

Зоряна ЛУЦИШИН, Олександр ДИКАРЄВ

### ФІНАНСОВІ СТРАТЕГІЇ НА СВІТОВОМУ ЕНЕРГЕТИЧНОМУ РИНКУ

*Розкрито особливості та тенденції розвитку світового енергетичного ринку. Систематизовано чинники формування цінової політики на паливно-енергетичні ресурси. Обґрунтовано роль фінансового інструментарію в управлінні ціновими ризиками на світовому енергетичному ринку. Окреслено стратегічні завдання та вектори фінансової політики України на світовому ринку енергоресурсів.*

*Features and progress trends of world power market are exposed. The factors of forming of price policy are systematized on fuel and anergy resources. Role of financial tool in the management by the price risks in the world power market is defined. The strategic tasks and vectors of financial policy of Ukraine in the world market of power resources are outlined.*

Нинішня фінансова криза загострила питання не лише фінансового характеру, а й функціонування та подальших перспектив розвитку енергоринку, зокрема ринку нафти. Діяльність паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) є необхідною передумовою функціонування національної економіки й особливо важливою на етапі поглиблення відносин з "акторами" світового економічного простору, оскільки від стану забезпеченості паливно-енергетичними ресурсами (ПЕР) та фінансування значною мірою залежить ступінь економічної і політичної незалежності держави. Рівень економічної безпеки держави залежить також від адекватності стратегій взаємодії з акторами світового лібералізованого енергетичного ринку інтересам національного ПЕК.

Всі лібералізовані, в тому числі енергетичні ринки мають принципово схожі тенденції розвитку. Свобода підписання угод стимулює уніфікацію контрактів, появу хеджерів, інвесторів, спекулянтів, професійних посередників, які починають працювати на спеціалізованих торгових площах з власними стандартами розкриття інформації та запозиченими спотовими, форвардними, ф'ючерсними, опціонними інструментами

фондових і товарних бірж. Незважаючи на це, нині низка секторів енергоринку з технологічних причин та регулятивних обмежень залишаються самостійними і регіональними чи локальними. Оператори газової, нафтової, вугільної, атомної промисловості, енергетики не завжди спілкуються, навіть будучи географічно наближеними. При цьому у структурі споживання домінуючими ПЕР є ресурси органічного походження (більше 94%). Частка енергії АЕС, ГЕС та інших не перевищує 6%. Прогнози свідчать про те, що провідну роль у загальному обсязі виробництва і споживання ПЕР і на далі зберігатиме нафта, на другому місці – вугілля, і на третьому – газ. Цивілізаційні віхи розвитку різних форм енергетики можна простежити на рис. 1.

Нині на частку нафти припадає більше 40% сукупного світового енергоспоживання і ця цифра залишиться незмінною впродовж найближчих 20 років. Глобальним товаром є поки що тільки нафта, попри постійне скорочення запасів цього основного енергоносія сучасного світу і постійно зростаючих потребах у ній. За прогнозами учених, до 2030 року вона (потреба) подвоїться, і при такому зростанні темпів споживання чорного золота

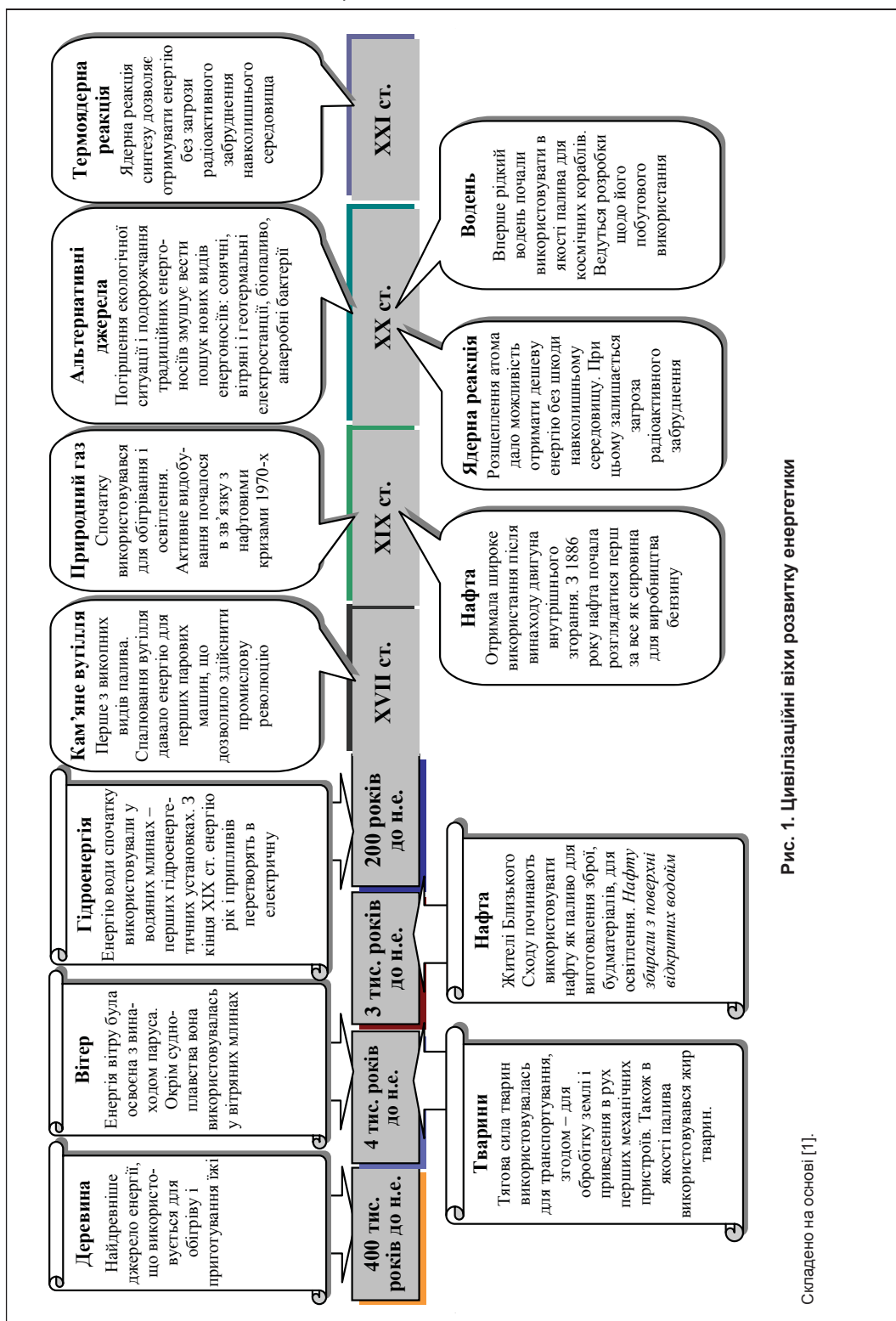


Рис. 1. Цивілізаційні віхи розвитку енергетики

Складено на основі [1].

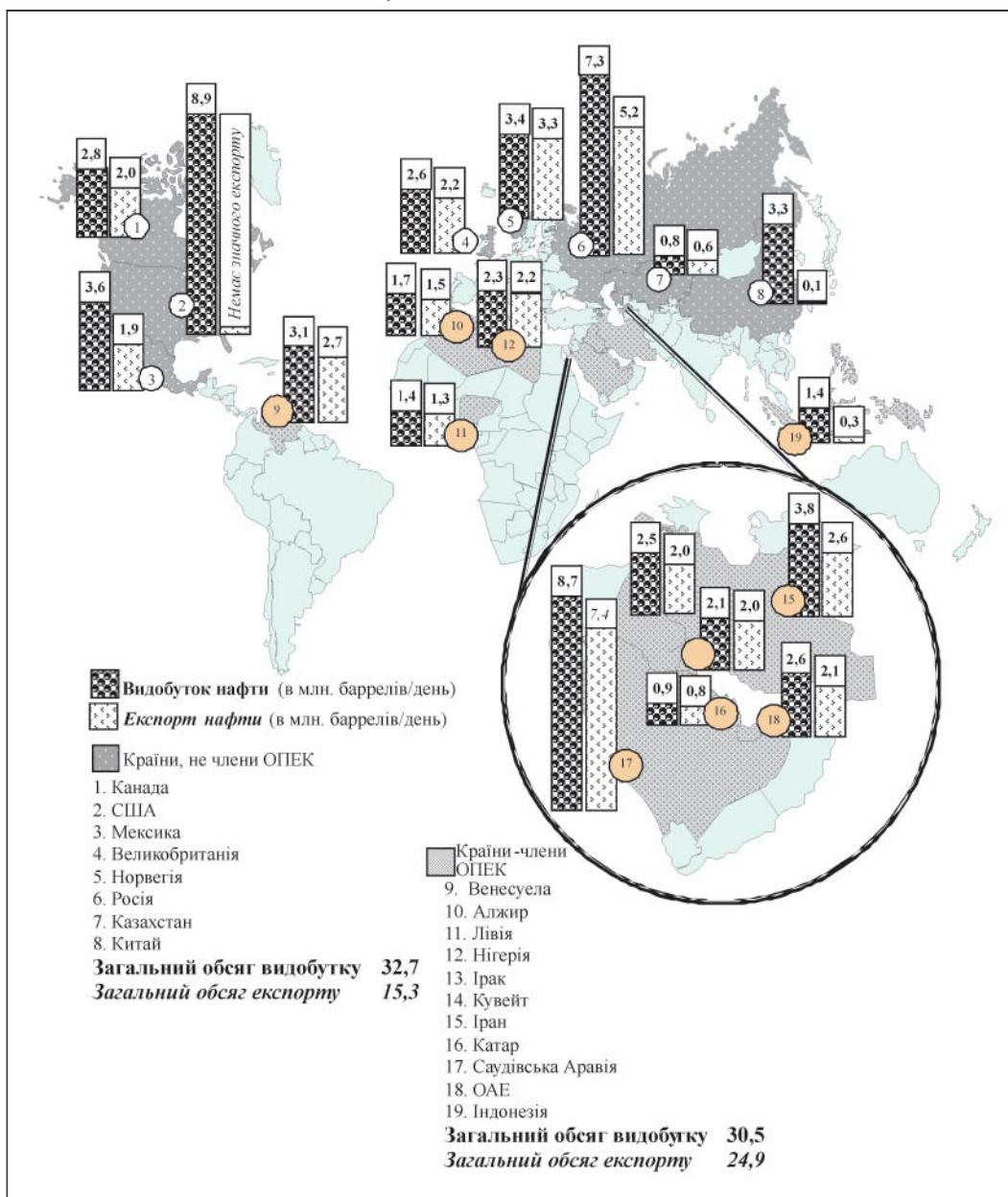


Рис. 2. Видобуток та експорт нафти у світі

Складено на основі [1].

її запаси можуть вичерпатися уже через 50 років [1]. Згідно з прогнозом виробничі потужності нафтовидобутку досягнуть до 2010 р. рівня 101,5 млн. баррелів за добу, а до 2025–2030 рр. складуть близько 125–130 млн. баррелів або 6,5–6,8 млрд. тонн [2]. Стимулюва-

тиме споживання ПЕР і той факт, що розвиток енергетики тісно пов'язаний з секторами економіки, які споживають енергію. Основними споживачами енергоносіїв є промисловість, житловий сектор, транспорт. В розвинутих країнах значна частка в споживанні рідкого

палива належить транспорту (40%), в той час як частка сільського господарства в більшості країн не перевищує 5%. Споживач, використовуючи можливості вільного ціноутворення, вибору на глобальних, регіональних ринках, може формувати портфель енергетичних товарів. При цьому отримали розвиток складні стратегії, які враховують увесь вертикальний процес створення вартості від шахти та свердловини до лампочки в приміщеннях. Необхідність у фінансовому, страховому, контрактному супроводженні просування реального товару стимулює розробку нових продуктів, послуг та діяльність дилерів, агрегаторів енергетичного ринку.

Важливим оператором енергетичного ринку є виробник. Країни, які видобувають нафту (рис. 2), поділяють на чотири групи: країни ОПЕК (близько 39% видобутої нафти у світі),

західні країни – США, Канада, Великобританія (16%), основний видобуток яких здійснюють ТНК; незалежні виробники – Мексика, Норвегія, Росія (20%); та інші – (25%) [3]. Перші заходи в напрямку встановлення тісних зв'язків між країнами-експортерами нафти були здійснені Венесуелою, Іраном, Іраком, Кувейтом і Саудівською Аравією у 1949 р. Після того, як у 1960 р. транснаціональні нафтові компанії знизили ціни на нафту, в Багдаді відбулася конференція представників цих країн. Було прийняте рішення про утворення постійно діючої організації, основною метою діяльності якої повинно бути регулювання цін на нафту. Наступного року така організація була створена під час конференції у Каракасі – столиці Венесуели [4].

Процес формування спільних вимог споживачів до умов торгівлі стимулювала нафто-

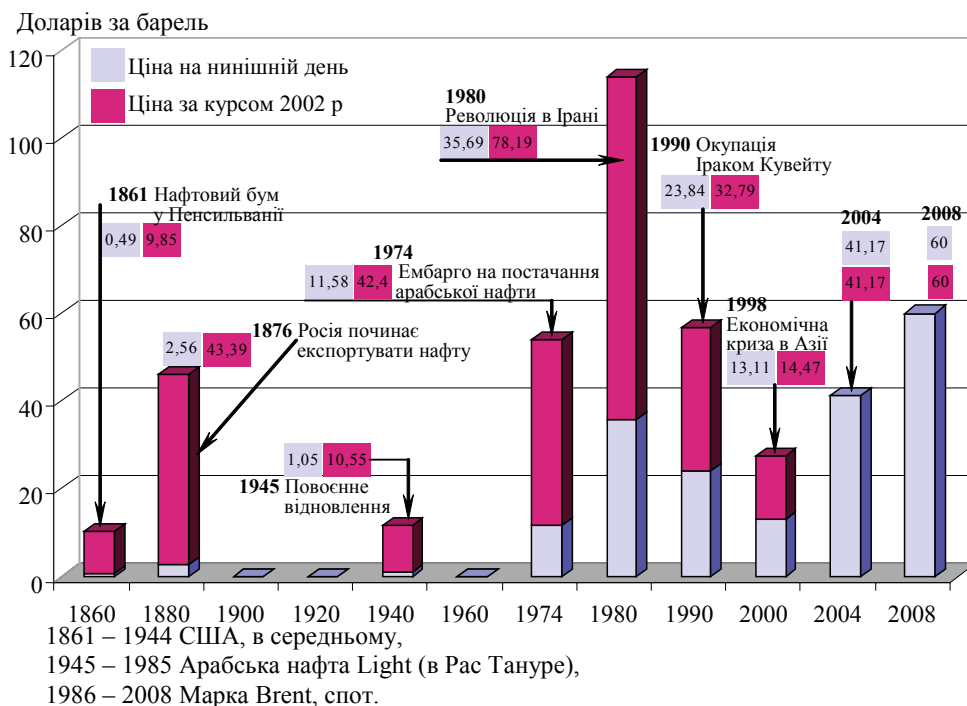


Рис. 3. Динаміка цін на нафту\*

\* BP Statistical Review of 2003, 2006; Bloomberg, 2008.

ва криза 1973 р. Інтереси країн-споживачів почало представляти, створене в рамках ОЕСР у 1974 р. Міжнародне енергетичне агентство (МЕА), яке одразу опоненти назвали картелем з розвинутих країн, що діють під керівництвом США. Проте МЕА не мала механізму впливу на світовий ринок ПЕР і залишилася аналітичним, дорадчим органом.

Зараз нафта – це біржовий товар, тому його якість має бути стандартизована. Загалом на світових ринках торгують більше 10 загальноновизнаними марками нафти, з яких найвідомішими є WTI (Західно-техаська середня), яка котиється на Нью-Йоркській біржі, й Brent (Лондонська біржа). “Кошик ОПЕК” є середньо зваженим показником відпускних цін для семи сортів нафти. Росія експортує нафту під двома марками, які є сумішшю різних сортів – Urals та Siberian Light. Нині РФ позиціонує на Нью-Йоркській біржі (NYMEX) новий бренд REPCO. Розглядаючи ціноутворення та ефективність діяльності нафтогазових компаній, експерти розрізняють операції апстриму (розвідка запасів та їх видобуток) та стадію даунстриму (транспортування й збут продукції). Майже 88% нафти використовують для виробництва різного виду палива й близько 12% – продукції не паливного призначення (мастила, нафтобітуми) [5; 6, 5]. Нині кількість продуктів, отриманих з нафти, налічує більше 80000 найменувань [7, 404]. У процесі видобутку та реалізації діє низка впливових акторів, а саме хеджери, агрегатори, брокери, енергетичні дилери, інвестори, які почали впливати на процес ціноутворення на ПЕР. Звичайно, країни-виробники ПЕР намагаються утримати контроль над цим процесом. Це, насамперед, уряди Кувейту, Норвегії, Нігерії, Венесуели, Казахстану, РФ, які з метою страхування фінансових та політичних ризиків створили державні інвестиційні фонди (ДІФ).

Для вивчення цінових стратегій на реальному ринку нафти та ролі впливових акторів звернемося до динаміки цінової політики на ПЕР, виокремивши традиційні системоутворюючі етапи становлення цього ринку (рис. 3):

період відносно стабільних цін до початку 1970-х рр.; нафтове ембарго й перше підняття цін наприкінці 1973– початку 1974 рр.; економічні наслідки іранської революції 1979 р. й підняття цін на рівень свого історичного максимуму в 1980-х рр.; поступове зниження цін в першій половині 1980-х рр.; перенасичення ринку нафтою ОПЕК до середини 1980-х рр. й зниження цін у 1986 р. нижче рівня першого підняття в 1973–74 рр.; період стійкого коливання цін впродовж 10 років після 1986 р. (після 1986 р. різкий й короткостроковий стрибок цін спостерігався у 1991 р. під час іраксько-кувейтської війни у Перській затоці); у 1987–1988 рр. відбувалося стійке зниження цін на нафту, що змінилося у 1999 р. динамічним зростанням. Підняття вчетверо цін на нафту країнами-членами ОПЕК наприкінці 1973 р. болісно сприйнялося західними державами. Це, в свою чергу, спричинило певне ослаблення впливу ОПЕК на світові ціни на нафту, а особливо, коли Норвегія і Великобританія розпочали експлуатацію власних родовищ нафти на шельфі Північного моря. В країнах світу розпочався пошук альтернативних джерел енергії, методів енергозбереження та нових технологій геолого-розвідувальних робіт (ГРР).

Існують й інші підходи до трактування цих подій на ринку нафти. Відповідно до одного з них було три кризи. Незворотні зміни на світовому ринку нафти спричинив не факт підвищення цін 1973–1974 рр., а перша криза 1970–1971 рр., яка пройшла латентно. І тільки після чергового цінового потрясіння в результаті нафтової кризи 1979-80 рр. світ відчув необхідність контролю за станом енергоємності і, передусім, нафтоємності. В цей час починається активний пошук капіталів та конкуренція за інвестиції, що стимулює процес лібералізації фінансового ринку. Спостерігалася певна послідовність зміни бізнесових ланок провідних країн в цьому контексті. Нафта виходить на сировинні біржі, де все активніше почали використовувати страхові інструменти фінансових бірж, а держави розвивали механізм ДІФ.

Існує підхід, відповідно до якого розвиток ринку розглядається як еволюція структури світового ринку нафти й етапи еволюції механізмів ціноутворення на цьому ринку, які пов'язуються з типом стратегічного менеджменту корпорацій ПЕР. Відомо, що вертикально-інтегровані компанії контролювали весь цикл операцій на ринку ПЕР – від ГРР до збуту ПЕР споживачам. Аутсайдери були змушені пристосовуватися до такої ситуації. Потужні компанії здійснювали операції з ПЕР згідно з концесійними угодами з приймаючою стороною, тобто країнами, що розвиваються. Експортні операції здійснювалися за довготривалими контрактами через відділення ТНК (до 70% усього експорту) та самостійні (“незалежні”) нафтопереробні компанії, які були учасниками однієї чи двох послідовних стадій нафтового ланцюжка на території окремо взятої країни чи регіону [8]. Ціни в цей період визначалися нафтовими монополіями в односторонньому порядку, мали, по суті, трансфертний характер й були заниженими. Такі цінові стратегії сприяли розширенню споживання нафти. Вільний, немонополізований ринок у цей час відігравав другорядну роль (3–5% міжнародної торгівлі нафтою). І це також відповідало стратегії ТНК регулювання попиту та пропозиції. А рівень цін на ринку базувався на довідкових цінах монополій.

У 1970-ті рр. з переходом контролю над власним нафтовим господарством (ресурси, видобуток, ціни) до країн ОПЕК, конкуренція на нафтовому ринку змінилася з горизонтальної (між окремими вертикально інтегрованими нафтовими монополіями) на вертикальну (між господарюючими суб'єктами-представниками окремих ланок вертикальної структури нафтового бізнесу). Процеси масової націоналізації у 1970-их рр. видобувних активів компаній на території країн Близького й Середнього Сходу, Африки швидко змінювали кон'юнктуру ринку нафти. На базі цих націоналізованих активів були створені національні нафтові компанії країн-експортерів. Факт підписання в Тегерані у 1974 р. угоди

між державами ОПЕК, з одного боку, й західними нафтовими компаніями – з іншого, став ознакою кінця “дешевої нафти”. Раніше існувала практика, коли власники родовищ й іноземці, які розробляли їх згідно з договорами концесії ділили прибуток навпіл. Нова угода стала першим кроком до незалежності країн Близького Сходу на нафтовому ринку. Вона фіксувала 55% як мінімальну частку уряду приймаючої сторони у чистому прибутку, тим самим підвищуючи ціну барелю на 30 центів. При цьому існувала можливість щорічного зростання ціни на 2,5%, що й сталося у ході девальвації долара та процесі часткової чи повної націоналізації нафтових родовищ. Ініціатива перейшла до рук ОПЕК, цінова політика якої спричинила “нафтовий шок”: за 1973 р. ціна нафти зросла з 2 до 15 доларів [9].

Саме у цей час були застосовані нові універсальні інструментарії позиціонування й збуту нафти через торги. Оскільки такі операції пов'язані з коливаннями цін на нафту й зростанням рівня ризиків, то виникла необхідність у врегулюванні механізму управління такими ризиками й появи менеджерів з фінансових ризиків на ринку нафти. Логічним наслідком поширення таких інструментів управління ризиками операторами нафтового ринку було ускладнення структури самого ринку. Спостерігається практично повна перебудова структури світового нафтового ринку, а слідом й фінансового. Така зміна мала забезпечити суттєве підвищення його диверсифікованості й гнучкості при застосуванні різноманітних інструментів. Трансформація ринку йшла в цьому напрямку під тиском розширення видів товарообмінних операцій, які обслуговували все нові сегменти ринку. Спостерігалася еволюція операцій: від довгострокових контрактів до одноразових угод з наявною нафтою (ринок “spot”), а далі форвардні та ф'ючерсні операції. Ця динаміка відображає зсув від угод з нафтою до операцій переважно з “паперовою” нафтою. Частка операцій фактичної поставки нафти й нафтопродуктів становить лише

1–2% загальної кількості біржових угод. Решта представлена угодами із хеджування та спекулятивними операціями з нафтою. Нині обсяг операцій з “паперовою нафтою” у сотні разів перевищує не тільки рівень її фізичної наявності, а й рівень її фактичного видобування. Спеціалісти вважають, що 570 “паперових” барелей нафти, проданих на біржах щорічно, реально забезпечені одним реально доступним барелем [10]. Ціни, заявлені публічно, є спекулятивними і не тими, за якими нафта щодня продається відповідно до довготривалих контрактів. Ці операції відображають певний механізм формування і маніпулювання не лише цінами, а й формування геополітичних інтересів як засобами енергодипломатії, так і військовими, що спостерігалось в Іраку.

Якщо книгу Джон М. Кейнса “Економічні наслідки миру” (1919 р.), яка знаменувала і пояснювала переважний вплив на міжнародні відносини економічних стратегій, більшу вагомість економічних інтересів над геополітичними, з повагою помітив весь освічений світ, то на події 1970–1980-х рр., коли відбулося злиття віртуального ринку фінансів з реальним ринком ПЕР, реакція була неоднозначною, як і сам процес переплетення економічних інтересів на світових ринках з політичними. Тенденції змін фінансового ринку та ринку ПЕР стають все більше взаємозалежними та взаємозамінними.

Для розуміння трендів фінансового ринку та ринку ПЕР проаналізуємо процес еволюції типових цін і повернемося до знакових етапів їх динаміки. На перших трьох розглянутих нами вище етапах функціонування ринку ціноутворення відбувалося за принципом “від виробника – до споживача”, тобто шляхом прямого сумування цін за стадіями технологічного ланцюга на шляху від виробника до споживача. Ціна SIF була функцією ціни FOB. Проте в межах цих трьох етапів й розрахунків ціни SIF у рамках домінуючих на ринку формул ціноутворення фігурували як реальні, так і фіктивні параметри. До 1947 р. діяла так звана “однотипна система

цін”, за формулою “Мексиканська затока плюс фіктивний фрахт” [11]. За такої системи ціноутворення для покупця не мало жодного значення звідки фактично поступала нафта. Якщо виникала необхідність у поставках нафти з родовищ, розміщених ближче до Мексиканської затоки, вся економія (як на витратах видобутку, так і на витратах транспортування) залишалася у компаніях-учасниках картелю. Підписавши картельну Ачнакарську угоду, вісім найпотужніших нафтових компанії отримали можливість заблокувати ціни на нафту. Таким чином, ціна SIF у будь-якій точці Земної кулі визначалася у цей період так, як би ця нафта була видобута у США й, відповідно, надійшла до покупця з району Мексиканської затоки [12]. У той час на частку американського експорту припадало близько третини всієї нафти, яка споживалася за межами США, тому така практика мала на меті захист інтересів американських виробників ПЕР.

Після Другої світової війни американські та англійські фірми були змушені під тиском низки обставин змінити систему формування і розрахунків цін. У 1947 р. компанії МНК визнали Перську затоку другою базою для розрахунку цін. Тим самим було зрівняно ціни FOB Мексиканської затоки з цінами FOB Перської затоки. У дію вступила так звана “двобазова система цін”, яка допускала розрахунки фрахтової ставки від Мексиканської й від Перської заток, проте в обох випадках базовою була ціна нафти FOB Мексиканської затоки. За цією системою ціноутворення отримана компаніями рента зменшувалась на суму, яка дорівнювала витратам на уявне перевезення. Проте різниця між маржинально низькими витратами видобутку нафти у районі Перської затоки й маржинально високими витратами в США збереглася. Таким чином, через механізм трансфертних цін компанії зменшували податкове навантаження. Діючу на цей час формулу ціноутворення називали “дві затоки плюс фрахт”, проте спеціалісти вважають, що точнішим буде визначення: “затока плюс

два фрахти". При "двобазовій системі цін", яка формувалася на основі двох центрів доставки, з'являється "нейтральний простір", де ціна нафти, поставленої з двох заток, була однаковою. Спочатку місцезнаходженням цього простору було Середземне море [13]. За таких умов зростання обсягів видобутку нафти на Близькому Сході й прибутків МНК могли забезпечити тільки за рахунок нового споживача. Таким новим сегментом ринку, зацікавленим у нафтопостачанні винятково з Близького Сходу завдяки Плану Маршала, стала Західна Європа. Ціни на близькосхідну нафту були зменшені нижче рівня FOB Мексиканської затоки, що зумовило перенесення "нейтрального простору" з району Мальти далі на Захід. Ці дії вписувалися в американську "Програму відновлення Європи" ("План Маршала"), розпочату в 1947 р., коли Західна Європа переживала енергетичну кризу. Для більшості країн Західної Європи нафта складала значну витратну статтю бюджету, і близько 20% "Плану Маршала" пішло на оплату нафтових поставок. З огляду на зазначене, американський уряд напряму субсидував американські нафтові компанії.

Зниження (з метою входження в ринки Європи) цін близькосхідної нафти нижче рівня FOB Мексиканської затоки стимулювало компанії МНК до пошуку нового сегмента споживання близькосхідної нафти, тобто виходу на американський ринок. Подальше зниження цін сприяло переміщенню "нейтрального простору" на східне узбережжя США. У 1949 р. основні нафтові компанії визнали Нью-Йорк єдиною базою для розрахунків цін на нафту незалежно від місця її добуток. В Нью-Йорку і знаходився "нейтральний простір" до початку 1970-х рр. В умовах пошуку нових ринкових механізмів для ПЕР ситуація на нафтовому ринку різко змінилася. Почався етап біржових цін.

Дослідження було б не повним без аналізу витрат на добуток нафти та перспективи їх зниження. Єдності думок про результати економії на витратах у сфері нафтовидобу-

ку серед аналітиків не існує. Вважається, що в умовах нестабільності багатьох параметрів цього ринку, дуже важко щось прогнозувати. А саме, потреба в нафті зростає, а легкодоступних джерел майже вже не існує. Природний фактор сприятиме зростанню витрат з огляду на те, що розробка нових родовищ відбувається у більш важких кліматичних умовах. Хочеться вірити, що в результаті накладення протилежних векторів все ж буде зниження витрат і в значній мірі тому, що сьогодні НТР має помітний прискорюючий характер, особливо у сфері освоєння нетрадиційних раніше джерел видобутку нафти та розвитку атомної і термоядерної енергетики. В багатьох випадках НТР спрацьовує з сильним мультиплікаційним ефектом, насамперед, при освоєнні шельфових родовищ ПЕР. А саме поєднання кількох компонентів – перехід від платформного способу добуток до підводного нагнітання свердловин у поєднанні з успіхами тривимірної сейсміки та горизонтального буріння дозволили промислово видобувати ПЕР на шельфах [14]. Сучасний рівень технології ГРП дозволяє перейти на розробку ПЕР в Арктичних морях. Ці наміри частково було артикульовано у Давосі на початку 2007 р., коли на конференції Світового економічного форуму піднімали проблеми глобального потепління і можливості танення льоду в Арктиці та Антарктиці. Але найцікавіші дискусії розгорнулися навколо теми retroeconomic (нафтоеконімі) з визнанням факту значного підсилення політичного впливу країн-експортерів нафти. Делегати Форуму розглянули варіанти із 23-х найімовірніших сценаріїв глобальних криз. Згідно з одним із сценаріїв можлива енергетична криза, ініційована терористичним актом у Молуккській затоці, через котру тільки Китай отримує  $\frac{4}{5}$  імпортованої нафти. Підрив у затоці декількох танкерів з нафтою призведе до закриття цього маршруту, після чого ціни на нафту можуть піднятися до 150 дол. за барель. Проте, у листопаді 2007 – на початку 2008 рр. і при менших загрозах спостерігалось значне підняття цін з послідовним



їх зниженням [15]. Тобто традиційні сценарії і механізми регулювання цін не спрацьовують. Аналітики ОПЕК, МЕА, провідних країн свідчать про відсутність дієвих регуляторів світового ринку і можливість загострення системних економічних криз, свідками яких світ став у 2008–2009 рр. Відсутність погодженого механізму регулювання міжнародних економічних відносин відтворило такі загрози, як піратство у відкритому морі та у сфері інтелектуальної власності (порушення прав на індивідуалізацію торгового обороту у вигляді використання чужої торгової марки, бренду), відмивання “брудних грошей”, неконтрольованого потоку капіталів (хавала), хабарництво, гра на довірі клієнтів, “чорний” PR та антиреклама.

Спеціалісти вважають, що певний вплив на нафтові ціни мають не тільки спекулятивні капітали, нестійкий долар, сучасні ДІФ, процес становлення бірж ПЕР у Росії та Ірані [15], а й початок інтенсивного ГРР та видобування на шельфових родовищах морів (70 потенційних й діючих родовищ з видобутку ПЕР в акваторіях світового океану).

Спостерігається зростання торгового обороту енергетичних товарів на біржових майданчиках в усьому світі. Торівля успішно розвивається як на нових, так і на старих біржах. Так, Міжнародна нафтова біржа в Лондоні (IPE) розпочала свою діяльність ще у 1980 р. і пропонує ф'ючерси на сиру нафту (Brent), газ (з газової мережі Великобританії), мазут (з Антверпену, Роттердаму, Амстердаму) і контракти дозволяють вимагати як їх фізичної доставки, так й фінансового розрахунку на основі опублікованих цін ринку спот. Угода IPE з Singapore International Monetary Exchange дозволяє проводити одночасну торівлю ф'ючерсами на обох майданчиках. З 2001 р. на IPE торгують електричною енергією (з мереж Великобританії) за контрактами аналогічними до газових (з полегшеною процедурою хеджування, арбітражу).

Торгова біржа в Нью-Йорку (NYMEX) вже існує 130 років і зараз обслуговує американський ринок енергетики, нафти (Brent),

мазуту (ціни на мазут є базовими для хеджування цін на дизельне й авіаційне пальне) вугілля (з доставкою в порту ріки Огайо, Big Sandy River), газу (з доставкою на насосну станцію Henry в Луїзіані).

Nord Pool, The Nordic Power Exchange створено у 1993 р. для обслуговування енергетичного ринку Скандинавських країн, які є незалежними виробниками ПЕР і власниками самодостатніх ДІФ.

Amsterdam Power Exchange (APX) працює за спотовими контрактами з електроенергією і разом з Nord Pool керує European Electricity Futures Exchange, яка була ними створена для торівлі дериватами за цінами APX.

Феноменом позабіржової торівлі останніх років на ринку цінних паперів став розвиток “електронних комунікаційних мереж” (ECN), створених брокерами для виконання замовлень незалежних споживачів. Вони мають вигляд міні-бірж, які працюють через внутрішню фронт-систему комунікації клієнтів з брокерами. На біржі виводяться лише невиконані в мережі заявки споживачів. Активно діють на енергетичних ринках такі професійні посередники, як агрегатори, які зводять дрібних споживачів у пули і від їх імені діють на нерегульованих гуртових ринках.

Розвивається й традиційна біржова торівля на нових майданчиках. Влада Ірану ще у 2006 р. зареєструвала власну нафтову біржу, торги на якій планувалося проводити винятково в євро. Біржу зареєстровано на о. Кіш у Перській затоці, вона вже одержала відповідну ліцензію від міністерства нафти країни. Поки невідомо, які саме компанії допустять до торгів, про дату відкриття також не повідомляється. Вперше ідею створення біржі було висловлено у 2004 р. за президентства Мохаммаді Хатамі. На початку 2006 р. парламент країни звернувся до уряду із закликом створити власний нафтовий ринок з метою зменшення впливу США на економіку країни.

У РФ енергобіржа була створена у 2007 р. Початок торгів на Санкт-Петербурзькій біржі почався у 2009 р. Планується, що компанії

NYMEX і Expertica приєднуються до проекту. Відомо також, що саме NYMEX Holdings і група компаній Expertica Ltd. разом з Міністерством розвитку РФ та Russian Energy Futures Ltd розробляли проект нового російського нафтового бренду REBCO (Russian Export Blend Crude Oil). Зараз на світових біржах котируються два бренди нафти, а саме американська нафта WTI (техаська “солodka нафта” – Light Sweet) й англійський сорт Brent. Будь-який продавець нафти вимушений продавати свою сировину за біржовими цінами, котрі встановлюються відповідно тільки до котирування цих двох сортів. Якщо нафта продається в США, то її ціна буде формуватися з дисконтом до WTI, якщо у Західній Європі – то до Brent. Це стосується також і Urals. Існує практика, коли компанії РФ укладають контракти з покупцями безпосередньо. В цих контрактах встановлюється ціна Urals плюс-мінус дисконт. Проте найважливішим є те, як вираховують ціну Urals на дату поставки. Її розраховують на основі доповідей по ринку агентства Argus Petroleum та Platts. Ці агентства беруть щоденне котирування на ф'ючерси Brent і застосовують до них певний дисконт. Щоправда рахується цей дисконт довільно. Справа у тому, що у реальності такої нафти, як Urals, на ринку не існує, а є лише умовний середній показник цін російських поставок. До нього прийнято застосовувати знижки у декілька доларів у розрахунку на барель порівняно з еталонною нафтою. Тобто механізм формування цін на Urals є в певній мірі процесом суб'єктивним, непрозорим й не виключає випадковості. Разом з тим, РФ поставляє на світовий ринок близько 11% нафти від загального обсягу продаж, у той час, як обсяги видобутку WTI й Brent у сумі становлять не більше 2%. Проте Brent служить ціновим орієнтиром для близькосхідної, російської й норвезької нафти. Ця ситуація не подобається ні Норвегії, ні Росії, ні країнам Сходу, які є світовими виробниками нафти, а практично не є маркет-мейкерами у формуванні глобального ринку енергоносіїв, і не впливають на формування

біржового котирування. І нафту цих країн неможливо було купити безпосередньо на біржі [16]. Експерти також стверджують, що нафта сорту Brent фізично закінчується. Тому логічно виглядає налаштованість більшості заводів Західної Європи саме на “важку” нафту. При врахуванні ціни кінцевого продукту для них привабливішим виявляються “важкі фракції”. Тому фактор попиту на Urals буде нівелювати в деякій мірі фактор її якості. Якщо РФ зможе забезпечити значний обсяг щоденних торгів на біржі, то ціни ф'ючерсних контрактів REBCO, враховуючи можливість її фізичної поставки, з великою часткою ймовірності, будуть вищими порівняно з нафтою Urals. Звичайно, що в ідеї REBCO є й додатковий підтекст крім позиціонування РФ у ролі маркет-мейкера у формуванні світового ринку енергоносіїв, який полягає в залученні ПЕР країн Середньої Азії та Близького Сходу. У випадку успішної реалізації проекту REBCO РФ може отримати можливість впливати на ціну близькосхідної нафти, оскільки вона схожа з російською. Початок торгів ф'ючерсами на NYMEX – це лише частина проекту REBCO. Інша частина – торгівля російською, а у перспективі й каспійською нафтою за рублі на біржі у Санкт-Петербурзі. Тобто торгувати REBCO одночасно і за рублі, і за долари [17].

Наведені проекти свідчать про зростання рівня конкуренції не лише на ринку ПЕР, а й на світовому фінансовому ринку. В умовах зростаючої фінансової глобалізації та розвитку нової економіки на світогосподарській арені з'явилися й утвердилися нові потужні актори.

До середини ХХ ст. основними суб'єктами міжнародних економічних відносин були держави і підприємці, які перебували під їх юрисдикцією. У другій половині цього століття почали швидко розвиватися нові системуючі об'єднання, такі як міжнародні фірми та світові фінансові центри (СФЦ). СФЦ виникли на ґрунті надзвичайного перенасичення капіталу [18]. Як вже зазначалося, певну позитивну роль у стабілізації ринків мали ДІФ. В умовах лібералізації світового фі-

нансового ринку та притоку нафтодоларів на Близькому Сході виникає у 1977 р. найбільший ДІФ – Інвестиційна адміністрація Абу-Дабі (Abu Dhabi Investment Authority). Проте перший ДІФ (The Kuwait Investment Authority) виник раніше, а саме у 1960-х рр. Пізніше ДІФ з'явилися у Сінгапурі, Норвегії, КНР, Казахстані та РФ. Активи Abu Dhabi Investment Authority становлять 875 млрд. дол. США, The Government Pension Fund of Norway – 350 млрд. дол. США, Government of Singapore Investment Corp. – 330 млрд. дол. США, Стабілізаційний фонд РФ – 158 млрд. дол. США. Основна роль ДІФ – створення державного резерву коштів, отриманих від реалізації нафти на випадок коливання цін та світових економічних негараздів. У наш час таких інститутів у світі налічується близько 40 [19]. Їх фінансовий вплив внаслідок акумуляції збиткових коштів від експорту збільшувався, їх фонди зростали до 20% у рік, перевищивши до 2008 р. у сумарному розмірі 3 трлн. дол. США, що у двічі більше загального обсягу хеджфондів [20]. З останніми ДІФ схожі за активністю та відсутністю правових обмежень механізмів регулювання діяльності. Існують різні прогнозні оцінки динаміки ДІФ, проте усі вони схожі в тому, що в найближчі десятиліття сумарний обсяг капіталів, які знаходяться під їх контролем, зростуть у 5-19 разів [21]. Зростаюча фінансова потужність сучасних ДІФ та їх тактика вкладання коштів у закордонну нерухомість та виробництво примусило країни G7 восени 2007 р. створити комісію з напрацювання стратегії протистояння цій практиці, а особливо ДІФ Росії та Китаю. На засідання G20 у Лондоні навесні 2009 р. було висловлено загальну стурбованість практикою хеджфондів та офшорних зон і бажання покращити механізм їх функціонування. Проблема ДІФ певною мірою відображає більш загальну проблему, а саме практику різних підходів регулювання банківської та парабанківської системи, взаємодії фінансового й енергетичного ринків, використання нафтодоларів і стабільності долара як валюти міжнародних економічних відносин.

Окрім цього, залежно від того, наскільки вважено зможуть розпорядитися цими додатковими прибутками імпортери нафти, певною мірою залежить майбутнє фінансової системи світу. До останнього часу серед країн, котрі уникали “сировинного прокляття”, були лише Норвегія та Канада, а надприбутки, отримані країнами Близького Сходу під час “нафтових шоків”, не зміцнювали економіку, а в значній мірі дестабілізували їх. Так, надлишок грошей у бюджеті цих країн створював видимість можливості обійтися без болючих і затратних економічних реформ, що сильніше вдаряло по їхній економіці після зниження ціни на нафту, яке наставало катастрофічно швидко, що спостерігається нині. Як відомо, у 1973–1976 рр. 60% доходів, отриманих країнами-членами ОПЕК від торгівлі нафтою, витрачалися на придбання товарів і послуг. У 1978–1981 рр. ця частка досягала 75%. Зате нині, за оцінками МВФ, вона не перевищує і 40%. Більше того, при розрахунках бюджету, незалежно від сформованої ситуації, ціна на нафту закладається в межах 30–40 дол. за барель на майбутнє (попри прогнози експертів, котрі обіцяють тривалу стабілізацію ціни навколо позначки 60 дол.). У результаті профіцит бюджету цих країн зріс з 2% ВВП 2002 р. до 15% – у 2005 р. Різким дисонансом на цьому тлі виглядає Росія, де дві третини нафтового надприбутку, отриманого державою з 2002 р., витрачено саме на проїдання, а решту грошей – на зменшення суми державного боргу [22]. Ситуація почала змінюватися лише у 2007 році. Серед наслідків “нафтодоларового вибуху” 2007 р. необхідно виокремити два найважливіші. По-перше, він став одним із головних причин ліквідності, тобто непорозуміння та конфліктів на світових фінансових ринках. А особливу стурбованість викликали ДІФ країн ОПЕК та інвестиції КНР. До того ж, близькосхідні гроші відстежувати важче порівняно з китайськими капіталами, оскільки значна частка закордонних активів, які належать країнам цього регіону, не входять до складу офіційних резервів, а осідають у непрозорих державних інвестиційних

фондах. Більше того, якщо Китай купує державні облігації США напряду в американських дилерів й брокерів, то оформлення власності таких цінних паперів близькосхідними країнами, як правило, проводяться через лондонські посередницькі фірми, що утруднює процес встановлення їх власників. До того ж, нафтові доходи вкладаються в акції приватних компаній, хеджеві фонди й нерухомість. У 1970-х рр. нафтодолари зберігалися в західних банках, котрі у великих розмірах надавали ці капітали у вигляді кредитів країнам, що розвиваються. Проте саме це стало підґрунтям для латиноамериканської позикової кризи. Нині, в умовах ускладнення на фінансових ринках, цей притік капіталів може скласти загрози іншого характеру, а саме чинити перешкоди “самоналаштуванню” розбалансованої світової економіки. І якщо КНР зрештою почав, хоча й повільно, просуватися у напрямку більш гнучкого обмінного курсу, валюти Саудівської Аравії, Кувейту, ОАЕ й більшості країн Перської затоки, як завжди, прив’язані до долара – і їх курси, які враховують різке зростання додатного сальдо торгового балансу цих країн, можливо, є ще більше занижені, ніж курс юаню [23]. Недарма РФ та КНР на вищезгаданому засіданні G20 запропонували ввести третю (незалежну) валюту міжнародних розрахунків.

Захід турбує новітня інвестиційна практика ДІФ. Так, уряд Венесуели та державна нафтова компанія-монополіст вирішили спрямувати 100 млн. дол. США для будівництва в країні нового соціалізму XXI ст. Ця сума надається так званим “соціальним підприємствам” для їх капіталізації та повинна стати первинною фінансовою основою їх розвитку. Статут цих підприємств дозволяє частину отриманого прибутку розподіляти порівну між усіма працівниками, а іншу направляти на розвиток виробничої та соціальної бази. Депозити країн-членів ОПЕК у західних банках показали фактичне скорочення своїх обсягів. Тоді як лише дубайські фірми виклали 1 млрд. дол. США за частку в Daimler Chrysler і 5 млрд. дол. США – за най-

більшого британського портового й вантажного оператора. Ціни на акції в Саудівській Аравії зросли з 2003 р. вчетверо, і ринкову капіталізацію національної фондової біржі визнано найвищою серед країн, що розвиваються. Відношення ціни акції до прибутку в середньому по регіону пододало позначку 40%, при цьому і Саудівська Аравія, і Арабські Емірати запекло змагаються за звання регіонального фінансового центру [24].

Підсумовуючи здійснений аналіз, слід зазначити, що вищезгадані факти не мають однозначного пояснення, а особливо в контексті проголошення розвинутими країнами принципу лібералізації економіки та фінансових ринків. Треба враховувати і той факт, що фінансова глобалізація передуює процесу фінансової інтеграції за змістом, широкомасштабністю охоплення та площиною дії, але за формою і глибинністю фінансових механізмів процеси міняються місцями. Необхідно не “ремонтувати механізм”, а замінювати його. Фактор взаємодії часто протилежних інтересів державних органів, держав та приватних фірм створюють на ринку ПЕР непрозорі схеми розрахунків, які супроводжуються порушеннями рівноваги світової кон’юнктури. Протиріччя між лібералізацією ринку ПЕР та фінансів і консервативністю, фрагментарністю й локальністю та соціальною спрямованістю паливно-енергетичного комплексу трансформуються в практиці економічного життя у вигляді нафтових криз, ембарго, падіння рівня видобутку ПЕР та коливання цін. У таких умовах найуспішнішими є підприємства з інноваційними стратегіями. Так, події на світовому ринку ПЕР у 1973 р. та 1982 р. були сприйняті більшістю операторів ринку як нафтові кризи. Для провідних компаній це явище міжнародного економічного життя стало пересторогою й стимулом до залучення фінансових інструментів хеджування ризиків, розробки енергозберігаючих та новітніх ГРР технологій. Тобто, при будь-якій кризі необхідно розуміти інерційність ПЕК, яка полягає в залежності від фінансових ринків і взаємовпливі

на інші галузі світового господарства. Виникає необхідність у підтримці ПЕК як бази розвитку суміжних галузей. Працюючий ПЕК створить замовлення у машинобудівному, металургійному секторі економіки, що сприятиме стабілізації фінансових ринків. Зростає потреба у капіталах.

Як відомо, існує три основні можливості здійснення фінансування тих чи інших інвестиційних проектів, в тому числі енергетичних: у рамках бюджетного, корпоративного й проектного фінансування [25]. Бюджетне фінансування забезпечується державними коштами. Окремим випадком є корпоративне проектно фінансування, коли його джерелом слугують кошти компанії, перш за все амортизаційні фонди й нерозподілений прибуток. Якщо ж основними джерелами фінансування інвестиційного проекту є банківські кредити, говорять про банківське проектно фінансування. У звичайному кредитуванні всі ризики, як правило, повністю бере на себе позичальник. При організації ж проектного фінансування ризики розподіляються між позичальником, кредитором і, як правило, ще одним учасником проекту. В проектному фінансуванні фінансовими учасниками реалізації інвестиційних проектів можуть бути не тільки комерційні, але й інвестиційні фонди й компанії, пенсійні фонди (наймогутнішим у світі є норвезький пенсійний фонд, який виконує і функцію ДІФ). Тобто весь спектр фінансово-інвестиційних установ, що особливо важливо для акумуляції фінансових ресурсів, необхідних для здійснення міжнародних ПЕР проектів й розподілу ризиків між учасниками. Повноправним учасником проектного фінансування може бути нафтова чи девелоперська управлінська компанія. В більшості відомих схем (паралельного, послідовного) фінансування провідна роль належить банку-ініціатору. Наприклад, Citibank організував фінансування двох інвестиційних проектів: створення системи кабельного телебачення в північній частині Великобританії (вартість проекту 1 млрд. дол.) і будівництво електростанцій у Нідерландах (1,3 млрд. дол.). У дру-

гому проекті передбачався фінансовий лізинг об'єкта (електростанції) для Національної енергетичної компанії EPZ на 22 роки. Проте більшість провідних банків одночасно виступають у ролі організаторів фінансування для здійснення одних проектів й рядовим учасником банківських консорціумів і синдикатів у інших. У розвинутих країнах проектно фінансування має свою специфіку, оскільки воно базується у багатьох випадках на концесійних угодах проектних компаній (чи компаній-операторів) з приймаючою державою. Мова йде про контракти типу BOOT (Build Own Operat Transfer). За контрактами BOOT концесіонер (проектна компанія, девелоперська компанія чи компанія-оператор) несе відповідальність за будівництво, фінансування, управління й обслуговування об'єкта інвестиційної діяльності впродовж встановленого періоду (20, 30 років чи більше), після чого об'єкт передається державі (чи уповноваженому їм агентству). Протягом концесійного періоду проектна компанія отримує доходи від експлуатації об'єкта, покриваючи витрати з фінансування інвестиційного проекту та витрати з обслуговування кредитів, управління й ремонту. Крім контрактів BOOT, існують інші форми правових форм концесії. В останні роки концесійні угоди стали невід'ємною частиною схем фінансування багатьох нафтогазових проектів і в промислово розвинутих країнах. Однак провідними провайдерями проектного фінансування залишаються японські банки (2-е, 4-е, 5-е); є у списку провайдерів й європейські банки: HSBC (Великобританія) – перше місце; ABNAmro (Нідерланди) – 3-є; Credit Lyonnais – 6-е; Societe Generate (Франція) – 7-е; West LB (Великобританія) – 10-е місце тощо. Значно менше представлено банки США. Chase Manhattan знаходиться тільки на 11-му місці; Citibank – на 15; Bank of America – на 21 [26].

Таким чином, на ринку проектного фінансування існує певний "поділ праці" між світовими банками: провідними організаторами такого фінансування є банки Японії. Банки Західної Європи, як більш універсальні, ви-

ступають організаторами, провайдерами проектного фінансування. Загалом помітна тенденція універсализації функцій усіх провідних банків на ринку проектного фінансування. Це обумовлено загостренням конкуренції, а також високим рівнем ризиків на ринку ПЕР та консерватизмом менеджменту ПЕК.

Управління ризиками у сучасних міжнародних нафтогазових проектах стає стратегічною функцією. Не випадково в американському Інституті управління проектами (PMI) з огляду на необхідність актуалізувати диверсифікацію управління ризиками були змушені розробити нову редакцію свого Збірника знань з управління проектами (PMBoK) [27], у якому до основних факторів ризиків для інвестиційних проектів належать: помилки у проектній документації; недостатня кваліфікація спеціалістів; форс-мажорні обставини (природні, економічні, політичні); порушення строків поставок; низька якість матеріалів, комплектації, технологічних процесів, продукції; порушення умов контрактів. Всі методи, які дозволяють мінімізувати проектні ризики, можна розділити на три групи: 1) диверсифікація, чи розподіл, ризиків (розподіл зусиль підприємств за видами діяльності, результати котрих безпосередньо не зв'язані між собою). Розподіл ризиків оформляється при розробці фінансового плану проекту у контрактних документах; 2) резервування коштів на покриття непередбачених витрат (спосіб боротьби з ризиком, який передбачає встановлення відношення між потенційними ризиками, які впливають на вартість проекту, й розміром витрат, необхідних для подолання збоїв при їх виникненні) [28].

Проектне фінансування в Україні знаходиться поки що на початкових стадіях. Це обумовлено станом фінансового ринку України загалом й проблемами взаємодії в галузі ПЕР з Росії та ЄС. За своєю пропускною спроможністю, протяжністю та складністю споруд газотранспортна система (ГТС) України посідає друге (після російської) місце у світі, її особливістю є, зокрема, наявність потужних підземних сховищ газу, що

дає змогу покривати сезонні нерівномірності у газоспоживанні. Вартість української ГТС, за різними оцінками, становить 15–20 млрд. дол. США. Від стабільної роботи ГТС значною мірою залежить енергетична безпека не лише України, але й 18 європейських країн – споживачів російського газу. Сьогодні основне обладнання ГТС працює без значних перебоїв завдяки постійній роботі українських підприємств з його оновлення та модернізації. Україна співпрацює з Єврокомісією з питань енергетики з проблем виконання Меморандуму про розуміння між Україною та ЄС в енергетичній сфері. ЄС реалізує низку інвестиційних проектів в енергетичному секторі України, зокрема у нафтогазовій галузі, які фінансуватимуться європейськими фінансовими інституціями. Також взаємодіє Україна з ЄС в галузі атомної енергетики, зокрема безпеки ядерних реакторів та запровадження альтернативних джерел енергії. Але на рівень співробітництва негативно впливає певний підрив міжнародної довіри до України як партнера в газотранспортній сфері і стимулює лише геополітичний підтекст протистояння РФ усіх економічних проектів у галузі ПЕР.

Підписання Україною у березні 2009 р. з ЄС декларації про модернізацію української ГТС має, на нашу думку, геополітичний характер, що передбачає обережний, але послідовний тиск на Україну з боку ЄС для забезпечення контролю її ГТС. У декларації йде мова про незалежного оператора газотранспортної системи, який має контролюватися учасниками угоди. РФ не є учасником угоди і її інтереси як газопостачальника не були враховані. Тобто ми є свідками нових форм співпраці між споживачем ПЕР та транзитером ПЕР. У класифікації загроз проектам за вищезгаданою класифікацією PMI такий супротив становить високий рівень загроз для всіх сторін. Росія втрачає можливість планового будівництва за проектами “Південний потік” й “Північний потік”, ЄС – можливість вигідного контракту на обладнання з боку РФ, Україна потрапляє під

тиск багатьох сторін та факторів з невідомими наслідками. До того ж свої енергетичні та транзитні позиції починають укріпляти такі конкуренти, як Румунія та Туреччина.

Попри вищезазначене, варто зауважити, що позиціонування України як європейської держави вимагатиме і європейських правил гри, а це означає, що найближчим часом і газ Україна купуватиме у Росії й деінде за європейськими цінами. Єдиної світової ціни на газ немає чи, правильніше кажучи, її не існує. Є європейська ціна, яка розраховується як функція від спотових нафтових цін. Її рівень фактично збігається із цінами у США, де він безпосередньо залежить від цін на нафту. Останні декілька років показали, що ціни на нафту і газ взаємопов'язані в усьому світі, незалежно від способу ціноутворення. А як показує аналіз трендових тенденцій нафтового ринку, ф'ючерси до 2030 р. є горизонтальними (плоскими), а це означає, що нафтові трейдери не очікують на зниження цін.

#### Література

1. Жданов В. *Разумная альтернатива* // *Корреспондент*. – 29 июля 2006. – С. 50–52.
2. Коржубаев А. *“Всемирная” нефть и “локальный” уголь* // *Нефть России*. – 2004. – № 2. – С. 7–12.
3. Кокурин Д., Мелкумов Г. *Участники мирового рынка нефти* // *Вопросы экономики*. – 2003. – № 9. – С. 123–135.
4. Андреасян Р. Н. *Нефть и арабские страны в 1973-1983 гг.* – М.: Наука, 1990. – 255 с.
5. Брагинский О. Б. *Цены на нефть и экономика* // *Концепции*. – 2005. – № 2. – С. 8–27.
6. Степанов А. В., Горюнов В. С. *Ресурсно-сберегающая технология переработки нефти*. – К.: Наукова думка, 1993. – 267 с.
7. Лоран Э. *Нефть: ложь, тайны, махинации*. – М.: СТОЛИЦА-ПРИНТ, 2007. – 432 с.
8. Конопляник А. А. *Куда исчезли справочные цены* // *Нефть России*. – 2000. – № 7. – С. 76–80.
9. Hamilton James D. *Oil and the Macroeconomy since World War II* // *Journal of Political Economy*, University of Chicago Press. – 1983. – Vol. 91(2). – P. 228–248.
10. Hamilton James. *Supply, demand, and the price of oil* // *Europe EconoMonitor*. – June 1, 2009. – Режим доступу: [http://www.rgemonitor.com/euro-monitor/256957/supply\\_demand\\_and\\_the\\_price\\_of\\_oil](http://www.rgemonitor.com/euro-monitor/256957/supply_demand_and_the_price_of_oil)
11. Джонстон Д. *Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и соглашения о разделе продукции*. – М.: Олимп - Бизнес, 2003. – 352 с.
12. Condie Bill. *Oil-shock veteran in price alert* *Evening Standard* // *Thisismoney*. – 18 June 2008. – Режим доступу: [http://www.thisismoney.co.uk/news/article.html?in\\_article\\_id=443205&in\\_page\\_id=2](http://www.thisismoney.co.uk/news/article.html?in_article_id=443205&in_page_id=2).
13. Hamilton, James D. *What is an oil shock?* // *Journal of Econometrics*, Elsevier. – April, 2003. – Vol. 1 13 (2). – P. 363–398.
14. Castillo Paul, Montoro Carlos, Tuesta Vicente. *Inflation Premium and Oil Price Volatility* // *Macroeconomics 0512004*, EconWPA, revised 31 Dec 2005. – Режим доступу: [http://eprints.lse.ac.uk/19750/1/Inflation\\_Premium\\_and\\_Oil\\_Price\\_Volatility.pdf](http://eprints.lse.ac.uk/19750/1/Inflation_Premium_and_Oil_Price_Volatility.pdf)
15. Райт Шарлотта Дж., Галлан Реббека А. *Финансовый и бухгалтерский учет в международных нефтегазовых компаниях*. – М.: ЗАО “Олимп - Бизнес”, 2007. – 688 с.
16. *The new era of petropolitics/The Shifting Power Equation* / 24-28 January, Davos, Switzerland World Economic Forum Annual Meeting 2007. Режим доступу: <http://www.weforum.org/en/events/ArchivedEvents/AnnualMeeting2007/index.htm>
17. *How Big Could Sovereign Wealth Funds Be by 2015?* // *Morgan Stanley Research*. – May 3, 2007. – *Economics*. – Режим доступу: [http://www.theseecrettruth.com/davos/sovereign\\_2.pdf](http://www.theseecrettruth.com/davos/sovereign_2.pdf)
18. Луцишин З. О. *Трансформація світової фінансової системи в умовах глобалізації: Монографія*. – К.: Видавничий центр “Друк”, 2002. – 320 с..
19. Славянская Л. З. *Миллиард за репку* // *Нефтегазовая вертикаль*. – Режим доступу: <http://www.ngv.ru/article.aspx20584>
20. Данников В. В. *Холдинги в нефтегазовом бизнесе: стратегии и управление*. – М.: ЭЛ-ВОЙС, 2004. – 464 с.
21. Summers Lawrence. *Funds that shake capitalist logic* // *The Financial Times Limited*. – 2007. – July 29. – <http://www.ft.com/cms/s/2/bb8f50b8-3dccl>.

22. Dougherty C. *Global economy is 'rebalancing'* // *International Herald Tribune*. – January 24. – 2007.

23. Jonsson David J. *Sovereign Wealth Funds – a Potential Tool of Asymmetric Warfare* // *The American Daily*. – 2007. Режим доступу: <http://www.mericandaily.com/article/19875>.

24. Конопляник А. Концепция создания благоприятного инвестиционного климата в нефтяном комплексе России. – В кн.: А. Конопляник, М. Субботин. Тяжба о разделе (Дискуссия вокруг закона "О соглашениях о разделе продукции"). – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 222 с.

25. Кузнецова О. В., Кузнецов А. В., Туровский Р. Ф., Четаерикова А. С. *Инвестиционные*

*стратегии крупного бизнеса и экономика регионов*. – М.: Издательство ЛКИ, 2007. – 440 с.

26. Grosfeld Irena. *Financial Systems in Transition: The Role of Banks in Corporate Governance*. – London: Kluwer Academic Publishers, 1997. – 26 p.

27. *A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK® Guide) – Third Edition*. – Project Management Institute, 2004. – 388 p.

28. Саприкін В. "Газовий трикутник" ЄС-Україна-Росія: єдність та боротьба інтересів. – Режим доступу: – <http://www.uceps.org/ua/show7113>.