максимум чистого доходу значення цільової функції являє собою різниця між вступами від реалізації, що випускається продукція й витратами на її випуск, транспортування й використання. Важлива особливість цього завдання полягає в тому, що можуть рівнятися варіанти діяльності системи, що різняться як по витратах,

так і за результатами - обсягу, структурі й динаміці випуску продукції. Постановка завдання на максимум чистого доходу особливо доцільна, коли розміри попиту на продукцію суттєво залежать від цін її реалізації, а також коли необхідно визначити асортиментну структуру виробництва, причому прогноз цін вважаються більш надійними, чому прогнози попиту.

Якщо припустити, що ціни на реалізовані продукти не залежать від обсягу реалізації й при заданій ціні реалізації місткість ринку обмежена, то математична модель буде мати такий вигляд:

Знайти  $x_r^q$ , максимізуючі значення сумарного чистого доходу

$$L(x_r^q, y_j) = \sum_{j=1}^R c_j y_j - \sum_{r=1}^m \sum_{q=1}^{Q_r} z_r^q x_r^q \quad \max \quad (3.7)$$

при умовах :

- збалансованості виробничих потужностей з можливостями реалізації

$$M_r^q x_r^q \leq y_j, j=1, \dots, R; \quad (3.8)$$

- кордонів припустимих значень рівнів реалізації кожного продукту

$$0 \leq y_j \leq D_j, j=1, \dots, R; \quad (3.9)$$

- обмеження по використовуваних у галузі ресурсах

$$G_r^q x_r^q \leq G_k, k=1, \dots, N; \quad (3.10)$$

- вимоги вибору тільки одного варіанта в кожному можливому пункті будівництва

$$x_r^q \in \{0, 1\}, r = 1, \dots, m \quad (3.11)$$

$$x_r^q = \{0, 1\} \quad r = 1, \dots, m; \quad q = 1, \dots, Q_r$$

де

$D_j$  - потреба в продукті  $j$ , що підлягає обов'язковому задоволенню;

$D_j$  - максимально можливий обсяг реалізації продукту  $j$ ;

$c_j$  - ціна реалізації продукту  $j$ ;

$y_j$  - обсяг реалізації продукту  $j$ ;

$G_{rk}$  - норма витрати ресурсів виду  $k$  у пункті  $r$  при варіанті розвитку  $q$ ;

$G_k$  - наявність ресурсів виду  $k$ ;

$M_{rj}$  - випуск продукту  $j$  у пункті  $r$  при варіанті розвитку  $q$ ;

$z_{rq}$  - витрати на будівництво в пункті  $r$  при варіанті розвитку  $q$  і випуск на ньому  $M_{rj}$  одиниць продукції;

$x_{rq}$  - цілочисельних змінн, що показує, входить чи в план будівництво  $q$ - ой типової потужності в пункті  $r$  і випуск продукції, відповідної до цієї потужності.

Розглянуті моделі являють собою спільне завдання лінійного програмування, вирішувати яку можна симплекс методом або його модифікаціями. Однак, деякі особливості опису ВИПС подібні постановки не враховують.

Вертикальна інтеграція РРНУ. Розглянемо докладніше ВИПС на прикладі Ровеньківського районного нафтопровідного керування. Ціль формування крупно-агрегированной моделі сталого розвитку вертикально-інтегрованої нафтової компанії полягає в створенні економіко-математичного інструментарію оптимізації діяльності компанії в цілому й окремих її секторів, прогнозуванні динаміки найважливіших фінансових і економічних показників.

Основним критерієм оптимізації в моделі виступає принцип, заснований на максимізації чистого дисконтированного доходу (NPV).

Економіко-математична модель такого плану формується для певного тимчасового відрізка - періоду планування, тривалість якого коливається від 5 до 15 років. Економічні показники, використовувані при розрахунках, ураховують зміну в часі оцінок ресурсів і продукції, викликане нерівнозначністю фінансових вступів і витрат у різні моменти часу. Економічні показники порівнюються в часі шляхом використання коефіцієнтів.

У рамках створення корпоративної економіко-математичної моделі основним завданням є облік і дослідження в створюваній моделі сукупності

зовнішніх і внутрішніх факторів, що визначають стратегії розвитку, інвестиційну програму, ресурсно-виробничий потенціал і фінансові результати.

Завдання планування - одержати відповідь на запитання які необхідні значення керованих факторів для досягнення за фінансовими показниками певного або максимального рівня з виробничою ефективністю не нижче певної й при деяких фіксованих значеннях зовнішніх факторів.

У випадку РРНУ вертикальну інтеграцію можна визначити як комбінацію декількох видів діяльності усередині підприємства або групи підприємств. Більш вузько вертикальну інтеграцію можна визначити як комбінацію діяльності верхнього сектору (транспортування нафти).

Розглянуте поняття може використовуватися у двох випадках:

- фізична інтеграція, яка відбиває географічні зв'язки між видами діяльності: нафта, що добувається компанією, переробляється в тому ж регіоні на підприємстві, що належить тієї ж компанії. Зроблені нафтопродукти транспортуються й розподіляються в межах сфери діяльності тієї ж компанії.

- економічна інтеграція, при якій діяльність верхнього й нижнього секторів контролюється в рамках однієї компанії, але без утвору фізичного зв'язку між різними видами діяльності. Нафта, добута в певному місці, потім продається нафтопереробної компанії, яка може належати зовсім іншому власникові, у той час як виробники нафтопродуктів даної компанії можуть постачати нафтою інші компанії. Така різноманітність обумовлена різними факторами такими як географічна доцільність, якість нафти, гнучкість поставок і т.д. Слід зазначити, що концепція економічної інтеграції доповнює концепцію фізичної інтеграції й не суперечить їй.

### 3.2. Пріоритетні напрями інноваційного розвитку нафтопереробної промисловості

Зростання попиту на нафту може призвести до дефіциту цього продукту на європейському ринку вже через 15 років. Прогнозується, що через чверть століття її запаси скоротяться більше ніж на 40%. У системі національної безпеки нашої держави питання, пов'язані з диверсифікацією постачання нафти, відносяться до розряду пріоритетних. Адже обсяги видобутку нафти в Україні недостатні для задоволення внутрішніх потреб. Власний видобуток забезпечує лише 10-12% потреби українських споживачів.

Проте Україна завдяки своєму географічному положенню має перед собою відмінну перспективу стати з'єднувальною ланкою між нафтодобувними регіонами колишнього СРСР і найважливішими європейськими ринками. Принаймні нафтопроводи через її територію є найкоротшим шляхом транспортування до Європи нафти з родовищ Центральної Азії. Крім того, Україна з її потенціалом по переробці нафти понад 50 млн. т/рік являє собою досить привабливий ринок збуту нафти для нових нафтовидобувних компаній. Розгалужена система нафтопроводів в Україні є однією з її головних стратегічних переваг [40, с.69]. Вона визначає і буде визначати вирішальну роль в економічному реформуванні і розвитку країни, а також мати значний позитивний вплив на економіку сусідніх країн.

Система магістральних нафтопроводів України складається з двох не з'єднаних між собою частин загальною довжиною 3850 км, які експлуатують ДАТ "Придніпровські магістральні нафтопроводи" (2310 км) і ДАТ "Магістральні нафтопроводи "Дружба" (1540 км). На нафтопроводах працює 31 нафтоперекачувальна станція загальною потужністю 355 тис. кВт. Загальна ємність резервуарного парку складає біля 800 тис. м<sup>3</sup>.

За останні роки обсяги транспортування нафти українськими нафтопроводами складають в середньому 64-66 млн. т/рік. Експортний транзит—53-55 млн. т/рік. Для власних нафтопереробних заводів—11-13 млн. т/рік.

Фактична пропускна спроможність нафтопроводів ДАТ "МН "Дружба" і ДАТ "Придніпровські МН" на вході в Україну складає 120,5 млн. т/рік, а на виході з України — 67.2 млн. т/рік. Прогнозна резервна пропускна спроможність українських нафтопроводів зараз становить 14-16 млн. т/рік для НПЗ України. В той же час необхідно зазначити, що нафтопровідна система України зовнішнім надходженням нафти пов'язана тільки з російською нафтопровідною системою, що призводить до монопольного положення Росії в сфері постачання нафти в Україну.

Одним із пріоритетних напрямів діяльності ДАТ «Придніпровські МН» на сьогодні є створення умов для стабілізації обсягів вантажопотоків. З огляду на це, підприємствам приділяється особлива увага по забезпеченню надійності функціонування ділянки Ровеньки-Луганськ і далі на Тихорецьк. Тут також важливу вагу для збереження обсягів перекачування відіграє досить помірний тариф на послуги з транспортування нафти.

Основними постачальниками нафти в Україну є Казахстан. Так, тільки минулого року для НПЗ України поставлено нафти з Казахстану - 1,37 млн. т. Обсяги поставок нафти з Казахстану залежать від квот, що виділяє Росія на транспортування своєю нафтопровідною системою.

За таких умов в Україні ще більше загострилась проблема альтернативних джерел поставок нафти, а саме: Азербайджану, Казахстану, країн Близького і Середнього Сходу. Однак економічну доцільність поставок нафти визначають транспортні витрати і глибина переробки нафти на українських НПЗ.

На даний час передбачається використання існуючих потужностей: терміналів Балтійського і Чорного морів, нафтопроводу "Дружба", Прикаспійських і Придніпровських магістральних нафтопроводів та інших.

Головною проблемою транспортування нафти з Чорного моря до європейських споживачів на цей час є проблема проток Босфор і Дарданелли. Обмеження в проході цих проток, зважаючи на все, є неминучими, тому зараз розробляються варіанти їхнього обходу.



1. Обхід Босфора в Мармурове море;
2. Нафтопровід Бургас-Александрополіс;
3. Нафтопровід Бургас-Албанія;
4. Порт Констанца з варіантами подальшого транспортування по з'єднувальних нафтопроводах і річковими танкерами до споживачів у Європі або до терміналу «Трієст», що є початковим пунктом трансальпійського нафтопроводу до НПЗ Швехат, Інгольпітатг та інших;
5. Реверсивний нафтопровід Самсун-Джейхан, що дозволить реагувати на зміну ринкових умов у Чорному і Середземному морях протягом тривалого часу;
6. Маршрут Баку-Супса-Броди-Центральна і Північна Європа.
7. Враховуючи те, що європейський ринок нафтопродуктів щорічно схильний до зростання цін в середньому на 2-2,5%, а обсяги нафтопереробки за ним не встигають, реалізація останнього проекту дозволяє сподіватися на підвищення як рівня інвестиційної привабливості НПЗ України, так і на життєздатність транспортування нафти українською ділянкою Євро-Азійського нафтотранспортного коридора [62, с.279].

Беручи до уваги ситуацію на європейському ринку з постачальниками нафти і численні морські термінали на узбережжі, проекти транспортування каспійської нафти через Чорне море в Центральну і частково Північну Європу є найбільш привабливими для пошуку ринків. Проект, запропонований Україною, досить оптимально вирішує цю проблему, починаючи з довжини маршруту постачання і закінчуючи тим, що Україна сама по собі є великим і досить перспективним ринком нафтової сировини.

З метою отримання альтернатив постачання нафти в Україну збудовано нафтопровід Одеса-Броди діаметром 1020 мм, довжиною 667 км і морський нафтоперевалочний комплекс «Південний». Реалізація цього проекту сприятиме інтеграції України в Європейську Співдружність, забезпечуючи надходження каспійської нафти на європейський ринок.

Сьогодні існує єдиний шлях транспортування будь-якої нафти з каспійського басейну — морський (через Босфор до терміналів у Трієсті, Генуї, Марселі та інших). Щороку транспортується цим шляхом із Чорного моря 50-60 млн. т нафти, що призводить до наступного: танкери на рейді часто простоюють при вході в протоку до двох тижнів. Після вступу в дію КТК на Чорному морі з'являться додаткові можливості щорічного транспортування до 25 млн. т, а з розширенням пропускної спроможності нафтопроводу Баку-Супса — ще 5-6 млн. т. Через Босфор такий обсяг не пройде (режим проток, як відомо, обмежений), у першу чергу технічно.

Пов'язуючи надії з «великою» каспійською нафтою, Україна не забуває про інші нафтоносні регіони. Планується співпраця із Іраком, Іраном, Лівією, Саудівською Аравією. При цьому Україна буде здійснювати своє співробітництво з цими країнами виключно в межах міжнародного нормативно-правового поля.

### 3.3. Фінансове забезпечення інноваційного розвитку паливно-енергетичного комплексу

Одним з пріоритетних завдань «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» визначено розвиток виробництва поновлюваних видів енергії, особливо біопалив.

Реалізація Енергетичної стратегії України для умов базового сценарію розвитку економіки гарантує виконання завдань та вирішення проблем паливно-енергетичного комплексу, головними з яких є:

- 1) забезпечення в необхідних обсягах надійного та якісного постачання економіки та населення країни енергетичними продуктами, підвищення економічної ефективності та екологічної безпеки завдяки впровадженню новітніх технологій під час модернізації, реконструкції та нового будівництва енергооб'єктів;

2) зниження енергоємності ВВП з 0,48 кг у.п./грн. у 2005 році до 0,24 кг у.п./грн. у 2030 році (тобто у 2 рази) за рахунок структурного та технологічного енергозбереження;

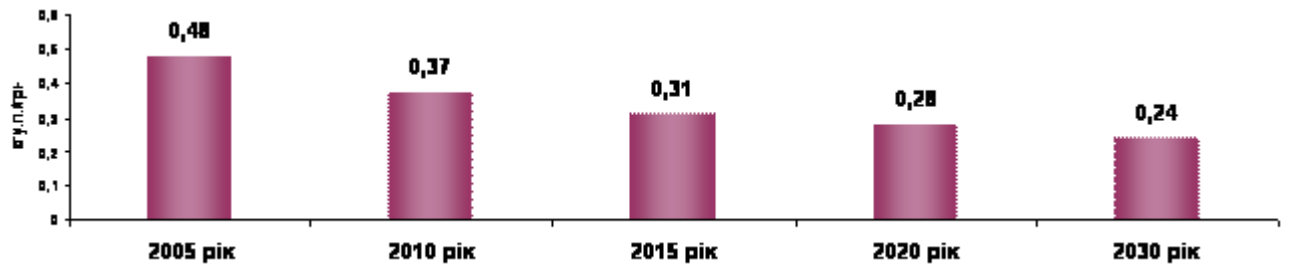


Рис. 3.1 Зниження енергоємності ВВП до 2030 року.

3) оптимізації структури виробництва електроенергії за видами палива із забезпеченням співвідношення між АЕС – 52,1%, ТЕС, ТЕЦ, блок-станціями – 42,9%, іншими типами генерації – 5,0%. Таке співвідношення виробництва забезпечує економічну роботу електростанцій та створює умови регулювання і стабільної роботи Об'єднаної енергосистеми України;

4) гарантування енергетичної безпеки шляхом: зменшення рівня енергетичної залежності країни від зовнішніх поставок палива (природний газ, нафта, уран) з 54,5% у 2005 році до 11,7% – у 2030 році, у тому числі – за рахунок збільшення використання власного вугілля, урану, газу, нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії, видобутку українськими компаніями нафти і газу за межами України; збільшення виробництва електроенергії на власному паливі з 42% у 2005 році до 91,8% – у 2030 році; диверсифікації джерел і маршрутів постачання природного газу та нафти в т.ч. через участь України у міжнародних проектах, зокрема розроблення нафтогазових родовищ і розвитку нафтогазової інфраструктури за кордоном; створення в країні стратегічного резерву нафти та природного газу для використання у надзвичайних ситуаціях та ринкового регулювання цін; участі в міжнародних енергетичних проектах.



Рис. 3.2 Зменшення рівня енергетичної залежності країни від зовнішніх поставок нафти.

5) досягнення соціальної спрямованості розвитку ПЕК, зокрема шляхом створення нових робочих місць, поліпшення умов праці та техніки безпеки.

Крім того, реалізація стратегії дозволяє максимально використати географічне та геополітичне положення України і передбачає подальший розвиток енерготранзитних систем для власного енергозабезпечення, збільшення експорту та транзиту енергопродуктів.

Для впровадження євроінтеграційного курсу України передбачено об'єднання ОЕС України з Європейською енергосистемою, забезпечивши її стабільну роботу та енергопостачання економіки і населення країни за європейськими стандартами.

Передумовами реалізації основних напрямків Енергетичної стратегії мають стати вдосконалення державного управління та регулювання на засадах чіткого розмежування компетенції та відповідальності уповноважених органів і врегулювання питань власності в енергетиці шляхом диференційованого підходу щодо її форм для різних об'єктів галузі. Передбачений стратегією перегляд законодавства у сфері енергетики має базуватися на визначених європейським правом принципах прозорості, обґрунтованості та прогнозованості, забезпечувати встановлення справедливих правил поведінки для всіх учасників енергетичних ринків,

сприяти створенню умов для стабільного функціонування і розвитку підприємств ПЕК і надійного енергопостачання країни.

Сьогодні основними проблемами на шляху прискорення процесу збільшення об'ємів споживання біопалив стали цінова конкурентоспроможність і фінансування технологій і проектів. Існуючі субсидії для традиційних джерел енергії та інші викривлення риночних механізмів ускладнюють їх рішення. В Україні розроблено цілий ряд заходів і стимулів для розширення виробництва і використання біопалив, але більша їх частина знаходиться на стадії впровадження. У цій ситуації необхідні більш ефективна політика та дієвіші законодавчі акти, які б зацікавлювали споживачів у використанні біопалив та забезпечували б у повному обсязі отримання екологічних, економічних і соціальних вигод [41, с.90].

Таблиця 3.1

Прогнозний баланс видобутку, імпорту та споживання нафти та газового конденсату до 2030 року, млн. тонн

Показники	Роки				
	2005	2021	2015	2020	2030
I. Видобуток нафти, усього	4,3	8,7	9,3	10,9	14,6
у тому числі:					
1.1. Видобуток з власних запасів	4,3	5,1	5,3	5,3	5,4
1.2. За межами України*	0	3,6	4,0	5,6	9,2
II. Імпорт	14,7	23,3	26,7	29,1	30,4
III. Споживання (разом з переробкою для експорту)	19,0	32,0	36,0	40,0	45,0
3.1. Споживання для внутрішніх потреб	18,0	19,3	20,9	21,0	23,8

За останні роки в Україні було прийнято низку програм, законів та положень, пов'язаних в тій чи іншій мірі з біопаливом. Проте їх вплив обмежується через відсутність комплексного підходу і відповідних механізмів. Закон України «Про альтернативні джерела енергії», прийнятий ще в 2003 році, визначає законодавчу, економічну, екологічну та організаційну базу для використання нетрадиційної енергії. Більш ранні

проекти цього закону пропонували механізми виділення фінансової, економічної і регуляторної підтримки для виробників поновлюваних джерел енергії.

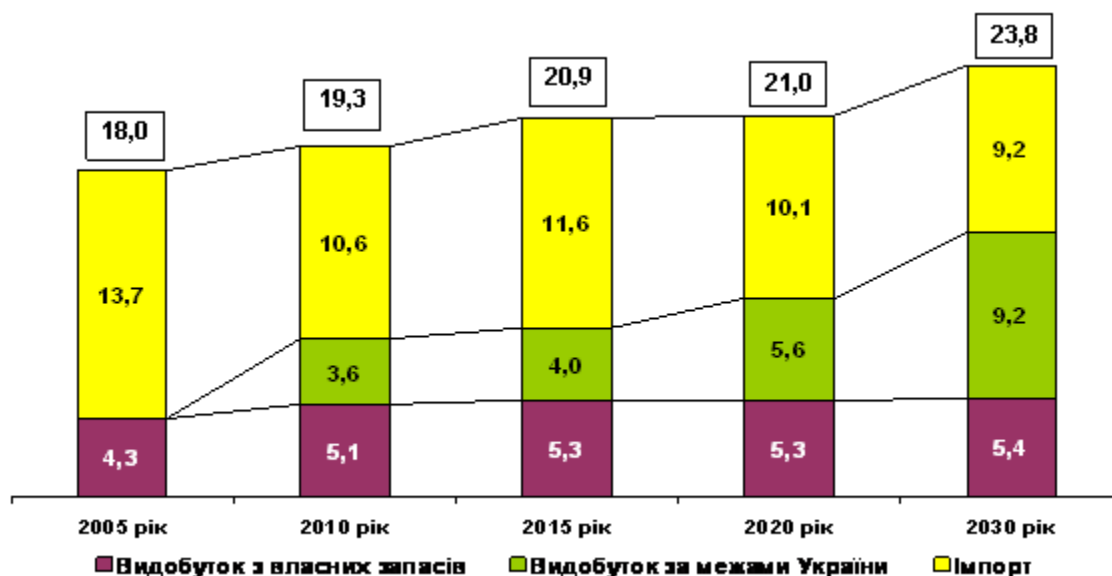


Рис. 3.3 Прогнозна динаміка видобутку та імпорту сирової нафти і газового конденсату для забезпечення власного споживання, млн. тонн

Українські законодавці прагнули стимулювати виробництво біопалива з середини 90-х років, але досягти високих результатів не вдалося. Закон України «Про альтернативні види рідкого та газового палива», прийнятий у 2000 році, дав основу для фінансових механізмів стимулювання виконання біопалив та інших альтернативних видів палив, які не обов'язково можуть бути поновлюваними.

Державна програма з етанолу була прийнята в 2000 році, але її теж не реалізували в повному обсязі. У вересні 2003 року було оголошено про нові заходи, спрямовані на стимулювання виробництва паливного етанолу, біодизеля і біогазу. У грудні 2005 року Кабінет Міністрів України прийняв концепцію програми розвитку виробництва дизельного біопалива на період до 2021 року, передбачати, що Україна до 2021 року буде виробляти і споживати порядку 520 тис. т біопалива.

Для досягнення цієї мети необхідно інвестувати близько € 170 млн. у оснащення заводів для виробництва біопалив і культивування полів під вирощування енергетичних культур.

Активна законодавча діяльність держави в області біопалив не могла не позначитися на зростанні їх виробництва. Так, Міністерство аграрної політики України підтримує культивування ріпаку та розвиток виконання біопалива. Це відомство і кілька регіональних адміністрацій і приватних компаній нещодавно оголосили про плани будівництва заводів з виробництва біопалива з ріпаку у Житомирській, Сумській, Вінницькій, Хмельницькій та інших областях. Кожне з цих підприємств виробниче на: 100 тис. т на рік, за оцінками експертів, буде коштувати близько \$ 35 млн. При цьому, з 1 т рапсу можна отримати близько 270 кг біопалива [56, с.112].

На сьогоднішній день в Україні анонсовані плани будівництва декількох виробництв. Зокрема, 000 «Біодизель Біссарабії» в лютому 2020 року ввів в експлуатацію в селищі Сарата (Одеська область) технологічну лінію з виробництва біодизеля потужністю 7 тис. т продукції на рік. Лінія устаткована заводом «Біодизель» (Дніпропетровск). Проект її будівництва був схвалений Одеською облдержадміністрацією і частково профінансований за рахунок обласного бюджету (на 95 тис. грн.).

Холдингова компанія Harwest Moon (США) планує інвестувати € 45 млн. у будівництво заводу з виробництва біоетанола з кукурудзи та ріпаку поблизу міста Пирятина (Полтавська область). Його будівництво займе 1,5 року.

Для України, яка визначила пріоритетним напрямом інтеграцію в Євросоюз, реалізація програм виробництва і споживання біопалив буде характеризувати її зближення із загальноєвропейською директивою 2003/30/ЕС від 8 травня 2003 року по стимулюванню впровадження рідких біопалив, де відображені конкретні завдання для країн-членів. Зокрема, встановлено мінімальний рівень споживання біопалив в балансі реалізуються

на ринку бензинових і дизельних палив на рівні 2% до кінця 2020-го і 5,75% - до 2021 року.

Важливо для України в частині застосування біопалив і вивчення досвіду найбільш просунутих в цьому напрямку країн Євросоюзу - Німеччини, Франції, Італії, Чехії та ін Особлива роль, при цьому, відводиться біодизелю.

Необхідність у прийнятті Закону України "Про стимулювання розвитку виробництва на українських НПЗ", в якому необхідно передбачити введення нульових ставок ПДВ і митних зборів на ввезення технологічного обладнання для реконструкції нафтопереробних заводів в рамках проектів модернізації, звільнити від оподаткування прибуток, який направляється на програми модернізації, а також встановити мита на імпорт нафтопродуктів. При цьому розмір ставок митних зборів доцільно встановити плаваючими, залежно від рівня забезпеченості внутрішнього ринку нафтою і нафтопродуктами.

Наприклад, у випадку дефіциту нафтопродуктів на внутрішньому ринку ставка мита автоматично знижується аж до відміни, і навпаки, - підвищується у випадку повного завантаження нафтою вітчизняних НПЗ. Ці заходи дозволять підтримати внутрішнього виробника нафтопродуктів шляхом проведення збалансованої політики експорту-імпорту нафтопродуктів.

Ці заходи дозволять також значно поліпшити інвестиційний клімат в галузі. І як результат, за оцінками експертів Мінпаливенерго, найбільші суб'єкти господарювання вкладуть у реконструкцію і модернізацію нафтопереробних заводів до \$ 3,5 млрд. за п'ять наступних років.

Крім того, з огляду на той факт, що при практично світовому рівні цін на нафтопродукти в Україні і набагато більш низькій якості, доцільно встановити диференційовані акцизні збори на нафтопродукти за принципом зниження ставок для більш якісних нафтопродуктів і навпаки, а також



встановити оптимальну тарифну політику на транспортування нафти і нафтопродуктів.

Зазначені блоки (рис. 3.4) організаційно-економічного механізму, природно, не вичерпують весь його зміст. Питання експорту та імпорту енергоресурсів, як відомо, становлять особливу сферу державного регулювання і в рамках дослідження вони не розглядаються.

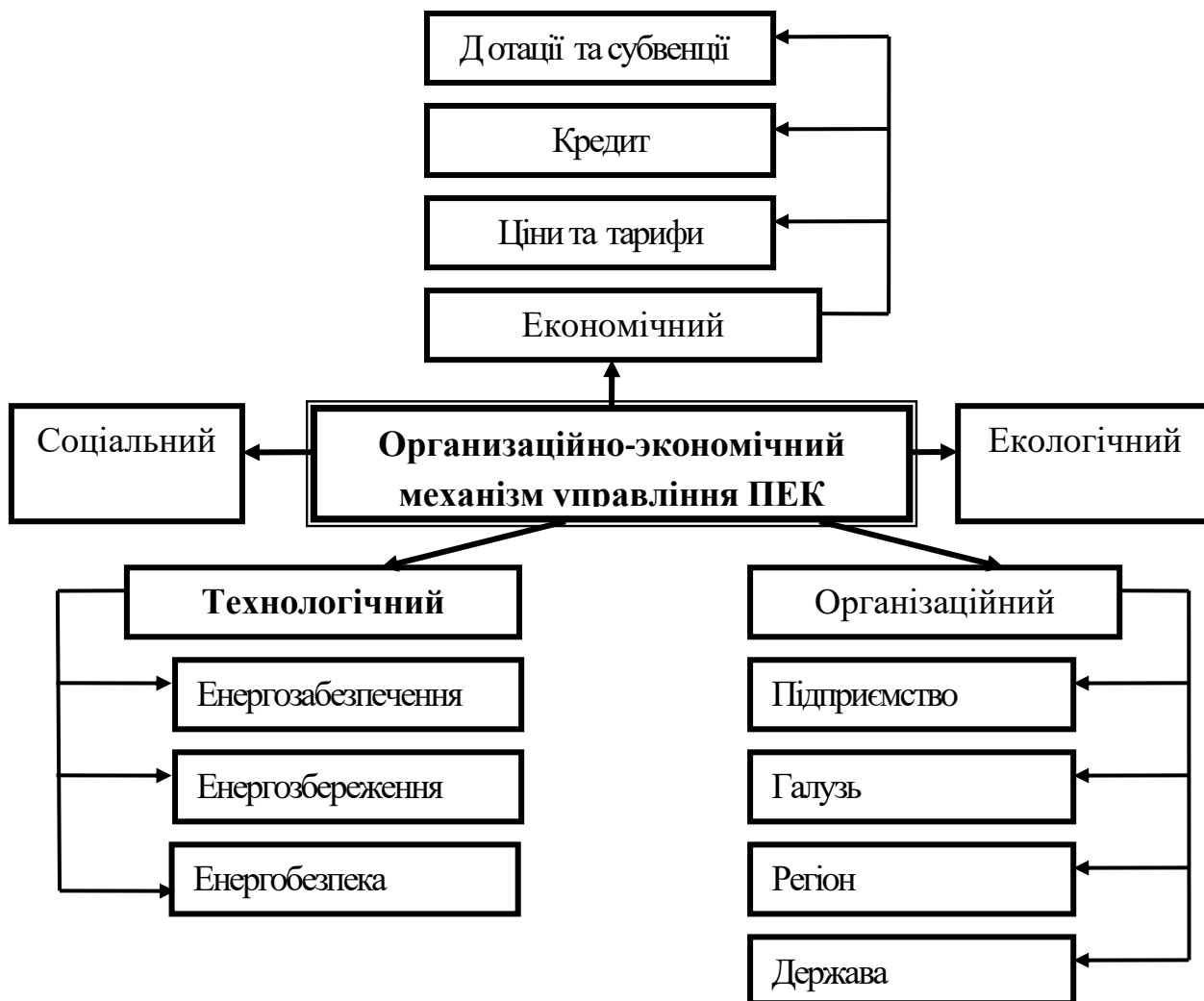


Рис. 3.4 Структурна модель організаційно-економічного механізму управління паливно-енергетичним комплексом

Так, внутрішній ринок практично миттєво реагує на зростання цін на нафту на світовому ринку, проте реакція українського ринку нафтопродуктів на падіння світових цін на нафту, як правило, запізнюється на 10-14 днів і не є адекватно. Так, досягнувши максимуму і перевищивши рівень \$ 70 за

барель, світова ціна на нафту в жовтні 2019 р. знизилась майже на 20% - до \$ 58 за барель.

Для цього на основі вивчення світового досвіду в питаннях створення та функціонування стратегічних державних резервів нафти і нафтопродуктів в розвинених країнах, необхідно розробити програму формування національних запасів нафти і нафтопродуктів, яка базується на потребах України в цьому стратегічному сировині, у тому числі в екстремальних умовах, у розмірі на рівні 90 днів споживання або близько 4 млн.т. Створення резерву нафти і нафтопродуктів відповідно до «Енергетичної Стратегії України до 2030 року» в такому обсязі повинна здійснитися протягом 8-10 років [50, с.18].

Найважливішим питанням функціонування ринку нафтопродуктів залишається ціновий чинник. Загальна тенденція зростання світових цін на нафту автоматично позначається на українському ринку нафтопродуктів: дорожчає основна сировина українських НПЗ - російська нафта і, як наслідок, Росія підвищує експортне мито на неї. Рівень ставок експортного мита РФ на сиру нафту (USD за 1 т), за період 2013-2016 рр. збільшився у 8 разів, перевищивши в жовтні 2019 р. рубіж в \$ 200 за 1 т. загальносвітового зростання цін на нафту, нафтопродукти на внутрішньому ринку дорожчатимуть, але втім, можлива і зворотна тенденція.

При цьому поза полем зору залишаються багато ключових питань, які в усіх країнах світу лежать у сфері державного управління ПЕК. Це, перш за все, експортно-імпортні операції на ринку всіх видів енергоресурсів. Саме вони через систему постійно змінюваних акцизів і мит реалізують диференційовану політику держави щодо конкретних галузей свого енергетичного сектору та національного господарства в цілому.

Створення територіальних виробничо-фінансових об'єднань, мабуть, найбільш природно, зрозуміло і порівняно легко піддається реалізації стосовно до умов видобувних галузей, таких як, наприклад, нафтова, газова, вугільна, залізорудна промисловість. Підприємства цих галузей звичайно

розміщені по території регіону в географічних межах родовищ корисних копалин.

Територіальна поширеність і визначеність, регіональна концентрація виробництва видобувних галузей, як ні в яких інших випадках, тісно прив'язана до послуг виробничої і соціальної інфраструктури регіону, зумовлена природним фактором. Він взаємодіє з галузевим чинником виробництва, що відображає велику технологічну специфіку видобувних галузей, диктує необхідність здійснення галузевої спеціалізації, концентрації виробництва. Тим самим підприємства ресурсодобувних виробництв являють собою ідеальний полігон для практичного використання принципу єдності територіального та галузевого підходів до управління.

При галузевому підході управління процесом спеціалізації, концентрації виробництва, проведення науково-дослідних, проектних і дослідно-конструкторських робіт, встановлення кооперованих зв'язків здійснюється на базі спільності або схожості готової продукції і технології виробництва. За регіональним підходом, який успішно і застосовується зараз місцевими органами влади, територіальними виробничо-господарськими утвореннями, управління процесом налагодження внутрішньо регіональної та міжгалузевої кооперації та спеціалізації виробництва ґрунтується на спільності території, виробничої і соціальної інфраструктури, єдності регіонального управління [29, с.35].

Незважаючи на те, що в Україні галузеве управління в його найбільш жорстких унітарістських формах скасовано, рецидиви галузевої однобокості, зайвої централізованості все-таки мають місце. Нафтогазовидобувні кластери мають великі відмінності від відомих кластерів обробних галузей, будівництва та їхні структурні елементи повністю не вписуються в традиційну схему кластеру постачальники, основні виробники, покупці.

Оскільки для цих галузей у процесі видобутку важливим предметом праці є надра, родовища корисних копалин (нафта, газ), остільки до категорії постачальників тут ставляться такі специфічні об'єкти, як

геологорозвідувальні організації, які є по суті «постачальниками» родовищ і місць установки свердловин, постачальниками робіт з буріння свердловин і задачі їх в експлуатацію видобувним підприємствам. Спеціальні будівельні організації виступають також як «постачальники» установок для комплексної підготовки свежедобитого газу на декількох родовищах для подальшої його подачі в "торгівельний" трубопровід (УКПГ); трубопроводів від свердловин до об'єктів переробки та магістрального трубопроводу; обладнання підземних сховищ газу. Будівельники, які створюють подібні установки, трубопроводи і т.д., набувають також і необхідну техніку, обладнання, виконуючи тим самим роль постачальників. Є своя специфіка і в традиційних формах покупців кінцевої продукції кластерів видобувного профілю.

Перший варіант кластеру в основі своїй має підприємства, організації та ін структури газодобувної промисловості, що входять до НАК "Нафтогаз України"; лідер - ГПУ "Полтавагазвидобування" дочірньої компанії (ДК) «Укргазвидобування». Мета формування даного кластеру, по-перше, посилити галузевий потенціал підприємств газовидобутку, що входять у кластер, за рахунок підвищення раціональності взаємодії об'єктів галузевої спеціалізації між собою і за рахунок забезпечення сталого, зафіксованого на договірній основі співробітництва з економічними об'єктами регіону, головним чином, інфраструктурного спрямування; по-друге, підняти рівень комплексності розвитку економіки регіону.

Як раніше наголошувалося, принцип несуперечливого поєднання галузевого та регіонального підходів до організації виробництва є одним з найважливіших принципів господарського управління. Частково цей принцип реалізований вже сьогодні в рамках Полтавського газопромислового сектора. Централізація допоміжних виробництв, перетворення їх на елементи виробничої інфраструктури регіонального газоконплекса дозволяє на базі територіальної спеціалізації підвищити технічний рівень цих виробництв, поліпшити якість і здешевити обслуговування, скоротити управлінський апарат в цій ланці. Централізація ж соціального

обслуговування, розвиток соціальної інфраструктури має в якості своєї пріоритетної мети полегшення умов існування працівників газоконцентрації у важкій кризовій обстановці, зокрема, забезпечення їх продуктами харчування за пільговими цінами, подолання великої віддаленості місця проживання від місця роботи. Вагома роль серед об'єктів інфраструктури належить сільськогосподарському виробництву: у 2020 р. у загальному обсязі випущеної продукції сільхозвиробництво займало близько 3%. Його значення виходить за межі суто соціальної функції і спрямовано - в рамках проведеної диверсифікації виробництва - на нарощування загального обсягу продукції, що випускається і отримання прибутку. Правда, сьогодні сільськогосподарський сектор за рівнем рентабельності продукції, що випускається відстає від профільної продукції [25, с.21].

У майбутньому слід вкласти капітал у інтенсифікацію сільхозвиробництва, його подальшу механізацію, в тому числі і на засадах лізингу машин та обладнання. Проте головні надії покладаються на розвиток переробки сільськогосподарської продукції та її реалізації у вхідному в комплекс радгоспі. Як відомо, переробні виробництва традиційно більш рентабельні, ніж власне зернове господарство і тваринництво.

На даному етапі розвитку української економіки, в умовах оволодіння ринковими засадами господарювання, подолання економічної кризи та її наслідків видається за доцільне зробити наступні рішучі кроки у розвитку процесу територіально-галузевої інтеграції в газовому комплексі на регіональному рівні за рахунок: по-перше, організаційного зближення газодобувних підприємств з деякими спорідненими їм галузевими структурами, розташованими на території області, по-друге, налагодження тісної кооперації з деякими елементами ринкової та виробничої інфраструктури регіону, по-третє, інтегрування виробничих, науково-технічних, торгових і соціальних структур газодобувного комплексу з фінансовими структурами. Послідовне вирішення цих завдань якраз і передбачає створення територіально-галузевого кластеру [58, с.97].