

Київський національний торговельно-економічний університет

Кафедра зовнішньоекономічної діяльності підприємства

ВИПУСКНА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Шляхи мінімізації ризиків у ЗЕД підприємства»

(на матеріалах ПАТ НАК «Нафтогаз України», м. Київ)

Студентки 2 курсу, 3 групи,
спеціальності 073 «Менеджмент»
спеціалізації «Менеджмент
зовнішньоекономічної діяльності»

Яреми Ганни
Степанівни

Науковий керівник
д-р екон. наук, професор

Мельник Тетяна
Миколаївна

Гарант освітньої програми
д-р екон. наук, доцент

Студінська Галина
Яківна

Київ 2019

АНОТАЦІЯ

Ярема Ганна Степанівна Шляхи мінімізації ризиків у ЗЕД підприємства (на матеріалах ПАТ НАК «Нафтогаз України», м. Київ).

Випускна кваліфікаційна робота на здобуття ступеня магістра за спеціальністю 073 «Менеджмент», спеціалізації «Менеджмент зовнішньоекономічної діяльності». Київський національний торговельно-економічний університет, 2019.

У випускній кваліфікаційній роботі здійснено аналіз фінансово-економічної діяльності ПАТ НАК «Нафтогаз України», надано оцінку результатам зовнішньоекономічної діяльності, здійснено аналіз ризиків діяльності, та наданні рекомендації щодо мінімізації їх впливу на проведенні імпорتنих операцій, розроблено рекомендований комплекс заходів щодо підвищення якості ризик-менеджменту в зовнішньоекономічній діяльності підприємства.

Ключові слова: транзит, фінансовий стан, ефективність ЗЕД, імпорт природного газу, мінімізація ризиків.

SUMMARY

Yarema A.S. Ways of risk minimization in the FEA of the enterprise (based on the materials of PJSC NJSC Naftogaz of Ukraine, Kyiv).

Graduate qualification work for the master's degree in specialty 073 "Management", specialization "Management of foreign economic activity". Kyiv National University of Trade and Economics, 2019.

In the final qualification work the analysis of financial and economic activity of PJSC NJSC Naftogaz of Ukraine was carried out, the results of foreign economic activity were evaluated, the risks of activity were analyzed, and recommendations were given on minimizing their impact on the conduct of import operations, the recommended set of measures for improving the quality of risk management was developed in foreign economic activity of the enterprise.

Keywords: transit, financial condition, efficiency of foreign economic activity, import of natural gas, minimization of risks.

РЕФЕРАТ

Тема випускної кваліфікаційної роботи: «Шляхи мінімізації ризиків у ЗЕД підприємстві».

Структура та обсяг роботи. Випускна кваліфікаційна робота складається із вступу, двох розділів, висновків та пропозицій, списку використаних джерел (найменувань) та додатків. Повний обсяг роботи становить 84 сторінок, у т.ч. список використаних джерел – 3 сторінок, додатки – 8 сторінок. Матеріали випускної кваліфікаційної роботи містять 21 таблицю, 12 рисунків.

Публікації. За результатами виконання випускної кваліфікаційної роботи опубліковано 1 статтю: Аналіз фінансових ризиків у НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ» // 3б. наук. ст. студ. — К.: Київ. нац. торг.-екон. ун-т, 2019.

Обсяг статті становить 0,6 д.а.

Підприємство, за матеріалами якого виконано випускну кваліфікаційну роботу – ПАТ «НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ», м. Київ.

Метою випускної кваліфікаційної роботи є обґрунтування напрямів та розробці комплексу заходів щодо мінімізації ризиків та їх впливу на проведенні імпорتنих операцій.

Об'єктом дослідження виступає процес формування ризикових умов у підприємства при здійсненні ЗЕД.

Предметом дослідження є теоретико-методичні підходи та практичні рекомендації щодо визначення, аналізу та мінімізації ризиків підприємства-суб'єкта ЗЕД на ринку роздрібної торгівлі автомобілів України.

Методи дослідження. Теоретико-методологічним підґрунтям дослідження стали загальнонаукові та спеціальні методи: фінансового аналізу, економічного аналізу, аналізу та синтезу, порівняння та узагальнення; статистичні; індукції та дедукції; маркетингових досліджень.

У вступі обґрунтовано актуальність теми наукового дослідження, визначено мету та завдання, наведено дані про об'єкт та предмет дослідження.

У першому розділі Аналітична оцінка ефективності зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»

здійснено аналіз фінансово-економічної та зовнішньоекономічної діяльності підприємства. Проаналізовано ризики підприємства на українському ринку роздрібної торгівлі автомобілів.

У другому розділі **Шляхи підвищення якості ризик-менеджменту ЗЕД підприємства ПАТ «НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»** обґрунтовано рекомендації та пропозиції щодо мінімізації ризиків ПАТ «НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ». Розроблено комплекс заходів щодо мінімізації ризиків підприємства. Здійснено прогнозну економічну оцінку ефективності впровадження запропонованих заходів на результати діяльності ПАТ «НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ» на середньострокову перспективу.

Результати розрахунку прогнозних показників для ПАТ «НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ» підтверджують доцільність запровадження викладених в роботі рекомендацій для мінімізації ризиків, які чинять позитивний вплив на фінансові результати підприємства та показники ефективності імпоротної діяльності.

Висновки містять теоретичні положення, узагальнюють результати аналізу об'єкта дослідження та конкретизують пропозиції щодо заходів з підвищення конкурентоспроможності туристичного підприємства.

Рік виконання випускної кваліфікаційної роботи – 2018/2019 рік.

Рік захисту випускної кваліфікаційної роботи – 2019 рік.

ЗМІСТ

ВСТУП	3
РОЗДІЛ 1 АНАЛІТИЧНА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ЗОВНІШНЬОЕКОНОМІЧНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ ПАТ «НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ».....	6
1.1. Загальна характеристика господарської діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз України»	6
1.2. Аналіз ефективності зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз України»	15
1.3. Оцінка ефективності управління ризиками зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз України».....	30
Висновки до розділу 1.....	39
РОЗДІЛ 2 ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ РИЗИК- МЕНЕДЖМЕНТУ ЗЕД ПІДПРИЄМСТВА ПАТ «НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ».....	41
2.1. Обґрунтування напрямків підвищення якості ризик- менеджменту ЗЕД на підприємстві ПАТ «НАК «Нафтогаз України»	41
2.2. Розробка заходів з мінімізації ризиків ЗЕД на підприємстві ПАТ «НАК «Нафтогаз України»	55
2.3. Прогноз розвитку зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз України» з урахуванням рівня ризикозахищеності підприємства.....	62
Висновки до розділу 2.....	70
ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ	72
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	74
ДОДАТКИ	77

ВСТУП

Адаптація вітчизняних підприємств до функціонування в умовах нестабільного глобального ринкового середовища, що функціонує на засадах свободи вибору та конкурентної боротьби, орієнтує їх на пошук нової тактики господарювання, вимагає поглиблення теоретичних і практичних доробок щодо управління ризиком підприємства в цілому та зовнішньоекономічної діяльності (ЗЕД) зокрема.

ПАТ «НАК «Нафтогаз» є флагманом нафтогазової галузі України, стратегічним оператором ринку з точки зору економічної та енергетичної безпеки України. В той же час нестабільність зовнішнього середовища негативно впливає на внутрішнє середовище підприємства та на його фінансово-економічний стан. Зокрема, підприємство є значною мірою вразливим як до глобальних економічних трансформацій, до змін у світовій енергетичній сфері так і до подій на політичній арені світу. Сьогодні всі три середовища є значною мірою турбулентними та зазнають масштабних трансформацій. Підприємство знаходиться у стані невизначеності та підвищеного ризику. Тому важливість проведення аналізу і оцінки ризик-менеджменту на даному підприємстві, а також дослідження шляхів вдосконалення організаційно-економічного забезпечення процесу управління ризиками, набуває першочергового значення не тільки в контексті ЗЕД підприємства, але і для країни в цілому. Комплексний механізм управління ризиками підприємства нафтогазової галузі має включати збір інформації, дослідження індикаторів ризиків, розробку заходів щодо зниження рівня ризику та підвищення ефективності управління підприємством.

Обґрунтування ефективних методів діагностики та управління ризиками є особливо актуальним та складним для досліджуваного підприємства, адже, з однієї сторони, від надійності їх функціонування істотно залежить рівень енергетичної безпеки та економічного добробуту держави, а з іншої – надмірне уникнення ризику перешкоджатиме отриманню додаткових вигод, породжуватиме ризик невикористаних можливостей.

Необхідність вирішення окреслених проблем з урахуванням галузевої специфіки діяльності НАК «Нафтогаз» обумовлює актуальність теми дипломного дослідження, його мету та завдання.

Суттєвий доробок у розвиток теорії управління ризиком був здійснений як вітчизняними, так і зарубіжними науковцями. Так, досить детально розглянуто питання, що стосуються визначення сутності поняття «ризик» та «ризик-менеджмент», класифікації ризиків, функцій, джерел ризиків тощо у працях таких науковців, як В. В. Вітлінський, П. І. Верченко, В. М. Гранатуров, І. В. Литовченко, С. К. Харічков, А. О. Старостіна, В. А. Кравченко та ін. Проблеми ризик-менеджменту зовнішньоекономічної діяльності на підприємствах досліджували такі вчені, як Бадалова А. Г., Дурицька Г. В., Закомлисов С. В., Клейменова Г. В., Лук'янова В. В., Новотарська Н. К. [6].

Метою випускної кваліфікаційної роботи є розробка заходів з удосконалення системи управління ризиками зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз».

Для досягнення визначеної мети необхідно виконати наступні **завдання**:

- провести загальну діагностику господарської діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз»;
- оцінити ефективність ризик-менеджменту на ПАТ «НАК «Нафтогаз»;
- окреслити напрямки підвищення якості ризик-менеджменту на ПАТ «НАК «Нафтогаз»;
- розробити заходи щодо мінімізації ризиків у зовнішньоекономічній діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз»;
- надати прогноз розвитку зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз» з урахуванням рівня ризикозахищеності;

Об'єктом випускної кваліфікаційної роботи є мінімізація ризиків зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз».

Предметом є теоретичні, методичні та прикладні аспекти організаційно-економічного механізму управління ризиками на підприємстві ПАТ «НАК «Нафтогаз».

При дослідженні використано методи аналізу, порівняння, індукції, дедукції;

моделювання, логічного узагальнення, методи групувань, середніх величин, розрахунку відносних і середніх величин, графічний метод, систематизації та узагальнення, статистичні методи.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що розроблені рекомендації щодо управління ризиками зовнішньоекономічної діяльності підприємства дозволять своєчасно розпізнати загрозу та застосувати відповідні стратегії ризик-менеджменту; застосування стратегії диверсифікації джерел постачання паливно-енергетичних ресурсів, дозволить оптимізувати структуру витрат.

Структура та обсяги роботи. Випускна кваліфікаційна робота складається із вступу, трьох розділів, висновків та пропозицій, списку використаних джерел (31 найменування) та 7 додатків. Повний обсяг роботи становить 84 сторінки, у т.ч. список використаних джерел – 3 сторінки, додатки -8 сторінок. Матеріали випускної роботи містять 21 таблицю, 12 рисунків.

За результатами виконання випускної кваліфікаційної роботи опубліковано 1 статтю: Аналіз фінансових ризиків у НАК «Нафтогаз України» // 3б. наук. ст. студ.- К.: КНТЕУ, 2019

РОЗДІЛ 1. АНАЛІТИЧНА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ЗОВНІШНЬОЕКОНОМІЧНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ ПАТ «НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»

1.1 Загальна характеристика господарської діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз України»

Нафтогаз України – це вертикально інтегрована група, що охоплює газовий бізнес від видобування до реалізації. Компанії, в яких Нафтогазу належать пакети акцій, є значними учасниками ринку газу та нафти. Близько 90% вартості активів та виручки групи припадає на газовий бізнес. Компанія та підприємства, які входять до її складу, здійснюють:

- розвідку та розробку газових і нафтових родовищ;
- транспортування газу і нафти;
- експлуатаційне та розвідувальне буріння на газ і нафту;
- зберігання газу в підземних газосховищах;
- постачання природного і скрапленого нафтового газу промисловим споживачам, бюджетним організаціям та комунально-побутовому сектору;
- переробку газу і газового конденсату;
- оптову та роздрібну торгівлю нафтопродуктами;
- наукове забезпечення галузі;
- сервісне обслуговування промислових об'єктів тощо [15].

Кожен напрям бізнесу обслуговують окремі компанії (табл. 1.1). «Укртрансгаз» оперує газотранспортною системою з пропускною здатністю на вході 302,1 млрд куб. м/рік, на виході в напрямку європейських країн – 178,5 млрд куб. м/рік. «Укртрансгаз» є оператором комплексу з 12 підземних газосховищ із загальною місткістю близько 31 млрд куб. м (понад чверть загально-європейських обсягів) і щоденною потужністю закачування до 280 млн куб. м. «Укргазвидобування» є найбільшою в Україні компанією за обсягом видобування природного газу, щорічний обсяг видобутку досягає 14 млрд. куб. м газу, або 76%

всього видобування в Україні. ПАТ «НАК «Нафтогаз» є однією з найбільших груп України за низкою показників, зокрема за виручкою та вартістю активів [11, 15].

Таблиця 1.1

Основні напрямки діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Вид діяльності	
Газ	Нафта
Видобування	
ПАТ Укргазвидобування (УГВ) ВАТ Укрнафта ДАТ Чорноморнафтогаз	ВАТ Укрнафта Закордоннафтогаз ПАТ Укргазвидобування (УГВ) ДАТ Чорноморнафтогаз
Транспортування	
ДП ВЗП Нафтогаз ДК Укртрансгаз (УТГ) ВАТ Укрнафта ПАТ Укрспецтрансгаз	ПАТ Укртранснафта ДАТ Чорноморнафтогаз
Зберігання	
ДК Укртрансгаз (УТГ) ВАТ Укрнафта	ПАТ Укртранснафта ВАТ Укрнафта
Переробка	
ПАТ Укргазвидобування (УГВ) ВАТ Укрнафта	ВАТ Укрнафта ПАТ Укртатнафта ПАТ Укргазвидобування (УГВ)
Розподіл	
Регіональні розподільчі компанії	
Торгівля і постачання	
ДП ВЗП Нафтогаз ВАТ ФК Укрнафтогаз	ВАТ Укрнафта ДАТ Чорноморнафтогаз ПАТ Укргазвидобування

Джерело: складено автором за [10]

Крім суто комерційної діяльності, забезпечує населення, бюджетні установи та комунальних споживачів природним газом за цінами, що встановлюються державою, що суттєво впливає на результати діяльності підприємства. Стратегічними цілями компанії залишаються посилення вертикальної інтеграції з виходом на роздрібний ринок нафтопродуктів та у нафтохімічну промисловість; закріплення позицій головного транзитера російського газу до європейських країн, створення диверсифікованої ресурсної бази за межами України.

У 2018 році Група перейшла до нового етапу свого розвитку – організаційної трансформації. Успішна трансформація має на меті розкриття потенціалу Групи та збільшення її вартості за рахунок впровадження стратегічних ініціатив, включаючи але не обмежуючись наступними [15]:

- збільшення обсягів видобутку природного газу як за рахунок розширення власних

потужностей, так і за рахунок залучення партнерів;

- досягнення повної лібералізації газового ринку в Україні та скасування режиму ПСО разом з впровадженням повної монетизації субсидій;
- забезпечення планомірного та вчасного відокремлення діяльності з транспортування природного газу для збереження транзитних потоків через територію України та підвищення ефективності газового ринку в Україні;
- постачання природного газу кінцевому споживачеві одночасно з підвищенням прозорості та ефективності конкуренції на газовому ринку, та ін.

З метою досягнення поставлених цілей, керівництво Групи розпочало впровадження нової організаційної моделі, що розмежовує дивізіони, допоміжних та корпоративних функцій на основі аналізу наявних процесів та ресурсів. Дивізіони об'єднують основні напрямки діяльності, що є найбільшою цінністю Групи, і сфокусовані на досягненні операційних цілей. Допоміжні та корпоративні функції мають на меті підтримку діяльності дивізіонів з метою максимізації вартості Групи (рис.1.1).

Операційні дивізіони
<i>Інтегрований газ</i> (розвідка, видобування., оптова торгівля газом, постачання газу, робота з проблемною заборгованістю)
<i>Нафта</i> (транспортування і транзит нафти, переробка і продаж, транспортування LPG)
<i>Транспортування та зберігання природного газу</i> (транспортування, зберігання)
<i>Нові бізнеси</i> (Відновлювальні джерела енергії, енергоефективність)
<i>Транзит газу</i>
Дивізіон «Технічне забезпечення» та корпоративні функції
Технічне забезпечення (Буріння та завершення свердловин, капремонт та інтенсифікація свердловин, капітальні проекти, закупівлі)
Корпоративні функції (Фінанси, юридичне забезпечення, персонал, комунікації, охорона праці та екологія, безпека, ін.)

Рис. 1.1. Організаційна модель ПАТ «НАК «Нафтогаз»
Джерело: складено автором за [11]

Дивізіон Транспортування та переробки нафти об'єднав всі операції Групи з імпорту/експорту, транспортування, продажу та постачання нафти, продуктів переробки природного газу та газового конденсату та відповідних послуг. Транзит природного газу територією України розглядається Групою як окремий напрямок діяльності, який наразі є найбільшим сегментом за розміром виручки: 28% виручки Групи у 2018 році (табл. 1.2). Українська газотранспортна система забезпечувала безперебійне надання послуг з транзиту навіть під час кризи березня 2018 року, спричиненого діями ПАТ „Газпром”, а саме порушенням ним умов контрактів 2009 року та рішень Стокгольмського трибуналу. Станом на дату цього звіту між Групою та ПАТ „Газпром” відсутні домовленості щодо транзиту після 2019 року. Компанією підготовлено новий позов проти ПАТ „Газпром” щодо перегляду ставки транзиту в 2018-2019 роках.

Таблиця 1.2

Основні фінансові показники діяльності групи ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Показник	2014	2015	2016	2017	2018	Відхилення 2018/2016, %
Чистий дохід від реалізації групи, млн грн.	80 713	131 248	161 382	187 927	256 312	317,56
Валовий прибуток (збиток), млн грн	(7 307)	8 251	45 105	41 287	77 483	1060,39
Чистий прибуток (збиток), млн грн	(88 433)	(35 062)	26 528	39 330	11 567	13,08

Джерело: складено автором за даними [Додаток А; Б; В; Г; Д]

За результатами 2018 року Група визнала чистий дохід у розмірі 256,3 млрд. грн., що вище показника 2017 року на 12,7%. На загальний приріст доходів у 2018 році в основному вплинув дохід від продажу та постачання природного газу, що збільшився на 21,8%. За результатами діяльності в 2017 році компанія ПАТ «НАК «Нафтогаз» отримала чистий прибуток в розмірі 39,3 млрд грн, що майже вдвічі більше за плановий чистий прибуток та в 1,5 рази більше за прибуток 2016 року. Як і у попередніх періодах, в структурі доходів Групи суттєву частину займають доходи від продажу та постачання

природного газу (42,3% доходів за 2018 рік) та доходи від транзиту газу (28,2% доходів за 2018 рік).

У 2018 році собівартість реалізованої продукції збільшилась на 13,8%, одним із факторів є збільшення середньозваженої ціни газу у результаті зміни вартості закупівлі на Європейському ринку. Доля собівартості природного газу у загальній собівартості реалізованої продукції складає 36,2%, доля амортизаційних відрахувань 24,3%, а податки у складі собівартості становлять 26,2%.

Фінансовий результат від операційної діяльності Групи у 2018 р. зменшився на 34,1 мільярд гривень в основному за рахунок ефектів, визнаних за результатами остаточних рішень Стокгольмського Арбітражу у 2017 та 2018 роках. На зменшення чистого прибутку окрім зміни в операційних результатах, що їх описано вище, також вплинуло зменшення фінансових витрат та витрат з податку на прибуток. Часткове погашення зобов'язань за позиками призвело до зменшення фінансових витрат на 2,1 мільярдів гривень у 2018 році порівняно з 2017 роком. Витрати з поточного податку на прибуток зменшились на 2,9 млрд. грн. у 2018 році порівняно з 2017 роком як результат зменшення фінансового результату до оподаткування.

Протягом 2014-2018 рр. чистий дохід підприємства зростає, а прибуток показує нестабільні результати, то збільшується, то різко знижується (табл.). Баланс та звіт про фінансовий результат наведено у додатках.

Чистий дохід від реалізації продукції, валовий прибуток та собівартість реалізованих послуг мають тенденцію до зростання. Витрати у 2017 році зросли з причини Стокгольмського арбітражу між Газпромом та Нафтогазом. Газпром вимагав підвищену ціну на газ, сума вимог Газпрому за 2009-2017 роки склала 56 мільярдів доларів. Річний контрактний обсяг закупівлі газу складав 52 млрд. куб. м, тоді коли Нафтогаз вимагав 5 млрд. куб. м. Також Газпром вимагав сплатити за газ, який начебто був поставлений на окуповані території. Рішення суду було на користь Нафтогазу, за яким [15]:

- ціна газу за 2 кв. 2014 року знижена до 352 доларів за тис. куб. м;
- вимоги Газпрому виплатити 56 мільярдів було скасовано;

- контрактний обсяг склав 5 млрд. куб. м;
- Нафтогаз не мав платити за газ, поставлений окупованим територіям.

Фінансовий результат до оподаткування, податок на прибуток і чистий прибуток зросли у 2017 та різко зменшилися у 2018.

Основними факторами, що вплинули на покращення фінансового результату в 2017 р. у порівнянні з планом стали:

- рішення Стокгольмського Арбітражу від 22 грудня 2017 року та 28 лютого 2018 року, відповідно до яких Компанія визнала доходи щодо контракту на транзит газу у сумі 57 125 млн. гривень та витрати щодо контракту на купівлі-продаж газу у сумі 44 528 млн. гривень (нетто результат +12 597 млн. грн.);
- зменшення нарахування резерву сумнівних та безнадійних боргів: фактично резерв відображено в обсязі 1 508 млн. грн, що менше передбаченого в плані на 24 055 млн. грн.;
- зменшення втрат від курсових різниць на 1 432 млн. грн. Зменшення втрат від курсових різниць стало наслідком зменшення розміру заборгованості по кредитах в іноземній валюті на \$720 млн., а також зменшенням фактичного курсу долара по відношенню до планового (середньорічний курс в фінансовому плані – 27,6 грн./\$, фактично – 26,6 грн./\$);
- отримання доходу від операційних курсових різниць при здійсненні валютно-обмінних операцій на загальну суму більше 190 млн. грн [11].

З іншого боку, відбулось зменшення по відношенню до плану доходу від участі в капіталі на 22 828 млн. грн. Суттєвий вплив на зменшення фактичного доходу від участі в капіталі стало отримання ПАТ «Укртрансгаз» збитку за результатами фінансово-господарської діяльності за 2017 рік у розмірі 24 331 млн. грн (при запланованому збитку – 3 780 млн. грн), що стало наслідком нарахування резервів на послуги балансування газу та введенню в дію прискореної амортизації починаючи з 01.04.2017 року для активів, які не будуть задіяні в процесі забезпечення транзиту природного газу територією України з 01.01.2020 р. - збільшення витрат з податку на прибуток на 5 653 млн. грн., що стало наслідком зростання фінансового результату по відношенню до плану [23].

Розрахуємо показники фінансового стану підприємства, коефіцієнти покриття, швидкої ліквідності, абсолютної ліквідності та чистий оборотний капітал та ін. для того, щоб дати оцінку платоспроможності (табл. 1.3).

Таблиця 1.3

Показники фінансового стану ПАТ «НАК «Нафтогаз», 2014-2018 рр.

Показники	Формула	31.12. 2014	31.12. 2015	31.12. 2016	31.12. 2017	31.12. 2018	Відхил. (абс.) 2018/2014
Оцінка платоспроможності							
Коефіцієнт покриття	Оборотні активи/ поточні зобов'язання	1,02	1,24	1,149	1,120	1,796	0,647
Коефіцієнт швидкої ліквідності	(Сума оборотних активів – сума запасів)/ поточні зобов'язання	0,67	0,58	0,66	0,74	0,84	0,18
Коефіцієнт абсолютної ліквідності	Грошові кошти/ поточні зобов'язання	0,03	0,10	0,15	0,15	0,19	0,04
Чистий оборотний капітал, тис.грн	Оборотні активи – поточні зобов.	-17840	-6392	5282	20564	33133	50973
Фінансова стійкість							
Коефіцієнт фінансової незалежності	Власний капітал/ Майно підприємства	0,79	0,79	0,75	0,68	0,81	1,08
Коефіцієнт забезпечення власними оборотними засобами	(Оборотні активи- Поточні зобов'язання)/ Оборотні активи	-0,4	-0,07	0,15	0,12	0,80	5,33
Коефіцієнт маневреності	Власні оборотні кошти/ Власний кап.	1,65	0,41	0,31	0,50	0,39	1,26

Джерело: складено автором за даними [Додаток А; Б; В; Г; Д]

Коефіцієнт покриття дає змогу побачити, скільки грошових одиниць оборотних коштів припадає на кожну грошову одиницю короткострокових зобов'язань, і характеризує достатність оборотних коштів підприємства для погашення своїх боргів протягом періоду [12]. Коефіцієнт покриття має тенденцію до збільшення. Збільшення коефіцієнту покриття говорить про покращення платоспроможності та майнового стану підприємства.

Коефіцієнт швидкої ліквідності показує скільки грошових одиниць ліквідних оборотних активів припадає на кожну грошову одиницю зобов'язань. Коефіцієнт

має тенденцію до зростання. Норма коефіцієнту від 0,5 до 1 і вище. Таке значення вказує на те, що в компанії досить ліквідних оборотних коштів для своєчасного розрахунку за зобов'язаннями.

Коефіцієнт абсолютної ліквідності характеризує негайну готовність підприємства ліквідувати короткострокову [12]. Як видно з розрахунків показник абсолютної ліквідності має тенденцію до зростання, але нормативним вважається від 0,1 до 0,2. Більш низький показник вказує на неспроможність вчасного погашення боргів у випадку якщо термін погашення боргів настане незабаром.

Чистий оборотний капітал характеризує спроможність підприємства сплачувати свої поточні зобов'язання та розширювати подальшу діяльність і розраховується як різниця оборотних активів та поточних зобов'язань [16].

Даний показник характеризує величину оборотного капіталу, вільного від поточних фінансових зобов'язань. З розрахунків можна зробити висновок, що підприємство є платоспроможним та зробило великий скачок у 2018 році. Майже всі показники мають тенденцію до зростання. Коефіцієнт покриття збільшився у 1,7 раз. Коефіцієнт швидкої ліквідності є нормальним, але має тенденцію до стабільного збільшення. Коефіцієнт абсолютної ліквідності має тенденцію до зменшення, але в порівнянні з 2017 роком зменшився всього на 0,1. Враховуючи норму коефіцієнту від 0,1 до 0,2 цей показник є достатньо високим. У 2018 році чистий оборотний капітал зріс майже в 3 рази у порівнянні з 2017 роком. Всі показники відповідають нормальним значенням або є вищими за норму та мають тенденцію до зростання або на 2018 рік стабільні. Це свідчить про високий рівень платоспроможності та стабільності підприємства. З початку року в Україні було видобуто 18,3 млрд куб. м газу. За умов збереження середньодобового видобутку на поточному рівні, видобуток газу у 2018 становитиме 20,9 млрд кубометрів. Загалом "Нафтогаз" очікує отримати за результатами 2019 року чистий прибуток розмірі 16 млрд грн. Однак із урахуванням деяких факторів і особливостей, вказаних нижче, НАК матиме гострий дефіцит ліквідності.

Коефіцієнт фінансової незалежності відображає залежність підприємства від зовнішніх джерел фінансування. На підприємстві значення коефіцієнту більше

нормативного ($> 0,5$). Як бачимо, коефіцієнт мав негативну динаміку до зменшення до 2018 р. Це призводило до зменшення числа зобов'язань, які підприємство могло виконати за рахунок використання власних коштів. Також при зменшенні цього показника збільшувалась залежність підприємства від залучених коштів. Протягом 2018р. коефіцієнт зріс, тобто залежність від запозичених коштів зменшилась, про що свідчить і зменшення суми короткострокових кредитів банків з 25 484,6 млрд. грн. до 19 807,0 млрд. грн. – на 20 %.

Коефіцієнт забезпечення власними оборотними засобами (нормативне значення $> 0,1$) показує, яка частина матеріальних оборотних активів фінансується за рахунок засобів чистого оборотного капіталу. Показник має тенденцію до зменшення протягом 2016-2018рр., але доволі високе його значення говорить про фінансову стійкість підприємства і здатність проводити активну діяльність навіть в умовах відсутності доступу до позикових коштів і зовнішніх джерел фінансування. Коефіцієнт маневреності власного капіталу показує, яка його частина вкладена в оборотні засоби, а яка – капіталізована [12]. Показник протягом років зростає, що було позитивним значенням, тобто частина капіталу, вкладена в оборотні засоби, весь час зростає. Це свідчить про достатність власних фінансових ресурсів для фінансування необоротних активів і частини оборотних. Незначне його зменшення у 2018р., але в межах нормативного значення $>0,1$. Таким чином оцінка фінансової стійкості показала, що протягом 2016-2018 рр. ситуація погіршувалася, росла залежність від запозичених коштів. Однак все змінилось у 2018р. і підприємство мало здатність проводити діяльність за рахунок власних коштів.

Розрахуємо показники рентабельності, щоб дати оцінку ефективності діяльності підприємства (табл. 1.4). Рентабельність – один із головних вартісних показників ефективності виробництва, який характеризує рівень віддачі активів і ступінь використання капіталу у процесі виробництва. Відомий американський вчений-економіст П. Самуельсон вказує, що рентабельність є безумовним доходом від чинників виробництва, як винагорода за підприємницьку діяльність, технічні нововведення та удосконалення, за вміння ризикувати в умовах невизначеності.

Таблиця 1.4

Показники рентабельності ПАТ «НАК «Нафтогаз», 2014-2018 рр.

Показники	Формула	2014	2015	2016	2017	2018	Відхил. (абс.) 2018/2014
Коефіцієнт рентабельності активів	<i>Прибуток до оподатк./сереньоріч.величина активів</i>	-0,15	-0,06	0,04	0,08	0,04	0,84
Коефіцієнт рентабельності власного капіталу	<i>Чистий прибуток/сереньоріч. власн. капітал</i>	-0,22	-0,08	0,06	0,09	0,03	0,63
Коефіцієнт рентабельності діяльності	<i>Чистий прибуток/виручка від реалізації</i>	-0,28	-0,25	0,16	0,20	0,07	0,31
Коефіцієнт рентабельності продукції	<i>Чистий прибуток/собівартість</i>	-0,88	-0,29	0,23	0,26	0,09	0,37

Джерело: складено автором за даними [Додаток А; Б; В; Г; Д]

Аналіз показників рентабельності (табл. 1.4) підтвердив значне покращення ефективності діяльності підприємства протягом 2016-2017рр., про що говорить їх зростання. Однак діяльність підприємства у 2018р. була меншою відносно 2017р. і усі показники різко знизились.

1.2 Аналіз ефективності зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз України»

Зовнішньоекономічна діяльність ПАТ «НАК «Нафтогаз» зосереджена навколо імпортно-експортних операцій з поставки газу і нафти, а також транспортування територією України нафти і газу для потреб ЄС.

У 2014-2015 роках Україна знижувала обсяги імпорту природного газу, а у листопаді 2015 року Україна припинила імпорт газу з РФ. Тож 2016 став першим роком, коли Україна не використовувала російський газ в опалювальному сезоні, замінивши його реверсними поставками з Європи (рис. 1.2). Основними країнами-імпортерами в 2014 році були Росія, Німеччина. В 2015 році до вказаного списку країн було додано Норвегію. Експорт природного газу власного видобутку

Україною в зазначений період не здійснювався [8].

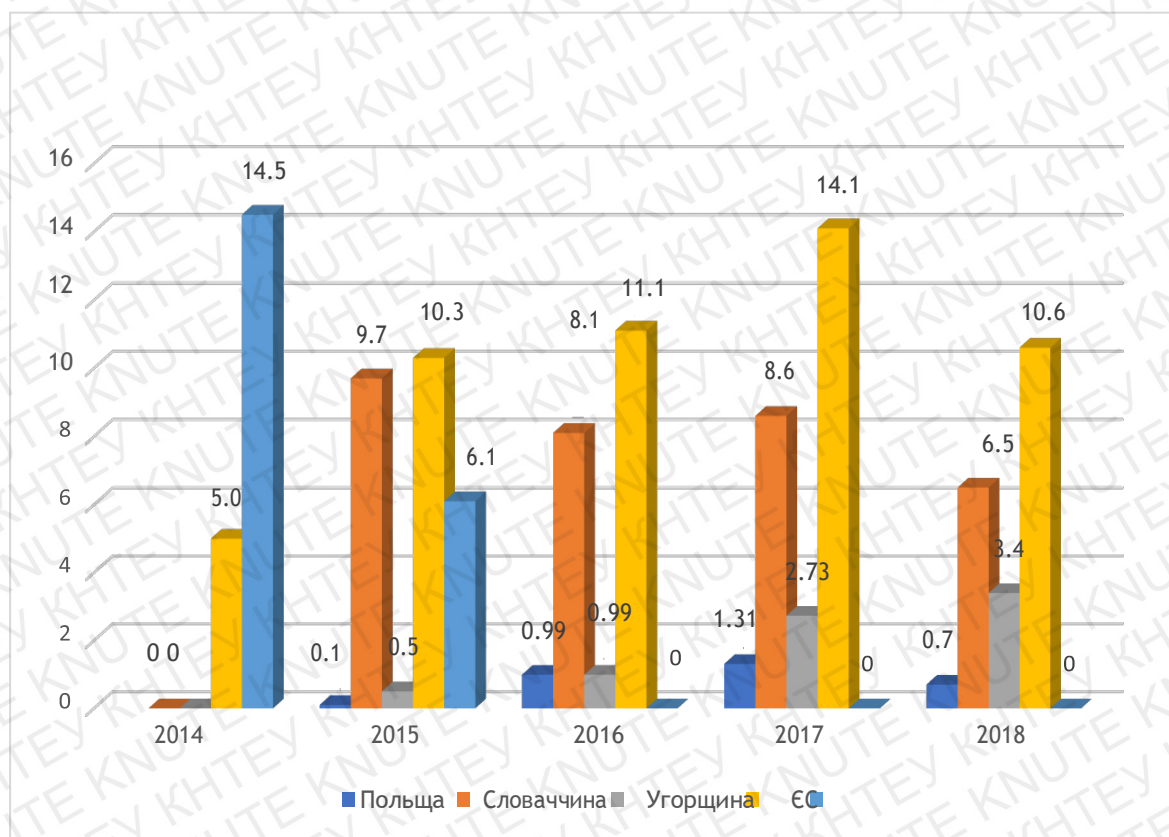


Рис. 1.2. Динаміка обсягів імпорту природного газу, за географічним походженням, млрд. куб. м

Джерело: складено автором за [25]

Завдяки ліквідації газової залежності від Росії, Нафтогаз та решта українських імпортерів тепер мають доступ до інших постачальників газу і можуть обирати серед декількох десятків постачальників. Отже, за 2 роки підприємству вдалося організувати поставки газу в Україну винятково з європейського напрямку в обсягах, достатніх для задоволення потреб країни. Десять років тому Україна імпортувала в п'ять разів більше газу. При цьому у 2016 році імпорт газу зменшився на 32% у порівнянні з попереднім роком – з 16,4 млрд. куб. м до 11,1 млрд. куб. м. Скорочення імпорту газу зменшує негативний вплив на платіжний баланс та ВВП [11].

Частка Нафтогазу в імпорті скоротилася на користь приватних трейдерів та промислових споживачів. У 2017 році Нафтогаз імпортував з європейського ринку 8,7 млрд куб. м газу, що на 0,5 млрд куб. м (6%) більше, ніж у попередньому році. Кількість європейських постачальників, у яких Нафтогаз закуповував природний

газ у 2017 році, склала 13 компаній (у 2016 році – 15 компаній). Жодна з цих компаній не постачає більше 30% обсягу імпортованого газу (табл.1.5) [15].

Таблиця 1.5

Основні показники сегментів видобутку, транспортування і споживання нафти та газу ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Показники	Роки					Відхилення 2018/2015	
	2014	2015	2016	2017	2018	+/-	%
НАФТА, тис тонн							
Видобуток нафти з газовим конденсатом	2731	2418,4	2 236,6	2 098,2	2 150,2	-580,80	-21,27
у т.ч. НАК «Нафтогаз України»	2423	2182,2	2 000,4	1 847,0	1 894,6	-528,40	-21,81
Транзит нафти	16860	15153,5	13 822,2	13 937,1	13 334,9	-3 525,10	-20,91
Споживання нафтопродуктів	8578	7304,8	7537,2	7560,6	7512,7	-1065,30	-12,42
ГАЗ, млн. куб. м							
Видобуток газу	20500	19896	19987,0	20800,0	20900,0	400,00	1,95
т.ч. НАК «Нафтогаз України»	15700	16032	15 900,	16300,0	16500,0	800,00	5,10
Споживання газу	42100	33727	32361,0	32200,0	32300,0	-9800,00	-23,28
Імпорт газу	19500	16454	11078,0	14100,0	10600,0	-8900,00	-45,64
Транзит газу	104200	84300	82 200,0	93 457,0	86 776,0	-15224,00	-14,93

Джерело: складено автором за [11, 15]

При здійсненні ЗЕД ПАТ «НАК «Нафтогаз» стикається з рядом факторів і умов, ефективне виконання яких впливатиме на прийняття управлінських рішень. Серед них важливе місце займає діяльність підприємства з імпорту та транзиту газу та нафти, виконання договірних умов, аналіз місткості та завантаженості підземних сховищ газу, міжнародна конкурентоспроможність. Дані ПАТ «Укртрансгаз» свідчать, що після завершення опалювального сезону 2018-2019 рр Україна збільшила запаси природного газу у своїх підземних сховищах на 1 468,58 млн куб. м. Так, з 8 квітня до 19 травня запаси в сховищах зросли на 19,8% – з 7 435,16 млн куб. м до 8 903,74 млн куб. м. В період з 1 по 19 травня підземні газосховища поповнилися на 970,51 млн куб. м (51,1 млн куб. м/добу) [23].

За збереження наявних обсягів імпорту й поточного внутрішнього видобутку

у грудні 2019 року запаси в сховищах дорівнюватимуть близько 9,5 млрд куб. м. Хоча динаміка скорочення газоємності ВВП країни є позитивною за рахунок зменшення загального споживання газу, сумарна кількість імпортованого газу з європейського газового ринку для України зросла у 2017 році у порівнянні з 2016 роком на 27% з 11,1 млрд куб. м до 14,1 млрд. куб. м.

Імпорт газу з Російської Федерації за контрактом НАК «Нафтогаз Україна» і ПАТ «Газпром» був припинений 25 листопада 2015 року і здійснювався виключно із західного напрямку — зі Словаччини, Польщі, Угорщини. За перші 4 місяці 2019 року імпорт газу з ЄС скоротився більш, ніж в 2 рази і склав 2,2 млрд куб. м, що зекономило значну частку коштів – та мав позитивний вплив на ВВП, торговий баланс та стабільність публічних фінансів. Це сталося завдяки значному запасу газу в підземних сховищах. Вихід групи європейських газових трейдерів з прямими поставками газу на ринок України суттєво зменшив частку НАК «Нафтогаз Україна» в обсягах імпорту палива: так у 2016-му компанія імпортувала 74% усього обсягу газу, у 2015 році - 93% імпорту газу, а в 2014-му – 99%. Динаміка обсягів транзиту та імпорту природного газу, а також їх прогнозовані значення, отримані через побудову лінії тренду, наведені на рис. 1.3.

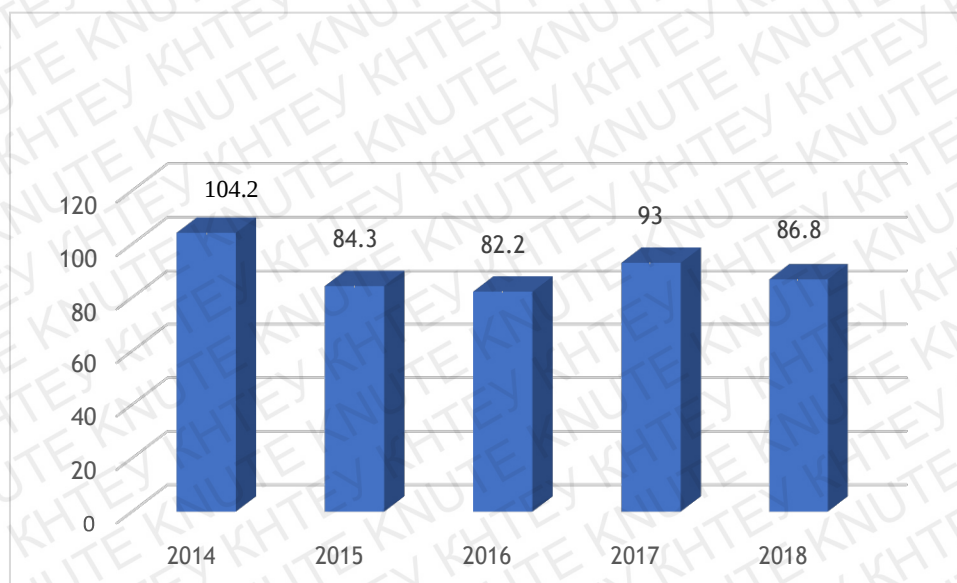


Рис. 1.3 Динаміка обсягів транзиту природного газу територією України, млрд. куб. м.

Джерело: побудовано автором за [11; 15]

Передусім, вихід на зовнішній ринок завжди пов'язаний з низкою ринкових ризиків глобального середовища. Щоб ефективно функціонувати як на внутрішньому, так і на зовнішньому ринку, керівництво підприємства повинно постійно стежити за кон'юктурою ринку й ефективно використовувати наявні господарські засоби для забезпечення високої конкурентоспроможності підприємства. Важливим завданням для ПАТ «НАК «Нафтогаз» є визначення основних завдань ефективного управління зовнішньоекономічної діяльності, а саме: нарощування експортного потенціалу і покращення його структури; раціоналізація імпорту через зменшення імпорту товарів, які можна в достатній кількості виробляти в Україні; позиціонування на світовому конкурентному просторі; залучення іноземних інвестицій для технологічної модернізації і накопичення потенціалу розширеного виробництва; забезпечення економічної безпеки.

Оцінку середовища, яке має безпосередній вплив на діяльність ПАТ «НАК «Нафтогаз» на зовнішніх ринках проведено на основі моделі «п'яти сил» М. Портера через призму ризик-менеджменту [19]. Експертним шляхом було визначено загальний вплив ринкового середовища на діяльність підприємства (середнє значення впливу для кожного типу ризику) (табл. 1.7). Для оцінки впливу окремих факторів конкурентного середовища використано 3-х бальну шкалу: 1 – слабкий вплив, 2 – помірний вплив, 3 – сильний вплив.

Таблиця 1.7

Узагальнена оцінка впливу ринкового середовища через призму ризик-менеджменту

Ринкові ризики	Фактор	Стан фактору	Оцінка фактору в балах		
			1	2	3
1	2	3	4	5	6
1. Ризик появи нових конкурентів	1.1. Рівень вхідного бар'єру	Значна економія на масштабах збуту		X	
		Високий рівень фінансових інвестицій			X
		Низький ступінь диференціації продукції		x	
		Консерватизм існуючої системи поставок	X		
		Необхідність залучення постійних покупців	X		

1	2	3	4	5	6
	1.2. Реакція діючих підприємств на появу нових конкурентів	Відсутність активної маркетингової політики	4	5	6
		Низька інноваційна активність управління Персоналом			
		Слабке використання методів ведення конкурентної боротьби			
Середнє значення впливу ризику (Інк)			1,63		
2. Ризик появи послуг – заміників	2.1.Вплив послуг-Замінників	Перевагу отримують роботи і послуги з нижчою ціною		x	
		Тенденції до реалізації дешевших і менш якісних робіт і послуг		x	
		Відсутність суттєвих розбіжностей в асортименті основних конкурентів			x
	2.2.Протизаконна імітація існуючих послуг	Поява великої кількості робіт і послуг – заміників, отриманих в результаті дублювання відомих марок	x		
Середнє значення сили впливу ризику (Ітз)			2,00		
3. Ризики, пов'язані з силою впливу покупців	3.1.Вплив покупців на діяльність підприємства	Високий ступінь організації споживачів		x	
		Великі можливості покупців у виборі послуг-аналогів			x
		Високий ступінь стандартизації продукції			x
		Висока мінливість смаків і вподобань споживачів по відношенню до робіт і послуг підприємства			x
	3.2.Торговельна сила Споживачів	Зростання рівня інформованості покупців про роботи і послуги		x	
		Висока цінова еластичність послуг			x
Середнє значення впливу ризику (Іпок)			2,67		
4. Ризики, пов'язані з силою впливу постачальників	4.1.Вплив постачальників на ринкову	Обмежені можливості підприємства у виборі постачальників			x
		Тенденції до скорочення тривалості господарських зв'язків		x	
	Долю підприємства	Низька вартість переходу до іншого постачальника		x	
	4.2.Обмеження ресурсного потенціалу підприємства	Відсутність власних оборотних коштів	x		
		Наявність основних засобів нецільового призначення		x	
Середнє значення впливу ризику (Іпост)			2,00		
5. . Ризики, пов'язані з рівнем конкуренції	5.1. Ступінь інтенсивності конкуренції	Узагальнюючий показник інтенсивності конкуренції			x
		Наявність великої кількості малих підприємств – конкурентів			x
		Сильними конкурентами є невеликі ринки		x	
		Незначний приріст попиту на роботи і послуги підприємства		x	
	5.2.Конкурентні позиції досліджуваногп підприємства	Вдале місце розташування підприємства	x		
		Відсутні дослідження конкурентів		x	
Досліджені конкуренти фактично не мають сильних конкурентних переваг				x	
Середнє значення впливу ризику (Ік)			2,28		

Джерело: запропоновано автором

Коефіцієнт загального впливу середовища на діяльність підприємства (де коефіцієнти при індексах визначають відносну вагомість впливу конкурентних сил на підприємство) становить:

$$K \text{ впливу} = 0,2 * I_{нк} + 0,2 * I_{тз} + 0,3 * I_{пок} + 0,1 * I_{пост} + 0,2 * I_{к} = 0,2 * 1,63 + 0,2 * 2,0 + 0,3 * 2,67 + 0,1 * 2,00 + 0,2 * 2,28 = 2,18$$

Зазначимо, що залежно від сили впливу споживачів на діяльність ПАТ «НАК «Нафтогаз», досліджуване середовище може бути кваліфікованим як «ринок споживача» або «ринок виробника». Показник загального впливу ризиків ринкового середовища оцінюється в межах від 1,5 до 2,5: на рівні менше 1,5 означає максимально сприятливе для розвитку підприємства середовище (мінімальний вплив конкурентних сил, ринкова позиція підприємства є близькою до монопольної); при значенні коефіцієнту загального впливу більше 2,5 – ринкову ситуація характеризується як несприятлива для розвитку (максимальний вплив конкурентних сил; тип ринку, близький до умов чистої конкуренції). В досліджуваному випадку, розрахований показник загального впливу ринкового середовища становить 2,18 ($1,5 < 2,18 < 2,5$), що в умовах специфічності діяльності та підвищення конкуренції (зменшення монопольного становища) визначає середній рівень впливу ринкових сил на діяльність підприємства.

Фактично визначення ефективності експорту послуг транспортування полягає в оцінці його результатів. Доцільність експортної діяльності визначається порівнянням валютних надходжень від експорту та експортних витрат. Для таких порівнянь стосовно експортної діяльності необхідно обчислити витрати ПАТ «НАК «Нафтогаз» на експорт та валютні доходи від експорту. Витрати на експорт включають витрати ПАТ «НАК «Нафтогаз» безпосередньо на транспортування природного газу територією України та витрати щодо зовнішньоторговельних операцій. Результати розрахунків ефекту та ефективності експортних операцій зведено у табл. 1.8.

Ефективність експорту за своїм економічним змістом характеризує віддачу суспільної праці (суспільно необхідних витрат) для виробництва експортної продукції у вигляді валютної виручки, тобто скільки валютної виручки від

експорту можна одержати з одиниці витрат на виробництво продукції.

Таблиця 1.8

Динаміка розрахунків ефективності експорту послуг транзиту природного газу

Показник	2014	2015	2016	2017	2018
Обсяг транзиту, млн. куб. м.	73500	67100	82200	93500	86800
Ціна транзиту, дол. за куб м	0,0163	0,0171	0,0183	0,0202	0,0217
Валютна виручка, млн дол. США за куб. м.	1200,81	1145,82	1502,37	1891,72	1881,63
Чистий дохід, млн. грн	14265,60	25030,104	38387,64	50313,342	51181,381
Собівартість, млн грн	10960	26337,46	37049,82	67796,11	65630,09
Курс дол. США	11,88	21,84	25,55	26,60	27,20
Ефект від експорту, млн дол США	3305,60	-1307,36	1337,82	-17482,77	-14448,71
Ефективність експорту	1,3	0,95	1,04	0,74	0,78

Джерело: розраховано автором за [11;15]

Таким чином, як видно з таблиці, у 2016 році показник ефективності експортних операцій ПАТ «НАК «Нафтогаз» є більшим за одиницю, що говорить про доцільність експортної діяльності підприємства. Проте у 2015, 2017 та 2018 рр. на кожну гривню витрачених ресурсів підприємство отримувало від 0,74 до 0,95 грн. Тобто діяльність носила збитковий характер.

Вона реалізується дочірнім підприємством АТ «Укртрансгаз». На формування фінансових результатів АТ «Укртрансгаз» вплинуло перевищення темпу зростання собівартості виробництва над темпом зростання чистого доходу до 2,5 разів. Так, у 2017 році порівняно із 2016 роком собівартість зросла на 28,6 млрд. грн. (або на 77%), чистий дохід зріс на 12,2 млрд. грн. (або на 31%).

Основними чинниками зростання собівартості виробництва були [23]:

- зростання витрат на газ для виробничо-технологічних потреб порівняно із 2016 роком на 11,3 млрд. грн. або на 68,5% (частка цих витрат у складі собівартості становить 42%);

- зростання амортизаційних відрахувань порівняно із 2016 роком на 16,5 млрд. грн. або на 113,0% (частка амортизаційних відрахувань у складі собівартості становить 47,5%).

Вказані витрати на газ зросли внаслідок збільшення середньозваженої ціни списання газу на технологічні потреби та обсягів використання газу для балансування системи та виробничо-технологічних потреб.

Зростання амортизаційних відрахувань АТ «Укртрансгаз» стало наслідком зменшення строків корисного використання об'єктів основних засобів, які не будуть задіяні в процесі забезпечення транзиту газу територією України з 01.01.2020 року, що призвело до їх прискореної амортизації.

Впродовж 2018–2020 років АТ «Укртрансгаз» також прогнозується отримання збитків в результаті своєї діяльності, що негативно позначиться на фінансовому стані товариства та може призвести до виникнення гарантійних випадків за кредитами, залученими під державні гарантії.

Обсяги транзитних потоків у 2018 році були вищими за аналогічні показники 2017 року тільки у двох періодах – під час різкого похолодання в березні 2018 року та під час зупинки на технічне обслуговування трубопроводів Ямал та Північний потік у липні 2018 року. У першому кварталі 2018 року Північний потік став основним маршрутом постачання російського газу до ЄС (36% від загального обсягу поставок), трохи перевищивши транзит через Україну (34%). Упродовж 2018 року Російська Федерація та її партнери здійснили низку послідовних кроків, які наблизили реалізацію проекту Північний потік-2 та його сухопутного продовження – трубопроводу EUGAL. Газпром також реалізує проект будівництва газопроводу Турецький потік, що пролягатиме через Чорне море до Туреччини та матиме дві гілки загальною потужністю 31,5 млрд куб. м/рік, що загрожує зупинкою транзиту через Україну в південному напрямку. Топ-менеджери російського монополіста неодноразово заявляли про намір або знизити транзит газу через територію України в країни ЄС (до 15 млрд куб м в рік) з 2020 року, або взагалі припинити його[11; 23].

Аби оцінити ефективність нинішніх імпорتنих поставок, використаємо

формулу 1.1:

$$EE_{imp} = C_p - C_n, \text{ де} \quad (1.1)$$

EE_{imp} – економічний ефект імпорту

C_p – ціна реалізації товару на внутрішньому ринку

C_n – ціна покупки товару на зовнішньому ринку

Отже, у 2018 році ПАТ «НАК «Нафтогаз» найбільший обсяг природного газу імпортував зі Словаччини за ціною 291 дол. США за 1000 куб. м. Імпортний газ спрямовується зазвичай на забезпечення потреб промислового виробництва за внутрішньою ціною 10 797,24 грн. за 1000 куб. м. (або 397 дол. США, відповідно до курсу НБУ), враховуючи вартість транспортування, надбавку та ПДВ. Тож у 2018 році показник Економічного ефекту склав:

$$EE_{imp} = 397 - 291 = 106 \text{ дол. США}$$

Показник економічної ефективності імпорту розраховуємо за формулою 1.2:

$$E_{imp} = C_p / C_n, \text{ де} \quad (1.2)$$

EE_{imp} – економічна ефективність імпорту

C_p – ціна реалізації товару на внутрішньому ринку

C_n – ціна покупки товару на зовнішньому ринку Ефективність імпортичних операцій НАК Нафтогаз склав:

$$E_{imp} = 1.36$$

Зазвичай такі показники є більш інформативними, якщо їх порівняти із аналогічними розрахунками щодо продуктів внутрішнього виробництва. Всі розрахунки згруповані у табл. 1.9.

Таблиця 1.9

Динаміка розрахунків ефективності імпортичних операцій

Показники	2014	2015	2016	2017	2018	Відхил. 2018/2016, %
1	2	3	4	5	6	7
Ціна закупівлі газу	485	329	317	200	291	88,45
Ціна реалізації на внутрішньому ринку для населення, грн за 1000 куб.м.	1675	1965	3600	3600	6958	354,10

Продовження таблиці 1.9

1	2	3	4	5	6	7
Ціна реалізації на внутрішньому ринку для промисловості, грн за 1000 куб. м.	6840	7662	8751	9457	10797	140,92
Собівартість власного видобутку газу, дол. за 1000 куб. м.	230	210	195	230	250	119,05
Середньорічний курс USD	11,88	21,84	25,55	26,60	27,20	124,52
Ефект від імпорту, дол. США за 1000 куб. м.	90,76	21,75	25,49	155,57	105,94	487,11
Ефективність імпорту	1,19	1,07	1,08	1,78	1,36	127,95
Ефект від реалізації власного газу, дол. США за 1000 куб. м.	345,76	140,75	147,49	125,57	146,94	104,40
Ефективність реалізації власного газу, коефіцієнт	2,50	1,67	1,76	1,55	1,59	95,06
Обсяг імпорту газу, млрд. куб. м.	20	15,4	8,2	14,1	10,6	68,83
Ефект від імпорту загальний, млн. дол. США	1815,15	334,93	208,99	2193,56	1122,98	335,29
Ефект від імпорту загальний, млн. грн	21564,00	7316,47	5340,06	58341,27	30545,56	417,49

Джерело: розраховано автором [11;14]

В таблиці нами порівняно два альтернативні шляхи забезпечення країни природним газом: імпорт реверсного газу з країн Європи та забезпечення внутрішніх потреб шляхом збільшення обсягів власного видобування. Розрахунки свідчать про те, що ефективність імпортних операцій значно поступається ефективності реалізації природного газу власного видобутку.

Нині проблема полягає у недостатньому обсязі видобування газу в Україні: даного обсягу вистачає лише для покриття потреб населення, тоді як промислові підприємства змушені споживати газ імпортного походження. Слід відзначити, що у 2017 році урядом України оприлюднено офіційний документ «Енергетична стратегія України на період до 2035 року». Положення стратегії передбачають плани на збільшення рівня внутрішнього видобутку природного газу до рівня споживання, що дозволить не лише відмовитися від імпортних операцій, а й розпочати експорт. При цьому, планується, що перші експортні поставки природного газу будуть здійснені Україною вже після 2020 року, а до 2035 року обсяг українського експорту зможе досягти близько 5 млрд. куб. м.

Розглянемо основні макроекономічні чинники, які впливають значною мірою на проведення зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз» [11;15;17].

Падіння світових цін на вуглеводні. Темпи зростання попиту на газ, як і на всі інші види викопного палива, з 2014 року залишаються значно нижчими історичного середнього рівня: 1% на рік порівняно із 2,2% на рік до 2014 року. Це було зумовлене як уповільненням зростання попиту на первинну енергію через нижчі темпи зростання світової економіки, так і продовженням зниження загального рівня енергоємності світової економіки. Ціни на нафту знизились через значну пропозицію від членів ОПЕК і зменшення схильності до ризику на фінансових ринках – інвестори не бажають збільшувати частку ризикових активів, до яких також належать і сировинні ринки. Ціни на основних газових ринках, як-от Великобританія (National Balancing Point, NBP), США (Henry Hub, HH) і Східна Азія (Japan/Korea Marker, JKM), різко впали через надлишкову пропозицію зрідженого природного газу LNG та через зменшення його споживання в Азії. Майбутнє світової газової галузі в середньостроковому періоді також залежатиме від цін на нафту, еволюції китайського попиту на енергію і впливу COP21 (21ї конференції ООН) на національні енергетичні політики.

Політична волатильність і макроекономічне середовище в Україні. Для України характерна політична нестабільність на фоні воєнного конфлікту на сході країни та окупації АР Крим, що призвело до погіршення стану публічних фінансів, волатильності на фінансових ринках, майже повної відсутності ліквідності на внутрішніх ринках капіталу, високої інфляції й істотного зниження курсу української гривні відносно основних іноземних валют. Це призвело до зниження суверенних рейтингів України міжнародними рейтинговими агентствами. Проте, деякої макроекономічної стабільності все ж таки було досягнуто. З більшістю кредиторів досягнуто угоди щодо реструктуризації частини державного зовнішнього боргу.

Зниження ВВП і попиту. Протягом 2017 року економіка України зросла на 2,3%. Однак таке пожвавлення є замалим, щоб компенсувати зниження економічної активності протягом 2013-2016 років, коли економіка скоротилася на

14% (еквівалентно 3,7% середньорічного падіння).

Темп проведення реформ. Недостатній темп проведення реформ в країні із тенденцією до уповільнення реформування. Наприклад, динаміка індексу iMoRe (який характеризує темпи проведення реформ) за невеликим виключенням перебуває не тільки нижче рівня, який відповідає «задовільному» темпу реформ (2 бали), але й має чітку тенденцію до зниження до нульового значення. Подібні результати фіксують і індекси настрою споживачів, відображаючи як зниження позитивного балансу споживчих настроїв, так і зниження оптимізму щодо майбутніх очікувань відносно ситуації у поточному періоді.

Рівень інфляції. У 2016 році інфляція у річному обчисленні склала 12,4%, продемонструвавши деяке підвищення наприкінці року, хоча вона і залишилася у цільових межах НБУ. Таким чином, у порівнянні з 2015 роком відбувалось уповільнення темпів інфляції, однак вона продовжує залишатися на доволі високому рівні (для порівняння, гармонізований індекс інфляції в ЄС склав за той самий період 1,7%). Вагомим чинником інфляційної динаміки залишалося зростання адміністративно регульованих цін.

Валютний курс. Курс гривні коливається переважно в діапазоні 25-28 грн, в цілому демонструючи тренд до знецінення, яке склало понад 13%. Особливо чутливим до такої динаміки валютного курсу є ціноутворення на природний газ, що актуально (1) як у частині закупівлі газу, попит на який частково задовольняється імпортом, так і (2) у контексті його реалізації, де наслідком девальвації є збільшення розриву між рівнем регульованої ціни на природний газ для окремих категорій споживачів (незмінної з травня 2016 року) та її ринковим рівнем. Значна різниця між рівнями регульованої та ринкової цін (станом на кінець 2016 року – майже у 1,5 рази) відновлює приховане субсидіювання та знижує мотивацію до зростання енергоефективності.

Військові дії на Сході країни. Бойові дії у Східних регіонах України (зона проведення АТО) погіршують здатність компаній групи Нафтогаз підтримувати критично важливі процеси, забезпечувати виробництво необхідної продукції та надання послуг або змушують компанії нести додаткові експлуатаційні витрати.

Платоспроможність населення. Зростання курсу іноземних валют разом з підвищеною інфляцією може серйозно вплинути на купівельну спроможність населення та, відповідно, на можливість споживачів сплачувати за спожитий газ за цінами, що узгоджуються з витратами на імпорт. Стабілізація економічної та політичної ситуації в країні, зростання ВВП, а також дії уряду, спрямовані на підвищення купівельної спроможності населення, дозволять Нафтогазу перейти на ринковий підхід у ціноутворенні, тим самим зменшити вплив ризику.

Кредитний рейтинг. Курс гривні коливається переважно в діапазоні 25-28 грн, в цілому демонструючи тренд до знецінення, яке склало понад 13%. Особливо чутливим до такої динаміки валютного курсу є ціноутворення на природний газ, що актуально (1) як у частині закупівлі газу, попит на який частково задовольняється імпортом, так і (2) у контексті його реалізації, де наслідком девальвації є збільшення розриву між рівнем регульованої ціни на природний газ для окремих категорій споживачів (незмінної з травня 2016 року) та її ринковим рівнем. Значна різниця між рівнями регульованої та ринкової цін (станом на кінець 2016 року – майже у 1,5 рази) відновлює приховане субсидіювання та знижує мотивацію до зростання енергоефективності.

Вартість і доступність капіталу. На тлі високого рівня інфляції та ризиків об'єктивно високою у 2016 році залишалась і вартість кредитних ресурсів, хоч вона і знизилася у порівнянні з 2015 роком. Так, наприкінці 2016 року комерційні банки пропонували короткострокові та довгострокові кредити в національній валюті приблизно під 18% та 23% річних відповідно. Для кредитів в іноземній валюті середньозважена кредитна ставка складала близько 7% та 9% для короткострокових та довгострокових кредитів відповідно.

ГТС в обхід України. На сьогодні здійснюється реалізація двох проектів азопроводів, запуск яких очікується у 2019 році та які дозволять транспортування газу з Росії до країн ЄС і Туреччини в обхід України:

Локальні економічні умови. Зростання курсу іноземних валют разом з підвищеною інфляцією може серйозно вплинути на купівельну спроможність населення та, відповідно, на можливість споживачів сплачувати за спожитий газ за

цінами, що узгоджуються з витратами на імпорт.

Стабілізація економічної та політичної ситуації в країні, зростання ВВП, а також дії уряду, спрямовані на підвищення купівельної спроможності населення, дозволять Нафтогазу перейти на ринковий підхід у ціноутворенні, тим самим зменшити вплив ризику.

Сезонна ліквідність. Діяльність групи має сезонний характер: обсяг реалізації природного газу та послуг з його транспортування протягом опалювального сезону становить близько 70% річного обсягу. Протягом цього пікового періоду грошові надходження за реалізовані товари та послуги суттєво зростають, але протягом літнього періоду обсяги продажу низькі, а обсяги закупівель газу на зимовий сезон – високі. У зв'язку з цим виникає потреба в додаткових фінансових ресурсах для фінансування закачування природного газу до підземних сховищ газу (ПСГ). Група залучає додаткових кредитних коштів на іноземних фінансових ринках за нижчими процентними ставками для покриття витрат на закачування природного газу до PSG. За даними Європейської асоціації нафтопереробних підприємств (European Petroleum Refiners Association) рівень завантаженості НПЗ Європи в низився з 87% до 78%. Протягом семи років було зупинено 17 нафтопереробних підприємств (переважно в Італії, Франції та Великобританії) [15].

Серед основних причин зниження завантаженості європейських НПЗ — скорочення попиту на нафтопродукти, еволюція попиту (зменшення використання бензину на користь дизельного палива), збільшення частки вартості енергоресурсів в операційних витратах НПЗ з одночасним зменшенням рівня маржі нафтопереробки, що в свою чергу підвищило чутливість нафтопереробних підприємств до різких змін вартості нафти та нафтопродуктів.

Зниження рівня завантаження європейських НПЗ також відбулось через збільшення обсягів імпорту дизельного палива з Росії, США та країн Азії. Однак у 2017 році рівень завантаженості європейських нафтопереробних заводів був значно вищим, ніж в 2015 році.

1.3 Оцінка ефективності управління ризиками зовнішньо-економічної діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз України»

Управління зовнішньоекономічною діяльністю ПАТ «НАК «Нафтогаз» – це складний багатоетапний процес процес, який, з однієї сторони, включає в себе формування стратегії розвитку підприємства, а з іншої – організацію взаємодії його підсистем таким чином, щоб обрана стратегія могла бути реалізована. Очевидно, що ефективність управління зростатиме, якщо буде розроблена і реалізована програма заходів щодо запобігання настанню ризикових подій, а при неможливості попередження реалізації ризику (або за наявності факту його реалізації) існуватиме механізм максимального зниження негативних наслідків ризику (створена так звана «подушка безпеки»). Така діяльність, здійснювана на підприємстві, власне, і являє собою процес ризик-менеджменту.

Спробою розв'язання даної проблеми стала розробка Міжнародною організацією зі стандартизації (ISO) уніфікованого міжнародного стандарту ризик-менеджменту ISO 31000:2009 «Управління ризиками. Принципи та рекомендації» [16], який базується на узагальненні та систематизації кращого світового досвіду управління ризиками, характеризується простою мовою написання і зрозумілою термінологією, містить чіткі та детальні рекомендації щодо організації системного управління ризиками діяльності суб'єктів господарювання. Особлива цінність даного документа полягає в тому, що він сприяє гармонізації національних систем стандартизації країн членів ISO. Процес управління ризиками діяльності підприємства згідно зі стандартом ISO 31000:2009 (рис. 1.4) розпочинається з визначення цілей діяльності та обґрунтування внутрішніх і зовнішніх факторів впливу на можливість їх досягнення. Оцінка ризику відповідно до ISO 31000:2009 складається з трьох етапів: ідентифікації, аналізу та безпосередньої процедури оцінювання. Етап управління ризиками передбачає вибір альтернатив, а також аналіз витрат і переваг та обґрунтування нових ризиків, що можуть бути спричинені вибором того чи іншого методу управління.

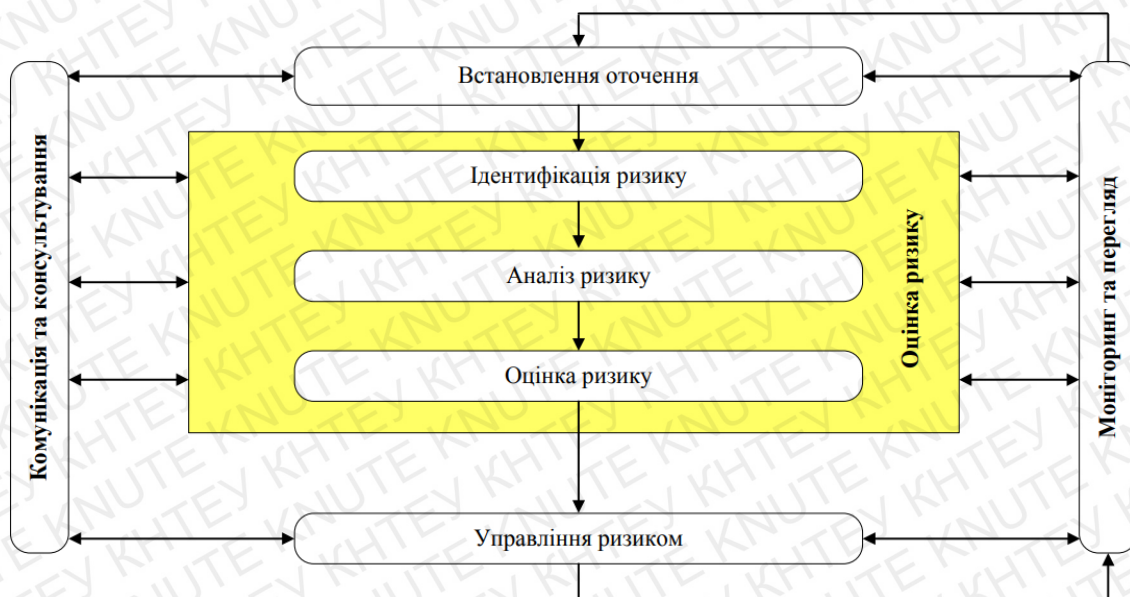


Рис. 1.4. Процес ризик-менеджменту згідно ISO 31000:2009

Джерело: складено автором за [16]

Будь-яка система управління є поєднанням керуючої та керованої підсистем – суб'єкта та об'єкта управління. В контексті системи управління ризиками діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз», в якості основних ланок керуючої підсистеми слід розглядати голову та членів правління, керівників департаментів зовнішньоекономічної діяльності, транспортування та підземного зберігання газу (за потреби можуть бути залучені і інші департаменти), виконавчого директора та директора відповідної філії (наприклад, ПАТ «Укртрансгаз»).

Окрім того, проаналізувавши організаційну структуру ПАТ «НАК «Нафтогаз», виявилось, що до 2016 року ПАТ «НАК «Нафтогаз» не мав окремого підрозділу - Департаменту управління ризиками, який займався б координуванням процесу ризик-менеджменту в межах всього Товариства.

На сьогоднішній день створено Службу управління ризиками, яка складає концептуальне ядро керуючої підсистеми ризик-управління діяльністю підприємства. При цьому кожна філія має свого штатного ризик-менеджера, підпорядкованого Службі управління ризиками.

Керуюча підсистема системи управління ризиками на підприємстві ПАТ «НАК «Нафтогаз» представлена на рис. 1.5.



Рис. 1.5 Основні ланки управління ризиками ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Джерело: складено автором за [19]

Як видно з рис. 1.5 топ-менеджмент у сфері управління ризиками представлений Правлінням ПАТ «НАК «Нафтогаз», Департаментом управління ризиками та, за потребою, керівниками інших департаментів, а також виконавчим директором Товариства. Керівники даного рівня обґрунтовують концептуальні засади, загальну політику та основні стратегії управління ризиками ЗЕД ПАТ «НАК «Нафтогаз».

У Концептуальних основах COSO (The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission – COSO) зазначається, що відправною точкою при формування стратегії виступає ризик-апетит підприємства, тобто прийнятне співвідношення між темпами росту, рівнем ризику та доходності або як збільшення вартості підприємства, скориговане на ризик. Між ризик-апетитом та стратегією існує тісний зв'язок. Так якщо розглядати стратегічні цілі ПАТ «НАК «Нафтогаз», то співвідношення між ними та ризик-апетитом прямуватиме у русло недостатньої готовності до протидії різним видам небезпек (Додаток Ж).

Карта ризик-апетиту фактично говорить про те, на який ризик готове підприємство заради досягнення певних цілей. Очевидно, що деякі з цілей тісно пов'язані із суттєвим ризиком. Наприклад, найбільш актуальним є ризик залежності

від одного постачальника газу та одного споживача газу. Тому з метою забезпечення зростання обсягу фізичних поставок природного газу з Європи Укртрансгазом здійснюється підготовка ТЕО для будівництва нового газопроводу "Україна-Польща". Для збільшення кількості та географічної диверсифікації джерел постачання триває переговорний процес з Туреччиною щодо можливості організації проходу LNG танкерів через Босфорську протоку до України. Крім того, в 2019 році була підписана угода з Польщею про поставку зрідженого газу з США.

Щодо споживачів газотранспортних послуг, компанія працює над створенням єдиного інфраструктурного та комерційного газового простору України, Польщі, Словаччини, й Угорщини, а також організації єдиного східноєвропейського газового хабу, що дозволить групі здійснити диверсифікацію споживачів послуг з транспортування та зберігання природного газу.

Отже, дані таблиці свідчать про те, що підприємство в цілому має низькі ризик-апетити і намагається встановлювати такі цілі, які можна досягнути з мінімальними ризиками для компанії

Суттєвими є також ризики коливання цін на транспортування і імпорт природного газу, коливання валютного курсу, порушення умов контрактів з боку контрагентів (зокрема порушення з боку Газпрому, з приводу чого ПАТ «НАК «Нафтогаз» було ініційовано і виграно арбітражні провадження).

Вагомою причиною, яка стримує процес практичного впровадження системи ризик-менеджменту на багатьох підприємствах, є складність аналізу його економічної ефективності. Так, якщо розрахунок величини витрат не містить жодних труднощів, то кількісна оцінка результатів можлива, як правило, лише в тому випадку, коли ризик реалізувався. В протилежному випадку встановити, в якій мірі одержаний результат є наслідком зусиль команди ризик-менеджерів, не так просто.

Загалом, при дослідженні ефективності функціонування будь-якої системи розрізняють абсолютну та відносну ефективність. В нашому випадку під абсолютною ефективністю слід розуміти вклад системи ризик-управління в процес досягнення встановлених цілей підприємства. Відносну ефективність можна

визначати співставленням сумарної економічної вигоди (ліквідація втрат, економія витрат, зростання доходу тощо) від впровадження системи ризик-менеджменту до очікуваних витрат, пов'язаних із впровадженням системи управління ризиком та забезпеченням її функціонування [13].

Зокрема, у процесі впровадження системи управління ризиками досліджуване підприємство матиме такі види витрат:

- витрати на організацію робочого місця для діяльності ризик-менеджера та робочих ризик-груп (*Ворм*);
- витрати на заробітну плату ризик-менеджеру та спеціальні заохочувальні виплати членам ризик-груп, залучених до процесу управління ризиками (*Вз/п*);
- витрати на організацію системи одержання та обробки інформації (*Вінф*);
- витрати на проведення заходів щодо запобігання реалізації ризиків (*Впревент*);
- витрати на усунення наслідків реалізації ризику, якщо його було визнано прийнятним для підприємства (*Вонт*);
- інші витрати (*Він*).

Коефіцієнт залученості персоналу до процесу ризик-менеджменту, за формулою 1.3:

$$k_z = \frac{Q_{rm} \times 100}{Q_z}, \quad \text{де} \quad (1.3)$$

Q_{rm} – чисельність персоналу, залученого до процесу ризик- управління, осіб;

Q_z – загальна чисельність персоналу підприємства, осіб;

Коефіцієнт стратегічного ризик-інтегрування, за формулою 1.4:

$$k_{ri} = \frac{N_{ro} \times 100}{N_z}, \quad \text{де} \quad (1.4)$$

N_{ro} – кількість ризик-орієнтованих стратегічних управлінських рішень;

N_z – загальна кількість прийнятих стратегічних управлінських рішень.

Не менш важливим є і соціальний ефект, який досягається шляхом об'єднання, згуртування колективу в процесі розвитку корпоративної культури управління ризиками. Проявом соціального ефекту може бути зростання продуктивності праці, зниження плинності кадрів, зменшення обсягу

ненормованих втрат робочого часу (непродуктивної роботи, порушень трудової дисципліни тощо).

В якості узагальнюючого критерію, який характеризуватиме ефективність впровадження та функціонування системи ризик-менеджменту на газотранспортному підприємстві пропонуємо використовувати інтегральний коефіцієнт ефективності ризик-орієнтованого управління [13], за формулою 1.5:

$$k_{ef} = \frac{TV_{RM} - TV_0}{TC_{RM}}, \quad \text{де} \quad (1.5)$$

TV_0 , TV_{RM} – інтегральна грошова оцінка результатів діяльності підприємства до і після впровадження системи ризик-орієнтованого управління, грн;

TC_{RM} – сукупні витрати на впровадження і забезпечення функціонування системи ризик-менеджменту, грн

Служба управління ризиками була створена на підприємстві лише у 2016 році. Отже можемо порівняти ефективність функціонування ризик - менеджменту до і після створення даного підрозділу (табл. 1.10).

Таблиця 1.10

Розрахунок ефективності ризик-орієнтованого управління

Показники	2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6
Чисельність персоналу всього, чол.	78430	77308	74765	71881	68386
Департамент управління ризиками групи ПАТ «НАК «Нафтогаз», чол.	20	20	915	763	740
Коефіцієнт залученості Персоналу	0,0255	0,0259	1,2238	1,0615	1,0821
Коефіцієнт стратегічного ризик-інтегрування	0,0510	0,0517	1,6318	1,5922	1,8035
Середня заробітна плата, грн	6500	7388	10091	13368	16042
Фонд оплати праці, млн. грн	6117,54	6853,82	9053,44	11530,86	13164,58
Соціальне забезпечення, млн. Грн	1100	1160	1760	1900	2400
Витрати на утримання департаменту управління ризиками, млн. грн	1,84	2,07	132,34	142,57	168,42

Продовження таблиці 1.10

1	2	3	4	5	6
Ефект від експорту послуг, млн. грн	3305,60	-1307,36	1337,82	-17482,77	-14448,71
Ефект від імпорту природного газу, млн. грн	21564	334,93	208,99	2193,56	1122,98
Загальний ефект ЗЕД, млн. грн	24869,60	-972,43	1546,82	-15289,21	-13325,73
Інтегральний коефіцієнт Ефективності ризик-орієнтованого управління:		-12464	19,04	-118,09	11,66

Джерело: розраховано автором за [11;15]

Експертами з ризик-управління на підприємстві було підраховано, що підприємство у своїй діяльності стикається з 265 видами ризиків. Для хеджування кожного з них щомісяця проводиться робота з реалізації від 20 до 40 рішень. Цю інформацію було використано для розрахунку коефіцієнту стратегічного ризик-інтегрування.

Як бачимо, коефіцієнт залученості ризик-менеджменту та коефіцієнт інтегрування коливаються біля позначки в 1%. Тобто приблизно 1 % працівників працюють у складі служби управління ризиками та 1% рішень, що стосуються управління ризиками, приймаються на підприємстві. До створення такої служби у 2016 році, як видно з розрахунків, ситуація виглядала критично.

Загалом настільки негативний ефект від зовнішньоекономічної діяльності спричинений збитковою діяльністю АТ «Укртрансгаз». Фінансова звітність та статистичні дані свідчать про надзвичайно негативні процеси на дочірньому підприємстві. Протягом всього періоду, окрім 2016 року, спостерігаються значні збитки. Обсяг збитків АТ «Укртрансгаз» виявився найбільшими серед усіх підприємств державного сектору і складає близько 65% суми чистих збитків всіх суб'єктів господарювання.

Отже, з розрахунків видно, що впровадження окремого підрозділу ,який займається виключно питаннями оцінки і запобігання ризикам групи, позитивно позначилося на результатах діяльності (якщо порівнювати з ситуацією 2015 року). Фактично, розрахований інтегральний показник виступає як певний різновид

коефіцієнту рентабельності – в даному випадку рентабельності Служби управління ризиками ПАТ «НАК «Нафтогаз». Проте, з іншого боку, очевидно, є поле невирішених проблем, які потребують ретельного вивчення і надання рекомендацій щодо їх найоптимальнішого вирішення, оскільки розрахунки показують, що зовнішньоекономічна діяльність носить нестабільний характер, є чутливою до кон'юнктури ринку, цінових і валютних коливань.

В першу чергу, на нашу думку, варто дещо ускладнити механізм роботи ризик-менеджменту. Даний механізм управління ризиками включає в себе визначення об'єктів управління; суб'єктів, які б здійснювали конкретні дії; а також завдань, які переслідують дані суб'єкти. У процесі управління управляюча підсистема (суб'єкт управління), що базується на об'єктивно існуючих принципах, істотно впливає різноманітними методами на підсистему, якою управляє (об'єкт управління), з тим, щоб забезпечити виконання поставленої мети. Іншими словами, буде мінімізація негативної дії факторів ризиків.

Процес управління, тобто процес впливу суб'єкта на об'єкт управління, може здійснюватися тільки за умови циркулювання інформації між керівною і керованою підсистемами.

Механізм управління ризиками включає в себе визначення об'єктів управління; суб'єктів, які б здійснювали конкретні дії; а також завдань, які переслідують дані суб'єкти.

У процесі управління управляюча підсистема (суб'єкт управління), що базується на об'єктивно існуючих принципах, істотно впливає різноманітними методами на підсистему, якою управляє (об'єкт управління), з тим, щоб забезпечити виконання поставленої мети. Іншими словами, буде мінімізація негативної дії факторів ризиків. Процес управління, тобто процес впливу суб'єкта на об'єкт управління, може здійснюватися тільки за умови циркулювання інформації між керівною і керованою підсистемами.

Метою управління ризиками є передбачення та недопущення втрати підприємством його ринкової вартості. Основними цілями є: випуск якісної продукції, розширення асортименту продукції та послуг, вихід на нові ринки.

Наведений перелік цілей є умовним та може бути доповнений. Згідно з документом «Концептуальні основи управління ризиками», розробленим Комітетом спонсорських організацій при Комісії Тредвея (COSO), тактичні цілі повинні відображати питання ефективності та продуктивності організації, забезпеченості ресурсами, стосуватися забезпечення достовірності підготовленої звітності та бути пов'язаними з забезпеченням виконання відповідних законодавчих та нормативних актів [12]. Ідентифікація окремих видів ризиків включає три етапи ідентифікації: зовнішніх ризиків у розрізі окремих напрямів діяльності підприємства; внутрішніх ризиків, притаманних окремих видам діяльності або господарським операціям; формування загального комплексу ризиків).

Кількісний аналіз здійснюється з метою отримання числового вираження ризиків та встановлення імовірності прояву ризиків та можливих втрат. Однак, за допомогою якісного аналізу ідентифікують джерела та причини виникнення ризиків. Головним завданням якісної оцінки є визначення можливих видів ризиків, а також чинників, що впливають на рівень ризиків при здійсненні певного виду діяльності.

Важливу роль у системі управління ризиком відіграє правильний вибір заходів попередження і мінімізації ризику, які загалом визначають її ефективність. Для ефективної системи управління ризиками доцільно проводити моніторинг, який включає в себе аналіз та оцінку рівня ризиків на підприємстві. Для підприємств нафтогазової галузі питання забезпечення ефективного здійснення моніторингу є особливо важливим, оскільки діяльність таких підприємств супроводжується значними як зовнішніми так і внутрішніми ризиками. У результаті порівняння запланованого рівня ризику із фактичними результатами визначається ефективність впроваджених дій, яка може бути як позитивною, так і негативною, визначається ступінь досягнення цілей. За результатами аналізу здійснюється оцінка діючих засобів впливу на ризики та виявляються їх проблемні місця. За умов відхилення фактичних результатів від запланованих управлінські дії спрямовуються на коригування процесу досягнення цілей. У разі відсутності відхилень або наявності їх у встановлених межах, коригування процесу реалізації

заходів управління підприємницькими ризиками не є необхідним.

Таким чином, організація системи управління ризиками сприятиме прийняттю більш раціональних управлінських рішень в умовах невизначеності, небезпек та загроз, а наявність економічного, організаційного, соціального та інших ефектів свідчатиме про доцільність практичного впровадження системи управління ризиками на газотранспортному підприємстві.

Висновки до розділу 1

За результатами проведеного дослідження сформульовані наступні висновки:

1. Нафтогаз України – це вертикально інтегрована група, що охоплює газовий бізнес від видобування до реалізації. У 2018 році Група перейшла до нового етапу свого розвитку – організаційної трансформації. Розпочато впровадження нової організаційної моделі, що розмежовує дивізіони, допоміжних та корпоративних функцій на основі аналізу наявних процесів та ресурсів.
2. Протягом 2014-2018 рр. чистий дохід і собівартість підприємства зростає, а прибуток демонструє нестабільну динаміку. Це пов'язано із непередбачуваними витратами, пов'язаними із Стокгольмським Арбітражем між ПАТ «Газпромом» та ПАТ «НАК «Нафтогаз».
3. Зовнішньоекономічна діяльність ПАТ «НАК «Нафтогаз» зосереджена навколо імпортно-експортних операцій з поставки газу і нафти, а також транспортування територією України нафти і газу для потреб ЄС. У 2016 році показник ефективності експортних операцій ПАТ «НАК «Нафтогаз» є більшим за одиницю, що говорить про доцільність експортної діяльності підприємства. Проте у 2015, 2017 та 2018 рр. на кожну гривню витрачених ресурсів підприємство отримувало від 0,74 до 0,95 грн. Тобто діяльність носила збитковий характер.
4. Ефективність імпортних операцій значно поступається ефективності реалізації природного газу власного видобутку. Нині проблема полягає у недостатньому обсязі видобування газу в Україні: даного обсягу вистачає лише для покриття потреб населення, тоді як промислові підприємства змушені споживати газ

імпортного походження.

5. Проаналізувавши організаційну структуру ПАТ «НАК «Нафтогаз», виявилось, що до 2016 року ПАТ «НАК «Нафтогаз» не мав окремого підрозділу - Департаменту управління ризиками, який займався б координуванням процесу ризик-менеджменту в межах всього Товариства. На сьогоднішній день створено Службу управління ризиками, яка складає концептуальне ядро керуючої підсистеми ризик-управління діяльністю підприємства.

6. Експертами з ризик-управління на підприємстві було підраховано, що підприємство у своїй діяльності стикається з 265 видами ризиків. Коефіцієнт залученості ризик-менеджменту та коефіцієнт інтегрування коливаються біля позначки в 1%. Тобто приблизно 1 % працівників працюють у складі служби управління ризиками та 1% рішень, що стосуються управління ризиками, приймаються на підприємстві. Впровадження окремого підрозділу, який займається виключно питаннями оцінки і запобігання ризикам групи, позитивно позначилося на результатах діяльності (якщо порівнювати з ситуацією 2015 року).

РОЗДІЛ 2. ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ РИЗИК-МЕНЕДЖМЕНТУ ЗЕД ПІДПРИЄМСТВА ПАТ «НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»

2.1. Обґрунтування напрямків підвищення якості ризик-менеджменту ЗЕД на підприємстві ПАТ «НАК «Нафтогаз України»

Для того, щоб оцінити вплив ризиків зовнішньоекономічної діяльності на результати господарської діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз», проаналізуємо основні умови, в рамках яких функціонує підприємство (табл. 2.1). В таблиці відображені основні зовнішні (на які неможна вплинути) і внутрішні (піддаються регулюванню) фактори, які визначають становище підприємства на ринку. Розділ «загрози» і «слабкі сторони» є об'єктом нашого детального аналізу на предмет формування ризиків.

Існують різні підходи щодо логіки та послідовності основних етапів управління ризиками. Попри ряд незначних відмінностей, всі вони відповідають положенням стандарту AS/NZS ISO 31000:2009. Обґрунтуємо основні етапи розроблення програми управління ризиками для газотранспортного підприємства.

Етап 1. Формується система цільових і результируючих ризик-діагностичних показників досліджуваного підприємства в цілому та його окремих підсистем.

Етап 2. На основі теоретично узагальненого ризикового спектру підприємства, з урахуванням галузевої специфіки діяльності компанії проводиться діагностика та класифікація ризиків, здійснюється якісний аналіз факторів ризиків, формується ризиковий профіль підприємства.

Етап 3. Проводиться кількісне оцінювання ризиків в межах окремих підсистем та групи ПАТ «НАК «Нафтогаз» в цілому. Виділяються основні види ризиків, які будуть включені в програму управління ризиками (відповідно до принципів ABC-аналізу та Паретто доцільним є відбір 20-30% ризиків із найбільшим значенням підсумкової бальної оцінки).

Етап 4. Здійснюється співставлення можливих вигод і втрат. Визначаються рівні прийнятного ризику в кожній конкретній ситуації. Для кращого візуального

сприйняття доцільною є побудова сигнальної карти ризиків чи застосування будь-якого іншого інструменту наглядної систематизації ризиків

Таблиця 2.1

SWOT-аналіз ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Сильні сторони	Слабкі сторони
Постійний попит на продукцію. - Наявність проектів, що мають соціальне спрямування, зокрема проведення роз'яснювальних, консультаційних робіт щодо особливостей споживання газу для населення, підвищення кваліфікації працівників аварійно-диспетчерських служб тощо. - Значні можливості підприємства виходячи з його обсягу та ролі у регіоні, наприклад партнерство з громадськими організаціями, ЗМІ. - Мережевий характер підприємства надає можливість об'єднання у реалізації соціально відповідальної діяльності, обмін досвідом.	Значний рівень залежності від змін нормативно-правового поля, політики держави, взаємовідносин з Росією. Обмеженість природних ресурсів Майже відсутня можливість впливу на встановлення рівня тарифу, що є ключовим фактором у формуванні доходної частини. Неповне навантаження потужностей ГТС Податкове навантаження. Будівництво з боку Росії трубопроводів Північний та Південний потік. Незначний рівень співпраці у напрямку соціальної відповідальності з аналогічними підприємствами країни.
Можливості:	Загрози:
Розвинена і потужна система ГТС. - Підвищення клієнто-орієнтованості як складової стратегії підприємства. - Усвідомлення двоїстого характеру соціальної відповідальності, суть якого у взаємовигідному співробітництві залучених сторін. - Створення нових та покращення існуючих взаємовідносин із організаціями регіону (бізнес-організаціями, громадськими організаціями, навчальними закладами тощо). - Введення в загальну стратегію діяльності підприємства політики соціальної відповідальності.	- ПАТ «Нафтогаз України» – підприємство натуральної монополії. - Невизначеність взаємовідносин з Росією з 01.01.2020р. - Втрата кваліфікованих кадрів робітничих професій. - Розвиток альтернативних джерел енергії –поширення «зеленої енергетики». - Відсутність планування та оцінки реалізації соціальних проектів та їх впливу, що призводить до формування хибного уявлення щодо реалізації зазначених проектів. - Недостатнє фінансування, що призводить до затримки завершення усіх проектів.

Джерело: Складено автором за даними [11;15]

Етап 5. Відповідно до принципу необхідної достатності по кожній групі

ризиків розробляється конкретний план дій. У випадку неналежного фінансування саме цю частину програми можна буде коректувати, виключаючи менш важливі заходи.

Етап 6. Розробляються бюджети, необхідні для фінансування заходів у відповідності до розробленого плану. Формується зведений бюджет з ризик-управління. При цьому слід враховувати можливість об'єднання однотипних заходів для різних підрозділів ГТП.

Етап 7. Оцінюються можливості фінансування процесу управління кожною групою ризиків.

Етап 8. Формується інтегральна (загальна для всієї сукупності ризиків) система заходів щодо ризик-управління.

Етап 9. Коректується механізм фінансування на можливість реалізації окреслених заходів.

Етап 10. Розробляються декларації, контракти, графіки, накази і інші нормативно-розпорядчі документи, які повинні забезпечити виконання програми ризик-управління. Визначаються терміни реалізації програми, відповідальні особи.

Етап 11. Здійснюється контроль і моніторинг виконання програми управління ризиками, а також проводиться збір інформації, необхідної для розробки програми на наступний період [13;18].

Перевагою даного алгоритму розробки програми є те, що вона дозволяє здійснювати управління ризиками на превентивних засадах відповідно до інтегрованого підходу до ризик-управління.

Ризики, притаманні певній сфері, можуть генеруватися елементами, які забезпечують можливість функціонування даної сфери. Відповідно саме ці елементи і будуть джерелами внутрішніх ризиків підприємства.

Так, напрямки можливої реалізації ризиків були зазначені в стратегічній, виробничій, фінансовій, економічній, юридичній та екологічній сферах діяльності. До джерел внутрішніх ризиків віднесемо технології процесів, здійснюваних на підприємстві, організацію цих процесів, інформаційне забезпечення, необхідне для їх проведення, а також кваліфікацію і взаємовідносини персоналу. Цільові функції

систем досліджуваного підприємства наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Цільові функції систем підприємства нафтогазової галузі

Система підприємства	Цільова функція системи
Операційна	Видобування, зберігання і транспортування природного газу і нафти споживачам у запланованих обсягах, у відповідності до графіків поставок та з дотриманням екологічних нормативів.
Фінансова	Перевищення доходів від наданих послуг надвитратами Забезпечення безперебійного руху грошових потоків.
Регуляторна	Розробка оптимальної стратегії розвитку підприємства 2. Забезпечення досягнення стратегічних цілей шляхом організації скоординованого, ефективного функціонування всіх систем підприємства (в т. ч. забезпечення розвитку особистого і технічного потенціалу підприємства та його ефективного використання).
Юридичні	організація правової роботи, спрямованої на правильне застосування актів законодавства і нормативних документів керівниками та працівниками під час виконання покладених на них завдань і функціональних обов'язків.
Екологічні	Попередження погіршення екологічної обстановки та Виникнення небезпеки для здоров'я споживачів і працівників.
Репутаційні	Забезпечення: відкритості та прозорості компанії; рівня корпоративного управління; професіоналізму менеджерів; ефективно реалізованих рішень; репутації партнерів.
Стратегічні	Розробка стратегії розвитку промислового виробництва, розроблена на тривалу перспективу, яка дозволяє йому за більш короткий проміжок часу адаптуватись до реалій ринку, своєчасно реагувати на зміни як внутрішнього, так і зовнішнього середовища.

Джерело: складено автором за [11;15]

Наведений нами перелік результируючих показників діяльності підприємства є базовим, тобто мінімально достатнім. В різні періоди діяльності підприємства виникатиме потреба в коригуванні даного переліку, введенні додаткових показників, що відображатимуть досягнення нових цілей, обумовлених конкретними проблемами. Відповідно до вказаних систем, формується відповідний перелік внутрішніх ризиків підприємства.

Спеціалістами ПАТ «НАК «Нафтогаз» щорічно визначається кількість ризиків а проводиться їх оцінка. Так, у 2018 році на підприємстві виявлено 265 видів

ризик, що на 14% менше, ніж у 2016 році. Ризики були кількісно розподілені за сферами. Як видно з рис. 2.1, Департамент ризик-менеджменту, який було створено на підприємстві у 2016 році, позитивно вплинув на ризик-профіль компанії (площа фігури, яка утворилася на карті ризиків у 2018 році є значно меншою від фігури 2016 року).

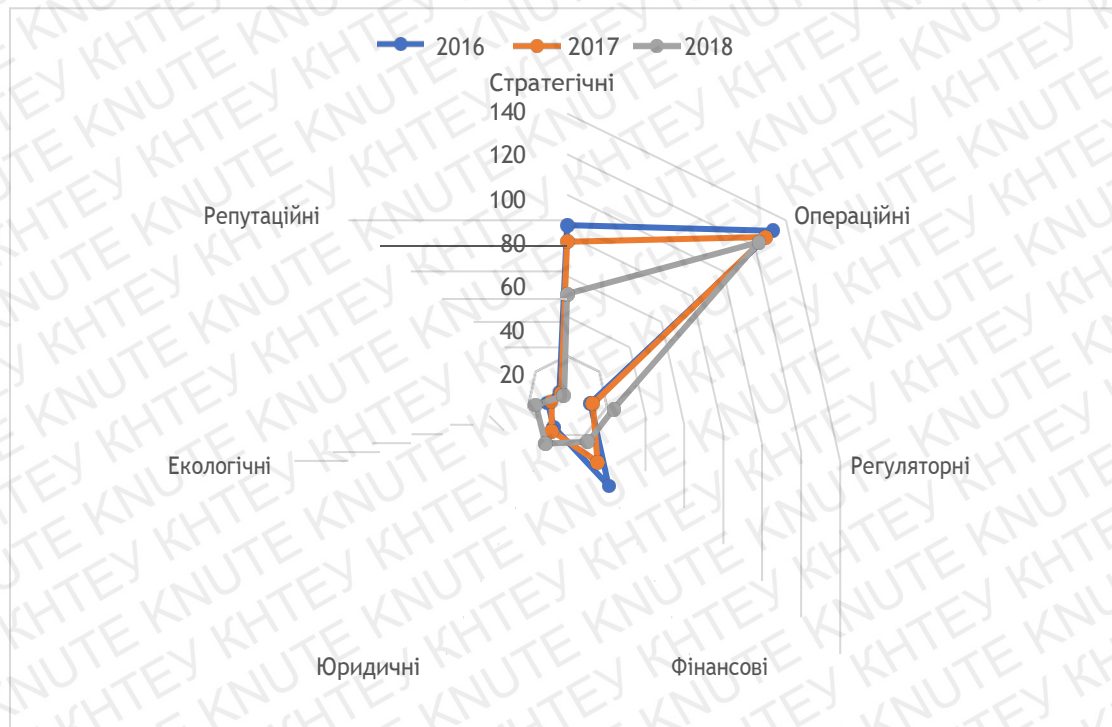


Рис. 2.1. Динаміка кількості ризиків ПАТ «НАК «Нафтогаз» за сферами

Джерело: побудовано автором за [15]

Оцінювання ризиків зовнішньоекономічної діяльності підприємства здійснюватимемо за трьома критеріями [1]:

- 1) ймовірність реалізації ситуації ризику (P_R);
- 2) ступінь можливого негативного впливу на досягнення цілі (N_{IG});
- 3) вагомість цілі в загальній системі цілей підприємства (W_G).

Відповідно величину ризику (R) слід визначати шляхом системного аналізу множини із трьох елементів, використовуючи формулу 2.1:

$$R = \{P_R; N_{IG}; W_G\} \quad (2.1)$$

Оцінювання ризику в такому випадку варто здійснювати, використовуючи наступну формулу 2.2:

$$R = P_R \times (\alpha_1 \times N_{IG} + \alpha_1 \times W_G), \text{ де} \quad (2.2)$$

P_R - ймовірність настання ризикової події (реалізації ризику);

N_{IG} - ступінь можливого негативного впливу на досягнення цілі;

W_G - значущість цілі в загальній системі цілей підприємства;

α_1, α_2 – вагові коефіцієнти другого і третього критеріїв оцінки.

При цьому ймовірність настання ризикової події P_R визначатимемо в інтервалі (0;1). Для визначення критеріїв N_{IG} і W_G (ціни ризику) скористаємось 100-бальною шкалою оцінювання. Сума вагових коефіцієнтів повинна дорівнювати 1.

Для встановлення допустимого рівня ризику використано поняття рівнів (областей) ризику (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Вплив рівня ризику на стан підприємства

Стан підприємства	Рівень ризику	Витрати можуть бути покриті за рахунок	Коефіцієнт
Нормальна стійкість	Мінімальний	Чистий прибуток	0-25
Нестійкий стан	Підвищений	Розрахунковий прибуток	25-50
Критичний стан	Критичний	Валовий прибуток	50-75
Кризовий стан	Неприпустимий	Виручка від реалізації і майно фірми	75-100

Джерело: запропоновано автором за [27]

Аналіз тенденцій розвитку внутрішніх ризиків характеризується стрімким зростанням величини операційних, стратегічних, фінансових та юридичних ризиків. Якщо у 2018 році ймовірність виникнення даних ризиків оцінювалась експертами як середня, то починаючи у 2020 року – як висока (табл 2.4)

Таблиця 2.4

Результати експертної оцінки ризиків зовнішньоекономічної діяльності ПАТ

«НАК «Нафтогаз»

Вид ризику	Ймовірність настання ризикової події, P_r (0-1)	Ступінь можливого негативного впливу, N_{IG}	α_1	Вагомість цілі в загальній системі цілей підприємства, W_g	α_2	Величина ризику
2016						
1	2	3	4	5	6	7
Юридичні	0,60	30	0,5	66	0,5	28,80

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7
Фінансові	0,50	68	0,4	75	0,6	36,10
Репутаційні	0,45	25	0,5	88	0,5	25,43
Регуляторні	0,15	18	0,5	28	0,5	3,45
Стратегічні	0,65	53	0,5	78	0,5	42,58
Операційний	0,29	20	0,4	65	0,6	13,63
Екологічні	0,25	12	0,5	20	0,5	4,00
2018 рік						
Юридичні	0,48	48	0,5	66	0,5	27,36
Фінансові	0,68	46	0,4	75	0,6	43,12
Репутаційні	0,20	32	0,5	88	0,5	27,6
Регуляторні	0,15	42	0,5	28	0,5	5,25
Стратегічні	0,58	68	0,5	78	0,5	42,4
Операційний	0,32	21	0,4	65	0,6	15,17
Екологічні	0,18	15	0,5	20	0,5	3,15
2020 рік (прогноз)						
Юридичні	0,44	60	0,5	77	0,5	30,14
Фінансові	0,82	48	0,4	75	0,6	52,64
Репутаційні	0,23	27	0,5	80	0,5	12,30
Регуляторні	0,18	47	0,4	28	0,6	6,40
Стратегічні	0,65	60	0,5	78	0,5	44,85
Операційний	0,38	45	0,5	80	0,5	23,75
Екологічні	0,32	20	0,5	23	0,5	6,88

Джерело: складено автором за джерелом [42]

Потенційні загрози погіршення фінансово-господарської діяльності підприємства сьогодні виникають і внаслідок неефективності управління. Також встановлено, що існує висока ймовірність збереження зазначених негативних тенденцій впродовж наступних п'яти років.

На основі розрахунків нами було побудовано діаграму динаміки величини ризиків за сферами. За даними попередньої діаграми, деякі ризики кількісно були найбільшими, проте за величиною ризику вони є несуттєвими і навпаки. Тут знаходить підтвердження той факт, що найбільш критичного рівня набувають фінансові та стратегічні ризики (рис. 2.2) . Зазначимо, що свідомо розглядаємо тільки ризики настання несприятливих подій із метою розробки заходів щодо зменшення, уникнення чи попередження збитків. Таким чином, після ідентифікації ризиків, які можуть бути спричинені визначеними факторами, слід оцінити ймовірність їх виникнення, можливі наслідки подій та якість управління цими видами ризиків.

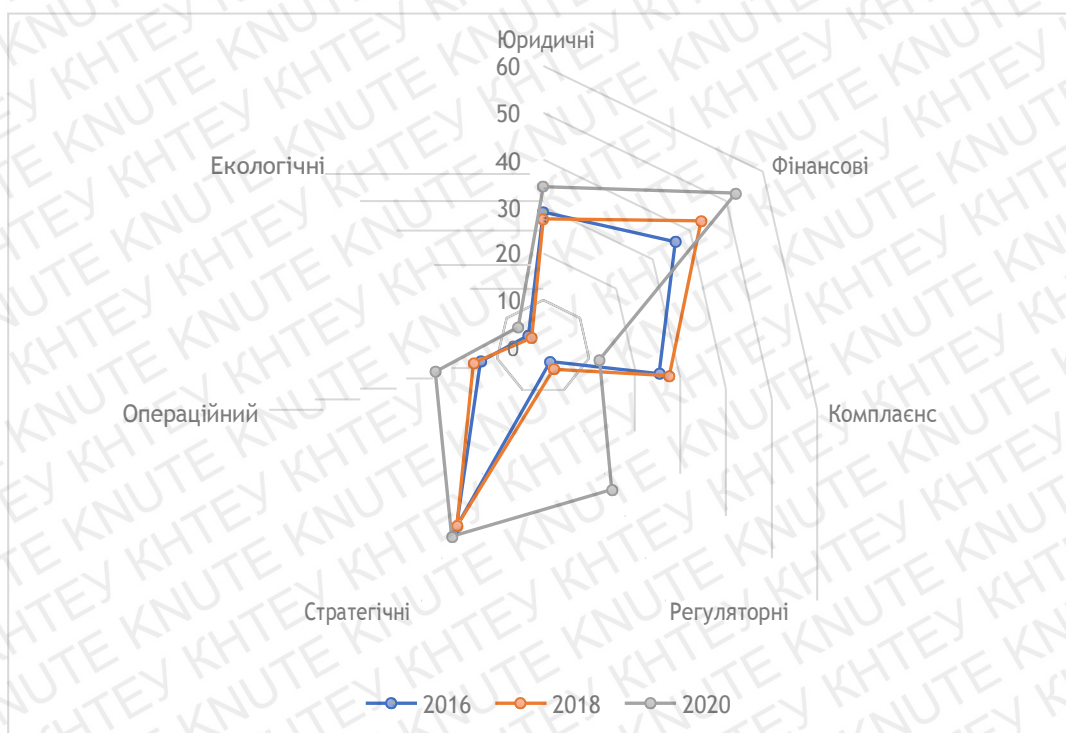


Рис. 2.2. Динаміка величини ризиків ПАТ «НАК «Нафтогаз» за сферами

Джерело: складено автором на основі джерела [24]

Інтегральну оцінку визначених ризиків було розраховувано як арифметичну суму бальних оцінок імовірності настання події, наслідків її впливу та якості управління. Коефіцієнт значущості факторів визначено на основі думок експертів із урахуванням величини збитків, які були спричинені дією конкретної групи факторів. Підсумкова оцінка є добутком інтегральної бальної оцінки ризику та коефіцієнта значущості групи факторів. На основі розрахункових даних підсумкової оцінки проводимо їх ранжування та відбір для побудови сигнальної карти ризиків (табл. 2.5).

Таблиця 2.5

Карта ризиків зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз»

1	Показники	Ступінь впливу ризику, %					Ймовірність ризику, %				
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		20	40	60	80	100	20	40	60	80	100
	Стратегічні										
C1	Відокремлення діяльності з транспортування природного газу (анбандлінг) та впровадження оптимальної моделі використання ПСТ				+			+			
C2	Забезпечення контролю компанії над підприємствами групи Нафтогаз				+			+			

Продовження таблиці 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C3	Забезпечення безперерйного транзиту природного газу					+			+		
C4	Забезпечення необхідного обсягу імпорту природного газу у 2019 році					+				+	
C5	Забезпечення необхідного достатнього обсягу видобутку природного газу					+			+		
	<i>Галузеві</i>										
G1	Диверсифікація джерел постачання імпортованого газу			+				+			
G2	Диверсифікація європейських постачальників				+		+				
G3	Збільшення обсягів реверсних поставок газу			+			+				
G4	Максимізація видобутку газу в Україні				+		+				
G5	Дотримання умов контракту			+					+		
G6	Забезпечення ефективної роботи ринку природного газу				+			+			
G7	Диверсифікація споживачів послуг з транспортування газу			+			+				
G8	Пошук альтернативних шляхів транспортування нафти				+						+
	Фінансові										
Ф1	Забезпечення виконання зобов'язань за кредитними договорами з фінансовими інститутами			+					+		
Ф2	Забезпечення достатнього рівня ліквідності для виконання ключових статей витрат			+					+		
Ф3	Залучення інвестиційних коштів			+					+		
Ф4	Забезпечення стабільності валютних надходжень		+					+			
Ф5	Оптимізація витрат групи			+					+		
Ф6	Платоспроможність контрагента				+					+	
Ф7	Перехід на оплату за газ за фактом поставки				+		+				
Ф8	Диверсифікація та оптимізація кредитного портфелю за відсотковими ставками			+				+			
	Операційні										
O1	Забезпечення певних обсягів продажу компанією природного газу				+		+				
O2	Забезпечення надійної ІТ-інфраструктури в групі Нафтогаз		+						+		
O3	Залучення та утримання кваліфікованих працівників			+						+	
O6	Видобуток та пошуково-розвідувальні роботи			+				+			
O7	Забезпечення виконання вимог діючих та нових ліцензій на видобуток та торгівлю природним газом				+					+	

Джерело: складено автором

Зважаючи на принципи ABC-аналізу та Паретто, відберемо 20–30% ризиків із найбільшими значеннями підсумкової оцінки для позначення на карті, а саме: відокремлення діяльності з транспортування природного газу (анбандлінг) та впровадження оптимальної моделі використання ПСГ; забезпечення необхідного обсягу імпорту природного газу у 2019 році; диверсифікація споживачів послуг транспортування; забезпечення необхідного достатнього обсягу видобутку природного газу; забезпечення виконання вимог діючих та нових ліцензій на видобуток та торгівлю природним газом; залучення та утримання кваліфікованих працівників. На рис. 2.3 зображено карту ризиків, з якої можна побачити, що більшість стратегічних ризиків мають суттєвий вплив на діяльність організації.

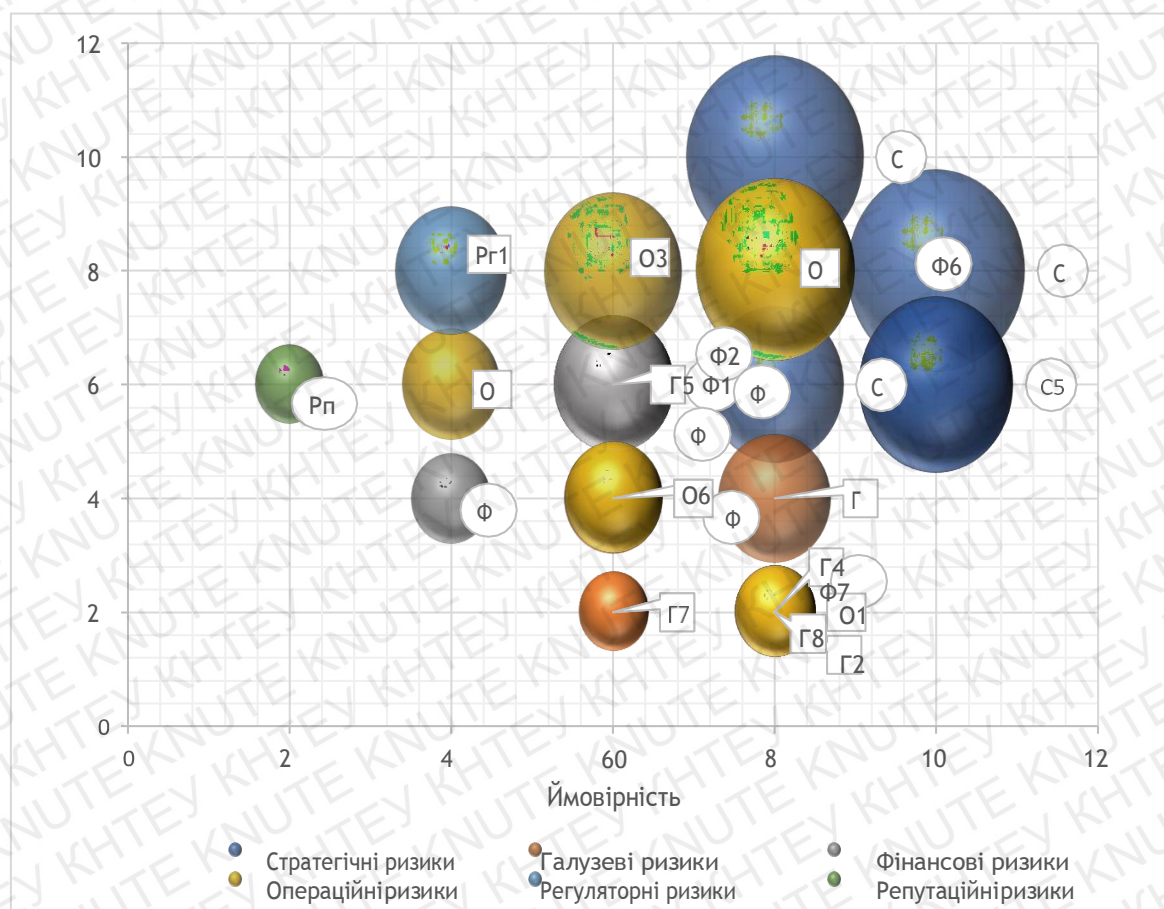


Рис.2.3.Карта ризиків ЗЕД ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Джерело: складено автором

Побудова карти ризиків підприємства, а також визначення його ризик-профілю є важливим етапом формування дієвої системи ризикозахищеності й обґрунтування діючої стратегії підприємства та його можливостей до генерації додаткової дохідності. Карта ризиків являє собою наочний огляд найважливіших

характеристик ризиків і загроз.

Як вже зазначалось раніше, головним напрямком ЗЕД ПАТ «НАК «Нафтогаз» є транзитне газозабезпечення країн Європи. Відтак вагомий вплив на їх виробничо-господарську діяльність справляють такі чинники як політична стабільність, національні енергетичні стратегії окремих країн, взаємовідносини з країнами – постачальниками природного газу, економічна ситуація в країнах постачальниках та споживачах, політика окремих держав у сфері диверсифікації газопостачання національних ринків через формування конкуруючих транспортних маршрутів тощо. За результатами досліджень встановлено, що технологічні, кредитні, нормативно-законодавчі демографічні ризики та ризик збоїв у логістичних ланцюгах транзиту не були і не стануть впродовж наступних 5 років джерелом суттєвих загроз для функціонування вітчизняних газотранспортних підприємств.

Проте з'ясовано, що з 2020 по 2030 роки відбудеться значне зростання політичного ризику, а також ризику конкуруючих маршрутів та ризику постачальника газу. Це обумовлює необхідність перегляду стратегії розвитку підприємства на наступні 10-20 років.

Інтегральна оцінка ризику ПАТ «НАК «Нафтогаз» виконана шляхом агрегування ризиків окремих окремих груп з урахуванням їх значущості, дозволила встановити загальний тренд впливу як внутрішніх, так і зовнішніх загроз на виробничо-господарську діяльність підприємств, що входять до складу ПАТ «НАК «Нафтогаз».

Проводячи розрахунки (рис. 2.4), можна зробити висновок про те, що основними напрямками роботи ризик-менеджменту мають бути заходи з мінімізації наступних ризиків ПАТ «НАК «Нафтогаз»:

1. Будівництво нових газопроводів в обхід України (Турецький потік та Північний потік-2) залишається одним із ключових стратегічних ризиків групи Нафтогаз, оскільки призведе до суттєвого зменшення/припинення транзиту територією України та втрати істотної частки доходу групи Нафтогаз. Протягом 2018 року Газпром отримав всі необхідні дозволи з боку турецького уряду та

завершив будівництво морської частини газопроводу Турецький потік. На момент складання звіту невирішеним залишається правове поле функціонування Північного потоку-2, а саме порядок застосування вимог Третього енергетичного пакету до нього.

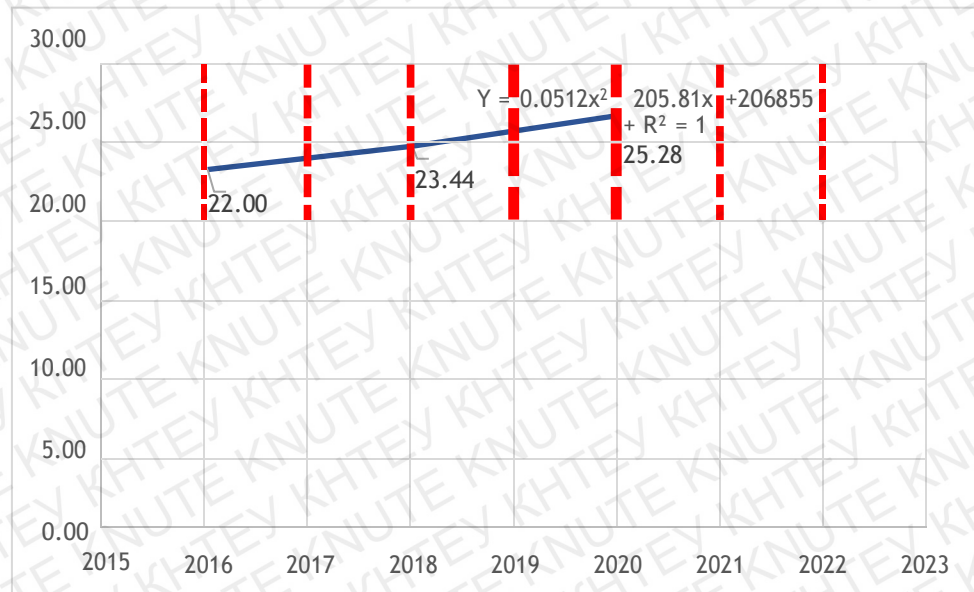


Рис. 2.4. Прогнозна оцінка рівня ризику ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Джерело: складено автором

2. Існування ризику ліквідності спричинене низкою пов'язаних між собою факторів, до яких відносяться:

- сезонний характер витрат і доходів: грошова виручка від реалізації та транспортування природного газу надходить під час опалювального сезону. Водночас протягом літнього періоду, коли обсяги реалізації значно менші, група несе суттєві витрати, пов'язані з фінансуванням закачування природного газу до підземних сховищ газу на наступний опалювальний сезон;
- сплата дивідендів відповідно до графіків, визначених розпорядженнями Кабінету Міністрів України без врахування наявності вільних грошових коштів в групі;
- фіксовані дати погашення кредитів українських та іноземних банків на купівлю природного газу в рамках підготовки до опалювального сезону;
- накопичення проблемної дебіторської заборгованості з боку ТКЕ та

регіональних постачальників за поставлений природний газ. Для мінімізації впливу даного ризику Нафтогаз вживає всіх необхідних заходів щодо перенесення строків сплати кредитних зобов'язань перед українськими та іноземними банками, отримання дозволу від акціонера на сплату дивідендів частинами та від Національного банку України на продаж транзитної виручки для цих цілей.

З метою лібералізації ринку природного газу відповідно до вимог Третього енергетичного пакету ЄС Україна взяла на себе зобов'язання провести анбандлінг – відокремлення функції транспортування газу від Нафтогазу. Відповідно до затвердженого урядом плану реструктуризації Нафтогазу повинно також відбутися відокремлення діяльності зі зберігання (закачування, відбору) природного газу. У випадку некоректного виведення підземних сховищ газу зі структури групи Нафтогаз існує значний ризик втрати доступу до буферного газу, який знаходиться в ПСГ, що призведе до значних фінансових втрат групи Нафтогаз.

Неефективне відокремлення діяльності з транспортування природного газу (анбандлінг) може призвести до низки проблем у роботі системи транзиту та внутрішнього транспортування (в тому числі в контексті роботи підземних сховищ газу, а також буферного газу), що спричинить фінансові втрати компанії, стане загрозою реформі ринку природного газу та може зашкодити зусиллям України, спрямованим на збереження її транзитного статусу після 2019 року.

3. Низька якість геологічних даних, що використовуються підприємствами групи Нафтогаз під час видобування газу та нафти, призводить до зростання невизначеності щодо рівня вуглеводнів на ділянках, на яких здійснюється розробка та видобування. Це у свою чергу призводить до збільшення витрат на буріння та зменшення обсягів видобутої нафти та газу, що напряду впливає на досягнення однієї зі стратегічних цілей групи Нафтогаз – зберегти та примножити можливості розвідки і видобутку.

Неотримання необхідних дозволів на розробку родовищ: підприємства групи Нафтогаз (зокрема, Укргазвидобування та Укрнафта) стикаються з діями зі сторони місцевих рад та Державної служби геології та надр (Держгеонадр), які перешкоджають видачі або продовженню дії дозволів на розробку родовищ з

подальшим видобутком газу та нафти.

4.Ризики затримки/зриву закупок: Закон України «Про публічні закупівлі» не захищають від можливості участі недобросовісних постачальників. Як наслідок існують високі ризики змови учасників тендеру, відмови від підписання договору або його невиконання та постачання товарів невідповідної якості. Це може призвести до повторного проведення тендерів, затримок у постачанні та виробничому процесі з суттєвими наслідками для діяльності групи Нафтогаз.

5.Довготривале затвердження фінансового плану: діюче законодавство України передбачає погодження фінансового плану компанії з органами виконавчої влади, що призводить до значних затримок у його затвердженні і підвищує ризик його невиконання. Відсутність затвердженого фінансового плану унеможливорює повноцінне здійснення інвестиційних програм, що може бути викликом як для успішного виконання теперішньої роботи з технічного обслуговування, так і для запланованого зростання групи Нафтогаз.

6.Продовження дії положення про покладення спеціальних обов'язків на несприятливих для компанії умовах: уряд України продовжив термін дії Положення про покладання спеціальних обов'язків (ПСО) на компанію. Компанія зобов'язана постачати газ за регульованими цінами безпосередньо підприємствам тепло-комуненерго (ТКЕ) і регіональним постачальникам для забезпечення потреб населення. Невпровадження системи монетизації субсидій, непрозорість регіональних компаній посередників та відсутність компенсаційного механізму для компанії в рамках ПСО призводить до накопичення проблемної дебіторської заборгованості за поставлений природний газ. Станом на 31 грудня 2018 року загальна заборгованість ТКЕ перед Нафтогазом склала 30,6 млрд грн, а регіональних постачальників – 14,2 млрд грн. Значний рівень заборгованості суттєво впливає на ліквідність компанії особливо у літній період, коли здійснюється закупівля газу на наступний опалювальний сезон. Така ситуація також ускладнює перемовини з МВФ, ЄБРР, Європейською комісією, Світовим банком тощо, метою яких є отримання відповідного фінансування та залучення дешевих кредитних коштів.

2.2 Розробка заходів з мінімізації ризиків ЗЕД на підприємстві ПАТ «НАК «Нафтогаз України»

Так, результати проведеної експертної оцінки ризиків, наведені в п. 2.1, виявили загальний тренд до зростання практично по всіх групах ризиків діяльності газотранспортних підприємств, незважаючи на зменшення загальної кількості ризиків. Причому найбільш значними впродовж наступних п'яти років будуть глобальні політичні та стратегічні ризики, фінансові ризики (зокрема платоспроможності контрагентів та політика ціноутворення) та ін.. Згідно шкали градації ризиків, зазначеним видам ризиків притаманний високий та дуже високий рівень із стійкою тенденцією до подальшого росту. Основним ризик-індикатором при цьому є стрімке зниження обсягів наданих газотранспортних послуг, починаючи з 2014 -2015 рр.

Серед всіх груп ризиків найбільш суттєвим експерти визнали стратегічний (дуже високий) та фінансовий (високий). Вплив на дані групи ризиків зі сторони УМГ теж є доволі обмеженим, тому найбільш вдалим способом ризик-управління для газотранспортного підприємства в даному випадку є розробка стратегії на рівні материнського підприємства ПАТ «НАК «Нафтогаз» стосовно діяльності дочірніх підприємств, які задіяні у експортно- імпорتنих операціях. Стратегія прийняття ризику та формування чіткого плану дій на випадок реалізації ризику або з метою попередження його настання наведена в табл. 2.6. Таблицю побудовано на основі оцінки втрат від найбільш впливових ризиків і основний метод управління ризиком – формування бюджету для покриття втрат від настання несприятливих подій.

Таблиця 2.6

Програма управління ризиками діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз»

1	2	3	4	5	6
Ризик	Величина ризику, балів, (0-100)	Величина можливих втрат, грн	Спосіб впливу	Заходи	Бюджет
Політичний	68,5	181994	Прийняття ризику	Формування резервного фонду та плану дій на випадок настання ризикової події	181994

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6
Фінансовий	52,4	139219	Прийняття ризику	Формування резервного фонду та плану дій на випадок настання ризикової події	139219
Техніко-технологічний	48,6	129123	Зниження ризику	1) Реконструкція системи регенерації установки осушки газу із впровадженням системи автоматичного керування. 2) Технічне переоснащення газоперекачувальних агрегатів	240800+24719
Кадровий	32,5	86348	Зниження ризику	Удосконалення вікової структури виробничих кадрів (оновлення персоналу). Підвищення кваліфікації працівників	3500
Майновий	52,6	139750	Зниження ризику	Модернізація систем охоронної сигналізації, контролю доступу та відео нагляду. Реконструкція системи газового та пінного пожежогасіння	29540+12400
Інформаційний	36,5	96975	Зниження ризику	Удосконалення системи передачі інформації про загрозу або виникнення надзвичайних ситуацій на компресорній станції	12600
Всього		881808			694772

Джерело: складено автором за [11]

Загалом, найбільш придатними для ризик-управління є ризики внутрішнього походження, серед яких домінують техніко-технологічні, кадрові, майнові та ризик неефективності управління.

Розмір бюджету, необхідного для реалізації заходів щодо управління фінансовим, техніко-технологічним та майновим ризиками встановлено відповідно до Плану розвитку газотранспортної системи Публічного акціонерного товариства «Укртрансгаз» на 2016-2025 роки.

Зазначимо, що є великий перелік методів та засобів впливу на ризик, проте їх вибір в кожній конкретній ризиковій ситуації залежатиме від встановлених цілей

діяльності, ступеня толерантності до ризику (ризик- апетит) та фінансових можливостей підприємства у сфері ризик-менеджменту тощо.

Щодо оцінки економічної ефективності програми, погодимось із позицією Ріщук Л.І. [8], що найбільш раціонально її здійснювати шляхом співставлення різниці потенційних втрат (збитків) до і після впровадження програми управління ризиками з витратами на її впровадження, за формулою 2.3:

$$k_{ef} = (B_0 - B_1) / B_{нур}, \text{ де} \quad (2.3)$$

B_0 – величина очікуваних втрат до впровадження програми управління ризиками, грн;

B_1 – величина очікуваних втрат після впровадження програми управління ризиками, грн;

$B_{нур}$ – витрати на реалізацію програми управління ризиками, грн.

Таким чином, даний коефіцієнт відображатиме економію втрат завдяки реалізації програми управління ризиками в розрахунку на 1 грн витрат на виконання цієї програми. Найскладнішою є прогнозна оцінка величини втрат після впровадження програми управління ризиками, оскільки на вітчизняних підприємствах відсутня практика реалізації програм ризик-менеджменту, що не дозволяє скористатись порівняльним підходом до оцінювання (табл. 2.7).

Таблиця 2.7

Оцінка ефективності програми управління ризиками діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Показник	Прогноз		
	Песимістичний	реалістичний	оптимістичний
1. Потенційні втрати до впровадження програми управління ризиками, грн	881808	881808	881808
2. Потенційні втрати після впровадження програми управління ризиками, грн	156966,6	78483,3	0
3. Витрати на реалізацію програми управління ризиками, грн	694772	694772	694772
4. Коефіцієнт економічної ефективності програми управління ризиками	1,043	1,156	1,269

Джерело: складено автором [11;15]

За прогнозом оптимістичного сценарію передбачимо повне усунення потенційних втрат внаслідок настання ризикових подій; за умов песимістичного сценарію уникнення ризикових втрат завдяки реалізації програми складе 70- 90% від початкових, відповідно реалістичного – 85-95%.

Розрахункові значення коефіцієнта ефективності (>1) свідчать про економічну доцільність впровадження даної програми.

Однак, такий спосіб управління ризиками є дієвим, коли мова йде про одиничні нерегулярні ризики, які потребують локального придушення наслідків. Якщо говорити про ризики системного характеру, такі методи будуть лише вести боротьбу із наслідками, а не з причиною, тому можуть бути неефективними.

Під системними варто розуміти, зокрема, ризики припинення транзиту природного газу через Україну, енергетична залежність від реверсних поставок та залежність від коливання цін на імпорតне паливо. Загалом, зміна динаміки транзиту російського газу в останні роки відображає стратегію Росії, направлену на поступову розбудову газопроводів для постачання газу до Європи в обхід території України та висловлює наміри після 2019 р. (після завершення дії чинного договору на транзит) припинити транзит власного газу через Україну або здійснювати його на «прийнятних» умовах, у т. ч. прийнятної тарифної політики.

Реалізація проекту «Північний потік - 2» може створити додаткові передумови та технічні потужності для зменшення транзиту природного газу через територію України (по ГВС Ужгород, ГВС Берегово, ГВС Дроздовичі) на 55 млрд.м³. Створення «Віртуальної торгової точки» в Балтійському морі, здатне збільшити транспортні потужності в напрямку Європи на 10-11 млрд.м³.

Реалізація проекту «Турецький потік» також може створити передумови та технічні потужності для зменшення транзиту природного газу через територію України в південному напрямку від 15,25 до 32 млрд.м³ (до 63 млрд. м³ в залежності від кількості прокладених ниток).

Підсумовуючи наведені факти, можемо констатувати, що на сьогоднішній день існує пряма загроза зниження обсягів транзиту газу територією України, що ґрунтується на наявності вже збудованих та проектних газопроводів, а також на

отриманні ПАТ «Газпром» або його дочірніми структурами виключень з європейського енергетичного законодавства стосовно повного доступу до потужностей збудованих газопроводів на території Європи, що є основною причиною зростання наднаціональних регіональних та глобальних ризиків діяльності доліджуваного підприємства. Особливістю даної групи ризиків є те, що ступінь впливу на них зі сторони підприємства є досить обмеженим. Тому в даному випадку доцільно обґрунтовувати загальну стратегічну ризик-орієнтовану політику не на рівні територіальних УМГ, а на рівні групи ПАТ «НАК «Нафтогаз» в цілому.

З огляду на сучасні виклики, що ставляться перед Україною з безпеки постачання природного газу та стратегічним забезпеченням ним споживачів України, в контексті управління ризиками своєї діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз» та ПАТ «Укртрансгаз» зокрема, доцільно формувати політику розширення своєї ГТС у відповідності до прогнозів розширення ГТС сусідніх Європейських держав таких як Польща, Румунія, Словаччина та Угорщина.

При цьому розширення ГТС повинно здійснюватись відповідно до ризик-орієнтованої стратегії «пом'якшення» ризику шляхом диверсифікації шляхів та джерел постачання природного газу з метою уникнення залежності від постачань газу з одного джерела.

Основні напрямки можливої диверсифікації джерел імпорту газу:

- 1) постачання скрапленого природного газу (СПГ) із країн, які традиційно експортують СПГ до Європи (наприклад, Єгипту, Алжиру або Катару);
- 2) імпорт газу з Азербайджану через газопровід «Білий потік» або у скрапленому стані через LNG -термінали;
- 3).постачання газу з Європи шляхом використання наявної інфраструктури в реверсному напрямку (Німеччина-Чехія-Словаччина або Туреччина-Болгарія-Румунія).

Загалом, в довгостроковій перспективі найбільш потенційно привабливими, з точки зору зовнішнього альтернативного забезпечення потреб економіки України природним газом, є країни Північної Африки (Алжир, Єгипет, Лівія, Нігерія) та

Близького Сходу (Іран, Катар, ОАЕ, Ємен, Оман). Так, за даними British Petroleum загальний обсяг доведених запасів природного газу в Африці, попри недорозвіданість значної частини континенту, вже на кінець 2011 року склав 14,5 трлн. м³, а на Близькому Сході - 80 трлн. м³, що свідчить про значний газовидобувний потенціал даних регіонів.

При цьому слід усвідомлювати, що природний газ не може розглядатися як товар ізольовано, без прив'язки до системи транспортування, тому обґрунтування найбільш оптимальних технологій постачання даного енергоносія в Україну є сьогодні одним із першочергових завдань. Сильною стороною ПАТ «Укртрансгаз» є те, що вітчизняна газотранспортна система, завдяки своїм унікальним техніко-технологічним особливостям, потенційно здатна забезпечити транспортування та розподіл природного газу, який надходитиме із зовнішніх джерел новими маршрутами на базі застосування LNG технології.

Слід відмітити, що забезпечення постачання в Україну природного газу у скрапленому стані із диверсифікаційних зовнішніх джерел вимагає завчасної підготовки виробничої інфраструктури газотранспортних підприємств (будівництво терміналів для приймання і регазифікації СПГ, створення сховищ для тимчасового акумулювання та зберігання газу тощо) та наявності достатньої кількості суден-газовозів, а це, в свою чергу, потребує залучення значних інвестицій. Серед найближчих сусідів України показовим у цьому плані є досвід Польщі, яка вже здійснює будівництво терміналу для приймання скрапленого газу, веде активні переговори з Алжиром, а також розглядає можливості укладання контрактів з Єгиптом, Лівією, Катаром, Нігерією та Норвегією щодо постачання СПГ.

При цьому заслуговує на увагу так звана «модифікована» технологія LNG, яка, на відміну від традиційної, не потребує створення приймальних терміналів з регазифікації в країнах-споживачах, оскільки кораблебудівники освоїли виробництво газовозів нового типу з регазифікаційним устаткуванням, розміщеним безпосередньо на борту судна.

В більш віддаленій перспективі альтернативою для морського

транспортування газу може стати його перевезення у стисненому стані (Compressed Natural Gas, CNG). Впровадження CNG технології в Україні потребує наявності танкерів для транспортування стисненого природного газу та декомпресійного терміналу з газосховищами. Основною перевагою CNG є те, що він має нижчу собівартість порівняно з LNG, оскільки його виробництво не потребує дорогого процесу охолодження і криогенних резервуарів. При цьому варто зауважити, що, на даний час, виготовлення танкерів для перевезення CNG у світі ще знаходиться на стадії розробки та планування.

Таким чином, впровадження альтернативних варіантів газозабезпечення України в рамках реалізації стратегії диверсифікації групи наддержавних регіональних та глобальних ризиків дозволить суттєво знизити їх негативний вплив на функціонування вітчизняних газотранспортних підприємств.

Другим напрямком політики розширення ГТС є реалізація ризик-орієнтованої стратегії інтеграції ГТС України до європейської газової інфраструктури, зокрема шляхом будівництва нових та розширення існуючих транскордонних газопроводів (інтерконекторів). ПАТ «НАК «Нафтогаз» доцільно інвестувати у будівництво нових інтерконекторів для приєднання до існуючих трубопроводів та запланованих інтерконекторів країн-членів ЄС та розвивати співробітництво з операторами сусідніх європейських країн у напрямку організації єдиного регіонального газового хабу та, як наслідок, мати змогу більшою мірою протидіяти політичному тиску зі сторони Росії.

Приєднання ГТС країн Центральної та Східної Європи (ЦСЄ) до західної частини української ГТС дасть можливість забезпечити транспортування, закачування, зберігання та відбір з українських ПСГ до 15 млрд куб. м природного газу для іноземних власників.

На даний час ПАТ «НАК «Нафтогаз» здійснює співробітництво з операторами ГТС сусідніх країн в контексті розширення імпорту природного газу в Україну. Поставки газу з Європи розпочато зі сторони Польщі (листопад 2012 року), Угорщини (березень 2013 року) і Словаччини (серпень 2014 року). Тим не менше частка транзиту російського природного газу через територію України до

країн Європи складає 61% від загальних обсягів транспортування природного газу МГ.

При цьому варто звернути увагу на те, що окрім розвиненої трубопровідної інфраструктури (загальна протяжність газопроводів становить 38,2 тис. км, у тому числі магістральних - 22,2 тис. км), важливою технологічною ланкою газотранспортної системи України є також потужна мережа підземного зберігання газу (ПЗГ), що складається із 13 підземних сховищ газу (ПСГ) і за показником сумарної активної місткості (32,1 млрд м³) займає друге місце в Європі, поступаючись при цьому лише Росії (63,5 млрд).

З точки зору зовнішнього використання мережі підземного зберігання газу важливим є те, що майже 80% газосховищ України розташовані в її західних регіонах на шляху найбільших транзитних газопотоків з Росії у безпосередній близькості від кордону з ЄС.

Слід зазначити, що створення ПСГ потребує значних інвестицій, термін окупності яких може досягати 12 років. При цьому важливою перевагою України є те, що незважаючи на реалізацію ПАТ «Газпром» ряду проектів з розвитку підземного зберігання газу в країнах Європи, на даний час обхідні магістральні газопроводи ще не забезпечені належними потужностями для зберігання газу вздовж своїх маршрутів, а тому в найближчій перспективі українська ГТС і надалі залишатиметься гарантом надійності транзиту російського газу до Європи. Таким чином, завдяки вигідному географічному положенню та великій активній місткості ПСГ, Україна володіє значним потенціалом щодо формування мережі ПЗГ загальноєвропейського значення.

2.3 Прогноз розвитку зовнішньоекономічної діяльності ПАТ «НАК» «Нафтогаз України» з урахуванням рівня ризикозахищеності підприємства

Проведений аналіз показав, що на сьогодні найбільш критичними є два сценарії, один з яких пов'язаний з припиненням транзиту російського газу через територію нашої країни, а другий – з повним припиненням постачання до України

газу з Російської Федерації. Висока імовірність цих сценаріїв зумовлена тим, що контракти між НАК «Нафтогаз України» та ВАТ «Газпром» «Про обсяги та умови транзиту природного газу через територію України» та «Купівлі-продажу природного газу» припиняють дію 31.12.2019 року.

У попередньому розділі було запропоновано три основні напрямки подолання ризиків, пов'язаних із настанням вищезначених сценаріїв. Загалом вони підпорядковані основній меті - диверсифікації джерел постачання природного газу. По-перше, переорієнтація на імпорту скрапленого газу з країн Африки, Близького Сходу, Азербайджану; по-друге, приєднання до європейської газотранспортної системи (використання українських підземних газосховищ дозволить країнам ЄС зменшити енергетичну залежність від країн-постачальників та хеджувати цінові ризики; це дозволить диверсифікувати реверсні поставки газу з Європи); по-третє, збільшення обсягів власного видобування природного газу.

Порівняти майбутні ефекти від впровадження кожної з рекомендацій можна за допомогою формули чистої приведеної вартості (NPV), яку використовують для оцінки інвестиційних проектів (табл. 2.8-2.10) [7].

В розвинутих економічно-стабільних країнах ставка дисконтування визначається на рівні ставки безризикових інвестицій, якою є фактично ставка доходності за державними облігаціями. В Україні, на жаль, вкладення у такий актив не є безризиковими, тому цю ставку не можна розглядати як гарантію доходу у майбутньому. Однак альтернативних варіантів безризикових доходів на даний момент немає, а тому при розрахунку планових показників грошових потоків будемо дотримуватися методології зарубіжних фінансистів. Досить складно визначитися зі ставкою, яку необхідно використати до дисконтування. З однієї сторони, вона повинна повністю відповідати ринковим вимогам, особливостям діяльності підприємства, його рентабельності та рівню конкуренції. З іншої сторони, навіть якщо аналітики підприємства визначають дану ставку для власного бізнесу, що займається унікальним видом діяльності, – це зовсім не означає, що звітність буде складеною відповідно до міжнародних стандартів. Так, протягом 2018 року, згідно даних Національного Банку, показник доходності ОВДП складає

15%, його і взято нами за ставку дисконтування.

$$NPV = \sum_{t=0}^n CF_t / (1 + R)^t, \text{ де} \quad (2.4)$$

n, t - кількість часових періодів,

CF - грошовий потік (Cash Flow),

R - вартість капіталу (ставка дисконтування, Rate)

Таблиця 2.8

Розрахунок чистої приведеної вартості проекту приєднання до ГТС Європи

Проект приєднання до Європейської ГТС				
Сума інвестицій 9 млрд. дол.				
Рік	Грошові потоки, млрд. дол.	Банківська ставка 15%	Фактор	Сума, млрд. дол
0	-1,8	$1/(1,15)^0$	1	-1,8
1	-2	$1/(1,15)^1$	0,8696	-2,3
2	-1,7	$1/(1,15)^2$	0,7561	-2,2
3	-3,5	$1/(1,15)^3$	0,6575	-5,3
4	2	$1/(1,15)^3$	0,5718	3,5
5	2	$1/(1,15)^4$	0,4972	4,0
6	2	$1/(1,15)^5$	0,4323	4,6
7	2	$1/(1,15)^6$	0,3759	5,3
8	2	$1/(1,15)^7$	0,3269	6,1
9	2	$1/(1,15)^8$	0,2843	7,0
10	2	$1/(1,15)^9$	0,2472	8,1
Всього	5	Дисконтована сума		27,0
		Термін окупності, років		15

Джерело: розраховано автором

Отже, сума інвестицій у розмірі 9 млрд. дол. має покрити витрати на розбудову декількох газотранспортних шляхів, які б дозволили приєднатися до загальноєвропейської газотранспортної системи, а також привести стан цих послуг до вимог європейського ринку транспортування і зберігання природного газу.

Щорічний дохід у розмірі 2 млрд. дол. – середній рівень доходу ГТС України за послуги транспортування та зберігання. Якщо прийняти, що коефіцієнт рентабельності складає 30%, тоді термін окупності проекту становить 15 років.

Функціонування будь-якого ринку природного газу передбачає, що баланс

надходження та відбір природного газу до/з газотранспортної системи є основою для надійної роботи системи, а також стабільності функціонування ринку природного газу в цілому. Даний фактор визначає стабільність цін на природний газ та усуває кризові явища на ринку пов'язанні з дефіцитом газу.

Яскравий прикладом даної ситуації може бути криза кінця лютого та початку березня 2018 року в Європі, коли у зв'язку з різким похолоданням в зазначений період різко зріс попит, а наявні потужності/надходження газу не змогли його задовільнити. В даній ситуації ціни на європейський хабах зросли більш ніж в 3 рази. Переважна більшість Європейських газосховищ експлуатуються з достатньо високими коефіцієнтами завантаження – не менше 90%, а станом на вересень 2019 року загальний рівень завантаження потужностей ПСГ держав ЄС досяг рівня 95%, а в таких країнах як Австрія, Франція, Чеська Республіка – 99% (рис.2.5).

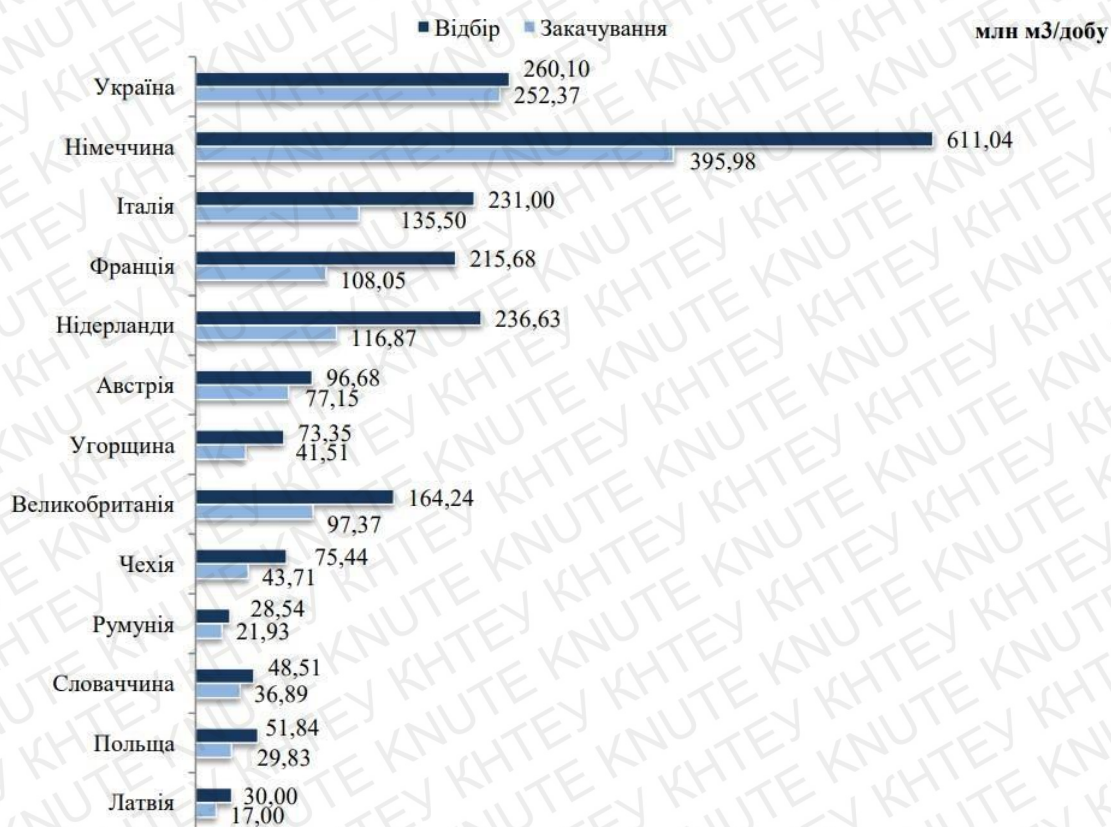


Рис. 2.5. Динамічні показники ПСГ окремих країн Європи

Джерело: побудовано автором за [39]

В цьому випадку ймовірність появи попиту зі сторони країн Східної Європи на використання наявних вільних обсягів активного газу в сховищах газу України зростає до практично прийнятних величин.

Зважаючи на пряму кореляцію обсягів закачування/відбору газу в ПСГ України з обсягами споживання газу споживачами України та обсягів транзиту вірогідно прогнозувати на плановий період обсяги закачування газу на рівні 10 – 14 млрд куб. м/рік і обсяги відбору 8 – 12 млрд куб. м/рік.

За умови повного припинення транзиту газу, починаючи з 2020 року, може бути доцільним часткове виведення (консервація) потужностей ПСГ України через відсутність необхідності забезпечення стабільних транзитних режимів на прикордонних з країнами Європи ГВС.

Таблиця 2.9

Розрахунок чистої приведеної вартості проекту

Збільшення власного видобутку природного газу				
Сума інвестицій 3,9 млрд. дол				
Рік	Грошові потоки, млрд. дол	Банківська ставка 15%	Фактор	Сума, млрд. дол
0	-1,6	$1/(1,15)^0$	1	-1,6
1	-1,4	$1/(1,15)^1$	0,8696	-1,6
2	-0,2	$1/(1,15)^2$	0,7561	-0,3
3	-0,1	$1/(1,15)^3$	0,6575	-0,2
4	-0,6	$1/(1,15)^3$	0,5718	-1,0
5	4,2	$1/(1,15)^4$	0,4972	8,4
6	4,2	$1/(1,15)^5$	0,4323	9,7
7	4,2	$1/(1,15)^6$	0,3759	11,2
8	4,2	$1/(1,15)^7$	0,3269	12,8
9	4,2	$1/(1,15)^8$	0,2843	14,8
10	4,2	$1/(1,15)^9$	0,2472	17,0
Всього	21,3	Дисконтована сума		69,3
		Термін окупності, років		3

Джерело: розраховано автором

Наступний проект для розрахунків – інвестиції у розширення бази видобування природного газу на території України. Згідно розрахунків міжнародних експертів, Україна має витратити приблизно 3,9 млрд. дол. З них витрати на розробку нових родовищ складають 1,6 млрд. дол., розробка існуючих

родовищ – 1,4 млрд. дол., інвестиції в інтенсифікацію – 0,2 млрд. дол. (рис.2.6). При цьому (як було розраховано у розділі 1) дохід від продажу на внутрішньому ринку в середньому складе 4,2 млрд. дол. на рік. Так само, припускаємо, що рівень рентабельності коливається в рамках 30%, тоді термін окупності складе 3 роки.

На сьогоднішній день більшість країн Європи не здатні в повній мірі перекрити внутрішнє споживання природного газу за рахунок власного видобутку (окрім Норвегії, та Данії). Відповідно в даній ситуації країни Європи вимушені імпортувати природний газ із зовнішніх джерел, зокрема зріджений газ через технологію LNG. В 2018 році країнами Європи було імпортовано близько 443,7 млрд куб. м (включаючи норвезький газ).

Отже, аби налагодити постачання зрідженого газу, який одночасно є дешевшим від природного газу та на 30% економнішим у використанні, потрібно підготувати відповідну інфраструктуру. Будівництво терміналів для приймання і регазифікації СПГ, створення сховищ для тимчасового акумулювання та зберігання газу, будівництво достатньої кількості суден-газовозів тощо. В більш віддаленій перспективі альтернативою для морського транспортування газу може стати його перевезення у стисненому стані (Compressed Natural Gas, CNG).

Така технологія потребує наявності танкерів для транспортування стисненого природного газу та декомпресійного терміналу з газосховищами. Ці статті витрат нараховують 6 млрд. дол. При цьому щорічно ПАТ «НАК «Нафтогаз» зможе отримувати дохід у середньому 2-3 млрд. дол. Такий проект зможе вийти на самоокупність через 7 років.

В даній дипломній роботі вважаємо недоречним робити прогноз фінансових результатів досліджуваного підприємства, оскільки інвестиційні впливання можуть дати хибне уявлення про процеси, що будуть відбуватись на підприємстві. По-перше, співвідношення власного і залученого капіталу буде викривлено у бік різкого зниження коефіцієнту автономії, коефіцієнт фінансового левериджу (важеля) демонструватиме підвищення підприємницького ризику (оскільки відсотки за кредит належать до постійних витрат, то зростання у фінансових ресурсах підприємства частки позичених коштів супроводжує зростання сили

операційного важеля і підвищення підприємницького ризику). По-друге, вжиті заходи впливатимуть негативно на розмір чистого прибутку протягом перших 3-5 років з огляду на підвищення витрат за деякими статтями Звіту про прибутки та збитки, та Звіту про рух грошових коштів.

Таблиця 2.10

Розрахунок чистої приведеної вартості проекту

Розбудова інфраструктури для імпорту зрідженого газу				
Сума інвестицій 6 млрд. дол				
Рік	Грошові потоки, млрд. дол	Ставка 15%	Фактор	Сума, млрд. дол
0	-3	$1/(1,15)^0$	1	-3,0
1	-1,5	$1/(1,15)^1$	0,8696	-1,7
2	-1	$1/(1,15)^2$	0,7561	-1,3
3	-0,5	$1/(1,15)^3$	0,6575	-0,8
4	2,94	$1/(1,15)^3$	0,5718	5,1
5	2,94	$1/(1,15)^4$	0,4972	5,9
6	2,94	$1/(1,15)^5$	0,4323	6,8
7	2,94	$1/(1,15)^6$	0,3759	7,8
8	2,94	$1/(1,15)^7$	0,3269	9,0
9	2,94	$1/(1,15)^8$	0,2843	10,3
0	2,94	$1/(1,15)^9$	0,2472	11,9
Всього	14,58	Дисконтована сума		50,1
		Термін окупності, років		7

Джерело: розраховано автором

Нижче нами здійснено оцінку інтегрального показника ризику після прийняття нового стратегічного курсу дій, запропонованих у цій дипломній роботі. В першу чергу, реалізувавши одну із стратегічних альтернатив, ми маємо можливість вплинути на ймовірність настання ризиків та/або на силу впливу відповідного ризику (в даному випадку стратегічного, фінансового і операційного). В табл. 2.11 подано порівняльний розрахунок рівня ризиків до і після впровадження заходів, заснований на ймовірності настання ризикової події.

Таблиця 2.11

Розрахунок інтегрального показника ризику ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Рік					Відхилення «до»/ «після»
Показник	2016	2018	2020		
			До реалізації заходів	Після реалізації заходів	
Юридичні	28,80	27,36	30,14	25,60	15%
Фінансові	36,10	43,12	52,644	38,04	28%
Комплаєнс	25,43	27,60	12,305	12,30	0%
Регуляторні	3,45	5,25	6,408	6,08	6%
Стратегічні	42,58	42,40	44,85	36,50	19%
Операційний	13,63	15,17	23,75	15,15	36%
Екологічні	4,00	3,15	6,88	6,90	0%
Інтегральна оцінка ризиків	22,00	23,40	25,3	20,10	21%

Джерело: розраховано автором

Отже, з таблиці видно, що не на всі види ризиків можна вплинути одночасно, проте ймовірність настання ризиків, які демонстрували критичну загрозу, вдалося знизити. При чому рівень впливу ризику вдалося знизити від 6% до 36%. Це стосується ризиків припинення транзиту газотранспортною системою України та припинення поставок реверсного газу. На рис. 2.6. побудовано лінію тренду щодо інтегральних показників ризику підприємства з урахуванням впровадження заходів з хеджування ризиків підприємства.

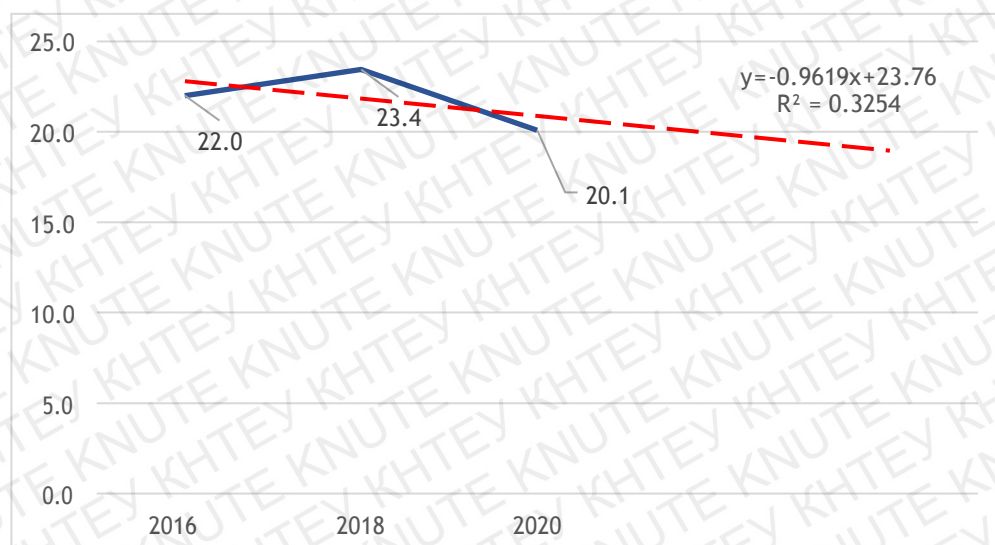


Рис. 2.7. Прогнозна оцінка інтегрального ризику ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Джерело: побудовано автором

Таким чином, одним з головних передумов щодо удосконалення діяльності підприємства та зовнішньоекономічної діяльності підприємства є диверсифікація джерел поставок газу. Нафтогаз втрачає основний сегмент ринку та головний прибуток компанії – транзит газу. У такій ситуації доцільно розробити правильну стратегію імпорту, яка повинна забезпечити газом споживачів, дати поштовх до розширення зовнішньоекономічної діяльності, впровадити нові, ефективні технології. Європейський ринок частково або повністю залежить від поставок російського газу, ціна на паливо постійно зростає. Тому вихід з цієї проблеми потрібно шукати на інших ринках та незалежних від цього ресурсу країнах.

Висновки до розділу 2

1. Спеціалістами ПАТ «НАК «Нафтогаз» щорічно визначається кількість ризиків а проводиться їх оцінка. Так, у 2018 році на підприємстві виявлено 265 видів ризику, що на 14% менше, ніж у 2016 році. З'ясовано, що з 2015 по 2020 роки відбудеться значне зростання політичного ризику, а також ризику конкуруючих маршрутів та ризику постачальника газу. Це обумовлює необхідність перегляду стратегії розвитку газотранспортних підприємств України на наступні 10-20 років.

2. На сьогоднішній день існує пряма загроза зниження обсягів транзиту газу територією України, що ґрунтується на наявності вже збудованих та проектних газопроводів, що є основною причиною зростання наднаціональних регіональних та глобальних ризиків діяльності досліджуваного підприємства. Особливістю даної групи ризиків є те, що ступінь впливу на них зі сторони підприємства є досить обмеженим. Тому в даному випадку доцільно обґрунтовувати загальну стратегічну ризик-орієнтовану політику на рівні групи ПАТ «НАК «Нафтогаз» в цілому.

3. Основні напрямки можливої диверсифікації джерел імпорту газу:

- переорієнтація на імпорт скрапленого газу з країн Африки та Близького Сходу;

- приєднання до європейської газотранспортної системи (використання українських підземних газосховищ дозволить країнам ЄС зменшити енергетичну залежність від країн-постачальників та хеджувати цінові ризики);
- збільшити обсяги власного видобування природного газу;
- загальна диверсифікація джерел імпорту природного газу (реверсні поставки з Європи, імпорт скрапленого газу з Близького Сходу, імпорт природного газу з Азербайджану).

Порівняти майбутні ефекти від впровадження кожної з рекомендацій можна за допомогою формули чистої приведеної вартості (NPV), яку використовують для оцінки інвестиційних проектів. Найбільш оптимальним рішенням, згідно проведених розрахунків, стане інвестування у розширення бази видобування природного газу на території України. Згідно розрахунків міжнародних експертів, Україна має витратити приблизно 3,9 млрд. дол. З них витрати на розробку нових родовищ складають 1,6 млрд. дол., розробка існуючих родовищ – 1,4 млрд. дол., інвестиції в інтенсифікацію – 0,2 млрд. дол. при цьому (як було вже розраховано нами у розділі 1) дохід від продажу на внутрішньому ринку в середньому складе 4,2 млрд. дол. на рік. Так само, припускаємо, що рівень рентабельності коливається в рамках 30%, тоді термін окупності складе 3 роки.

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

1. Результати аналізу господарської діяльності ПАТ «НАК «Нафтогаз» та його фінансового стану показали, що підприємство не має стабільної динаміки щодо основних показників. З одного боку фінансові результати 2014-2015 рр. показали значні чисті збитки, з іншого боку 2016-2018 рр. показали позитивний фінансовий результат, проте мали місце різкі зміни в той чи інший бік залежно від року. Важливо відмітити, що суттєвий негативний вплив на господарську діяльність групи ПАТ «НАК «Нафтогаз» чинить збиткове дочірнє підприємство «Укртранснафта», транзит російського газу протягом останніх п'яти років є збитковим.
2. Зовнішньоекономічна діяльність ПАТ «НАК «Нафтогаз» являє собою імпорتنі операції щодо закупівлі природного газу з метою його реалізації населенню та промисловому сектору. Оцінка ефективності імпорتنих операцій показала, що закупівля реверсного газу за завищеними цінами є значно менш ефективною, ніж розробка власних родовищ. Проте, на сьогоднішній день проблема полягає у тому, що обсягу природного газу у розвіданих родовищах недостатньо для покриття потреб населення та підприємств. Ще одним видом зовнішньоекономічної діяльності, яку реалізує підприємство, є експорт послуг з транспортування природного газу з території Російської Федерації до країн Європи. Експорт здійснюється підприємством «Укртрансгаз», яке є цілковито збитковим і неефективним.
3. Серед зовнішніх чинників негативного впливу на функціонування підприємства ПАТ «НАК «Нафтогаз» визначено критичну залежність від імпорту природного газу; скорочення внутрішніх обсягів газоспоживання, непрозорість функціонування внутрішнього газового ринку, відсутність виваженої та послідовної, орієнтованої на довгострокову перспективу, державної енергетичної політики; скорочення попиту на газ у країнах Європи; створення нових трубопроводних газотранспортних маршрутів в обхід території України; труднощі із експлуатацією ГТС на окупованій території і т.д. Виявлено негативну тенденцію зростання ризиків на всіх ієрархічних рівнях (починаючи з внутрішніх,

корпоративних, внутрішньодержавних та закінчуючи наддержавним рівнем ризиків). В довгостроковій перспективі діяльність досліджуваного підприємства значною мірою буде залежати від тенденцій функціонування міжнародного газового ринку. Відповідно ключовий вплив на його діяльність матимуть регіональні та глобальні ризики (політичні, ризики постачальників газу та конкуруючих газотранспортних маршрутів тощо).

4. Серед заходів, що мінімізують вплив виявлених ризиків, наступні: переорієнтація на імпорт скрапленого газу з країн Африки та Близького Сходу; приєднання до європейської газотранспортної системи (використання українських підземних газосховищ дозволить країнам ЄС зменшити енергетичну залежність від країн-постачальників та хеджувати цінові ризики); збільшення обсягів власного видобування природного газу; загальна диверсифікація джерел імпорту природного газу (реверсіпоставки з Європи, імпорт скрапленого газу з Близького Сходу, імпорт природного газу з Азербайджану).

5. Майбутній ефект від впровадження рекомендацій було здійснено за допомогою формули чистої приведеної вартості (NPV). Найбільш оптимальним рішенням, згідно проведених розрахунків, стане інвестування у розширення бази видобування природного газу на території України. Згідно розрахунків міжнародних експертів, Україна має витратити приблизно 3,9 млрд. дол. З них витрати на розробку нових родовищ складають 1,6 млрд. дол., розробка існуючих родовищ – 1,4 млрд. дол., інвестиції в інтенсифікацію – 0,2 млрд. дол. (рис.). При цьому (як було вже розраховано нами у розділі 1) дохід від продажу на внутрішньому ринку в середньому складе 4,2 млрд. дол. на рік. Так само, припускаємо, що рівень рентабельності коливається в рамках 30%, тоді термін окупності складе 3 роки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. BP Annual Report, 2019 [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:
2. European Petroleum Refiners Association [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.fuelseurope.eu/>
3. Renewable energy statistics 2018 (Статистика поновлюваної енергії за 2018 р.),IRENA
4. World Energy Outlook 2018 (Всесвітній енергетичний прогноз за 2018 р. Короткий огляд), International Energy Agency (Міжнародне енергетичне агентство)
5. World Trade report 2017 / World trade organization [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://www.wto.org/english/res_e/booksp_e/anrep_e/anrep17_e.pdf
6. Бадалова А. Г. Управління ризиками діяльності підприємства: Навчальний посібник / А. Г. Бадалова, А. В. Пантелєв. - К.: 2016. - 234 с.
7. Блажкун О. Ю. Шляхи вдосконалення зовнішньоекономічної діяльності підприємства : дис. канд. ек. наук / Блажкун О. Ю. – Київ, 2010.
8. В Україні рекордно зріс добовий видобуток газу [Електронний ресурс]. – 2018. Режим доступу до ресурсу: <https://uprom.info/news/energy/v-ukrayini-rekordno-zris-doboviy-vidobutok-gazu/amp/>.
9. Васин С. М. Управління ризиками на підприємстві / С. М. Васин, В. С. Шутов. К.: КНУ, 2018. – 304 с.
10. Видобування нафти і газу за кордоном [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://annualreport2015.naftogaz.com/ua/operacijna-dijalnist/vidobuvannja-nafti-i-gazu-za-kordonom/>.
11. Використання природного газу в Україні, 2017-2018 рр. [Електронний ресурс]. 2019. – Режим доступу до ресурсу: <http://naftogaz-europe.com/article/en/vikoristannjaprirodnogogazuvukraini20172018rr>.
12. Друкер Питер Ф. Эффективное управление предприятием.: Пер. с англ. / Питер Ф. Друкер. – М. : ООО «И.Д. Вильямс», 2008. – 224 с.: ил. Парал. тит. англ.

- 13.Економічний ризик: ігрові моделі: навч. посібник / [Вітлінський В. В., Верченко П. І., Сігал А. В., Наконечний Я. С., Шарапов О. Д.]. – К. : КНЕУ, 2002. 421 с.
- 14.Закон України «Про зовнішньоекономічну діяльність» № 959-ХІІ від 07.02.2019.Закон України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» № 1540-VIII від 22.09.2016.
- 15.Інтернет-сайт НАК «Нафтогаз України» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.naftogaz.com>
- 16.Керування ризиком. Методи загального оцінювання ризику (IEC/ISO 31010:2009, IDT). ДСТУ IEC/ISO 31010:2013. – К.: Мінекономрозвитку України, 2015. – 73 с.
- 17.Комплексний аналіз на підприємстві / Під ред. Н.В. Войтоловського, А.П. Калиний. – Х.: 2010. - 256с.
- 18.Лубенченко О. Е. Методологія управління зовнішньоекономічною діяльністю промислових підприємств в умовах інноваційно-інвестиційної економіки: монографія / О. Е. Лубенченко, А. В. Гнедков; Донбас. держ. техн. ун-т. – Лисичанськ: ДонДТУ, 2016. – 243 с.
- 19.Міністерство економічного розвитку і торгівлі України/Аналітика і статистика [Електронний ресурс].–Режим доступу: <http://www.me.gov.ua/Documents/List?lang=uk-UA&id=be44a1a7-69b3-4a77-a86a-447499abcdd6&tag=Analitika>
- 20.Облік і аналіз зовнішньоекономічної діяльності: Навч.-метод. посібник для самос. вивч. дисц. /Ю.А.Кузьмінський, В.Г.Козак, Л.І.Лук'яненко та ін.: За ред. Ю.А.Кузьмінського. – К.: КНЕУ, 2001. – 179 с., с. 112
- 21.Офіційний сайт Державної служби статистики [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.ukrstat.gov.ua>
- 22.Офіційний сайт державної фіскальної служби України [Електронний ресурс].Режим доступу: <http://www.customs.gov.ua>.
- 23.Офіційний сайт ДК «Укртрансгаз» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://utg.ua>

- 24.Офіційний сайт ПАО «Газпром» [Електронний ресурс]. – Режим доступу:
<http://www.gazpromexport.ru/en/statistics/>
- 25.Офіційний сайт статистичної служби Європейського Союзу [Електронний ресурс] / Режим доступу: <http://ec.europa.eu/eurostat>
- 26.Про Єдиний митний тариф: Закон України № 2097 – XII від 05.02.1992 р., із змінами і доповненнями.
- 27.Управління зовнішньоекономічною діяльністю підприємства: навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / Ю. В. Орловська, Г. В. Дугінець, П. А. Фісуненко, О. А. Варлаамова; за ред. д-ра екон. наук, проф. Ю. В. Орловської; ДВНЗ "Придніпр. держ. акад. буд-ва та архіт.". – Д.: АРТ-ПРЕС, 2010. – 302 с.
- 28.Черчик Л. Основні проблеми зовнішньоекономічної діяльності підприємств України / Л. Черчик // Економічний часопис. — Східноєвропейського національного університету імені Лесі Українки. — 2018. — №2. — С. 21—26.
- 29.Чорній В. В. Механізм інвестиційного забезпечення підприємств газової промисловості : дис. канд. ек. наук : 08.00.04 / Чорній Вікторія Валеріївна — Київ, 2017. — 260 с
- 30.Щорічний звіт ОПЕК Нафтовий ринок (2014-2016). Група Світового банку

ДОДАТКИ

Додаток А

АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
„НАФТОГАЗ УКРАЇНИ“КОНСОЛІДОВАНИЙ ЗВІТ ПРО ФІНАНСОВИЙ СТАН
НА 31 ГРУДНЯ 2018 РОКУ

У мільйонах українських гривень	Примітки	31 грудня 2018 року	31 грудня 2017 року
АКТИВИ			
Необоротні активи			
Основні засоби	5	434 370	491 482
Інвестиції в асоційовані та спільні підприємства	6	1 255	1 197
Відстрочені податкові активи	21	5 119	4 204
Інші необоротні активи	7	8 988	11 131
Всього необоротних активів		449 732	508 014
Оборотні активи			
Запаси	8	65 571	60 175
Торгова дебіторська заборгованість	9	65 942	58 988
Передплати видані та інші оборотні активи	10	6 888	71 247
Передплати з податку на прибуток підприємств		17	16
Грошові кошти та залишки на банківських рахунках	11	14 224	23 093
Грошові кошти, обмежені у використанні		1 338	1 591
Всього оборотних активів		153 980	215 110
ВСЬОГО АКТИВІВ		603 712	723 124
ВЛАСНИЙ КАПІТАЛ			
Акціонерний капітал	12	194 307	194 307
Резерв переоцінки		379 022	411 261
Накопичені курсові різниці		4 027	3 462
Накопичений дефіцит		(165 342)	(168 057)
Власний капітал, який належить власникам материнської компанії		412 014	440 973
Неконтрольована частка у капіталі		1 844	(454)
ВСЬОГО ВЛАСНОГО КАПІТАЛУ		413 858	440 519
ЗОБОВ'ЯЗАННЯ			
Довгострокові зобов'язання			
Позики	13	11 299	14 736
Забезпечення	14	6 943	6 007
Відстрочені податкові зобов'язання	21	50 544	67 304
Інші довгострокові зобов'язання		221	12
Всього довгострокових зобов'язань		69 007	88 059
Короткострокові зобов'язання			
Позики	13	44 700	44 579
Забезпечення	14	41 072	52 551
Торгова кредиторська заборгованість		5 500	8 137
Аванси отримані та інші короткострокові зобов'язання	15	23 269	78 608
Заборгованість з податку на прибуток		6 306	10 671
Всього короткострокових зобов'язань		120 847	194 546
ВСЬОГО ЗОБОВ'ЯЗАНЬ		189 854	282 605
ВСЬОГО ЗОБОВ'ЯЗАНЬ ТА ВЛАСНОГО КАПІТАЛУ		603 712	723 124

Цю консолідовану фінансову звітність було затверджено до випуску 15 квітня 2019 року.

Додаток Б

АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
„НАФТОГАЗ УКРАЇНИ“КОНСОЛІДОВАНИЙ ЗВІТ ПРО ПРИБУТКИ АБО ЗБИТКИ
ЗА РІК, ЯКИЙ ЗАКІНЧИВСЯ 31 ГРУДНЯ 2018 РОКУ

У мільйонах українських гривень	Примітки	2018	2017
Дохід від реалізації	3	256 312	227 478
Собівартість реалізації	16	(178 829)	(157 147)
Валовий прибуток		77 483	70 331
Інші операційні доходи	17	4 641	5 092
Доходи, нараховані по Арбітражному провадженню щодо транзиту газу	22	-	57 125
Інші операційні витрати	18	(55 727)	(27 475)
Витрати, нараховані по Арбітражному провадженню щодо купівлі-продажу газу	22	-	(44 528)
Операційний прибуток		26 397	60 545
Фінансові витрати	19	(6 201)	(8 302)
Фінансові доходи	20	2 128	1 598
Частка у результатах асоційованих та спільних підприємств після оподаткування	6	(1 316)	(47)
Чистий збиток від курсових різниць		(471)	(1 043)
Прибуток до оподаткування		20 537	52 751
Витрати з податку на прибуток	21	(8 970)	(13 302)
Чистий прибуток за рік		11 567	39 449
Чистий прибуток/(збиток), який належить:			
Власникам Компанії		8 696	39 644
Неконтролюючим акціонерам		2 871	(195)
Чистий прибуток за рік		11 567	39 449

Додаток В

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА
КОМПАНІЯ „НАФТОГАЗ УКРАЇНИ“КОНСОЛІДОВАНИЙ ЗВІТ ПРО ФІНАНСОВИЙ СТАН
НА 31 ГРУДНЯ 2017 РОКУ

У мільйонах українських гривень	Примітки	31 грудня 2017 року	31 грудня 2016 року (скориговано, Примітка 3)
АКТИВИ			
<i>Необоротні активи</i>			
Основні засоби	6	491 482	551 661
Інвестиції в асоційовані та спільні підприємства	7	1 197	1 328
Передплати з податку на прибуток підприємств		-	1 317
Відстрочені податкові активи	22	4 204	4 508
Інші необоротні активи	8	11 131	9 326
Всього необоротних активів		508 014	568 140
<i>Оборотні активи</i>			
Запаси	9	60 175	50 244
Торгова дебіторська заборгованість	10	58 988	49 209
Передплати видані та інші оборотні активи	11	71 247	9 499
Передплати з податку на прибуток підприємств		16	22
Грошові кошти та залишки на банківських рахунках	12	23 093	22 336
Грошові кошти, обмежені у використанні		1 591	680
Всього оборотних активів		215 110	131 990
ВСЬОГО АКТИВІВ		723 124	700 130
ВЛАСНИЙ КАПІТАЛ			
Акціонерний капітал	13	194 307	164 607
Резерв переоцінки		411 261	437 510
Незарєєстрований акціонерний капітал	13	-	29 700
Накопичені курсові різниці		3 462	3 164
Накопичений дефіцит		(168 057)	(178 214)
Власний капітал, який належить власникам материнської компанії		440 973	456 767
Неконтрольована частка у капіталі		(454)	(1 177)
ВСЬОГО ВЛАСНОГО КАПІТАЛУ		440 519	455 590
ЗОБОВ'ЯЗАННЯ			
<i>Довгострокові зобов'язання</i>			
Позики	14	14 736	23 100
Забезпечення	15	6 007	12 416
Відстрочені податкові зобов'язання	22	67 304	82 312
Інші довгострокові зобов'язання		12	4
Всього довгострокових зобов'язань		88 059	117 832
<i>Короткострокові зобов'язання</i>			
Позики	14	44 579	47 744
Забезпечення	15	52 551	31 116
Торгова кредиторська заборгованість		8 137	16 234
Аванси отримані та інші короткострокові зобов'язання	16	78 608	28 327
Заборгованість з податку на прибуток		10 671	3 287
Всього короткострокових зобов'язань		194 546	126 708
ВСЬОГО ЗОБОВ'ЯЗАНЬ		282 605	244 540
ВСЬОГО ЗОБОВ'ЯЗАНЬ ТА ВЛАСНОГО КАПІТАЛУ		723 124	700 130

Цю консолідовану фінансову звітність було затверджено до випуску 8 травня 2018 року.

Андрій Кобольс,
Голова правління

/п/

Сергій Коновець,
Заступник голови правління

/п/

Наведені далі примітки є невід'ємною частиною цієї консолідованої фінансової звітності.

Додаток Г

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА
КОМПАНІЯ „НАФТОГАЗ УКРАЇНИ“КОНСОЛІДОВАНИЙ ЗВІТ ПРО ПРИБУТКИ АБО ЗБИТКИ
ЗА РІК, ЯКИЙ ЗАКІНЧИВСЯ 31 ГРУДНЯ 2017 РОКУ

У мільйонах українських гривень	Примітки	2017	2016 (скориговано, Примітка 3)
Дохід від реалізації	4	227 478	192 764
Собівартість реалізації	17	(157 147)	(121 804)
Валовий прибуток		70 331	70 960
Інші операційні доходи	18	5 092	2 627
Доходи, нараховані по Арбітражному провадженню щодо транзиту газу	11, 23	57 125	-
Інші операційні витрати	19	(27 475)	(45 545)
Витрати, нараховані по Арбітражному провадженню щодо купівлі-продажу газу	16, 23	(44 528)	-
Операційний прибуток		60 545	28 042
Фінансові витрати	20	(8 302)	(9 581)
Фінансові доходи	21	1 598	5 913
Частка у результатах асоційованих та спільних підприємств після оподаткування	7	(47)	(99)
Чистий збиток від курсових різниць		(1 043)	(5 790)
Прибуток до оподаткування		52 751	18 485
Витрати з податку на прибуток	22	(13 302)	(636)
Чистий прибуток за рік		39 449	17 849
Чистий прибуток/(збиток), який належить:			
Акціонерам Компанії		39 644	24 311
Неконтролюючим акціонерам		(195)	(6 462)
Чистий прибуток за рік		39 449	17 849

Додаток Д

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА
КОМПАНІЯ „НАФТОГАЗ УКРАЇНИ“КОНСОЛІДОВАНИЙ ЗВІТ ПРО ФІНАНСОВИЙ СТАН
НА 31 ГРУДНЯ 2016 РОКУ

У мільйонах українських гривень			31 грудня 2016 року	31 грудня 2015 року (скориговано, Примітка 3)	31 грудня 2014 року (скориговано, Примітка 3)
		Примітки			
АКТИВИ					
<i>Необоротні активи</i>					
Основні засоби	6		551 661	559 796	445 076
Інвестиції в асоційовані та спільні підприємства	7		1 328	1 548	9 761
Передплати з податку на прибуток підприємств			1 317	1 317	1 195
Відстрочені податкові активи	21		6 415	-	-
Інші необоротні активи	8		9 326	8 722	4 486
Всього необоротних активів			570 047	571 383	460 518
<i>Оборотні активи</i>					
Запаси	9		50 244	34 149	12 114
Торгова дебіторська заборгованість	10		49 209	33 208	15 489
Передплати видані та інші оборотні активи	11		12 051	9 176	12 628
Передплати з податку на прибуток підприємств			22	588	942
Грошові кошти та залишки на банківських рахунках	12		22 336	11 791	4 535
Грошові кошти, обмежені у використанні			680	600	394
Всього оборотних активів			134 542	89 512	46 102
ВСЬОГО АКТИВІВ			704 589	660 895	506 620
ВЛАСНИЙ КАПІТАЛ					
Акціонерний капітал	13		164 607	164 607	59 997
Резерв переоцінки			437 510	430 503	336 527
Незаресстрований акціонерний капітал	13		29 700	29 700	104 610
Накопичені курсові різниці			3 164	2 086	1 405
Накопичений дефіцит			(175 873)	(188 421)	(153 241)
Власний капітал, який належить власникам материнського підприємства			459 108	438 475	349 298
Неконтрольована частка у капіталі			1 164	5 287	20
ВСЬОГО ВЛАСНОГО КАПІТАЛУ			460 272	443 762	349 318
ЗОБОВ'ЯЗАННЯ					
<i>Довгострокові зобов'язання</i>					
Позики	14		23 100	34 825	26 199
Забезпечення	15		12 416	7 387	2 235
Відстрочені податкові зобов'язання	21		82 088	83 677	66 964
Інші довгострокові зобов'язання			4	8	323
Всього довгострокових зобов'язань			117 608	125 897	95 721
<i>Короткострокові зобов'язання</i>					
Позики	14		47 744	36 939	35 062
Забезпечення	15		31 116	10 883	1 142
Торгова кредиторська заборгованість			16 234	19 102	13 872
Аванси отримані та інші короткострокові зобов'язання	16		28 328	20 961	11 074
Податок на прибуток підприємств до сплати			3 287	3 351	431
Всього короткострокових зобов'язань			126 709	91 236	61 581
ВСЬОГО ЗОБОВ'ЯЗАНЬ			244 317	217 133	157 302
ВСЬОГО ЗОБОВ'ЯЗАНЬ ТА ВЛАСНОГО КАПІТАЛУ			704 589	660 895	506 620

Додаток Е

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА
КОМПАНІЯ „НАФТОГАЗ УКРАЇНИ“КОНСОЛІДОВАНИЙ ЗВІТ ПРО ПРИБУТКИ АБО ЗБИТКИ
ЗА РІК, ЯКИЙ ЗАКІНЧИВСЯ 31 ГРУДНЯ 2016 РОКУ

У мільйонах українських гривень	Примітки	2016	2015 (скориговано, Примітка 3)
Дохід від реалізації	4	192 764	130 267
Собівартість реалізації	17	(121 804)	(121 810)
Валовий прибуток		70 960	8 457
Інші операційні доходи		2 627	3 911
Інші операційні витрати	18	(41 752)	(18 341)
Операційний прибуток/(збиток)		31 835	(5 973)
Фінансові витрати	19	(9 581)	(11 521)
Фінансові доходи	20	4 672	1 804
Частка у результатах асоційованих та спільних підприємств після оподаткування	7	(99)	(627)
Переоцінка раніше утримуваної інвестиції в дочірньому підприємстві до її справедливої вартості	7, 23	-	(1 430)
Чистий збиток від курсових різниць		(5 790)	(19 034)
Прибуток/(збиток) до оподаткування		21 037	(36 781)
Вигода з податку на прибуток	21	1 495	1 719
Чистий прибуток/(збиток) за рік		22 532	(35 062)
Чистий прибуток/(збиток), який належить:			
Акціонерам Компанії		26 652	(32 792)
Неконтролюючим акціонерам		(4 120)	(2 270)
Чистий прибуток/(збиток) за рік		22 532	(35 062)

Додаток Є

Співставлення цілей і ризиків ПАТ «НАК «Нафтогаз»

Цілі зовнішньоекономічної діяльності	Рівень ризику			
	Нульовий	Низький	Помірний	Високий
Стратегічні				
Відокремлення діяльності з транспортування природного газу (анбандлінг) та впровадження оптимальної моделі використання ПСГ				
Забезпечення контролю компанії над підприємствами групи Нафтогаз				
Забезпечення безперервного транзиту природного газу				
Забезпечення необхідного обсягу імпорту природного газу у 2018 році				
• Забезпечення необхідного достатнього обсягу видобутку природного газу				
Галузеві				
Диверсифікація джерел постачання імпортованого газу				
Диверсифікація європейських постачальників				
Збільшення обсягів реверсних поставок газу				
Максимізація видобутку газу в Україні				
Дотримання умов контракту				
Забезпечення ефективної роботи ринку природного газу				
Диверсифікація послуг з транспортування газу				
Пошук альтернативних шляхів транспортування нафти				
Фінансові				
Забезпечення виконання зобов'язань за кредитними договорами з фінансовими інститутами				
Забезпечення достатнього рівня ліквідності для виконання ключових статей витрат				
Залучення інвестиційних коштів				
Забезпечення стабільності валютних надходжень				
Оптимізація витрат групи				
Платоспроможність контрагента				
Перехід на оплату за газ за фактом поставки				
Диверсифікація та оптимізація кредитного портфелю за відсотковими ставками				
Операційні				
Забезпечення певних обсягів продажу компанією природного газу				
Забезпечення надійної ІТ-інфраструктури в групі Нафтогаз				
Залучення та утримання кваліфікованих працівників				
Створення кадрового резерву на ключові посади в компанії та на підприємствах групи Нафтогаз				
Забезпечення необхідного рівня успішності (success rate) нових свердловин Укргазвидобування				

Видобуток та пошуково-розвідувальні роботи				
Забезпечення виконання вимог діючих та нових ліцензій на видобуток та торгівлю природним газом				
Регуляторні				
Виконання вимог міжнародних організацій, дотримання міжнародних угод і законодавства				
Репутаційні				
Реагування на загрози погіршення репутації				