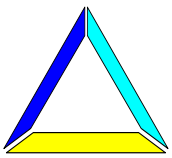
ІНСТИТУТ ЕКОНОМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ПОЛІТИЧНИХ КОНСУЛЬТАЦІЙ В УКРАЇНІ
НІМЕЦЬКА КОНСУЛЬТАТИВНА ГРУПА З ПИТАНЬ ЕКОНОМІЧНИХ РЕФОРМ

01034 Київ, вул. Рейтарська, 8/5-А, тел. (+38044) 228-6342, 228-6360, факс 228-6336
E-mail: institute@ier.kiev.ua, http://www.ier.kiev.ua



T27

Міжнародний досвід управління трубопровідним транспортом

Резюме

На середовище, в якому працюють нафто- та газопроводи, впливають декілька факторів. Так зростаюча лібералізація європейського ринку газу та зростаюча гнучкість контрактів, значна кількість конкуруючих транзитних маршрутів, або просто необхідність залучати значні фонди для інвестицій у багатьох випадках будуть визначати прибутковість трубопровідного транспорту.

Зазвичай діяльність, пов'язана із трубопроводами, проходить на полі із численними гравцями: урядами різних країн, приватними енергетичними компаніями та фінансовими установами. Усі ці актори мають виразні, а часом і протилежні інтереси. Наприклад, оператори транзитних потужностей, що максимізують свої прибутки, вмотивовані встановлювати якомога вищі транзитні тарифи, в той час як енергетичні компанії як у імпортуючих, так і в експортуючих країнах, зацікавлені у мінімізації транспортних витрат. Більше того, приватні оператори трубопроводів намагаються отримати максимальні прибутки, але знаходяться під тиском політичних та фінансових ризиків, оскільки проекти розтягуються на десятиріччя, а державне регулювання та законодавство мають тенденцію до змін. Це створює невизначеність, яка, у свою чергу, відкриває цікаві можливості для фінансових установ, які можуть стати страховиками та надати необхідні капітали для фінансування масштабних довгострокових проектів. З цього випливає, що різні актори найкраще можуть співпрацювати у рамках партнерських угод, які дозволяють кожному досягати своїх цілей, при цьому зменшуючи ризики до мінімуму за допомогою розподілу ризиків та інституційних запобіжних механізмів.

З цієї точки зору, ми в деталях розглядаємо угоди про співробітництво між різними акторами при управлінні трубопровідним транспортом на декількох конкретних прикладах. Ми зосереджуємо увагу як на нафтопроводах (Баку-Тбілісі-Джейхан, Каспійський Трубопровідний Консорціум, Дружба-Адрія), так і на газопроводах (Інтерконектор, Алжирський газопровід через Середземне море, Блакитний потік, Ямал-Європа, а також на прикладах приватизації газових потужностей в Угорщині та Словаччині). Розгляд

прикладів демонструє успішність деяких найкращих практик в управлінні трубопровідним транспортом:

- **Трубопроводи з постачання енергоносіїв мають управлятися у державно-приватних партнерств!**
  Це дозволяє уникнути марнування державних коштів, у той же час гарантуючи стабільні, ринкові умови, які мають виконуватися аби приватна діяльність та інвестиції були прибутковими.
- **Місцеві та міжнародні гравці мають співробітничати!**
  Це забезпечує найбільше завантаження транзитних потужностей, а також постачання на міжнародні ринки за добре відомими умовами.
- **Міжнародні фінансові ринки мають використовуватися для фінансування інвестицій у трубопровідний транспорт!**
  Це забезпечує найбільш ефективне фінансування, а також адекватну ціну ризиків.

Зміст:

1. Вступ ____ ***2***

2. Кращі методи управління енергетичним трубопровідним транспортом ____ ***3***

2.1 Актори у сфері трубопровідного транспорту ____ **3**

2.2 Контрактні домовленості ____ **5**

2.3 Відмінності у розвитку ринків нафти та газу ____ **6**

3. Приклади управління нафто- та газопроводами ____ ***7***

3.1 Нафтопроводи ____ **8**

3.1.1 Баку-Тбілісі-Джейхан ____ 8

3.1.2 Каспійський трубопровідний консорціум ____ 9

3.1.3 Дружба-Адрія ____ 10

3.2 Газопроводи ____ **11**

3.2.1 Інтерконектор: модель державно-приватного партнерства ____ 11

3.2.2 Алжирський виклик: Трубопроводи під Середземним морем ____ 11

3.2.3 Блакитний потік: шлях Газпрому до Туреччини ____ 12

3.2.4 Ямал-Європа: загроза Україні ____ 13

3.2.5 Приватизація у Східній Європі: Угорщина та Словаччина ____ 14

4. Висновки та деякі рекомендації щодо економічної політики ____ ***15***

1. Вступ

Нафто- та газопроводи насьогодні відіграють ключову роль на енергетичних ринках. На глобальному ринку газу, трубопроводи перекачують майже ¾ загального споживання, і хоча більшу частину нафти перевозять танкерами, трубопроводи домінують у великих нафтовидобуваючих країнах, таких як Російська Федерація та прикаспійські держави. Спорудження та технічне обслуговування трубопроводів потребує значних

та довгострокових інвестицій, але це дає право приймати рішення з таких питань як доступ та тарифна політика. Оскільки наявність достатніх транспортних потужностей може призводити до появи "вузьких місць" між виробниками та споживачами, права доступу можуть бути важливою детермінантою, яка визначатиме обсяги та напрями транспортування сировини. Оскільки глобальні ринки енергетичних ресурсів стають все більше і більше гнучкими завдяки технологічному прогресу та процесам лібералізації, контроль за трубопровідним транспортом стає все більш важливим аспектом у конкуренції глобальних енергетичних компаній, а також впливових інвесторів із відповідними значними фінансовими наслідками.

Географічна позиція України між потужними енергетичними запасами Росії та каспійського регіону з одного боку, і містким ринком Західної Європи з іншого, давно перетворила Україну на "енергетичний міст", через який проходять декілька значних трубопроводів. Проте більшість з цих трубопроводів, до цих пір управляються українськими державними компаніями незалежно і без значної участі іноземних фірм. У майбутньому буде дедалі важче зберігати такий стан, оскільки глобальні гравці на енергетичному ринку будуть щосили намагатися обійти Україну, якщо їм не вдасться домогтися доступу до української транзитної інфраструктури. Більше того, для здійснення інвестицій для підтримки основних фондів необхідно залучати значні фінансові ресурси, які українським компаніям буде не так просто отримати, а державний контроль над українською трубопровідною системою неодноразово викликав значний тиск з боку інших держав, і часто без будь-якої економічної мотивації. Все це ставить конкурентну позицію української трубопровідної системи під загрозу, а отже викликає необхідність реорганізації. Політичні діячі та бізнесмени давно це зрозуміли та почали обговорювати різні варіанти управління експлуатацією трубопровідного транспорту, такі як приватизація, концесія та створення міжнародних консорціумів. З огляду на це мета цієї роботи – подати огляд прикладів функціонування трубопровідного транспорту, а також на їх основі вивести можливі рекомендації для економічної політики України у цій сфері.

2. Кращі методи управління енергетичним трубопровідним транспортом

2.1 Актори у сфері трубопровідного транспорту

Робота трубопровідного транспорту зазнає впливу різних акторів, таких як уряди імпортуючих, експортуючих та транзитних країн, компаній, які видобувають корисні копалини, операторів транзитних та розподільчих мереж, фінансових установ. Усі ці актори мають виразні, часом протилежні інтереси. Наприклад, оператори транзитних потужностей, що прагнуть максимізувати свої прибутки, зацікавлені встановлювати якомога вищі транзитні тарифи, в той час як енергетичні компанії як в імпортуючих, так і експортуючих країнах, зацікавлені у мінімізації транспортних витрат. Більше того, приватні оператори трубопроводів намагаються отримати максимальні

прибутки, але знаходяться під тиском політичних та фінансових ризиків, оскільки проекти розтягуються на десятиріччя, а державне регулювання, наприклад, стосовно лібералізації, вносить невизначеність у прогнозування енергетичних ринків, тобто фінансових надходжень. Це створює невизначеність, яка у свою чергу відкриває цікаві можливості для фінансових установ, які можуть стати страховиками та надати необхідні капітали для фінансування масштабних довгострокових проектів.

Коротко цілі та ризики основних акторів можуть бути подані у наступному вигляді:

Уряди переслідують наступні цілі:

- → підтримка сталого забезпечення країни енергетичними ресурсами;
- → достатні надходження від транзитних систем, які б дозволяли наповнювати бюджет, а також підтримувати трубопроводи у належному стані;
- → економічний розвиток, а також дотримання екологічних норм та забезпечення зайнятості.

Вони стикаються з наступними ризиками:

- → складність точного прогнозування видатків та надходжень від конкретних трубопроводів;
- → фінансові втрати можуть нанести удар по державному бюджету та відволікати ресурси від соціальних потреб;
- → політичне втручання в інвестування та оперативне керування суперечать економічній ефективності.

Енергетичні компанії, які керують видобуванням, транзитом та розподільчими мережами мають наступні цілі:

- → забезпечити постачання від видобуваючих до споживаючих регіонів;
- → використовувати транзитні потужності та отримувати відповідний прибуток.

Вони стикаються з наступними ризиками:

- → менші очікуваних надходження, пов’язані з нижчими цінами на енергетичні ресурси, або появою альтернативних транзитних потужностей (економічні ризики);
- → зміна умов договорів, укладених з урядами, або введення нових регуляторних норм, тарифів, зборів та ін., чи навіть експропріація та націоналізація власності (політичні ризики).

Банки надають більшу частину фінансування багатомільярдних проектів. Їхні цілі такі:

- → максимізація довгострокових доходів на інвестований капітал за допомогою отримання прибутків енергетичними компаніями.

Їхні ризики наступні:

- → неповернення кредитів у зв’язку з економічними чи політичними проблемами в енергетичних компаній (див. вище).

Зазвичай, багатомільярдні проекти рефінансують **Міжнародні фінансові організації (МФО)**, такі як Світовий Банк, Європейський банк реконструкції та розвитку або Європейський інвестиційний банк. Їхні цілі наступні:

- → отримати у довгостроковому періоді доходи на інвестований капітал;
- → підтримувати регіональний економічний розвиток;
- → сприяти дотриманню екологічних норм та забезпеченню зайнятості (наприклад, впливаючи на умови міждержавних угод);
- → підтримувати (неявні) інтереси впливових членів організацій, навіть тоді, коли вони ідуть в розріз із економічною необхідністю.

Їхні ризики такі:

- → можливість дефолту через недостатню економічну обґрунтованість проекту або через політичну нестабільність;
- → зв'язок з проектами, які мають неоднозначний вплив на розвиток регіонів заплямовує їхню репутацію.

2.2 Контрактні домовленості

З попереднього розділу випливає, що різні актори найкраще можуть співпрацювати у рамках партнерських угод, які дозволяють кожному досягати своїх цілей, при цьому зменшуючи ризики до мінімуму завдяки розподілу ризиків та інституційних запобіжних механізмів. Наприклад, уряди намагаються не тільки максимізувати виплати приватних гравців, але й отримати вигоду від розподілу ризиків та поліпшення ефективності. Приватні енергетичні компанії, у свою чергу, намагаються збільшити прибутки та отримати контроль над частинами інфраструктури, які відіграють ключову роль у їхній (основній) діяльності. У той же час, залучення приватного сектора вимагає участі банків для надання необхідного фінансування, а також зменшення економічних та політичних ризиків. У свою чергу, банки звертаються до МФО за рефінансуванням кредитів та заради підвищення безпеки, оскільки МФО можуть зобов'язати уряди дотримуватись укладених угод, оскільки у випадку перегляду урядами угод після їх укладення МФО можуть знизити інвестиційні рейтинги їх країн, що призведе до збільшення витрат, пов'язаних з виконанням домовленостей.

Партнерські угоди між усіма гравцями можуть набувати різних форм. Аби гарантувати достатній баланс інтересів усіх гравців необхідно дотримуватися певних **принципів:**

- **чесне відшкодування** державі за надані ресурси;
- **недискримінаційний доступ** до трубопроводу (який запобігатиме зловживанням монополістичною владою та встановленню цін у змові з виробниками нафти чи газу);
- відкритий та прозорий **доступ до тендерної участі в проектах** для відбору найефективніших партнерів.

Зазвичай **структура власності та методи керування поточною діяльністю** визначаються угодою між урядом і консорціумом приватних акторів. Основні типи таких угод наступні:

1. **Контракт на управління**: (тимчасове) право консорціуму управляти транзитною системою для отримання доходів, при цьому інвестиційна діяльність та права власності залишаються за державою;
2. **Концесія**: консорціум (тимчасово) отримує права на управління транзитними потужностями і у той же час несе відповідальність і отримує потенційні прибутки від інвестиційної діяльності, сплачуючи встановлені суми державі;
3. **Приватизація**: уряд продає систему повністю приватному операторові або консорціуму. Зазвичай основна проблема полягає у знаходженні покупців, готових заплатити прийнятну ціну, особливо за існуючі потужності у занедбаному стані, або якщо розвиток ринку важко прогнозувати.

Окрім питання про структуру власності, угоди між приватними акторами та державою визначають регуляторний клімат, а також окреслюють участь держави у спорудженні нових потужностей та у поточній діяльності. Більше того, коли будується новий трубопровід, який перетинає кордони, може бути укладена міждержавна угода про створення спільного підприємства для будівництва, і яке потім укладатиме угоди із постачальниками та споживачами сировини. (див. нижче приклади проектів Інтерконектор та Блакитний потік).

2.3 Відмінності у розвитку ринків нафти та газу

Існують важливі відмінності між ринками газу та нафти. На ринку нафти вже існує розгалужена система трубопроводів та танкерних перевезень, які гарантують глобальність цього ринку. Збільшення ціни на одному з ринків відразу веде до постачання нафти з іншого, що веде до вирівнювання ціни. Таким чином регіональні ринки нафти функціонують користуючись єдиною ціною, оскільки жодна з нафтових компаній не може використати ринкову владу у якомусь регіоні.[1] Отже нафтопроводи знаходяться у жорсткій конкуренції не тільки з іншими нафтопроводами, що походять з одного регіону, або обслуговують один і той же регіон, але, по суті, з усією глобальною нафтотранспортною мережею.

На відміну від цього, ринки природного газу, як правило, регіональні, оскільки лише трубопроводи можуть транспортувати природний газ на великі відстані за прийнятною ціною. Такі трубопроводи потребують значних інвестицій у конкретному регіоні. Ці проекти зазвичай фінансувалися за рахунок доходів регіонально монополізованих розподільчих структур та за допомогою укладання довгострокових угод на

[1] ОПЕК – організація 11 експортуючих країн – яка намагається визначати пропозицію нафти на глобальному рівні. Проте оскільки країни, які не входять до ОПЕК виробляють приблизно 60% загальної пропозиції нафти, організація скоріше відіграє індикативну роль. (див. www.opec.org).

газопостачання. Після того, як європейська газова галузь, а також її основні постачальники (РФ, Алжир та Норвегія) отримали ренту від монополістичного становища, що було обґрунтовано політично, виходячи з необхідності фінансувати необхідну інфраструктуру протягом 30 років, Європейська комісія почала робити серйозні кроки у напрямку лібералізації, аби створити єдиний європейський ринок газу.[2] Це проявляється у створенні графіку відкриття ринку разом із розділенням транспортних та розподільчих компаній, введенням недискримінаційного доступу для третіх сторін до транзитних, розподільчих потужностей та сховищ, введенням спільних принципів діяльності незалежних регуляторів ринку, а також можливостей для промислових споживачів та населення вільно вибирати собі постачальників газу. У результаті і європейський ринок газу може стати більш інтегрованим, оскільки трейдери не зможуть дозволити собі підписувати довгострокові зобов'язання з країнами-експортерами газу, як це було раніше. Натомість спотові ринки – розташовані на перетинах різних трубопроводів – набуватимуть більшої важливості. Ця тенденція також підкріплюватиметься удосконаленням технології скраплені газу, що дозволить транспортувати його в танкерах за прийнятною ціною, і що також дозволить Близькому Сходу та Південній Америці постачати газ до ЕС. У результаті цих процесів регіональної інтеграції і газопроводи будуть змушені сильніше конкурувати між собою.

Тенденції лібералізації енергетичних ринків характерні не тільки для ЄС. Цілком ймовірно, що **Енергетична Хартія** та процеси, пов'язані з її втіленням можуть потенційно стати базою для створення правил на глобальному ринку енергетичних контрактів (так само як СОТ для глобальної торгівлі товарами та послугами). Хартія, яка почала діяти у 1998 році, пропонує привабливі умови для іноземних інвестицій в енергетичну сферу, а також недискримінаційний доступ до трубопроводів. Наразі перед Конференцією Енергетичної Хартії стоїть завдання завершити роботу над Транзитним протоколом, який міститиме правила для транспортування енергетичних ресурсів. Хартію підписала більшість європейських країн, в тому числі Україна та деякі інші країни СНД. Росія ще не ратифікувала Хартію, а північно-африканські країни (держави Магриба) мають статус спостерігачів.[3]

3. Приклади управління нафто- та газопроводами

Аби продемонструвати, як енергетичні компанії, уряди та інвестори намагалися подолати проблеми, які виникають у проектах, пов'язаних із

[2] Див., наприклад, консультативну роботу S21 Німецької консультативної групи, «Європейський ринок природного газу та українська транзитна політика - чи буде Україна газовим мостом у Європу» або роботу Європейської Комісії, "Розширяємо вибір: запровадження єдиного європейського ринку газу," липень 2000. http://europa.eu.int/comm/energy/gas/publications/index_en.htm

[3] Секретаріат Енергетичної Хартії (2003), "Що таке енергетична хартія? Огляд" (www.encharter.org/index.jsp?psk=01&ptp=tDetail.jsp&pci=188&pti=14).

трубопровідним транспортом, цей розділ присвячено декільком конкретним прикладам. Наша мета – зосередитися на декількох проектах поза межами України, при цьому не претендуючи на вичерпність. Більше того, треба пам'ятати, що не всі представлені проекти можна вважати успішними. Таким чином цей розділ представляє всього лише існуючу практику. На підставі цих спостережень ми зробимо висновки та рекомендації стосовно найкращих методів у заключній частині.

3.1 Нафтопроводи

3.1.1 Баку-Тбілісі-Джейхан

Проект Баку-Тбілісі-Джейхан (БТДж) передбачає спорудження 1760 кілометрів трубопроводу через Азербайджан, Грузію, Туреччину до середземноморського терміналу в Джейхані. Загальна вартість проекту, яку наводить Міжнародна Фінансова Корпорація (МФК) складає 3,6 млрд. дол. США, а її пропускна здатність трубопроводу становитиме 1 млн. барелей на день, або 50 млн. тонн на рік. Завершення будівництва співпадає з першою фазою розробки родовищ за проектом "Азері-Чіраг-Гунешлі" (АЧГ), які мають забезпечувати 400 000 барелей на день. За оптимістичними припущеннями до 2010 року виробництво має зрости до 1 млн. барелей на день, що повністю заповнить нафтопровід БТДж. До настання піку виробництва оператори БТДж сподіваються заповнити трубопровід казахською нафтою, проте такі сподівання залишаються непідтвердженими, беручи до уваги стан розробки казахських родовищ нафти та прив'язаність Казахстану до Каспійського трубопровідного консорціуму (див. нижче), а також до російських трубопроводів.[4] Загальна вартість усіх фаз втілення проектів АЧГ та БТДж складає близько 10 млрд. дол. США. Існують ризики, пов'язані з тим, що погоджена ціна спорудження турецької частини є доволі низькою, а також із можливістю урядів підвищувати транзитні тарифи чи встановлювати податки (хоча це і заборонено юридичними угодами). Ризикованість та помірно низька віддача від цього вельми вартісного проекту спровокували затримки із спорудженням, а також спонукали деяких експертів заявити скоріше про політичні, а не економічні мотиви спорудження цього нафтопроводу (стратегічні інтереси США). Проте найгірші очікування не справдилися до цього часу: ціна на нафту залишається на доволі високому рівні, а побоювання щодо політичної ситуації у Грузії та Азербайджані виявилися перебільшеними. В решті-решт, Босфорська протока досягла максимуму своєї потужності і турецька влада накладає все більш жорсткі обмеження на її використання для транзиту нафти, а отже БТДж виглядає все більш привабливим.

БТДж було розроблено міжнародним консорціумом з 11 приватних та державних акторів. Брітіш Петролеум володіє найбільшою часткою у розмірі 30,1%, а також є оператором цього проекту. Друга за величиною частка належить Державній нафтовій компанії Азербайджан у (ДНКА), меншими

[4] Менслі (2003), "В очікуванні завтрашньої кризи - Трубопровід Баку-Тбілісі-Джейхан та БП: Фінансовий аналіз", Claros Consulting, с. 26 (www.bankwatch.org/issues/oilclima/baku-ceyhan/downloads/financial_analysis_03-03.pdf).

частками володіють інші нафтові компанії. Фінансування відбувається за схемою "70% кредити, 30% акціонерний капітал".[5] Цікаво, що менше 20% кредитів надаються комерційними банками, а решта – МФО (МФК та ЄБРР), а також експортно-кредитними агенціями розвинутих країн і головними акціонерами. Підтримка МФО відіграє ключову роль для проекту, в якості інституційної компоненти зменшення ризиків. Дійсно, преференційний статус таких кредиторів як МФК та ЄБРР забезпечує більшу силу угод щодо проекту, оскільки недотримання цих угод з боку урядів поставить під загрозу їх можливість брати позики у цих установ, а також матиме довготривалі наслідки для їхньої репутації на комерційному фінансовому ринку. До того ж участь МФК додає до цього проекту компонент розвитку, оскільки паралельно заохочується консультування урядів, насадження дерев у національному парку Боржомі в Грузії, а також приділяється достатня увага соціальним питанням та питанням працевлаштування у регіонах. В цьому сенсі залучення МФО є позитивним як для консорціуму, так і для задіяних країн, навіть якщо це ставить останніх у доволі жорсткі рамки зобов'язань.

Міжурядові та урядові угоди, наявні у відкритому доступі, які були підписані відповідно у 1999 і 2000 роках, фактично дали повну свободу дій консорціуму. Умови в угодах стосуються великих поступок в оподаткуванні, відсутності регулювання окрім міжнародних стандартів у цій сфері, уряди зобов'язуються надати всю необхідну допомогу у рамках повноважень, а також зберігати транзитні тарифи на фіксованому рівні. Останні зростатимуть згідно каскадної схеми від 12 центів США за барель у Грузії до 20 центів за барель у Туреччині у 2005-2009 роках до 17 центів та 37 центів відповідно до 2021 року (Азербайджан транспортує нафту безкоштовно). У порівнянні з цим, сам консорціум вимагатиме плати у розмірі 3 дол. США за барель. Незважаючи на значні видатки в розмірі 3,6 млрд. дол. США, які мають фінансуватися від надходжень за транзит, багато НДО та представників урядів висловили своє незадоволення рівнем відшкодування, яке надається транзитним державам.[6]

3.1.2 Каспійський трубопровідний консорціум

Наразі головним транспортним каналом для каспійської нафти є Каспійський трубопровідний консорціум (КТК). Його створення відбулося завдяки угоді від 1997 року, згідно якої був створений консорціум з приватних та державних акторів, який мав би відкрити новий шлях для казахської нафти до кінцевих ринків. На відміну від БТДж тут не було значної участі МФО, а відповідно спостерігається менший рівень прозорості. Власність розподілена наступним чином: 24% - РФ, 19% - Казахстан, 15% - Шеврон, інші нафтові компанії та Султанат Оман володіють рештою.

[5] Там же, ст. 19.

[6] Додаткова інформація щодо БТД може буде знайдена на веб-сайтах www.caspiandevelopmentandexport.com, www.ifc.org/btc, а критика з боку НДО на www.bakuceyhan.org.uk.

Потужність нафтопроводу складає 567 000 барелей на день[7] при довжині у 1 500 кілометрів та вартості близько 2,6 млрд. дол. США. Нафтопровід почав працювати у 2001 році. Оскільки уряд Казахстану очікує, що виробництво нафти в країні зросте від нинішніх менше 50 млн. тонн на рік зараз до 150 млн. тонн на рік у 2015 році, скоріше за все, доведеться збільшувати потужність трубопроводу. З іншого боку, невизначеність щодо дійсної потужності казахських нафтових родовищ, постійні конфлікти між казахським урядом і Шевроном з нагоди спроб переглянути підписані раніше контракти аби збільшити виплати державі, а також конкуренція із побудованим трубопроводом БТДж, скоріше за все, сповільнять збільшення потужності трубопроводу КТК. Існує також можливість спорудження нових трубопроводів до нових ринків, таких як Китай.

3.1.3 Дружба-Адрія

Менш масштабним, але доволі позитивним проектом, який передбачає міжнародне співробітництво, є інтеграційний транзитний проект "Дружба-Адрія", що був розпочатий російською акціонерною компанією Транснафта, яка управляє російськими транзитними потужностями. Аби використати можливості балканських країн по транзиту російської нафти на світові ринки, планується інтегрувати гігантський нафтопровід "Дружба", по якому транспортується нафта зі Сходу на Захід, та наразі порожній нафтопровід "Адрія". Останній працюватиме у реверсному режимі і транспортуватиме нафту з нафтопроводу "Дружба" до хорватського порту Омішаль. Оскільки нафтопроводи вже існують, необхідно здійснити лише певні технічні заходи та реконструювати термінал Омішаль, аби реверс став можливим. Запланована потужність поступово зростатиме з 5 до 15 млн. тонн на рік (від 100 000 до 300 000 барелей на день).

Оператором проекту є російська Транснафта, але втілення проекту залежить від угоди між урядами шести країн, транзитні потужності яких задіяні в проекті. Усі вони гарантують вільне проходження додаткових обсягів нафти, пов'язаних із початком проекту "Дружба-Адрія", а також гарантують виконання існуючих контрактних зобов'язань щодо російської нафти. Нафтопровід має бути однаково доступним для будь-якого постачальника нафти, що забезпечить недискримінаційний доступ. Сторони домовилися про уніфікований тариф в усіх транзитних державах на рівні 64 центів США за тонну на 100 км, який застосовуватиметься до перших 5 млн. тонн на рік, а подальша тарифна політика залежатиме від додаткових переговорів. Транзитні держави також зберігають певний елемент незалежності, оскільки угода укладається тільки на 10 років, хоча вона і має бути продовжена автоматично, якщо не виникне ніяких заперечень.

[7] www.platts.com.

3.2 Газопроводи

3.2.1 Інтерконектор: модель державно-приватного партнерства

Оскільки Європейська комісія спонукає членів ЄС переходити на споживання природного газу, що підтримують і групи зелених активістів заради відмови від небезпечних видів палива (ядерна енергія) та екологічно шкідливих нафти та вугілля, постає питання про наявність більших транзитних потужностей між різними ринками всередині ЄС. Для досягнення цієї мети Комісія прийняла так звану Зелену книгу "До європейської стратегії досягнення безпеки постачання енергетичних ресурсів", у якій запропоновано віддавати перевагу спільному фінансуванню близько десятка проектів, які б з'єднали ринки між собою. Втілення таких проектів не тільки полегшить постачання газу, але також послужиться створенню європейського ринку енергетичних ресурсів, який охоплюватиме всю Європу та запропонує нову структуру (на відміну від старої, яка контролювалася монополіями, державною власністю та проблемами з наявністю інформації). Інтерконектор, газопровід, який працює у двох напрямах і перетинає Ла-Манш, є ключовим етапом розвитку у цьому напрямі.

Цікавою рисою проекту "Інтерконектор" є співробітництво між державними та приватними акторами. У 1992 році Департамент енергетики Великобританії запросив представників енергетичних компаній оцінити потребу у прокладенні трубопроводу через канал. У 1994 році були отримані пропозиції щодо завантаження потужності і була створена компанія Інтерконектор, у якій невеликі частки власності належать різним енергетичним корпораціям. Вона отримала 20-річну угоду про транспортування, підписану у 1998 році, а також було підтверджено щорічне завантаження трубопроводу на 20 млрд. $м^3$ газу у напрямку з Великої Британії на континент. І хоча основний рух газу трубопроводом відбувається з Великої Британії до континентальної Європи, напрямок може бути змінений за один день і газопровід передаватиме до 8,5 млрд. $м^3$ на рік у реверсному режимі. Вартість проекту склала 843 млн. дол. США і фінансувалася з акціонерного капіталу, кредитів та лізингу потужностей. Європейський інвестиційний банк надав кредит у розмірі 645 млн. дол. США.[8]

3.2.2 Алжирський виклик: Трубопроводи під Середземним морем

Оскільки очікується, що попит на природній газ у Європі до 2030 року зросте вдвічі, Алжир сподівається отримати вигоди від цього розвитку.[9] На додаток до своєї важливої позиції глобального експортера скрапленого природного газу, Алжир також володіє значними трубопровідними

[8] Див. www.interconnector.com.

[9] Див. наприклад заяву д-ра Чакіб Хеліла, Міністра енергетики та видобування корисних копалин на www.mem-algeria.org/actu/ministre/allocutions/summit_gaspipe_dz-it.htm та Морадела (2002) р., "Як основні бар'єри для міждержавної торгівлі були подолані за допомогою Магрибського трубопроводу", Міжнародна енергетична агенція, Париж (www.iea.org/about/crossbor/moraled.pdf).

потужностями і продовжує нарощувати їх. Спорудження трубопроводу між Алжиром та Іберійським півостровом у 1990-х роках є цікавим прикладом співпраці різних установ. У 1992 році алжирський державний гігант Sonatrach підписав довгостроковий контракт на постачання газу з іспанською фірмою Enagas. Марокко та Enagas розробили процедури для спорудження трубопроводу Європа-Магриб (відомий також як трубопровід Pedro Duran Farel). Португальська компанія Transgas приєдналася до підприємства у 1994 році, надавши 28% акціонерного капіталу. Europe Maghreb Pipeline Ltd. (EMPL) було створено в якості оператора трубопровода. Ексклюзивне право використовувати марокканський відрізок, трубопровід Maghreb, було надано EMPL. Остання підписала з іншою компанією контракт на спорудження.

Фінансування надходило, так як і в інших подібних проектах, в основному з комерційних банків, експортно-кредитних установ, а також більшою мірою з Європейського інвестиційного банку. Підтримка останнього була забезпечена завдяки політичному рішенню ЄС, який визначив EMPL в якості пріоритетного проекту під час Ессенського самміту у 1994 році. Після завершення будівництва компресорних станцій, потужність гілки зросте з теперішніх 8 млрд. м^3 газу на рік до 11 млрд. м^3.

Загалом, алжирський експорт природного газу досягає 60 млрд. м^3 на рік, і очікується, що він зростатиме до 85 млрд. м^3 до 2010.[10] Аби досягнути цієї амбіційної мети, компанія Sonatrach швидко почала спорудження ще одного газопроводу до Сардинії довжиною 1550 км. Виконання цього проекту доручено GALSI, спільному підприємству Sonatrach, Enelpower, Edison, EOS, та Wintershall.[11] Компанію було засновано у січні 2003 року в Мілані, при цьому Sonatrach контролює найбільший пакет акцій. Цей проект, як і EMPL, було визнано Європейською Комісією в якості пріоритетного.

Таким чином, Sonatrach як новий гравець на європейському ринку газу позиціонує себе поруч із основними гравцями європейської газової індустрії аби отримати якомога більше вигод від очікуваних змін на європейському ринку.

3.2.3 Блакитний потік: шлях Газпрому до Туреччини

Завдяки намаганням Росії та Європи диверсифікувати транзитні шляхи постачання енергетичної сировини, російський газовий монополіст Газпром вдався до спорудження трубопроводу через Чорне море аби додати потужності, а почасти і обійти наземний маршрут, який проходить через декілька країн – Україну, Румунію та Болгарію. Для досягнення цієї мети, Росія і Туреччина підписали міждержавну угоду від 15 грудня 1997 року, за якою турецька державна компанія BOTAS зобов'язалася транспортувати 365 млрд. м^3 газу за 25 років через новий трубопровід Блакитний потік. Максимальна потужність трубопроводу проектується на рівні 16 млрд. м^3 газу на рік (досягнення планується у 2010 році), в той час як початкове

[10] Focus Limited, "Transport par Canalisation Algerie 2002 Pétrole et Techniques, N°440", Вересень-Жовтень 2002 (www.mem-algeria.org/actu/comn/articles/trc.htm).

[11] Див. www.fedre.org/pagesite/forums/geneve2003/presentation_sonatrach.htm.

навантаження сягатиме 4 млрд. м^3 на рік. Загальна довжина лінії 1213 км. У лютому 1999 року Газпром підписав меморандум з італійською будівельною компанією ENI, який потім привів до створення російсько-італійської спеціалізованої будівельної компанії. Аби спростити технічно складне будівництво у листопаді 1999 року було укладено російсько-турецьку міждержавну угоду щодо податкових пільг (набула чинності після ратифікації парламентами). Загальна вартість проекту сягає 3,2 млрд. дол. США. Більша частина цієї суми була надана міжнародним консорціумом банків, який поєднав європейські та японські банки. Комерційна діяльність трубопроводу розпочалася у листопаді 2003 року[12].

Відразу після початку комерційного використання між російською та турецькою стороною виникли непорозуміння. Турецька сторона попросила Газпром знизити обсяги газу, які постачаються до Туреччини, а також знизити ціну цього газу з 115 дол. США за тис. м^3 до 75 дол. США. Така ціна та зниження обсягів постачання означали б зниження надходжень Газпрому від проекту на 15 млрд. дол. США. Аби продемонструвати силу своєї позиції Туреччина тимчасово припинила закуповувати газ з Блакитного потоку у березні 2003 року. У Туреччині розпочалися численні антикорупційні розслідування проти чиновників, причетних до планування Блакитного потоку. Стверджувалося, що прогнозні дані розвитку турецької економіки були невірними, і що зростання внутрішнього попиту на газ є не таким оптимістичним, як передбачалося. Більше того, Блакитний потік виявився вдвічі дорожчим від того, що планувалося, і транспортування газу звичним шляхом через Україну, Румунію і Болгарію виявляється дешевшим ніж за допомогою Блакитного потоку. Також через Блакитний потік частка російського газу на ринку Туреччини перевищує 50% і турецький уряд дозволив імпорт газу з Ірану аби диверсифікувати постачання. Першого серпня 2003 року було знайдено рішення конфлікту і Туреччина знову розпочала закупівлю російського газу на нових умовах. Нові контракти не розголошуються, але скоріше за все умови нових угод не такі привабливі для Газпрому як раніше. У 2004 році через Блакитний потік планується передати 4 млрд. м^3 газу.

3.2.4 Ямал-Європа: загроза Україні

Україна та Росія мали деякі непорозуміння, пов'язані з тим, що з точки зору Газпрому Україна вимагає занадто високих транзитних тарифів, а також займалася відбором газу з магістральних трубопроводів. Газпром був незадоволений надмірною залежністю від українських транзитних потужностей і розпочав спорудження обхідного газопроводу Ямал-Європа. Газопровід перетинає Росію, Бєларусь та Польщу. При цьому контроль за гілками у перших двох країнах належить Газпрому, а польська частина управляється польською компанією EuroPolGaz, якою володіють PGNiG та Gas-Trading S.A. (разом 52%), а також Газпром (48%). Для Газпрому,

[12] Див. www.gazprom.com/eng/articles/article8895.shtml, а також випуск новин Іногейт за грудень 2003 року на www.inogate.org/html/news/news_report.shtml із посиланням на Інтерфакс від 16.12.2003

проект мав досягти трьох цілей. По-перше, створити маршрут в обхід України, який можна використовувати у короткотерміновому періоді в якості підсилення позиції в переговорах, аби допомогти Газпрому домогтися зниження транзитних тарифів та більш привабливих умов функціонування в Україні. По-друге, коли ямальські родовища будуть більш розвідані та розпочнеться комерційне використання нових запасів, трубопровід дозволить постачати газ до європейських споживачів в обхід України без необхідності справлятися з "форс-мажорною" поведінкою України. І насамкінець, Ямал-Європа створює нові транзитні потужності щоб обслуговувати зростаючі обсяги експорту газу Газпромом до Західної Європи. Завершення будівництва планується на 2005 рік, коли буде досягнуто максимальної проектної потужності у 33 млрд. м^3 газу на рік. Вже зараз, після запуску першої гілки у 1999 році, газопровід транспортує більше 20 млрд. м^3 газу на рік.

У теперішньому вигляді цей газопровід не представляє значних небезпек для статусу України як транзитної держави, тому що він може транспортувати лише невелику частку тих 195 млрд. м^3 газу, які планується експортувати у 2010. Більше того, останні проблеми між Газпромом та Бєлтрансгазом також поставили під сумнів надійність транзиту через Білорусь, особливо коли було повністю припинено функціонування системи (бодай і на години). З іншого боку сильна переговорна позиція Газпрому по відношенню до Білорусі,[13] скоріше за все, приведе до вирішення конфлікту на користь Росії та Газпрому. У будь-якому випадку подальше розширення потужності трубопроводу до 56 млрд. м^3 газу на рік виглядає доволі реалістичним, особливо беручи до увагу нижчі витрати на транспортування у порівнянні з українською транзитною системою.

3.2.5 Приватизація у Східній Європі: Угорщина та Словаччина

Якщо попередні приклади стосувалися структур та організації інвестицій у нові трубопровідні потужності, тепер мова йтиме про Угорщину і Словаччину, які передали у минулому державні частини газопроводів з Росії до Західної Європи. Цікаво, що хоча у обох випадках це було зроблено за допомогою часткової приватизації, разом з якою у держави залишилися певні права, результати приватизації не були однаковими. Скоріше за все, вони відображають різні стратегічні позиції та цілі двох компаній.

У Словаччині, основну увагу було приділено діяльності газо транзитних потужностей. До приватизації, транзит газу приносив приблизно 50% загальних доходів SPP (державного монополіста-постачальника транзитних послуг та газу для внутрішнього ринку) і, на відміну від обслуговування внутрішнього ринку SPP, він не приносив збитків. До того ж, отримання контролю за транзитними потужностями Словаччину було важливою метою для Газпрому та його європейських партнерів, оскільки через Словаччину транспортувалося майже 60% російського експорту газу. Так, у 2002 році 49% акцій SPP було продано рівними частинами компаніям Ругаз та Газ-

[13] У Білорусі газ складає 70% первинної енергії, яка використовується в країні, і майже весь цей обсяг доставляється по трубах Газпрому.

де-Франс разом за 2,8 млрд. дол. США, при цьому Газпром отримав право викупити третину акцій у компаній Ругаз і Газ-де-Франс (16,3%) до середини 2004 року. Інші 51% акцій залишились у державній власності. Проте згідно з приватизаційною угодою держава зобов'язалася не втручатися в оперативну роботу SPP і виконувати лише контролюючі функції.[14]

В Угорщині ситуація склалася по іншому. В той час я транзитна система була менш важливою, багатообіцяючий економічний розвиток Угорщини, а також перспективи її членства у ЄС у 2004 році стимулювали інтерес до її газової галузі. З 1994 року інтегрована нафтогазова компанія MOL була поступово приватизована з метою створення лідера на ринку Центральної та Східної Європи. Зараз 9,1% та 10% акцій MOL належать австрійській OMV та словацькій Slovbena & Slovintegra відповідно. В той же час 54,2% акцій MOL знаходяться у вільному обігу, а 26,7% залишаються у державній власності, включно з „золотою акцією", яка дозволяє застосовувати право вето до найбільш значних змін.[15] Подальші стратегічні альянси формуються за рахунок того, що MOL володіє хорватською нафтогазовою групою INA (25%), та словацькою нафтовою компанією Slovnaft (70,02%), а також має партнерську угоду з TVK, єдиною хімічною компанією в Угорщині, яка виробляє поліолефін. Оскільки компанія має занадто широкий спектр діяльності, а також не відіграє важливої ролі у транзиті газу, лідери європейських газових компаній до цього часу не придбали великих часток акцій MOL.[16]

4. Висновки та деякі рекомендації щодо економічної політики

У підсумку можна зауважити, що декілька факторів, такі як подальша лібералізація енергетичних ринків із зростанням ролі гнучкості контрактів, значна кількість конкуруючих транзитних маршрутів, або просто необхідність залучати значні фонди для інвестицій, у багатьох випадках змінюють середовище, в якому працюють нафто- та газопроводи. У свою чергу, ці фактори викликають необхідність стратегічного співробітництва між різними задіяними акторами, такими як уряди, (міжнародні) приватні енергетичні компанії та фінансові організації. Ця стратегія має потенціал для успіху, гарантуючи ефективне та максимальне використання трубопроводів із мінімальними політичними ризиками. Проте чи буде таке партнерство успішним – це вирішальною мірою залежить від деталей угод, особливо від чіткості і взаємоузгодженності положень про обов'язки (наприклад, інвестиції), зобов'язань (наприклад, політичні гарантії) чи розподілу вигод (наприклад, прибутків чи інших винагород) між усіма

[14] Див. "Independent Auditor's Report", 2001, а також іншу інформацію на www.spp.sk.
[15] Інформацію за вересень 2003 року можна побачити на www.mol.hu.
[16] Лише у 2001, коли угорський уряд запропонував розділити нафтовий та газовий бізнес MOL у окремі компанії і запропонувати ці пакети іноземним інвесторам, ця пропозиція привернула увагу компаній Ругаз та Газ-де-Франс, які були зацікавлені увійти до газового ринку Центральної Європи. Проте новопризначений уряд відхилив такі плани у 2002 році (Osiadacz (2002), Gas Industry in Accession Countries. www.ien.com.pl/cenerg/resources/activities/0309_conf/29/6_aosiadacz.doc).

партнерами у проекті. Базуючись на вищерозглянутих прикладах ми пропонуємо наступні положення:

- **Трубопроводи з постачання енергоносіїв мають управлятися у державно-приватних партнерств!**
  Суспільні цілі, такі як безпека внутрішньої пропозиції енергоресурсів та отримання прибутку від транзиту енергетичних ресурсів, можуть бути досягнуті за схемою державно-приватного партнерства. Така форма співробітництва дозволяє заощадити державні кошти там, де потрібні інвестиції у нові потужності, а також убезпечити рішення про поточну діяльність від політичного тиску (наприклад, не було би можливим втручання уряду у процес визначення напрямку руху нафти у нафтопроводі Одеса-Броди). У свою чергу, держава має винагороджувати приватного партнера, забезпечуючи стабільність ринкового середовища, яке сприятиме інвестиціям. Тут маються на увазі і чіткі регуляторні механізми, і однакове ставлення до всіх потенційних партнерів, і відкритий та прозорий доступ до тендерів на участь у проектах. Загалом, партнерські угоди можуть укладатись через (часткову) приватизацію або концесійну угоду (контракт на управління виглядає менш привабливим, оскільки залишає інвестиційні рішення за державою). У разі правильного виконання обидва варіанти дозволяють залишити достатньо контролю в руках держави, щоб захищати свої інтереси.

- **Місцеві та міжнародні гравці мають співробітничати!**
  Співпраця між регіональними транзитними компаніями та міжнародними гравцями може бути взаємовигідним. Якщо перші забезпечують максимальне використання своїх потужностей, останні можуть забезпечити постачання сировини на міжнародні ринки на умовах, дійсних протягом тривалого часу. Це буде досить важливо, оскільки зростаюча роль гнучкості контрактів та ринків ЄС не дозволятиме трейдерам вступати у довгострокові договори за принципом „бери-або-плати", як вони робили у минулому.

- **Міжнародні фінансові ринки мають використовуватися для фінансування інвестицій у трубопровідний транспорт!**
  Фінансування інвестицій з міжнародних фінансових ринків має декілька переваг. По-перше, у багатьох випадках це єдиний шлях забезпечити значну частку необхідних коштів. По-друге, умови на яких інвестори бажають надавати фінансування, є зрозумілим відображенням якості самого проекту, що стосується економічного обґрунтування, а також домовленостей, які були досягнуті між задіяними урядами та компаніями. І насамкінець, залучення міжнародних фінансових організацій дозволяє ще більше знизити вартість капіталу, хоча і за рахунок виконання

певних обов’язкових умов. Попри це, участь МФО розглядається як показник якості та позитивно відобразиться на репутації проекту.

Ф.П., І.П., Б.Т., Рецензент: КфХ

Квітень 2004 р.