

КИЇВСЬКА ШКОЛА ЕКОНОМІКИ

МАГІСТЕРСЬКА ПРОГРАМА З ПУБЛІЧНОЇ ПОЛІТИКИ ТА ВРЯДУВАННЯ

ДИПЛОМНА РОБОТА

«ДЕРЖАВНА ПОЛІТИКА УКРАЇНИ ІЗ ОПОДАТКУВАННЯ ВИДОБУТКУ
ПРИРОДНОГО ГАЗУ З МЕТОЮ СТИМУЛЮВАННЯ ЗАЛУЧЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙ В ЦЮ
ГАЛУЗЬ»

Студентка: Ірина Комаріда

Науковий керівник: Тищук Тетяна

Для здобуття освітнього ступеня: Магістр

за спеціальністю: 281 Публічне управління та адміністрування

Київ 2020

Зміст

АНОТАЦІЯ	4
1. ПРОБЛЕМА ПОЛІТИКИ	4
1.1. Опис проблеми	4
1.2. Дані про масштаб, гостроту та динаміку проблеми	6
2. АНАЛІЗ СТЕЙХОЛДЕРІВ	9
3. ЦІЛІ ПОЛІТИКИ ТА ІНДИКАТОРИ ЇХ ДОСЯГНЕННЯ	11
3.1. Теоретичні підходи до формування державної політики з оподаткування видобутку корисних копалин.....	11
3.2. Мета та цілі державної політики у сфері оподаткування природного газу в Україні.....	14
4. ВАРІАНТИ ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ	15
4.1. Дизайн аналізу кейсів та формування групи країн для порівняння.....	15
4.2. Огляд інструментів фіскальної політики та особливостей оподаткування діяльності з видобутку природного газу в окремих країнах	18
Фіксовані платежі	18
Роялті	19
Податок на прибуток.....	21
Податок на додатковий прибуток.....	21
Рентний податок.....	22
4.3. Результати порівняння застосування інструментів фіскальної політики у обраних країнах.....	25
4.4. Оцінка впливу фіскальних інструментів.....	26
4.5. Формування варіантів державної політики	30
Варіант №1 «Залишення статусу КВО».....	32
Варіант №2 «Вдосконалення існуючого податкового режиму з метою врахування геологічних параметрів здійснення видобутку»	32
Варіант №3 «Перехід на новий податковий режим для врахування прибутковості проектів із видобутку природного газу».....	32
5. ПРИЙНЯТТЯ РІШЕННЯ: ВИБІР ВАРІАНТУ ПОЛІТИКИ	33
5.1. Переваги та недоліки варіантів державної політики	33
5.2. Прогнозна оцінка результатів впровадження варіантів державної політики за результатами екстраполяції.....	36
5.3. Прогнозна оцінка результатів впровадження варіантів державної політики за критеріями досягнення державної політики	37
5.4. Прогнозна оцінка результатів впровадження варіантів державної політики з огляду на позицію стейкхолдерів	39
6. ВИКЛИКИ ІМПЛЕМЕНТАЦІЇ	40

7. ВИСНОВКИ.....	43
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	45
<u>ДОДАТОК № 1 ОГЛЯД ВИКОРИСТАННЯ ІНСТРУМЕНТІВ ФІСКАЛЬНОЇ ПОЛІТИКИ В ОБРАНИХ КРАЇНАХ (ГРУПА КРАЇН ДЛЯ ПОРІВНЯННЯ).....</u>	<u>51</u>
Казахстан:.....	51
Польща:	53
Нідерланди:.....	55
Румунія.....	58
Норвегія	59
Узбекистан:	61
<u>ДОДАТОК №2 ОГЛЯД ІНСТРУМЕНТІВ ФІСКАЛЬНОЇ ПОЛІТИКИ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ОПОДАТКУВАННЯ ДІЯЛЬНОСТІ З ВИДОБУТКУ В УКРАЇНІ.....</u>	<u>63</u>
<u>ДОДАТОК № 3 ОГЛЯД ЗАСТОСУВАННЯ ФІСКАЛЬНИХ ІНСТРУМЕНТІВ У КРАЇНАХ ГРУПИ ДЛЯ ПОРІВНЯННЯ.....</u>	<u>68</u>
<u>ДОДАТОК №4 ОПИТУВАЛЬНИК ДЛЯ СТЕЙКХОЛДЕРІВ.....</u>	<u>71</u>
<u>ДОДАТОК № 5 ОКРЕМІ ТЕЗИ ІЗ ІНТЕРВ'Ю ЗІ СТЕЙКХОЛДЕРАМИ.....</u>	<u>72</u>
Блок II. Щодо Варіанту №1 «Залишення статусу КВО»:.....	72
Блок III. Щодо Варіанту №2 «Вдосконалення існуючого податкового режиму з метою врахування геологічних параметрів здійснення видобутку»	72
Блок IV Щодо Варіанту №3 «Перехід на новий податковий режим для врахування прибутковості проектів із видобутку природного газу»	73
<u>ДОДАТОК №6 ЕКСТРАПОЛЯЦІЯ ДАНИХ ДЛЯ ФОРМУВАННЯ ПРОГНОЗНОЇ ОЦІНКИ РЕЗУЛЬТАТІВ ВПРОВАДЖЕННЯ ВАРІАНТІВ ДЕРЖАВНОЇ ПОЛІТИКИ У СФЕРІ ОПОДАТКУВАННЯ ВИДОБУТКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ</u>	<u>74</u>

АНОТАЦІЯ

Анотація. Незважаючи на амбітні плани Уряду із нарощення обсягів видобутку природного газу та забезпечення енергетичної незалежності України, на сьогодні видобувна галузь залишається інвестиційно непривабливою, в тому числі і через недосконалість податкового режиму, який є одним із ключових факторів при прийнятті інвестиційних рішень. Чинний режим із оподаткування видобутку природного газу складається з фіксованого платежу за видачу ліцензії та роялті в залежності від вартості та обсягів видобутого природного газу. В той же час в інших країнах, в тому числі в тих, які конкурують з Україною за інвестиції, спостерігається тенденція до застосування поряд з фіксованими платежами та роялті, фіскальних інструментів, які враховують прибутковість проектів, таких як рентний податок, податок на надприбуток, додатковий податок на прибуток, тощо. Провівши глибинні опитування стейкхолдерів та екстраполяцію даних для формування прогнозової оцінки можливих варіантів державної політики з вдосконалення режиму оподаткування видобутку природного газу, було встановлено, що інвестиції у галузь можуть бути залучені або шляхом запровадження рентного податку з одночасним зменшенням ставок роялті для нових проектів, або шляхом вдосконалення поточного режиму оподаткування – диференціації ставок роялті для важковидобувних, виснажених покладів, нетрадиційного газу, офшорного видобутку, застосування нетрадиційних методів буріння. З огляду на те, що останній варіант є більш політично прийнятним та потребує менших витрат на адміністрування, він рекомендується до впровадження.

Ключові слова: видобувна галузь, видобуток природного газу, режим оподаткування видобутку природного газу, роялті, рентна плата.

Кількість слів: 10600

1. ПРОБЛЕМА ПОЛІТИКИ

1.1. Опис проблеми державної політики

В Україні недостатньо газу власного видобутку, щоб покрити потреби споживачів. Разом з тим в Україні є значний потенціал видобутку природного газу, однак існуюча система оподаткування не стимулює залучення інвестицій в розробку існуючих та пошук нових родовищ.

Покриття потреб у природному газі може відбуватись за рахунок двох джерел: власного видобутку природного газу та імпорту природного газу з-за кордону. У 2019 році 48% потреб у природному газі було покрито за рахунок імпорту, який здійснювався з європейського напрямку (за даними НАК «Нафтогаз України» у 2019 році було імпортовано 14,3 млрд.куб.м., спожито -

29,8 млрд.куб.м. (Naftogaz.com, 2020 a, Naftogaz.com, 2020 b). В той же час імпорт природного газу є більш дорожчим для країни порівняно із видобутком власного ресурсу, оскільки потребує витрат на транспортування та є чутливим до коливань валютного курсу.

На реалізацію потенціалу видобутку власного ресурсу впливає низка факторів, які можна відобразити у вигляді схеми:

Схема 1. Фактори, які впливають на залучення інвестицій у газовидобувну галузь



Зокрема, на зацікавленість інвесторів впливає інвестиційний клімат в країні в цілому, а саме стабільність макроекономічної політики, функціонування правоохоронних та судових органів. Ці питання потребують системного вирішення та можуть бути вдосконалені у довгостроковій перспективі, що однак виходить поза межі цього дослідження.

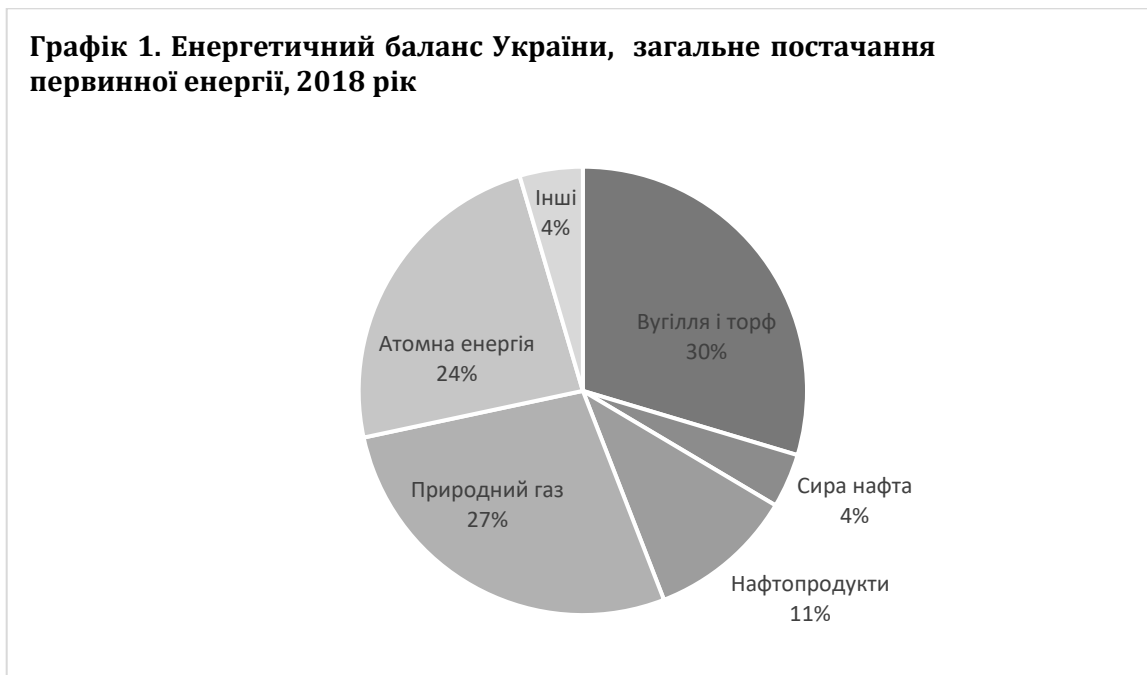
Також одним із факторів, який впливає на реалізацію потенціалу видобутку природного газу є ціна на природний газ на світових ринках. Треба відзначити, що ціна на природний газ як товар є волатильною і залежить від багатьох чинників, таких як світовий попит на газ, світова пропозиція на газ, очікування учасників ринку, геополітичні фактори, торговельні ембарго тощо.

Крім того, для залучення інвестицій має значення регуляторний режим видобувної галузі, зокрема доступність геологічної інформації та інформації про наявні родовища, порядок проведення аукціонів, порядок отримання дозвільної документації. В Україні вже зроблено низку кроків для покращення регуляторного середовища для видобутку природного газу (Закон України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо дерегуляції в нафтогазовій галузі», 2018, Постанова Кабінету Міністрів «Про реалізацію експериментального проекту із запровадження проведення аукціонів з продажу спеціальних дозволів на користування надрами шляхом електронних торгів», 2018).

У цій роботі було вирішено зосередитись на іншому ключовому аспекті, який впливає на залучення інвестицій до видобувної галузі – режимі оподаткування видобувної галузі.

1.2. Дані про масштаб, гостроту та динаміку проблеми

Природний газ є стратегічним енергетичним ресурсом для економіки України та складає 27% первинного постачання енергії в енергетичному балансі України (за даними Державної служби статистики за 2018 рік):



Для діаграми використано дані з офіційного веб-сайту Державної служби статистики щодо енергетичного балансу України за 2018 рік (Ukrstat.gov.ua, 2018).

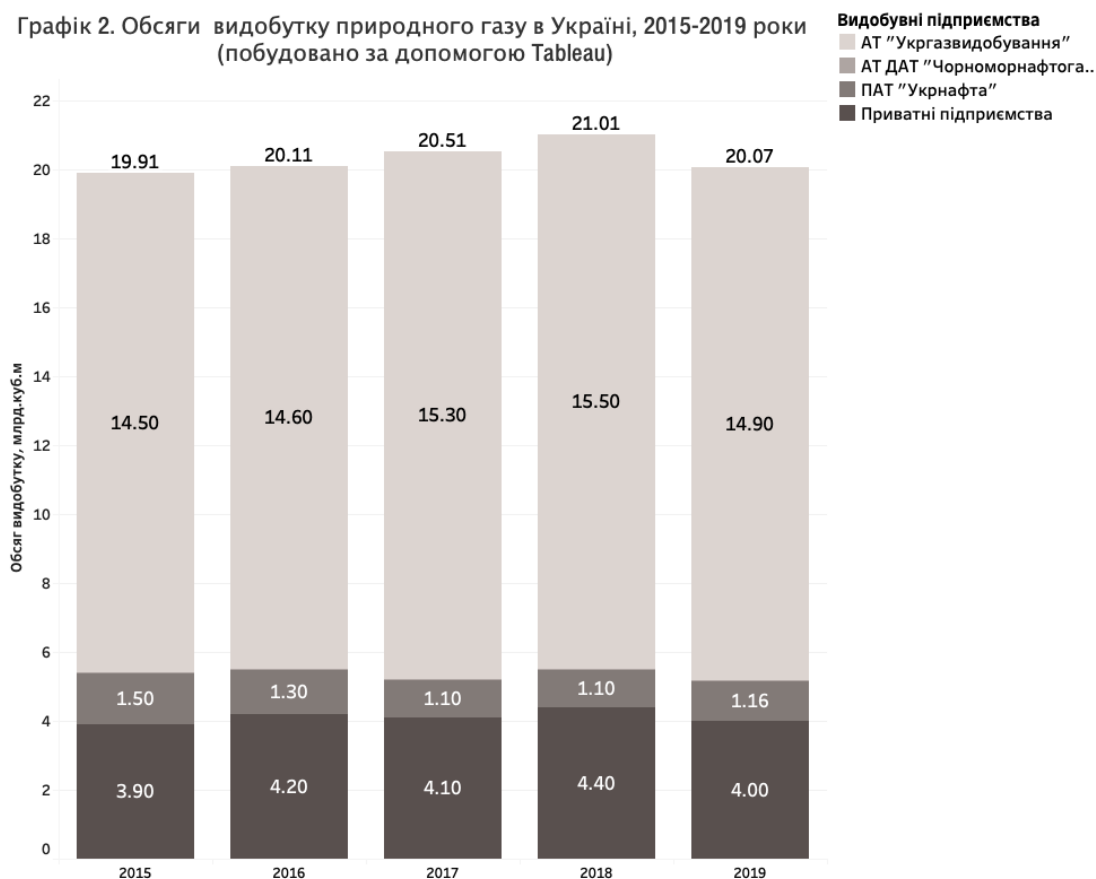
Історично так склалось, що до 2014 року Україна мала значну залежність від імпорту природного газу із Російської Федерації, однак зараз державою взято курс на енергетичну незалежність, відмову від придбання газу у Російській Федерації та диверсифікацію джерел постачання. Так, якщо у 2012 році з російського напрямку було імпортовано 32,9 млрд.куб.м, то у 2014 році ця частка вже складала 14,5 млрд.куб.м, а у 2016 році відбулась повна відмова від імпорту блакитного палива з Російської Федерації (Naftogaz.com, 2020 с).

В той же час, для забезпечення енергетичної незалежності країни, окрім диверсифікації шляхів постачання природного газу, важливим є нарощення обсягів видобутку власного природного газу та забезпечення залучення значних інвестицій в галузь.

Уряд ще з початку 2016 року підтвердив наміри збільшити обсяги видобутку природного газу, зокрема у Концепції розвитку газовидобувної галузі,

2016, передбачено нарощення обсягів видобутку природного газу до 27,6 млрд. куб. метрів у 2020 році. Державна служба з питань геології та надр України також задекларувала плани збільшення на 35% обсягів видобутку до 2020 року (Rbc.ua, 2016).

Однак, на жаль, такі амбітні плани Уряду реалізовано не було: в 2018 році видобуток склав 19,9 млрд куб. м газу що всього на 2,4% більше ніж у 2017 році. У 2019 році відбулось також скорочення обсягів видобутку на 4,5% (20,07 млрд.куб.м. у 2019 році порівняно з 21.01 млрд.куб.м за 2018 рік).



Графік сформовано за допомогою програми Tableau, використовуючи дані з офіційного сайту НАК Нафтогаз(Naftogaz.com., 2020, 7 Feb d)

Потенціал видобувної галузі в Україні є значним. Запаси природного газу за даними ДНВП „Геоінформ України” станом на 01.01.2019 становили 804369 млн.куб.м, з яких – 694916 млн.куб.м в розробці, за 2018 рік було погашено 20962 млн.куб.м з запасів (Minerals-ua.info, 2020). За різними оцінками Україна посідає друге або третє (після Норвегії та Нідерландів) місце в Європі за запасами природного газу. (DT.ua, 2020, та Радіо Свобода, 2020)

Однак порівняно з іншими країнами Україна має дуже малий рівень видобутку доведених запасів: щорічно видобуваються лише 2,5% доведених запасів природного газу (середні світові показники на рівні 6%, детальніше - BP global, 2020).

Також проблемою є слабка конкуренція газової галузі, та невелика кількість гравців. Не дивлячись на те, що в Україні здійснюють діяльність приватні видобувні компанії, які демонструють нарощення темпів видобутку, їх частка у загальному обсязі видобутого газу є незначною (19,9%). Більшість видобутку здійснюється державною компанією ПАТ «Укргазвидобування». Світові видобувні компанії (так звані ІОС або Majors, такі як ExxonMobil, ChevronTexaco, BP, Shell, Total, ConocoPhillips) не видобувають природний газ в Україні. Отже, газовидобувна галузь України наразі є інвестиційно непривабливою, а сектор не є конкурентоздатним повною мірою. При цьому чинна державна політика не сприяє залученню нових компаній.

Крім того, родовища газу в Україні є виснаженими на 60-75%, що призводить до стрімкого зменшення обсягу його видобутку та значного рівня природного падіння видобутку. Нові родовища, які б могли б компенсувати природне падіння видобутку, є, важкими для розробки (середня глибина залягання покладів перевищує 3,5 кілометра) та незначними за обсягами запасів природного газу (запаси 89% родовищ не перевищують 5 млрд. куб. метрів) (Концепція розвитку газовидобувної галузі України, 2016).

Особливістю діяльності приватних нафтогазовидобувних компаній в Україні є те, що вони, як правило, не інвестують у геологічну розвідку та освоєння нових родовищ, а працюють на родовищах, що були відкриті ще за радянських часів. (Розвиток газового сектору України в контексті євроінтеграції, 2014, стор.18)

Орієнтовно третина виданих спеціальних дозволів на користування надрами є «сплячими», тобто на них не здійснюється видобуток (Kmu.gov.ua, 2019). В той же час, за даними з відкритого реєстру спецдозволів Держгеоінформ (Geoinf.kiev.ua, 2020) всього станом на лютий 2020 року видано 554 спеціальних дозволів на геологічну розвідку та видобуток нафти та газу, з яких лише 195 належать ПАТ «Укргазвидобування» (які забезпечують 74% всього обсягу видобутку).

Крім того, недостатність власних сучасних технологій геологорозвідки та буріння суттєво ускладнює освоєння нових родовищ, в тому числі на шельфі Азовського та Чорного морів. Це супроводжується виснаженням та природним падінням видобутку з існуючих родовищ.

При цьому саме на виснажених невеликих родовищах можуть ефективно працювати малі та середні видобувні компанії. Залучення таких компаній до їх розробки може значно посилити конкуренцію та збільшити видобуток. Однак, на практиці малий та середній сектор не залучений до видобутку. Більшість компаній вже давно знаходяться на ринку та здійснюють діяльність на вже освоєних площах та майже не інвестуючи у пошук нових запасів.

Водночас державна політика з оподаткування газовидобувної галузі є непередбачуваною, непослідовною та неодноразово змінювалась за останні 5 років, що не сприяє привабливості інвестиційного клімату.

Наразі у Парламенті знову розглядається питання перегляду поточної державної політики оподаткування газовидобувної галузі (проект Закону України «Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо вдосконалення адміністрування податків, усунення технічних та логічних неузгодженостей у податковому законодавстві» (2019), що посилює актуальність цієї роботи.

2. АНАЛІЗ СТЕЙКХОЛДЕРІВ

До основних стейкхолдерів державної політики у сфері оподаткування видобутку природного газу належать:

- *Парламент України**
- Кабінет Міністрів України,
- *Міністерство фінансів,*
- Міністерство енергетики та довкілля,
- Державна податкова служба,
- Газовидобувні компанії, які здійснюють видобуток,
- Громадськість,
- ЗМІ,
- інші учасники ринку природного газу (газові трейдери, газові постачальники),
- експертне середовище

*курсивом виділено вето гравців.

Особливістю стейкхолдерів державної політики зі оподаткування видобутку природних ресурсів є те, що більшість з них є дуже поляризованими за своїми інтересами.

Основні стейкхолдери - держава та інвестори - мають різні, навіть діаметрально протилежні, цілі у всіх країнах, де здійснюється видобуток. В той час як уряди прогнуть мати стабільні, прозорі та прості в адмініструванні надходження, які генеруються на постійній основі та забезпечують вилучення якомога більшої частки держави (т.зв. "government take"), компанії прагнуть забезпечити повернення вкладених інвестицій та максимізувати прибуток і при цьому уникнути можливих ризиків, а це означає сплачувати платежі, які є передбачуваними, стабільними, дозволяють раннє відшкодування капіталу та враховують можливість платити, враховують коливання умов ринку, не викривляють рішення щодо здійснення видобутку, не впливають на розмір операційних витрат та можуть бути зараховані до витрат для зменшення бази оподаткування податком на прибуток.

Україна також не є виключенням, крім того це поглиблюється неоднорідністю інтересів Уряду. Так, Міністерство енергетики та захисту довкілля України зацікавлено у розвитку газового потенціалу країни та збільшення обсягів природного газу власного видобутку. Міністерство фінансів України, в свою чергу, у середньостроковій та довгостроковій перспективі також зацікавлене у нарощенні видобутку, оскільки це буде збільшувати податкові надходження від видобутку до державного бюджету та зменшувати витрати з бюджету на закупівлю імпортованого природного газу. Однак, у короткостроковій перспективі зміни можуть призвести до зменшення податкових надходжень до бюджету, а тому Міністерство фінансів України не підтримує такі зміни та виступає за збереження статусу кво. Враховуючи, що будь-які зміни до державної політики з оподаткування видобутку природного газу можуть мати вплив на надходження до державного бюджету, що належить до сфери відповідальності Міністерства фінансів України, такі зміни потребуватимуть його схвалення, а тому останнє можна визначити вето-гравцем цього процесу.

Державна податкова служба України зацікавлена у збереженні статусу кво, оскільки будь-які зміни такого статусу супроводжуватимуться додатковими витратами на адміністрування податків.

Парламент України в цілому має невисоку зацікавленість у зміні державної політики з оподаткування видобутку природного газу, хоча, в той же час, в Парламенті України є окремі групи народних депутатів України, які мають значну зацікавленість у нарощенні видобутку природного газу та створенні більш сприятливого інвестиційного клімату. Одночасно у Парламенті є групи народних депутатів України, які мають високий інтерес у збереженні статусу кво та «консервації» поточної ситуації для недопущення посилення конкуренції у галузі. При цьому Верховна Рада України є вето-гравцем, оскільки зміни до державної політики з питань оподаткування видобутку природного газу потребуватимуть прийняття законодавчих змін до Податкового кодексу України (відповідно до статті 92 Конституції України система оподаткування, податки і збори встановлюються виключно законами України).

Державна служба з питань геології та надр (далі – Держгеонадра) є центральним органом виконавчої влади, який реалізує державну політику у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр. Держгеонадра мають високий рівень зацікавленості у реалізації проектів з видобутку, однак, враховуючи, що до повноважень цього органу належить реалізація політики з використання надр для видобутку і інших корисних копалин, окрім вуглеводнів, часто Держгеонадра бракує скоординованих дій у напрямку розвитку видобутку саме нафти та газу, враховуючи стратегічність та особливості реалізації проектів з видобутку цих ресурсів.

Під час дослідження було проведено 12 глибинних інтерв'ю, з ключовими стейкхолдерами процесу: народні депутати - 2, представники Міністерства з питань енергетики та охорони довкілля – 2, Державна служба з питань геології та надр– 1, представники Міністерства фінансів та Державної податкової служби – 2, представники видобувних компаній – 5. Опитувальник з відкритими питаннями для інтерв'ю додається до цієї роботи (Додаток № 4).

Результати опитування були використані під час аналізу ключового інтересу стейкхолдерів (цей розділ) та для напрацювання варіантів державної політики, їх оцінки, та аналізу викликів імплементації обраного варіанту державної політики (Розділи 4-6).

3. ЦІЛІ ПОЛІТИКИ ТА ІНДИКАТОРИ ЇХ ДОСЯГНЕННЯ

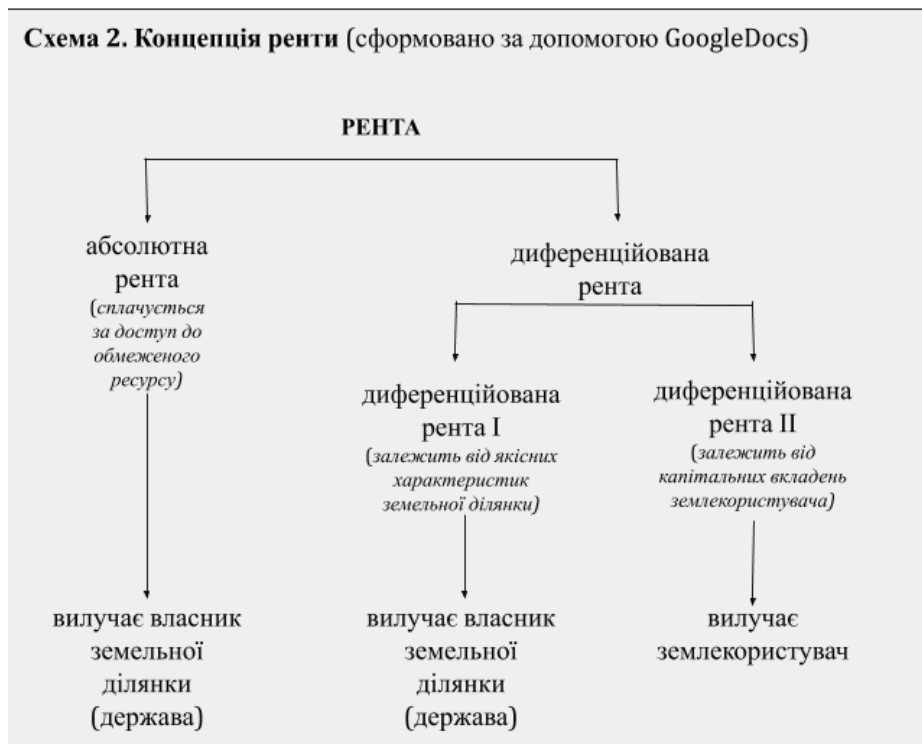
3.1. Теоретичні підходи до формування державної політики з оподаткування видобутку корисних копалин

Одним із важливих питань, яке постійно дискутується в сфері видобутку корисних копалин, є питання створення такого регуляторного режиму, який сприятиме оптимальному розподілу ризиків та прибутків між державою та компаніями, які здійснюють видобуток. Держава повинна отримати прибуток від діяльності, однак складно встановити рівень такого прибутку через асиметричну інформацію держави та компаній. Податкова система повинна бути такою, яка є рівною мірою прийнятною для держави та видобувних компаній та є конкурентною у світі. Крім того, важливо зацікавити надрокористувача отримувати прибуток не тільки шляхом пошуку та вилучення ренти, а шляхом розробки нових родовищ та використання нових провідних технологій, наявності наукових та технологічних кадрів.

Оподаткування видобувної галузі має свої особливості, які полягають в тому, що оподаткуванню підлягає рента – різниця між ринковою ціною продукту та витратами на його виробництво включаючи прибуток на капітал.

Концепція ренти бере свій початок з поняття економічної ренти (абсолютна рента), під якою розуміються гроші сплачені орендарем власнику землі за можливість використання землі для виробництва та отримання прибутку. Теорію ренти розвинув вчений Д. Рікардо, який виділив диференційовану ренту, яка становить різницю продукції, отриманої на земельних ділянках при витратах однакової кількості капіталу та праці (Рікардо, 1993, стор.432). Це фактично означає, що на різних земельних ділянках виникає рента різного розміру. В той же час надалі ця концепція була розвинута К. Марксом, який розмежовував диференційну ренту I, яка залежить від різної родючості ґрунтів та місця розташування земельних ділянок, та диференційної

ренти II, яка виникає (навіть на однакових за якістю земельних ділянках) за умови послідовного вкладення капіталу (Маркс, 1969, стор.768).



Ці теоретичні засади є ключовими для оподаткування видобутку природних ресурсів. Вилученню на користь держави підлягає абсолютна рента та диференційна рента I, яка повинна базуватись на якісних характеристиках ресурсів. В той же час абсолютна рента та диференційна рента I повинна бути відмежовані від диференційної ренти II, яка генерується за рахунок інвестицій надрокористувача в технології видобутку та відповідно має вилучатись інвестором. В той же час без додаткового вкладення капіталу диференційну ренту можна отримати тільки на середніх та кращих ділянках (Якупов, 2010).

В той же час і досі триває дискусія щодо того чи включати до ресурсної ренти так звану ренту Хотеллінга, яка вираховується з огляду альтернативні витрати на використання запасів природних ресурсів сьогодні та у майбутньому та залежить від вартості заміщення природного ресурсу іншими ресурсами, наприклад, іншими джерелами енергії (Цена энергии: международные механизмы формирования цен на газ, 2007, стор. 45).

Прикладне значення концепції ренти полягає в тому, що держава повинна створювати умови для вилучення нормального рівня ренти. Надмірне вилучення рентного доходу призводить може призводити до скорочення інвестицій у галузь з подальшою переорієнтацією потоків капіталу в інші сфери бізнесу. Більшість дослідників поділяють думку, що надрокористувачі повинні мати мотивацію до експлуатації не тільки кращих, а й гірших природних ресурсів з низькорентабельних та істотно виснажених родовищ (Майбуров & Соколовская, 2011, стор. 532-535).

Оподаткування видобутку корисних копалин стосується видобутку як вуглеводнів (нафта, природний газ, газовий конденсат) так і видобутку інших корисних копалин (вугілля, залізна руда, мідь, золото тощо). В цілому економічні засади оподаткування видобутку корисних копалин є однаковими, оскільки базуються на понятті економічної ренти та мають на меті її вилучення на користь держави.

Особливістю діяльності із видобутку природних ресурсів що впливає на особливості оподаткування є:

— значні невідновні витрати та довгі операційні цикли (розвідка, пошук та видобуток ресурсів може тривати десятиріччя та коштувати сотні мільйонів доларів, у випадку неспішності такі витрати будуть невідновними, а у випадку успішності — компенсація буде відбуватись досить пізно в часі, з початком фази промислового видобутку, детальніше можна почитати у Fattouh, Poudineh & West (2019, стор.9);

— непевність, значні ризики неспішності проекту (геологічні виклики, неможливість точно спрогнозувати кількість та місце розташування ресурсів під землею);

— вичерпність ресурсів: більше поточного видобутку означає менше запасів ресурсів у майбутньому.

В той же час є певні особливості окремих видів ресурсів, які впливають на розмір податкового тягаря та дизайн фіскальної політики, а тому доречним є врахування цієї специфіки при формуванні державної політики з оподаткування.

Так, особливість проектів з видобутку природного газу, наприклад порівняно з проектами з видобутку інших вуглеводнів, полягає у необхідності комерціалізації газу, тобто наявності довгострокових контрактів для забезпечення відповідних ринків збуту, потужностей для переробки природного газу та транспортування (газопроводи, порти для транспортування кораблями тощо). Згенерована економічна рента у таких проектів, за висновком Baunsgaard (2001, стор.4), як правило є меншою, ніж в проектів з видобутку нафти, в той же час розмір інвестицій, тривалість проектів та фіскальний вплив, можуть бути в рази більшими, ніж в проектів з видобутку нафти.

Крім того, останні роки характеризується значною волатильністю цін на нафту та газ. Значне підвищення світових цін на нафту до 147\$ за барель влітку 2008 року змусило низку держав переглядати податкові режими для збільшення частки держави від видобутку. Низка країн вдалися до заходів для вилучення в компанії надприбутків. Інвестиційний клімат у країн, що здійснюють видобуток, став дуже не стабільним та залежним від світових цін на ресурси. Хвиля підвищення податків, перегляду умов контрактів та націоналізації прокотилась світом, часто без врахування можливих ризиків зворотного витка циклу світових цін на ресурси.

Отже, підсумовуючи, при формуванні політики з оподаткування видобутку природного газу необхідно враховувати такі основні фактори:

- собівартість природного газу (в тому числі капітальні та операційні витрати),
- світові ціни на природний газ,
- прибуток на вкладений капітал (диференційна рента).

3.2. Мета та цілі державної політики у сфері оподаткування природного газу в Україні

Мета державної політики: створити такий режим оподаткування, який буде сприяти залученню інвестицій у галузь, збільшенню обсягів видобутку природного газу та забезпечуватиме збільшення надходжень від податків від діяльності з видобутку у довгостроковій перспективі.

Цілі державної політики:

- 1) створити сприятливі умови для залучення інвестицій в галузь,
- 2) збільшити обсяги видобутку газу,
- 3) збільшення надходжень до державного бюджету у довгостроковій перспективі.

Хоча досягнення цілі зі збільшення до державного бюджету неможливо у короткостроковій перспективі, з часом надходження від видобутку природного газу можуть стати більш суттєвим джерелом надходжень в бюджет.

Дерево цілей державної політики може бути зображене наступним чином:

Схема 2. Дерево цілей державної політики із оподаткування видобутку природного газу



Ключовим для держави є знайти такий компромісний податковий режим, який дозволить збалансувати короткострокові потреби наповнення бюджету з довгостроковими стимулами зростання газового видобутку.

4. ВАРІАНТИ ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ

4.1. Дизайн аналізу кейсів та формування групи країн для порівняння

Для ідентифікації інструментів політики у сфері оподаткування видобутку природного газу було використано метод аналізу кейсів. Одиницею аналізу є режим оподаткування видобутку природного газу у обраній країні, де здійснюється видобуток природного газу. Для опрацювання відповідних кейсів було обрано групу країн для порівняння. Для цього було сформульовано певні критерії для визначення країн та керуючись ними обрано 6 країн.

Різноманіття фіскальних режимів, які застосовуються у видобувних країнах, пояснюється різною переговорною позицією, яку займають ті чи інші країни під час узгодження фіскальних умов з міжнародними та місцевими видобувними компаніями. Така позиція залежить від низки обставин. Найбільш суворі фіскальні режими зазвичай у країнах, які пропонують привабливі геологічні умови та одночасно політичну та макроекономічну стабільність.

Для того, щоб обрати країни для порівняння було використано декілька критеріїв:

1) механізм вилучення економічної ренти

В цілому у світі є два основних підходи до дизайну політики надання прав у сфері видобутку природних ресурсів, зокрема природного газу:

- концесійний,
- контрактний.

Також багато країн використовують комбінацію цих режимів. До таких країн належить і Україна, де використовується поєднання концесійного (спеціальні дозволи на користування надрами) та контрактного (угоди про розподіл продукції).

Концесійний режим (який ще називають «роялті-податковий») є більш старим та в той чи інший період існував у 121 країнах (Agalliu, I., 2011, стор.45).

Контрактні режими умовно поділяються на режими, де використовується розподіл продукції та режими, де використовуються сервісні контракти. Останній можна умовно розподілити на чисті сервісні контракти та ризиковані сервісні контракти. Режим сервісних контрактів є менш поширеним (15 країн експериментували з його запровадженням) порівняно з угодами про розподіл продукції (production sharing agreements, PSAs), який є майже таким само поширеним, як і концесійний режим та використовується у 99 країн в світі (Agalliu, I., 2011, стор.45).

Залежно від набору фіскальних інструментів, їх кількості, та чинників, які впливають на їх застосування, податкові системи можуть значно варіюватись від простих, ефективних та легких у адміністрування до досить складних. Однак треба зважати, що намір врахувати всі чинники іноді виливається у надмірно складні дизайни податкової політики, які важко імплементувати (Gaga, 1995).

Режими, які передбачають вилучення частки держави шляхом застосування податків та роялті, превалюють у країнах ОЕСР, в той час як сервісні контракти домінують у країнах, де існують національні обмеження щодо участі приватних компаній у видобутку вуглеводнів, а режим угод про розподіл продукції є дуже поширеним у країнах, що розвиваються, особливо у країнах Африки, південно-східної Азії, за виключенням країн Латинської Америки (Daniel, 2010, стор.3).

Не дивлячись на концептуальні відмінності концесійного та контрактного режимів, мета державної політики щодо розподілу надходжень від видобутку між державою та компаніями може бути реалізована за будь-якого з цих режимів.

Однак, з огляду на те, що ці режими мають різні засади та принципи вилучення частки держави, ця робота зосереджується виключно на концесійному режимі та особливостях його функціонування в Україні та в інших країнах. Враховуючи це, для обрання групи країн для порівняння не брались до уваги країни, які використовують виключно контрактний режим, а у тих країнах, де використовуються обидва режими – досліджувались тільки положення щодо застосування концесійного режиму.

2) ринок є відкритим

Є видобувні країни, які обирають розвивати власні надра самостійно через державну нафтогазову компанію (Daniel та інші, 2010, стор. 91). Саудівська Аравія, наприклад є країною, яка обрала цей шлях після багатьох років співпраці з іноземними нафтовими компаніями. (State Participation in Oil, Gas and Mining, 2015) За таких умов, зазвичай державна нафтогазова компанія має монополію на розвідку та видобуток, в той час як роль приватних компаній зводиться до надання сервісних послуг державній компанії. Є країни, в якій державна нафтогазова компанія є оператором проектів та власником ліцензії, в той час як приватні компанії можуть залучатись до видобутку виключно на умовах співпраці у спільних проектах з державною видобувною компанією (наприклад, Ангола, Малайзія, Гана).

Для цілей цієї роботи розглядаються тільки країни, де приватним видобувним компаніям надано на рівні з державною видобувною компанією право отримувати надра у користування, здійснювати розвідку та видобуток корисних копалин.

3) обсяги запасів:

Потенціал країни для залучення інвестицій у видобуток насамперед залежить від наявних запасів природного газу. Для дослідження було обрано країни, які мають запаси природного газу згідно із статистичними даними (BP global, 2020) від 500 до 1700 млрд. куб. м. (в Україні - 1091 млрд. куб.м). Детальніше – Таблиця 1.

4) географічно-геологічні умови:

Також додатково було обрано дві країни, які мають менші обсяги доведених запасів (64 та 103 млрд. куб. м відповідно), однак через географічне розташування мають схожі з Україною геологічні умови: Польща та Румунія. (Pawlewicz, 2006). Румунія та Україна мають значні перспективи розвитку видобутку на шельфі Чорного моря (Кобаль, 2017).

Отже, за результатами опрацювання вказаних критеріїв було сформовано перелік із шести країн: Польща, Румунія, Казахстан, Нідерланди, Узбекистан, Норвегія.

Таблиця 1. Основні показники із видобутку природного газу групи країн для порівняння					
	Доведені запаси (млрд. куб. метрів)	Щорічний видобуток (2018, млрд. куб. метрів)	Нарощення видобутку порівняно з попереднім роком (% до 2017)	Нарощення видобутку у 2017 порівняно з 2007 роком(%)	Експортер чи імпортер
Польща	64	3,98	-1,5%	-1,1%	імпортер
Румунія	103	9,55	-3,7%	-0,8%	імпортер
Казахстан	991	24,4	4,0%	4.1%	експортер
Нідерланди	587	32,27	-16,3%	-4,6%	імпортер
Україна	1091	19,9	2,4%	-0,3%	імпортер
Узбекистан	1211	56,64	6,1%	-1,0%	експортер
Норвегія	1609	120,65	-2,1%	3,2%	експортер

Дані щодо податкового режиму країн було отримано з останнього щорічного звіту Earnings&Young (Global oil and gas tax guide, 2019) та інших відкритих офіційних джерел.

Детальний опис режимів оподаткування видобутку природного газу наведено у Додатку № 1 до цієї роботи. У Додатку №2 наведено опис поточного режиму оподаткування видобутку природного газу в Україні.

4.2. Огляд інструментів фіскальної політики та особливостей оподаткування діяльності з видобутку природного газу в окремих країнах

За результатами проведеного дослідження можна вивести такі основні інструменти, які використовуються при оподаткуванні галузі із видобутку природного газу:

- фіксовані платежі (плата за ліцензію, бонус, ренталс);
- роялті;
- рентний податок;
- податок на прибуток;
- податок на додатковий прибуток.

Фіксовані платежі

Бонус є фіксованим одноразовий (або іноді - поетапний платіж), сплата якого прив'язана до певної ранньої події реалізації видобувного проекту: підписання контракту чи отримання ліцензії на видобуток (бонус за підписання), знаходження газу чи початку видобувної діяльності. Розмір бонусу може бути

фіксованим чи визначатись за результатами переговорів. Для перспективних ділянок з високою конкуренцією бонус може визначатись за результатами аукціону. Платіж належить до невідновних витрат і не залежить від прибутковості проекту. Враховуючи, що цей інструмент забезпечує надходження до державного бюджету на ранньому етапі діяльності та є простим у адміністрування, він є привабливим для власника ресурсів, тобто держави. В той же час, для інвестора бонуси, які сплачуються заздалегідь, до встановлення комерційності проекту і незалежно від наявності чи обсягів видобутку, є менш привабливими. Суттєві розміри бонусів негативно впливають на прийняття інвестиційних рішень.

Ренталс або плата за площу є систематичним (як правило річним) платежем за використання земельної ділянки для видобутку, який обраховується залежно від площі зайнятої ділянки. Зазвичай цей платіж є незначним, однак спонукає землекористувачів здійснювати видобуток та розвивати надані площі або передавати ділянку у користування іншим землевласникам (Sunley, Baunsgaard, & Simard, 2002, стор.2). Метою встановлення такого платежу є стимулювання ефективного та раціонального використання земельної ділянки та запобігання спекулятивному отриманню ділянок у користування з метою їх подальшого перепродажу.

Роялті

Роялті є платежем власнику надр за можливість користуватись надрами для видобутку корисних копалин на свою користь (Cawood, 2004). За своєю природою не є класичним податком, а скоріше - компенсаційним платежем, однак з позиції інвестора це немає значення, оскільки роялті мають такий саме економічний вплив на реалізацію проектів, як і інші податки. Особливістю такого інструменту є його використання саме у видобувній галузі (Otto, 2006, стор.50).

Поява такого інструменту та поступова інкорпорація в податкову систему більшості країн світу пов'язана, на думку Otto (2006, стор.42), із глобальним рухом до визнання права власності держави на природні ресурси, що спонукало держави до пошуку механізмів реалізації такого контролю.

Важливо, що ефект від роялті залежить не тільки від поточного рівня роялті, а також від майбутнього, оскільки інвестор приймає рішення: видобувати зараз за поточного рівня ставки або потім і сплачувати за майбутнім рівнем роялті. Для роялті має значення чи є поточний рівень роялті вищим чи нижчим за такий рівень у майбутньому (Boadway, R. and M. Keen, 2010, стор. 28).

В той же час існують різні варіації роялті, які мають неоднаковий вплив на прийняття інвестиційних рішень.

Роялті за одиницю продукції або специфічне роялті є історично найпершим типом роялті та має базою оподаткування кількість (вага чи обсяг)

видобутої продукції, при цьому не беруться до уваги ціна, вартість продукції та витрати на видобуток. Існують варіації цього типу роялті із застосуванням прогресивної шкали залежно від обсягів видобутку для стимулювання невеликих проектів.

Адвалорне роялті (роялті залежно від вартості продукції) обраховуються множенням вартості продукції на обсяги видобутку. Розрахункова вартість продукції визначається по-різному: загальні надходження від продажу продукції, загальні надходження від продажу за виключенням певних витрат (на транспортування, страхування, завантаження), середньозважена вартість імпортованої аналогічної продукції, ціна на міжнародних ринках, біржах тощо.

Таке роялті сплачується також незалежно від прибутковості діяльності, однак на відміну від специфічного роялті враховує коливання цін на продукції. При зростанні ціни на продукцію, держава отримує більше надходжень до бюджету і навпаки. Перевагою адвалорного роялті є простота обрахунку, однак певні складнощі пов'язані з методом розрахунку вартості продукції. Розрахунок вартості продукції як суми загального доходу від продажу продукції несе в собі ризики того, що компанії будуть використовувати механізми «трансфертного ціноутворення» занижувати податкову базу. Розрахункова вартість продукції може відрізнитись від ринкової вартості також у випадку укладення довгострокових контрактів на продаж продукції з фіксованою ціною, ф'ючерсних контрактів тощо.

Для мінімізації цих ризиків деякі держави запроваджують прив'язку до реальної ринкової ціни (ціна імпортного паритету, ціна на біржах). Однак реальна ринкова ціна часто включає в себе певні витрати, такі як транспортування, страхування, відвантаження тощо.

Порівнюючи ці два типи роялті, науковці зазначають, що хоча роялті, які сплачуються за одиницю продукції зазвичай простіше адмініструвати, проблема виникає коли складно або дорого здійснювати облік видобутку або коли продукція є неоднорідною за якістю. В такому випадку простіше здійснювати облік роялті залежно від надходжень від продажу продукції. В той же час це несе ризики правильної оцінки вартості продукції, зокрема з огляду на можливі транзакції з пов'язаними особами без дотримання принципу «протягнутої руки» (Baunsgaard, 2001, стор.10).

Основний недолік специфічного та адвалорного роялті полягають у тому, що вони не враховують прибутковості діяльності з видобутку. Роялті передбачають однакове податкове навантаження на високодохідні та низькодохідні проекти, тим самим підриваючи життєздатність останніх (Otto, 2017, стор.9). В той же час як зазначає Otto та інші (2006), багато видобувних

законів містять дискреційні чи інші положення, які передбачають звільнення від сплати або відтермінування сплати роялті, якщо вони роблять видобуток неприбутковим.

Також багато країн відмовляються від застосування звичайного роялті на користь **роялті, що базуються на доході або прибутку від діяльності**. Такий тип роялті враховує надходження за вирахуванням допустимих витрат, але не враховують рентабельність капіталу. Роялті, що базується на прибутку, зазвичай обраховується як частка від надходжень від продажу природного газу, видобутого на одній свердловині чи за однією ліцензією, зменшених на пов'язані з цим витрати. Роялті, базоване на доході, обраховується як частка загальних надходжень (не тільки від продажу продукції), які можуть зменшуватись на агреговані витрати для видобутку з усіх свердловин/ліцензій.

Науковці (зокрема Green, процитований у Faber, 1977), які досліджували природу роялті на корисні копалини, приходять до висновку, що роялті на корисні копалини є «компенсацією власнику за виснаження ресурсу і в ідеалі має базуватись на співвідношенні цінності ресурсу, який знаходиться в надрах, наприклад вартості видобутої продукції, та обґрунтованим видаткам на видобуток, обробку та транспортування до точки продажу, достатніми для покриття витрат, в тому числі не виробничих, включаючи розумну окупність капітальних інвестицій та амортизацію такого капіталу».

Податок на прибуток

Податок на прибуток є стандартним інструментом, який використовується країнами, для отримання частини прибутку від діяльності всіх компаній. В деяких країнах до прибутку від діяльності компаній у сфері видобутку застосовується підвищена ставка податку на прибуток. Перевагою такого режиму є відносна простота адміністрування, адже застосовуються та сама база що і до звичайного податку на прибуток для інших видів підприємницької діяльності (Baunsgaard, 2001, стор.6), в той же час такий інструмент також може створювати викривлення у випадку значної ставки податку, яка застосовується до прибутку на ранніх стадіях проекту до відшкодування норми прибутковості (IMF, 2012, стор. 19).

Також в деяких країнах застосовуються спеціальні стимулюючі положення щодо невідкладного відшкодування пошуково-розвідувальних витрат та прискореного відшкодування витрат на розвиток, наприклад, протягом 5 років. Це дозволяє інвестору окупити витрати та погасити боргові зобов'язання, що суттєво зменшує ризики інвестора та прискорює фінансування проекту.

Податок на додатковий прибуток

Країни для оподаткування діяльності з видобутку природного газу можуть використовувати прогресивний податок на прибуток та податок на прибуток за підвищеною ставкою. Застосування такого податку може бути прив'язано до

певної ціни продажу ресурсу, обсягів видобутку, обороту з продажу тощо. Перевагою такого податкового режиму для вилучення економічної ренти для проектів з видобутку корисних копалин вважають відсутність потреби у окремому режимі та витратах на адміністрування податку, оскільки нарахування податку відбувається за існуючою процедурою. Однак такий податковий режим не повною мірою корелюється з рівнем прибутковості вкладених інвестицій та може мати додаткові витрати на адміністрування (Baunsgaard, 2001, стор.8).

Рентний податок

Рентний податок дозволяє оподатковувати діяльність компанії, не викривлюючи стимули для ведення діяльності, тобто є нейтральним. Однак основною складністю його застосування є встановлення розміру ренти, яку буде продукувати проект за умови невизначеного майбутнього. Як варіант, можна використати метод фіксованого рівня рентабельності для видобувної діяльності виходячи з наукових розробок та міжнародного досвіду.

Метою є вилучення надприбутку від діяльності. Податок стягується, якщо акумульований грошовий потік від проекту є позитивний. Негативний грошовий потік на перших стадіях проекту акумулюється з урахуванням відсоткової ставки. Рента сплачується, коли компанія заробила свою норму прибутку.

Податок починає діяти в момент отримання певної віддачі від капітальних інвестицій та дозволяє врахувати умови розробки практично будь-яких газових родовищ, в тому числі і офшорних, які характеризуються підвищеними капітальними, експлуатаційними та транспортними витратами.

Стандартним підходом до визначення рівня рентабельності є застосування коефіцієнту окупності інвестицій - так званого Р-фактору, який обчислюється як співвідношення акумульованих надходжень від проекту до акумульованих видатків. Податок починає стягуватись, коли співвідношення стає більшим за одиницю. Особливістю є те, що чистий прибуток від діяльності не враховується.

Другим підходом є обрахування податку на базі чистого доходу з врахуванням реальної норми прибутковості. Податок починає обраховуватись, коли чистий прибуток від діяльності (за вирахуванням процентних платежів та амортизації основних засобів) з урахуванням реальної норми прибутковості (за аналогією з іншими галузями) стає позитивним.

На думку більшості економістів, які займались дослідженням цього питання (Lund (2009), Boadway and Keen (2010), Land (2010), Daniel et al. (2010), and Boadway and Dachis (2015)) врахування прибутковості при оподаткуванні видобутку є на відміну від роялті та фіксованих платежів більш ефективною формою отримання державою своєї частки, оскільки саме такий підхід передбачає врахування всіх геологічно-географічних, економічних особливостей ведення діяльності, які впливають на фінансовий результат компанії і відповідно

знаходять відображення в прибутку. Таким чином, диференціація податкового навантаження в залежності від умов здійснення видобутку буде автоматично врахована, оскільки складні умови видобутку потребуватимуть відповідного збільшення витрат на видобуток. Таким чином такий фіскальний інструмент не створить перешкод для видобутку нерентабельних, малодобітних, важковидобувних родовищ.

В той же час, запровадження фіскальної системи, яка базується виключно на рентному податку, має наслідком відкладення у часі надходжень від видобутку до бюджету держави та висока вірогідність відсутності будь-яких надходжень, для низькоприбуткових проектів. Для нівелювання цих ризиків доцільно застосовувати поєднання рентного податку з роялті чи податком на прибуток, що дозволить державі отримати надходження на ранніх стадіях проекту та пізніше додатково – надходження від рентного податку для дуже прибуткових проектів (Baunsgaard, 2001, стор.9).

Також особливістю ведення бізнесу із видобутку є **значна частка видатків на дослідження та розробку** (research and development або R&D), пов'язані з проведенням геологічних пошуків та відкриття нових родовищ. В багатьох випадках податкові системи видобувних країн враховують таку особливість діяльності з видобутку і передбачають специфічний спосіб капіталізації витрат видобувних компаній на геологорозвідку та буріння.

Узагальнено опис основних фіскальних інструментів видобувної галузі може бути викладений у такій таблиці:

Таблиця 2. Огляд фіскальних інструментів для видобувної галузі					
Назва	Види	Суть	Мета	Плюси	Мінуси
Фіксований платіж	Платіж за ліцензію, бонус за підписання контракту	Одноразовий фіксований платіж до початку експлуатації родовища	Плата за надання дозволу, може визначатись за результатами аукціону, що забезпечує конкуренцію компаній за ресурс	стабільність платежів, платіж до початку здійснення діяльності	надмірні ставки збільшують операційні витрати
	Ренталс	Оренда плата за доступ до родовища	Забезпечують стабільний платіж, іноді до бюджетів громад, за використання землі, має на меті стимулювати компанії ефективно використовувати ділянку (боротьба зі «сплячими» ліцензіями)	стимулює компанії здійснювати видобуток максимально швидко	
Роялті	Специфічне	База оподаткування – обсяг видобутої сировини (output based royalty)	Забезпечити стабільні надходження від видобутку без врахування коливань ціни на світових ринках	- стабільність платежів, - платежі з моменту початку діяльності - прозорість та легкість адміністрування	- негативний вплив на низькоприбуткові проекти, важковидобувні, виснажені родовища - специфічне роялті не чутливе до зміни цін на ресурси
	Адвалорне	База оподаткування – ринкова ціна на сировину	забезпечують надходження, на обсяг яких має вплив коливання ціни на ресурс на світових ринках		
Податок на прибуток підвищеною ставкою	Прогресивний податок на прибуток	База оподаткування – дохід за вирахуванням обґрунтованих витрат	Забезпечують надходження в залежності від можливості сплачувати	Враховують прибутковість діяльності	Відкладення у часі надходжень, відсутність надходжень у разі збитковості компанії
	Податок на прибуток за підвищеною ставкою				
	Податок на надмірний прибуток (windfall tax)				
Рентний податок	R-based	Акумуляований грошовий потік за вирахуванням витрат (операц.+ інвестиц.) понесених за весь період, негативні податкові втрати компенсуються державою	Забезпечують надходження в залежності від можливості сплачувати	Враховують прибутковість проектів	Відкладення у часі надходжень, відсутність надходжень від неприбуткових проектів
	на базі чистого доходу з врахуванням реальної норми прибутковості	Податок починає обраховуватись, коли чистий прибуток від діяльності (за вирахуванням процентних платежів та амортизації основних засобів) з врахуванням реальної норми прибутковості (за аналогією з іншими галузями) стає позитивним			
Особливості для окремих типів свердловин та методів буріння	Понижуючі коефіцієнти, окремі ставки	Дозволяють компенсувати вищі витрати для видобутку окремих категорій запасів	Стимулювати видобуток в залежності від геологічних умов та перспективності їх освоєння	Дозволяють врахувати геологічні умови країни	Не повною мірою враховують прибутковість проектів

4.3. Результати порівняння застосування інструментів фіскальної політики у обраних країнах

Порівняльний аналіз свідчить що більшість країн, обраних для порівняння, використовують ту чи іншу комбінацію податків та роялті. При цьому більшість країн використовують таку комбінацію: платежі для забезпечення мінімальних надходжень до бюджету (роялті, бонуси), загальний податок на прибуток (який застосовується до всіх країн) та рентний податок або додатковий податок на прибуток для того щоб вилучити частку у вигляді економічної ренти (для найбільш прибуткових проектів).

В узагальненому вигляді можна відобразити таким чином:

Таблиця 3. Використання фіскальних інструментів у групі країн для порівняння					
Країна	Фіксовані платежі (бонуси, плата за ліцензію)	Роялті	Податок на прибуток за підвищеною ставкою	Рентний податок	Особливості для окремих типів свердловин та методів буріння
Україна	+	+	-	-	Для нових
Казахстан	+	+	+	+	Для офшору та надглибоких можливість застосувати рентний
Польща	-	+	-	+	Для офшору та для родовищ, де середня проникність менше 0,1 міліярності та середня ефективна пористість не перевищує 10% зменшена ставка роялті
Румунія	-	+	+	-	Офшор
Норвегія	+	-	+	-	Офшор
Нідерланди	+	+	+	-	Для офшору і «малих» родовищ
Узбекистан	+	+	+	-	-

Така практика країн узгоджується з рекомендацією Міжнародного Валютного Фонду країнам, що розвиваються комбінувати такі інструменти, як помірне роялті, податок на прибуток та податок, спрямований саме на вилучення ренти. Саме такий режим забезпечує певний мінімальний дохід держави від початку видобутку та надходження поступово збільшуються з підвищенням цін на ресурси або зменшенням витрат, що в свою чергу може підвищити стабільність та надійність фіскального режиму. Використання комбінації цих інструментів, на думку Міжнародного Валютного Фонду, може компенсувати проблеми із адмініструванням, які має кожен із інструментів (IMF, 2012, стор. 26).

4.4. Оцінка впливу фіскальних інструментів

Якщо оцінювати інструменти державної фіскальної політики для вибору оптимального поєднання у варіант політики, то необхідно враховувати такі чинники:

- створення стимулів для освоєння нових родовищ (більші операційні та капітальні витрати), більш складними геологічними умовами, стимулювання застосування нових технологій
- баланс між короткотерміновими цілями у вигляді надходження більших податків від галузі сьогодні та довгостроковими цілями у вигляді нарощення темпів видобутку, розвитку інфраструктури, посилення енергонезалежності
- важливість залучення іноземних компаній із передовими технологіями видобутку та прозорою політикою ведення бізнесу для перейняття найкращого досвіду

Для дослідження впливу фіскальних інструментів на ефективність розподілу прибутків від видобутку природних ресурсів можна скористатись запропонованою Баунсгаардом (Baunsgaard, 2001, стор.16) шкалою оцінок основних фіскальних інструментів за такими критеріями як: нейтральність, інвестиційна стабільність, ризик проекту, втрати держави, гнучкість держави, відкладення платежів, дизайн податку, адміністрування податку, податковий кредит.

Схема 3. Критерії оцінки фіскальних інструментів для оподаткування видобутку (за шкалою Баунсгаарда)



За кожним критерієм фіскальному інструменту присвоєно бал від -3 (найгірший вплив) до + 3 (найкращий вплив). Кожен інструмент може бути порівняно з іншими інструментами (вертикальні рядки), в той же час неможливо вивести загрегований показник із впливу фіскального інструменту

(горизонтальні рядки), оскільки критерії не є рівноцінними і їх оцінка повинна базуватись в кожному конкретному випадку на меті державної політики.

Таблиця 4. Оцінка фіскальних інструментів за шкалою Баунсгаарда									
	Нейтральність	Ризики інвестора		Ризики держави			Імплементация		
		Стабільність	Ризики проекту	Втраати	Гнучкість	Відкладення платежів	Дизайн	Адміністрування	Податковий кредит
Фіксований платіж	-3	-3	-2	+3	-2	+3	-2	+2	-3
Роялті	-3	-1	-1	+2	-1	+3	-1	+1	-3
Податок на прибуток	-1	+1	0	0	+1	+2	+1	-1	+3
Прогресивний податок на прибуток	+1	+3	+1	0	+2	+1	+2	-2	0
Ресурсна рента	+2	+3	+2	-2	+3	-1	+3	-3	-2

Зазначені критерії були розписані у праці Баунсгаарда та знайшли подальшу деталізацію у низці інших праць (Hogan and Goldsworthy, 2010, стор. 132)

Узагальнено ці критерії можна описати таким чином.

Нейтральність означає вплив на розміщення ресурсів. Податок є нейтральним, якщо економічна ефективність проекту до оподаткування залишається такою і після оподаткування.

Стабільність визначається можливістю податкових правил змінюватись протягом тривалості проекту. Чим більш гнучкішим є податковий режим до непередбачуваних змін у прибутковості, тим менше є ініціативи для уряду переглядати податкові умови.

Ризики проекту для інвестора визначаються з огляду на економічну ефективність проекту, оскільки фіскальні інструменти мають значний вплив на оцінку приватних ризиків проекту та результати його реалізації. Застосування інструментів, які не передбачають залежність податкових надходжень від майбутніх змін ринкових умов, має наслідком більший вплив таких змін на

прибутковість проекту порівняно з іншими інструментами, які базуються на прибутковості проекту.

Критерій **податкових втрат** держави, пов'язаний з випадками, коли держава отримує менші ніж очікувані надходження від використання природних ресурсів, переважно за несприятливих ринкових умов. Держава завжди зацікавлена у мінімізації ризику податкових втрат при формуванні політики з оподаткування видобутку вуглеводнів.

Гнучкість означає чутливість фіскального інструменту до змін ринкових умов, тобто можливість фіскального інструменту вилучати обґрунтовану частку ресурсної ренти протягом тривалого часу за суттєвої зміни ринкових умов (як в бік погіршення так і в бік покращення таких умов).

Відкладення платежів стосується випадків, коли надходження платежів від видобутку до бюджету відкладено у часі, тобто не відбувається до настання певної стадії видобутку. Залежність бюджету від платежів у зв'язку з видобутком та стабільність таких надходжень мають особливе значення для країн, що розвиваються (Boadway and Keen, The Petroleum and Mineral Taxation).

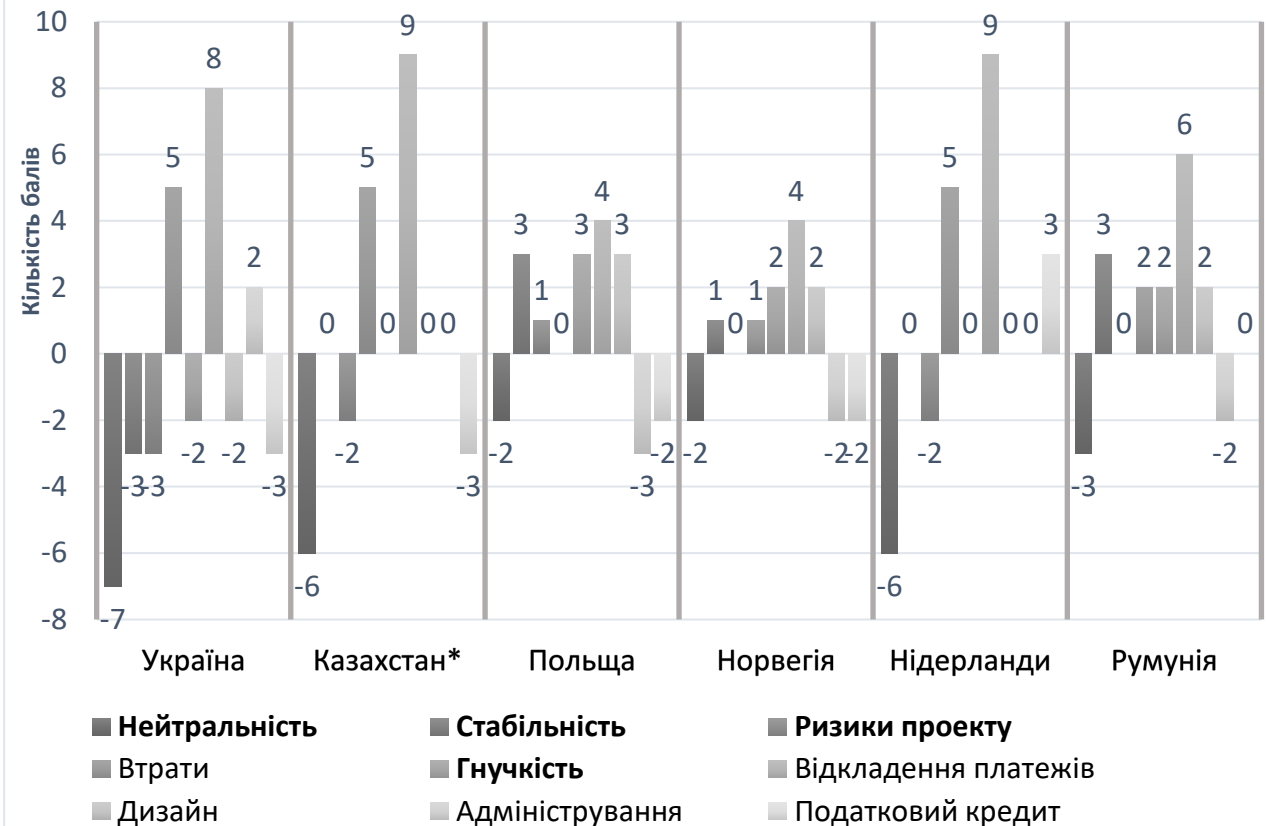
Витрати на імплементацію та адміністрування політики стосуються як витрат, понесених державою на дизайн, імплементацію та моніторинг дотримання фіскальних умов так і витрат інвесторів із застосування фіскальних інструментів. Особливо це важливо з огляду на те, що складність податкової системи має ризики ухилення від сплати податків. Також важливо зазначити, що традиційно особливістю галузі з видобутку природного газу є значна участь іноземних компаній, які часто формують корпоративні стратегії для мінімізації податкових зобов'язань у країні, де здійснюється видобуток.

Особливе значення для іноземного інвестора має можливість зарахування податків, сплачених в країні, де здійснюється видобуток, до **податкового кредиту** для сплати податків у країні резидентства.

Критерій	Нейтральність	Ризики інвестора		Ризики держави			Імплементация		
		Стабільність	Ризики проекту	Втрати	Гнучкість	Відкладення платежів	Дизайн	Адміністрування	Податковий кредит
Україна	-7	-3	-3	+5	-2	+8	-2	+2	-3
Польща	-2	+3	+1	0	+3	+4	+3	-3	-2
Румунія	-3	+3	0	+2	+2	+6	+2	-2	0
Норвегія	-2	+1	0	1	+2	+4	+2	-2	-2
Нідерланди	-6	0	-2	+5	0	+9	0	0	+3
Казахстан	-6	0	-2	+5	0	+9	0	0	-3
Узбекистан	-6	0	-2	+5	0	+9	0	0	-3

У вигляді стовпчикової діаграми це може бути відображено таким чином:

Графік 3. Оцінка фінансових інструментів за шкалою Баунсгаарда у групі країн для порівняння



*Казахстан має такі ж показники як і Узбекистан.

Отже, порівняння за вказаною шкалою, свідчить, що набір фінансових інструментів, які застосовуються для оподаткування видобувної галузі в Україні має найменші бали порівняно із країнами із групи країн для порівняння за

критеріями нейтральності (-7 балів), та ризиків інвестора (стабільність та ризики інвестора по -3 бали), а також за критерієм гнучкість (-2 бали) та дизайн (-2 бали)

Треба зауважити, що такий аналіз не враховує значення кожного з інструментів у вилученні частки держави з видобутку, однак дає загальне уявлення про вплив дизайну політики на основні параметри, які забезпечують врахування інтересів держави та компаній під час видобутку.

4.5. Формування варіантів державної політики

Введення в Україні рентної плати на видобуток корисних копалин у вигляді уніфікованої ставки роялті (з диференціацією на дві ставки за глибинами), яка об'єднала в собі два податки (рентна плата за природний газ і газовий конденсат, що видобуваються в Україні та плату за користування надрами), мала на меті забезпечити стабільні податкові надходження до бюджету України. Однак негнучкість зазначеної системи створює загрози, що компанії, які здійснюють видобуток з високорентабельних родовищ, отримують надприбутки, в той час як компанії з низькорентабельним видобутком, несуть збитки.

Такий податковий режим є життєздатним тільки за сприятливих цін на природний газ світовому ринку. В той же час, в умовах коли після сланцевої революції в США в світі спостерігається надлишок пропозиції природного газу та відповідне падіння ціни на природний газ на світових ринках, такий режим не сприяє розробці нових газових родовищ та шельфу Чорного та Азовського морів.

Метою державної податкової політики у сфері видобутку природного газу є стимулювання ефективного надрокористування та вилучення економічної ренти, в той же час діючий режим не стимулює надрокористувачів розробляти малодебетні свердловини, здійснювати пошук та розвідку нових родовищ, що капіталоемким та тривалим процесом.

З цією метою важливо сформувати цілісну збалансовану та стабільну податкову політику, яка буде забезпечувати безпосередній зв'язок між податковим тягарем та рентабельністю видобутку природного газу, що буде забезпечувати більш справедливий розподіл прибутків та залучення інвестицій в галузь.

Введення в Україні системи, яка буде складатись із додаткового податку на прибуток для нових свердловин для нових родовищ (для старих немає сенсу, тому що основні інвестиції вже зроблені), особливо малодебетні та важковидобувні родовища, матиме позитивний вплив. Можливо – обирати на добровільних засадах.

В результаті застосування податку на надприбуток при високорентабельному видобутку доходи в бюджет будуть зростати, при

низькорентабельному – податкове навантаження буде знижуватись, що буде стимулювати видобуток додаткових обсягів природного газу.

Однак, справедливо буде зазначити, що така система, порівняно з діючою є більш складною в адмініструванні та створює ризики для зловживань та ухилення від сплати податків, перекладаючи ризики на державу. Цей фактор треба враховувати при розробці державної політики оподаткування газовидобувної галузі та вдосконалення адміністрування податків в цілому.

В той же час проміжним варіантом державної політики може бути вдосконалення існуючого податкового режиму для створення додаткових стимулів для видобутку з офшору, важковидобувних свердловин, застосування нетрадиційних методів буріння.

При формуванні державної політики з оподаткування видобутку природного газу важливо враховувати, що така державна політика складається з наступних блоків: податкові інструменти, податкові ставки та податкова база (корегування податкового результату до оподаткування, категорії, які не включаються до оподаткованого доходу та податкових витрат). Кожен з цих блоків матиме окремий економічний ефект та впливатиме на результат впровадження політики.

Схема 4. Блоки державної політики із оподаткування видобутку природного газу



В той же час в цьому дослідженні розкривається питання здебільшого першого блоку державної політики, а саме, який набір податкових інструментів є більш оптимальним з огляду на сформульовані цілі державної політики. Цей блок є ключовим та базовим для формування державної політики, інші блоки – повинні обраховуватись виходячи з оптимального податкового навантаження та

частки вилучення держави (government take), що повинно стати предметом подальшого дослідження.

Отже, проаналізувавши податкові інструменти можна сформулювати такі варіанти державної політики:

Варіант №1 «Залишення статусу кво»

1) оподаткування роялті за діючими ставками (29% від вартості обсягів видобутої сировини, визначеної на рівні середньозваженої ціни імпортованого природного газу для свердловин глибиною до 5000 м та 14% - для свердловин глибиною понад 5000 м., для нових свердловин – 12% від вартості обсягів видобутої сировини, визначеної на рівні середньозваженої ціни імпортованого природного газу для свердловин глибиною до 5000 м та 6% - для свердловин глибиною понад 5000 м);

2) сплата плати за спеціальний дозвіл на користування надрами (визначеної за результатами аукціону).

Варіант №2 «Вдосконалення існуючого податкового режиму з метою врахування геологічних параметрів здійснення видобутку»

1) перегляд порядку можливості застосування ставки рентної плати на додаткові обсяги видобутку та коригуючих коефіцієнтів для видобутку окремих категорій запасів;

2) встановлення пільгової ставки для офшорного видобутку;

3) встановлення диференційованої ставки роялті в залежності від стадії реалізації проекту (за роками чи за обсягами видобутку) для мінімізації роялті для нерентабельних проектів;

4) впровадження додатково до плати за надання спеціального дозволу – ренталс пропорційно до площі використовуваної ділянки, що матиме на меті стимулювати ефективне використання земельної ділянки та запобігатиме отримання ліцензій для перепродажу (у випадку, якщо рентна плата не стягується та після спливу певного строку із моменту отримання спеціального дозволу);

5) запровадження прискореної амортизації основних засобів та нематеріальних активів, які використовуються для видобутку (особливі строки прискореної амортизації основних засобів та нематеріальних активів, можливість амортизації за виробничим методом).

Варіант №3 «Перехід на новий податковий режим для врахування прибутковості проектів із видобутку природного газу»

1) зменшення існуючих ставок роялті для нових проектів;

- 2) запровадження рентного податку на прибуток, який буде обраховуватись залежно від прибутковості проекту для нових проектів
- 3) впровадження звітності за проектами для цілей оподаткування (ring-fencing).

5. ПРИЙНЯТТЯ РІШЕННЯ: ВИБІР ВАРІАНТУ ПОЛІТИКИ

5.1. Переваги та недоліки варіантів державної політики

Для оцінки варіантів державної політики із оподаткування видобутку природного газу та вибору рекомендованого варіанту політики в Україні було використано дані з глибоких інтерв'ю зі стейхолдерами (детальніше описано у розділі № 2 «Аналіз стейкхолдерів» цієї роботи) та наукові засади і емпіричний досвід країн з групи країн для порівняння. Тези із інтерв'ю додаються у Додатку №5 до цієї роботи.

Основні висновки, які можна зробити за результатами проведених інтерв'ю та в результаті емпіричного аналізу практики застосування податкових інструментів у групі країн для порівняння, об'єднано у такі блоки:

Блок I. Щодо ціни на природний газ:

Світова ціна на природний газ є одним із найбільш визначальних факторів при прийнятті інвестиційних рішень у галузі видобутку природного газу, в той же час наймовірніше ціна на природний газ в світі залишатиметься низькою у коротко та середньостроковій перспективі. Це впливатиме негативно також на надходження до державного бюджету, оскільки обрахунок роялті здійснюється виходячи із середньої митної вартості імпортованого природного газу.

Блок II. Щодо Варіанту №1 «Залишення статусу кво»:

Переваги:

1. Дизайн фіскальної політики повинен здійснюватися з урахуванням здатності інституцій впроваджувати та реалізовувати таку політику. Іноді витрати на адміністрування податків можуть бути більшими за переваги та здобутки нової політики, особливо, якщо така політика створює можливості для ухилення від податків та неефективне використання ресурсів.

2. Часті зміни податкового режиму з одного боку приносять державі новий досвід та усвідомлення помилок, а з іншого мають наслідком втрачені інвестиції та неефективність розвитку юристів. Держави, які виявили значний рівень нестабільності змінюючи правила гри відповідно до коливань цін на вуглеводні на світових ринках, страждають від довгострокових наслідків – міграції інвесторів в інші юрисдикції (Agalliu, 2011, стор.46)

3. Існуючий податковий режим передбачає стимулювання видобутку природного газу з нових свердловин (пільгові ставки рентної плати 6 та 12%), що дозволить частково компенсувати природне падіння видобутку з існуючих свердловин.

Недоліки:

1. Поточний режим не стимулює видобуток та залучення інвестицій на прогнозованих урядом рівнях.

2. Поточний режим не відповідає світовим тенденціям зі зміщення основного акценту з платежів залежно від обсягу видобутку на платежі залежно від результатів фінансової діяльності.

3. Коригуючі коефіцієнти та ставка рентної плати 2% на видобуток додаткового обсягу ресурсів на практиці не використовуються компаніями, а отже не виконують свою функцію – стимулювати видобуток з важковидобувних свердловин, застосування нових технологій видобутку тощо.

4. Ставка на видобуток нових свердловин застосовується протягом всього часу видобутку зі свердловини, а це означає з часом буде застосовуватись до все більшої кількості свердловин, та до свердловин, які по суті вже не будуть «новими».

5. До видобутку природного газу скоріш за все не будуть залучені іноземні інвестиції та іноземні інвестори.

6. Обсяги природного газу будуть поступово зменшуватись (приблизно на 1,5 млрд.куб.м. щорічно) внаслідок природного падіння видобутку.

7. Проекти з геологорозвідки нових родовищ є ризикованими та за поточного податкового режиму є малоімовірними.

8. Третина виданих ліцензій є «сплячими» і видобуток на них не здійснюється, скоріш за все діяльність за ними не розпочнеться протягом найближчих років.

9. Приріст видобутку з нових свердловин на існуючих родовищах є обмеженим через виснаженість існуючих родовищ.

Блок III. Щодо Варіанту №2 «Вдосконалення існуючого податкового режиму з метою врахування геологічних параметрів здійснення видобутку»:

Переваги:

1. Існуючі родовища виснажені, а тому обов'язково потрібно шукати нові можливості для компенсації природного падіння видобутку та нарощення нових запасів, що може бути реалізовано за допомогою вдосконалення поточного податкового режиму;

2. Потенціал України знаходиться у видобутку важковидобувних та надглибоких свердловин, у офшорному видобутку, у видобутку нетрадиційного газу, саме ці напрямки дозволять залучити іноземні інвестиції в галузь;

3. У галузі буде потенціал для зростання, можливе нарощення кількості нових свердловин та кількості виданих спеціальних дозволів на користування надрами;

4. Запровадження ренталс (плати за площу) дозволить розблокувати діяльність із сплячих ліцензій та наростити обсяги видобутку на цих площах

5. Такий податковий режим дозволить частково врахувати прибутковість проектів під час обрахунку бази оподаткування діяльності із здійснення видобутку природного газу, що позитивно вплине на прийняття інвестиційних рішень.

6. Дозволить зменшити податкове навантаження на проекти, які потребують значних капітальних та операційних витрат

7. Буде стимулювати надрокористувачів ефективно використовувати ділянки надр та здійснювати діяльність у передбачені спеціальним дозволом строки,

Недоліки:

1. Не стимулюватиме реалізацію високоризикових проектів.

2. Зміна податкового режиму завжди має ризики нестабільності.

3. Потребуватиме додаткових витрат на адміністрування.

4. Цих змін недостатньо для стимулювання масштабної геологічної розвідки.

5. У випадку, якщо порядок призначення диференційованих ставок роялті буде непрозорим, може створити загрозу зловживань та ухилення від сплати податків шляхом

Блок IV Щодо Варіанту №3 «Перехід на новий податковий режим для врахування прибутковості проектів із видобутку природного газу»

Переваги:

1. Передбачає врахування всіх геологічно-географічних, економічних особливостей ведення діяльності із видобутку, які впливають на фінансовий результат компанії і відповідно знаходять відображення в прибутку

2. Запровадження рентного податку для оподаткування діяльності із видобутку природного газу зробить видобувну галузь України конкурентною порівняно з іншими країнами та дозволить залучити значні інвестиції в галузь;

3. Дозволить у довгостроковій перспективі збільшити обсяги видобутку та надходження до державного бюджету від видобутку природного газу.

4. Дозволить забезпечити внутрішнє споживання та зменшити обсяги імпорту.

Недоліки:

1. Значні витрати на адміністрування та ведення окремої звітності за проектами.

2. Потребує додаткових змін до Податкового кодексу в частині запобігання трансфертному ціноутворенню та розмиттю податкової бази.

3. В короткостроковій перспективі такий режим може призвести до зменшення обсягів надходження до державного бюджету на першій стадії реалізації проектів, однак у довгостроковій перспективі – цей ефект буде компенсовано за рахунок надходжень від податку внаслідок переходу проектів до прибуткової стадії реалізації.

4. Термін окупності проекту з видобутку становить 3-5 років залежно від складності проекту, тому надходження до державного бюджету будуть починаючи з четвертого року реалізації проекту;

5. Такий режим потребує значних витрат на впровадження та адміністрування та потребує окремого звітування за проектами.

6. Такий режим потребує значної політичної підтримки та ґрунтовної експертизи наслідків його впровадження.

5.2. Прогнозна оцінка результатів впровадження варіантів державної політики за результатами екстраполяції

Враховуючи інформацію із інтерв'ю, узгальнену у підрозділі 5.1 цієї роботи, було зроблено певні припущення та здійснено екстраполяцію цих даних для обрахунку прогнозних показників обсягів видобутку та надходжень до державного бюджету в результаті реалізації запропонованих для аналізу варіантів державної політики. Припущення та результати екстраполяції наведено у Додатку №5.

Узагальнено такі результати можуть бути відображені таким чином:

Таблиця 6. Оцінка результатів впровадження варіантів державної політики за результатами екстраполяції			
Критерії для порівняння	Варіант 1 ЗБЕРЕЖЕННЯ СТАТУСУ КВО	Варіант 2 ВДОСКОНАЛЕННЯ ПОТОЧНОГО ПОДАТКОВОГО РЕЖИМУ	Варіант 3 ЗМІНА ПОДАТКОВОГО РЕЖИМУ
Залучення світових інвесторів	Малоймовірно	Середня ймовірність	Висока ймовірність
Кількість виданих ліцензій	приблизно 30 щорічно	30 щорічно та додаткові (30) для видобутку важковидобувних запасів	Поступове збільшення до 80 щорічно
Обсяги видобутку (2025р. порівняно з 2019р.)	Зменшення на 21%	Збільшення на 13%	Збільшення на 4 % (повний економічний ефект через 7-10 років)
Нове буріння з важковидобувних запасів та шельфу (у 2025 році)	Малоймовірно	2 мдрд.куб.м. з важковидобувних 2, 5 млрд.куб.м – з шельфу	5 млрд.куб.м нового буріння (у т.ч. приблизно ½ з важковидобувних запасів та шельфу)
Надходження до державного бюджету (2025р. порівняно з 2019р.)	за поточної ціни на газ: Зменшення на 35%	за поточної ціни: Зменшення на 25% , за умови збільшення ціни до 6000 грн./тис.куб.м – Збільшення на 15%	Зменшення за поточної ціни на газ: на 14%
Політична прийнятність	Висока	Середня	Низька
Простота адміністрування	Висока	Середня	Низька
ОБРАННЯ ВАРІАНТУ		✓	

Таким чином, базуючись на екстраполяції даних для обрахунку прогнозних показників обсягів видобутку та надходжень до державного бюджету, можна прийти до висновку про те, що найбільш оптимальним є Варіант №2.

5.3. Прогнозна оцінка результатів впровадження варіантів державної політики за критеріями досягнення цілей державної політики

Також, базуючись на інформації, отриманій з інтерв'ю зі стейкхолдерами, можна зробити оцінку варіантів державної політики за критеріями досягнення цілей державної політики:

Таблиця 7. Оцінка результатів впровадження варіантів державної політики за критеріями досягнення цілей державної політики

Критерії досягнення цілей державної політики	Показник	Варіант 1 ЗБЕРЕЖЕННЯ СТАТУСУ КВО	Варіант 2 ВДОСКОНАЛЕННЯ ПОТОЧНОГО ПОДАТОВОГО РЕЖИМУ	Варіант 3 ЗМІНА ПОДАТКОВОГО РЕЖИМУ
Стимулювання малодобітних та високоризикових проектів (врахування прибутковості проектів), видобутку з важковидобувних свердловин, застосування нетрадиційних методів видобутку, офшорного видобутку	Кількість виданих спеціальних дозволів, в тому числі на видобуток окремих категорій запасів, офшору, тощо. Кількість свердловин, на яких застосовуються методи інтенсифікації видобутку та нетрадиційні методи видобутку (гідророзрив пласту, горизонтальне буріння) Кількість нових гравців - компаній, які здійснюють видобуток	Ні	Для окремих типів проектів	Так
Стимулювання видобутку з нових свердловин	Кількість нових свердловин	Так, але виключно для неризикових родовищ (пільгові ставки для нових свердловин)	Так	Так
Стимулювання геологічної розвідки	Кількість виданих спеціальних дозволів	Ні	Ні	Так
Вплив на нарощення загального обсягу видобутку	Приріст обсягів видобутку порівняно із попереднім роком	Негативний, в найкращому випадку - компенсація природного падіння видобутку	Нейтральний, незначне нарощення	Нарощення обсягів видобутку
Стимулювання ефективності використання площі надр (боротьба зі «сплячими» ліцензіями)	Зменшення кількості «сплячих» ліцензій	Ні	Так	Так
Стабільність надходження платежів		Висока	Висока	Низька
Конкурентоздатність податкового режиму (як наслідок - залучення світових видобувних компаній на умовах концесії)	Кількість іноземних компаній, особливо зі світових лідерів (Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, BP, Chevron, Eni)	Низька	Середня	Висока
Стабільність фіскального режиму		Так	Так	Ні, однак може бути компенсовано поступовим переходом та надання можливості використовувати режим альтернативно до чинного
Вплив на надходження до державного бюджету у короткостроковій перспективі	Обсяг надходжень до державного бюджету	Нейтральний	Негативний	Негативний
Вплив на надходження до державного бюджету у довгостроковій перспективі	Обсяг надходжень до державного бюджету	Негативний	Нейтральний	Позитивний
Політична прийнятність		Висока	Середня	Низька
Простота адміністрування		Висока	Середня	Мала
Витрати на впровадження		Низькі	Середні	Високі
Підсумкова кількість балів		-1	2	1

ОБРАННЯ ВАРІАНТУ			✓	
------------------	--	--	---	--

Значення, якими позначається критерій досягнення цілей для варіанту рішення:

-1 негативний вплив

0 нейтральний вплив

+1 позитивний вплив

Отже, найоптимальнішим варіантом з огляду на критерії досягнення цілей державної політики є Варіант № 2.

5.4. Прогнозна оцінка результатів впровадження варіантів державної політики з огляду на позицію стейкхолдерів

Під час оцінки було використано інформацію щодо оцінки податкових режимів стейкхолдерами під час глибинних інтерв'ю, описаних у Розділі 2 «Аналіз стейкхолдерів».

Таблиця 8. Оцінка результатів впровадження варіантів державної політики з огляду на позицію стейкхолдерів			
Стейкхолдери	Варіант 1 ЗБЕРЕЖЕННЯ СТАТУСУ КВО	Варіант 2 ВДОСКОНАЛЕННЯ ПОТОЧНОГО ПОДАТКОВОГО РЕЖИМУ	Варіант 3 ЗМІНА ПОДАТКОВОГО РЕЖИМУ
Парламент України	+1	0	-2
Міністерство енергетики та довікілля, Держгеонадра	-1	+1	+2
Міністерство фінансів України, Державна податкова служба	+1	-1	-2
Газовидобувні компанії та потенційні інвестори	-1	+1	+2
Громадськість	0	0	0
Підсумкова кількість балів	0	+1	0
ОБРАННЯ ВАРІАНТУ		✓	

Значення, якими позначається ставлення стейкхолдера до варіанту рішення:

-2 значні втрати

-1 незначні втрати

0 нейтральний вплив

+1 незначна вигода

+2 значна вигода

Таким чином, провівши аналіз теоретичного підґрунтя та емпіричний аналіз практики застосування податкових інструментів для оподаткування видобутку природного газу у групі країн для порівняння, зробивши екстраполяцію очікувань та прогнозу оцінки результатів впровадження кожного з варіантів державної політики, проаналізувавши варіанти державної політики з огляду на цілі політики та позицію стейкхолдерів, можна прийти до висновку про доцільність обрання варіанту № 2.

В той же час, треба зазначити, що варіант №3 є більш сприятливим для залучення інвестицій у газовидобувну галузь у довгостроковій перспективі, однак наразі потребуватиме значних витрат на впровадження та буде складним у адміністрування, призведе до втрат для державного бюджету у короткостроковій перспективі, а тому є політично неприйнятним. Однак, з огляду на те, що саме такий варіант державної політики дозволить зробити інвестиційний режим галузі конкурентоздатним та таким, що відповідає світовим тенденціям, вважаю, що його впровадження у майбутньому є дуже важливим і потребує окремої уваги стейкхолдерів.

6. ВИКЛИКИ ІМПЛЕМЕНТАЦІЇ

Для успішної імплементації державної політики із оподаткування видобутку природного газу повинні бути створені певні передумови: Умови, які повинні бути створені для забезпечення вдалої імплементації:

- посилення адміністрування податків та спроможності податкових органів;
- залучення бізнес та профільних асоціацій до формування державної політики у сфері видобування;
- система оподаткування та загальний регуляторний режим повинен бути прозорим, чітким та зрозумілим;
- публічний доступ до інформації про обсяги видобутку та сплачених видобувною галуззю платежів на користь держави;
- забезпечити стабільність фіскального режиму для створення можливостей для довготермінового планування інвестиційної діяльності, будь-які переходи до нового податкового режиму повинні відбуватись шляхом надання учасникам діючих проектів права застосовувати минулий режим або перейти на новий;
- доступ до геологічної інформації, прозорі аукціони на отримання спеціальних дозволів на користування надрами.

Виклики із імплементації такої державної політики не є унікальними для України, а тому для їх подолання може бути застосований досвід інших країн, державна політика яких зазнавала суттєвих трансформацій.

Основні виклики імплементації можна умовно розподілити на дві групи:

1) Пошук компромісу між забезпеченням гнучкості податкового режиму та можливістю здійснювати його адміністрування: податковий режим повинен бути пристосований під потреби видобувної галузі та її специфіку, враховувати особливості різних типів проектів та об'єктів, та особливості їх реалізації і в той же час бути таким, щоб його можливо було адмініструвати (витрати на адміністрування не були значними порівняно з поточним рівнем, не створювались можливості для ухилення від сплати податків тощо).

- Визначення категорій «важковидобувні запаси», «виснажені запаси», «нетрадиційний газ», «газ щільних порід» «нетрадиційні методи буріння» та інші.

Враховуючи асиметричність інформації у держави та видобувних компаній, органи державної влади не завжди мають достатній рівень експертної для визначення цих категорій, в той же час видобувні компанії можуть зловживати своєю компетентністю для отримання окремих преференцій. Для уникнення можливих маніпуляцій такі категорії мають бути чітко сформульовані на рівні закону, підстави надання понижуючих коефіцієнтів мають бути єдиними для всіх та чіткими. Присвоєння таких коефіцієнтів має відбуватись а, документальне підтвердження.

- Встановлення підстав для звільнення від сплати плати за користування надрами: такі підстави мають, з одного боку, враховувати особливості діяльності з видобутку природного газу (можливість зволікань із реалізацією проектів із видобутку із об'єктивних та незалежних від видобувної компанії причин) та з іншої сторони бути такими, щоб гнучкість таких підстав не призводила до неможливості Державної податкової служби чітко встановити їх наявність чи відсутність та до подальших судових оскаржень рішень Державної податкової служби.

- Посилення адміністративної спроможності податкових органів.

Як зазначає Agalliu (2011) іноді витрати на адміністрування переважають вигоди від можливостей режиму враховувати зміни прибутковості проекту, обсяги видобутку та інші фактори, особливо, якщо такий режим створює можливості для ухилення від податків та неефективного використання ресурсу.

Тому запровадження будь-яких змін повинно супроводжуватись посиленням адміністративної спроможності податкових органів вести облік, стягувати податки та здійснювати відповідний контроль.

2) Встановлення оптимальних ставок податків:

- Встановлення оптимальних податкових ставок для особливих категорій запасів (важковидобувних, офшор, тощо):

Для цілей цієї роботи було зроблено припущення щодо можливих оптимальних податкових ставок та їх вплив на обсяги видобутку та надходження до державного бюджету. В той же час це питання потребує більш ґрунтовного дослідження та проведення моделювання та обрахунків можливого впливу такої ставки на інвестиційні рішення та майбутні податкові надходження.

Враховуючи, що метою оподаткування видобутку є вилучення частини доходу, яка використовується державою для збільшення добробуту громадян, оптимальна податкова ставка має бути вищою за нуль, оскільки має продукувати надходження до державного бюджету. Відповідно до класичної кривої Лаффера (Wanniski, 1978) та модифікованої кривої Лаффера для видобувної галузі, запропонованої у праці Джона Тілтона (Tilton, 2004), з підвищенням ставки податку до оптимального, надходження від податку збільшуються. В той же час, після досягнення ставкою свого оптимального рівня, подальше підвищення ставки будуть змушувати компанії скорочувати компаніями пошук нових покладів, розробку нових свердловин, та врешті решт, за значного підвищення – будуть спонукати компанії згортати діяльність на існуючих свердловинах. Це, в свою чергу, призведе до поступового зменшення до нуля надходжень від видобутку до бюджету держави. За висловом Тілтона (Tilton, 2004), встановлювати ставки податків для видобувної галузі на рівні, вище ніж оптимальний рівень ставок, - означає «вбивати гуску, що несе золоті яйця»

- Визначення критерію «неприбутковості» проекту для звільнення від сплати роялті

Стимулювання залучення до реалізації високоризикових проектів потребує особливих механізмів із зменшення ризиків інвесторів. Це може бути реалізовано за допомогою звільнення від сплати роялті неприбуткових або низькоприбуткових проектів із видобутку. Однак в той же час, визначення межі прибутковості, яка є підставою для звільнення від оподаткування потребує окремого дослідження.

До окремих питань, які не були розкриті у цій роботі, однак є важливими для формування державної політики із оподаткування видобутку природного газу, а тому потребують подальшого опрацювання та можуть бути розкриті у подальших дослідженнях, належать такі:

- особливості дизайну податкової політики з огляду на залучення міжнародних корпорацій до видобутку природного газу для мінімізації ризиків трансфертного ціноутворення та розмиття податкової бази (Otto, 2017, стор. 3);

- розмір «частки вилучення державою» ('government take'), тобто частини доходу з реалізації проекту з видобутку природного газу, який вилучає держава до бюджету від ресурсних податків та зборів в Україні та в інших країнах;

- обрахунок показників, які використовують інвестори для оцінки привабливості інвестиційного режиму: чиста приведена вартість (NPV), дохід на капітал (rate of return), коефіцієнт ефективності капіталовкладень (profit-to-investment ratio), очікувана грошова оцінка пошукових об'єктів (Tordo & Hartline, 2007, стор.18) за поточного податкового режиму та за пропонуванних варіантів державної політики;

- огляд інших регуляторних інструментів у сфері оподаткування (податкові канікули, дозволені витрати, перенесення невикористаного податкового збитку на наступні періоди, можливість амортизації капітальних витрат та витрат на відсотки за позиками, податкові кредити та кредит на реінвестування (детальніше про додаткові інструменти можна знайти у праці Otto (2017, стор. 15-20), та у дослідженнях Міжнародного Валютного Фонду (IMF, 2012, стор.43).

7. ВИСНОВКИ

Отже, мною було проведено аналіз наукових праць щодо особливостей оподаткування видобутку природного газу та застосування фіскальних інструментів для вилучення економічної ренти, особливо тих, які найбільше сприяють залученню інвестицій у галузь. У ході дослідження проаналізовано податкові режими із видобутку природного газу у 6 країнах: Польща, Румунія, Казахстан, Узбекистан, Нідерланди, Норвегія. За результатами було встановлено, що податковий режим у групі країн для порівняння є більш привабливим, ніж в Україні, оскільки на рівні з фіксованими платежами та роялті, передбачає застосування тих чи інших інструментів, які враховують прибутковість проектів і мінімізують ризики інвесторів – рентний податок, додатковий податок на прибуток, рентний податок на прибуток.

Таким чином, Україні для залучення інвестицій у видобуток природного газу дуже важливо сформулювати такий варіант державної політики, який буде враховувати прибутковість майбутніх проектів, особливо таких, реалізація яких потребує значних капітальних та операційних витрат та характеризується великою невизначеністю. До таких проектів, які є перспективними в Україні, але в той же час потребують особливої державної політики з їх підтримки, належать проекти з видобутку важковидобувних і виснажених покладів, нетрадиційного газу, офшорного видобутку та застосування нетрадиційних методів буріння.

За результатами проведених інтерв'ю зі стейкхолдерами було сформовано та проаналізовано три можливих варіанти державної політики з оподаткування видобутку природного газу. Зроблено екстраполяція даних для формування прогнозу оцінки результатів впровадження варіантів державної. Два із трьох запропонованих варіантів державної політики є такими, що позитивно вплинуть на залучення інвестицій у видобувну галузь. В той же час, з огляду на політичну прийнятність та неготовність податкової служби до адміністрування нової складної податкової системи, було обрано варіант державної політики, який передбачає вдосконалення існуючої податкової системи, а саме перегляд порядку

можливості застосування ставки рентної плати на додаткові обсяги видобутку із важковидобувних та виснажених покладів, а також коригуючих коефіцієнтів для видобутку окремих категорій запасів, встановлення пільгових ставок для офшорного видобутку, встановлення диференційованої ставки роялті залежно від стадії реалізації проекту для мінімізації роялті для нерентабельних проектів. Також доцільно розглянути можливість впровадження додатково до плати за надання спеціального дозволу – плати за ліцензійну площу (ренталс), що матиме на меті стимулювати ефективне використання земельної ділянки та запобігатиме отримання ліцензій для перепродажу. Це має відбуватись із одночасним покращенням окремих аспектів нарахування податку на прибуток для врахування особливостей видобувної галузі, що відрізняє її від інших видів господарської діяльності (особливі строки прискореної амортизації основних засобів та нематеріальних активів, можливість амортизації за виробничим методом тощо).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. «Деякі питання виконання діючих та нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини», Постанова КМУ від 7 листопада 2013 р. № 838, Кабінет Міністрів України (2013). Доступ: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/838-2013-п>.
2. «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо дерегуляції в нафтогазовій галузі», Закон України від 1 березня 2018 року № 2314-VIII, Верховна Рада України (2018). Доступ: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2314-19>.
3. «Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо вдосконалення адміністрування податків, усунення технічних та логічних неузгодженостей у податковому законодавстві», проект Закону України, реєстраційний №1210 від 30.08.2019, Верховна Рада України (2019). Доступ: https://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=66520.
4. «Про затвердження Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами», Постанова КМУ від 15 жовтня 2004 р. № 1374, Кабінет Міністрів України (2004). Доступ: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1374-2004-п>.
5. «Про реалізацію експериментального проекту із запровадження проведення аукціонів з продажу спеціальних дозволів на користування надрами шляхом електронних торгів», Постанова КМУ від 17 жовтня 2018 р. № 848, Кабінет Міністрів України (2018). Доступ: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/848-2018-п>.
6. Катона, В. (2019). Закат «Контракта века»: нефтяники уходят из Азербайджана в Казахстан. Retrieved 8 March 2020, from <https://eurasia.expert/neftyaniki-ukhodyat-iz-azerbaydzhana-v-kazakhstan/>
7. Кобаль, Г. (2017). Интересные соседи. Как использовать опыт Румынии в нефтегазовой сфере. Дзеркало тижня, [online] 42. Available at: https://zn.ua/energy_market/interesnye-sosedi-ili-kak-ispolzovat-opyt-rumynii-v-neftegazovoy-sfere-265809_.html [Accessed 8 Mar. 2020].
8. Кодекс Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» № 120-VI & глава 86 (2017). Available at: https://online.zakon.kz/document/?doc_id=36148637#pos=19735;-36 [Accessed 8 Mar. 2020].
9. Козлов, Д., & Константинов, А. (2019). Каспийский шельф прирастает ЛУКОЙЛом. Retrieved 8 March 2020, from <https://www.kommersant.ru/doc/3888934>.
10. Концепція розвитку газовидобувної галузі, розпорядження КМУ від 28 грудня 2016 р. № 1079-р, Кабінет Міністрів України (2016). Доступ: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1079-2016-р>.
11. Майбуров, И. А., & Соколовская, А. М. (2011). Теория налогообложения: продвинутый курс: учебник. Москва: Юнити.

12. Маркс, К. (1969). Капитал (р. III том). Москва: Политиздат.
13. Новый налоговый кодекс и Кодекс о недрах и недропользовании: светлое будущее Казахстана?. (2018). Kazenergy, 2(87). Retrieved from http://www.kazenergy.com/upload/document/new_NC_ru.pdf
14. Податковий кодекс України, Закон України від 2 грудня 2010 року № 2755-VI, Верховна Рада України (2011). Доступ: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17>.
15. Радіо Свобода. (2020). Україна має треті за обсягом запаси газу в Європі – «Нафтогаз». [online] Available at: <https://www.radiosvoboda.org/a/news-zapasy-hazu-v-ukraini/29793806.html> [Accessed 8 Mar. 2020].
16. Рикардо, Д. (1993). Начало политической экономии и налогового обложения. Москва: «Эконом-Ключ».
17. Розвиток газового сектору України в контексті євроінтеграції. (2014). [ebook] Київ: Центр Разумкова. Available at: http://razumkov.org.ua/upload/1392734130_file.pdf [Accessed 8 Mar. 2020].
18. Секретариат Энергетической Хартии. (2007). Цена энергии: международные механизмы формирования цен на газ. Brussels.
19. Якупов, З. С. (2010). Природная рента, ее социально-экономическое значение и некоторые вопросы совершенствования налогового механизма изъятия в бюджет. Актуальные проблемы экономики и права, (3 (15)), 103-108.
20. Agalliu, I. (2011). Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System. Cambridge, Massachusetts: IHS Cambridge Energy Research Associates. Retrieved from <https://www.boem.gov/sites/default/files/oil-and-gas-energy-program/Energy-Economics/Fair-Market-Value/CERA-Final-Report-November-2011.pdf>
21. Auyezov, O. (2019). Uzbekistan says three upstream gas deals close to signing. Retrieved 8 March 2020, from <https://www.reuters.com/article/us-uzbekistan-energy/uzbekistan-says-three-upstream-gas-deals-close-to-signing-idUSKBN1W51U0>
22. Bault, O. (2018). What happened to Polish shale gas?. Retrieved 8 March 2020, from <https://visegradpost.com/en/2018/03/29/what-happened-to-polish-shale-gas/>
23. Baunsgaard, Thomas (2001), 'A Primer on Mineral Taxation,' IMF Working Paper 01/139
24. Boadway, R. and M. Keen, (2010). Theoretical Perspectives on Resource Tax Design. In: P. Daniel, M. Keen and C. Mcpherson, ed., The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice.. New York: Routledge.
25. Boadway, R., & Dachis, B. (2015). Drilling Down on Royalties: How Canadian Provinces Can Improve Non-Renewable Resource Taxes. Commentary - C.D. Howe Institute, (435), 0_1-24.
26. BP global (2020). Statistical Review of World Energy [online] Available at: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> [Accessed 8 Mar. 2020].

27. Cawood, F. (2004). *Will the New South African Mineral and Petroleum Royalty Bill Attract or Deter Investment?*. University of Dundee, Scotland: Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy.
28. Daniel, P., B. Goldsworthy, W. Maliszewski, D. Mesa Puyo, and A. Watson, (2010). Evaluating Fiscal Regimes for Resource Projects. In: P. Daniel, M. Keen and C. McPherson, ed., *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*. New York: Routledge.
29. Daniel, P., Keen, M., & McPherson, C. (2010). *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*. New York: Routledge.
30. Daniel, Philip, Keen, Michael, & McPherson, Charles. (2010). *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*. Routledge.
31. Deloitte. (2013). Oil and gas taxation in the Netherlands Deloitte taxation and investment guides. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/dttl-er-NL-oilandgas-guide.pdf>
32. Deloitte. (2014). Oil and gas taxation in Norway. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oil-and-gas-taxguide-norway.pdf>
33. Deloitte. (2017). An overview on royalties and similar taxes Oil and gas upstream sector across Europe. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/ro/en/pages/energy-and-resources/articles/An-overview-on-royalties-and-similar-taxes1.html>
34. DT.ua. (2020). Україна посідає друге місце у Європі за покладами природного газу. [online] Available at: https://dt.ua/ECONOMICS/ukrayina-posidaye-druge-misce-u-yevropi-za-pokladami-prirodnogo-gazu-305499_.html [Accessed 8 Mar. 2020].
35. ENI проведе розвідку участка «Абай» на Каспії. (2019). Retrieved 8 March 2020, from <https://oilcapital.ru/news/companies/30-07-2019/eni-provedet-razvedku-uchastka-abay-na-kaspii>
36. Faber, Mike. (1977). *The Fiscal Regime, Some Policy and Legal Issues Affecting Mining Legislation and Agreements in African Commonwealth Countries*, 79. Commonwealth Secretariat, London.
37. Fattouh, B., Poudineh, R., & West, R. (2019). Energy Transition, Uncertainty, and the Implications of Change in the Risk Preferences of Fossil Fuels Investors. Retrieved 8 March 2020, from <https://www.oxfordenergy.org/publications/energy-transition-uncertainty-implications-change-risk-preferences-fossil-fuels-investors/?v=3943d8795e03>.
38. Gara, J. (1995). *Administration of fiscal regimes for petroleum exploration and development*. New York: UN.
39. Gaswinning Groningen stopt al in 2022. (2019). Retrieved 8 March 2020, from <https://nos.nl/artikel/2301110-gaswinning-groningen-stopt-al-in-2022.html>
40. Geoinf.kiev.ua. (2020). Спецдозволи | ДНВП "ГЕОІНФОРМ УКРАЇНИ". [online] Available at: <http://geoinf.kiev.ua/specdozvoli/> [Accessed 8 Mar. 2020].

41. Global oil and gas tax guide. (2019). [online] EY. Available at: <http://www.ey.com/globaltaxguides> [Accessed 8 Mar. 2020].
42. Harper, J. (2018). Romania offshore gas law plays with fire. Retrieved 8 March 2020, from <https://www.dw.com/en/romania-offshore-gas-law-plays-with-fire/a-46358793>
43. Hogan, L., & Goldsworthy, B. (2010). International Mineral Taxation: experience and issues. In P. Daniel, M. Keen & C. Mcpherson, *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice.*. New York: Routledge.
44. Ilie, L. (2019). Black Sea Oil & Gas to go ahead with \$400 million Romanian offshore project. Retrieved 8 March 2020, from <https://www.reuters.com/article/us-romania-energy-gas/black-sea-oil-gas-to-go-ahead-with-400-million-romanian-offshore-project-idUSKCN1PW0M1>
45. IMF, *Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation* (2012) available from <https://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/081512.pdf>; IMF,
46. IMF, *Guide on Resource Revenue Transparency* (2007) available from <http://www.imf.org/external/np/pp/2007/eng/051507g.pdf>;
47. *Is The Polish Shale Gas Industry Set For A Comeback?*. (2019). Retrieved 8 March 2020, from <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Is-The-Polish-Shale-Gas-Industry-Set-For-A-Comeback.html#>
48. Кму.gov.ua. (2019). Кабінет Міністрів України - Позбавляємося від «сплячих ліцензій» на видобуток нафти й газу, - Олексій Гончарук. [online] Available at: <https://www.kmu.gov.ua/news/pozbavlyayemosya-vid-splyachih-licenzij-na-vidobutok-nafti-j-gazu-oleksij-goncharuk> [Accessed 8 Mar. 2020].
49. Kureth, A. (2016). Polish shale gas hits a dry well. Retrieved 8 March 2020, from <https://www.politico.eu/article/polish-shale-gas-hits-a-dry-well/>
50. Land, B. (2010). "Resource Rent Taxes: A Re-Appraisal," in Daniel, Philip, Keen, Michael, & Mcpherson, Charles. (2010).
51. Lund, D. (2009). Rent Taxation for Nonrenewable Resources. *Annual Review of Resource Economics*, 1, 287-307.
52. Melenciuc, S. (2019). Romanian government lures foreign energy groups with more friendly law for offshore gas projects - Business Review. Retrieved 8 March 2020, from <https://business-review.eu/news/romanian-government-lures-foreign-energy-groups-with-more-friendly-law-for-offshore-gas-projects-205020>
53. Minerals-ua.info. (2020). Стан запасів корисних копалин — Мінеральні ресурси України. [online] Available at: <http://minerals-ua.info/stan-zapasiv.php> [Accessed 8 Mar. 2020].
54. Naftogaz.com. (2020 a). У 2019 році Україна закупила 14,3 млрд куб. м газу з європейського напрямку. [online] Available at: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/EB9BEC0AAD60A6BBC2258507003E7089?OpenDocument> [Accessed 8 Mar. 2020].

55. Naftogaz.com. (2020 c). Звіт Нафтогазу за 2015 рік. [online] Available at: <http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz-Annual-report-2015.pdf> [Accessed 8 Mar. 2020].
56. Naftogaz.com. (2020, b). У 2019 році попит на газ в Україні скоротився на 7% — передусім через теплішу погоду, ніж у 2018 році. [online] Available at: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/938500D9D390DFFDC22585070036FFB4?OpenDocument> [Accessed 8 Mar. 2020].
57. Naftogaz.com. (2020, d). У 2019 році видобуток газу в Україні зменшився на 1,4%. [online] Available at: [http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/85643131C18C8258C22585070043D8C1?OpenDocument&year=2020&month=02&nt=Новини&.\)](http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/85643131C18C8258C22585070043D8C1?OpenDocument&year=2020&month=02&nt=Новини&.) [Accessed 8 Mar. 2020].
58. Nakhle, C, (2010) "Petroleum fiscal regimes: evolution and challenges," In: P. Daniel, M. Keen and C. Mcpherson, ed., *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice.* New York: Routledge.
59. OECD (2013), *Inventory of Estimated Budgetary Support and Tax Expenditures for Fossil Fuels 2013*, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/9789264187610-en>.
60. OECD. (2019). *Netherlands: Inventory of Estimated Budgetary Support and Tax Expenditures for fossil-fuels*. Retrieved from <http://www.oecd.org/fossil-fuels/NLD.pdf>
61. Otto, J., Craig, A., Cawood, F., Doggett, M., Guj, P., Stermole, F., ... Tilton, J. (2006). *Mining royalties : a global study of their impact on investors, government, and civil society*. Washington, DC: World Bank Group. doi: 10.1596/978-0-8213-6502-1
62. Otto, James. (2017). *The taxation of extractive industries: Mining*. 10.35188/UNU-WIDER/2017/299-1.
63. Pachiu, L., & Mustaciosu, R. (2019). *Oil and gas regulation in Romania: overview*. Retrieved 8 March 2020, from [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/2-566-0966?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/2-566-0966?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1).
64. Pawlewicz, M. (2006). *Total Petroleum Systems of the North Carpathian Province of Poland, Ukraine, Czech Republic, and Austria*. Reston, VA: U.S. Dept. of the Interior, U.S. Geological Survey.
65. Rbc.ua. (2016). Держгеонадра планують до 2020 збільшити видобуток нафти і газу в Україні на 35%. [online] Available at: <https://www.rbc.ua/ukr/news/gosgeonedra-planiruyut-2020-uvelichit-dobychu-1470152929.html> [Accessed 8 Mar. 2020].
66. Romanian group OMV Petrom ready to resume investments in Black Sea gas project "once barriers are removed". (2019). Retrieved 8 March 2020, from <https://www.romania-insider.com/omv-petrom-black-sea-investments-barriers>
67. *State Participation in Oil, Gas and Mining*. (2015). Parliamentary Briefing. [online] Natural Resources Governance Institute. Available at: https://resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/nrgi_stateparticipation_20150311.pdf [Accessed 8 Mar. 2020].

68. Sunley, E. M., Baunsgaard, T. M., & Simard, D. M. (2002). Revenue from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience. IMF conference on fiscal policy formulation and implementation in oil producing countries, June 5-6, 2002. Post-conference draft.
69. Sykes, P. (2018). End of an era as Netherlands set to be net gas importer in 2018. Retrieved 8 March 2020, from <https://www.icis.com/explore/resources/news/2018/08/21/10252162/end-of-an-era-as-netherlands-set-to-be-net-gas-importer-in-2018/>
70. The End of Poland's Shale Gas Eldorado. (2017). Retrieved 8 March 2020, from <https://emerging-europe.com/news/the-end-of-polands-shale-gas-eldorado/>
71. The Petroleum Tax System. (2019). Retrieved 8 March 2020, from <https://www.norskipetroleum.no/en/economy/petroleum-tax/>
72. Tilton, John E. (2004). Determining the optimal tax on mining. *Natural Resources Forum*, 28(2), 144-149.
73. Tordo, S., & Hartline, N. (2007). Fiscal systems for hydrocarbons: design issues. Washington: World Bank. doi: 10.1596/978-0-8213-7266-1
74. Ukrstat.gov.ua. (2018). Енергетичний баланс України. [online] Available at: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2012/energ/en_bal/arh_2012.htm [Accessed 8 Mar. 2020].
75. Venables, M. (2018). Opportunities Grow For Romanian Oil And Gas Sector. Retrieved 8 March 2020, from <https://www.forbes.com/sites/markvenables/2018/10/05/opportunities-grow-for-romanian-oil-and-gas-sector/#1f794a12212c>.
76. Wanniski, J. (1978). Taxes, revenues, and the "Laffer curve". Retrieved 8 March 2020, from https://www.nationalaffairs.com/public_interest/detail/taxes-revenues-and-the-laffer-curve.

Додаток № 1 Огляд використання інструментів фіскальної політики в обраних країнах (група країн для порівняння)

Казахстан:

Нафтогазова галузь Казахстану в основному покладається на видобуток з трьох основних мегародовищ: Тенгіз, Кашаган та Карачаганок. Збільшення обсягів видобутку та інвестиції у нафтогазову галузь Казахстану нерозривно пов'язані з розвитком цих супер гігантів, які забезпечують 60% всього видобутку Казахстану ("Новый налоговый кодекс и Кодекс о недрах и недропользовании: светлое будущее Казахстана?", 2018, стор.61).

В той же час держава постала перед вибором, з яким стикаються всі обрані для дослідження країни, в тому числі і Україна: стимулювати продовження видобутку на існуючих зрілих родовищах за рахунок широких податкових пільг та продовження ліцензій чи стимулювання розвідки на найбільш привабливих площах. Казахстан обрав другий шлях і у 2018 році змінив податковий режим, запровадивши можливість використання спеціального податку на прибуток для оподаткування видобутку нафти та газу.

Чинний фіскальний режим газовидобутку Казахстану складається з комбінації податку на прибуток, бонусів та податку з видобутку корисних копалин (роялті). Діяльність з видобутку відділена для податкових цілей (ring-fenced) від діяльності з транспортування та переробки та одна від іншої (наприклад, за кожним контрактом).

Розмір **підписного бонусу** варіюється в залежності від таких показників:

- для розвідки якщо запаси не затверджені: приблизно 18 тис. доларів США,
- для видобутку або розвідки та видобутку одночасно, якщо запаси не затверджені: 20 тис доларів США,
- якщо запаси затверджені: бонус складатиме 0.04% від вартості запасів або 0,01% - для тимчасово затверджених запасів, але не менше ніж 65 тис доларів США.

До фіксованих платежів належить також **платіж за компенсацію історичних витрат**, який має на меті компенсувати державі витрати на пошук та розвідку родовища, які були здійснені до моменту укладення контракту. Сплачується після підписання відповідної угоди.

Податок на прибуток підприємств складає 20% та обраховується як щорічний дохід за вирахуванням погоджених витрат, до яких належать, в тому числі витрати на геологічне вивчення, розвідку та підготовчі операції, а також витрати на наукові дослідження та розробку та інші технологічні роботи, а також на сплату бонусу. Ці витрати разом з витратами на придбання матеріальних та нематеріальних засобів, понесені платником податку під час набуття права на геологічну розвідку, розробку або видобуток корисних копалин формують окрему групу амортизаційну групу, яка

відмежовуються від інших груп основних засобів для цілей оподаткування. Така група може бути амортизована в обсязі не більше 25% щорічно з моменту початку видобутку.

Податок на надприбуток нараховується щорічно на частку чистого доходу, яка перевищує 25% погоджених витрат по кожному контракту окремо. Чистий дохід розраховується як річний дохід за вирахуванням витрат та податку на прибуток. Погоджені витрати розраховуються як аналогічні витрати для нарахування податку на прибуток (Кодекс Республіки Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет», 2017).

Таблиця 9. Ставки податку на надприбуток у Казахстані		
Відсоток чистого доходу від погоджених витрат	Відсоток для розрахунку граничної суми розподілу чистого доходу для обрахування податку на надприбуток	Ставка податку, %
25%	Не встановлюється	
від 25% до 30%	5	10
від 30% до 40%	10	20
від 40% до 50%	10	30
від 50% до 60%	10	40
від 60% до 70%	10	50
більше 70%	---	60

Податок на видобуток корисних копалин є за своєю суттю роялті, що стягується з кількості видобутого газу. Ставки залежать від того, чи видобувається газ для споживання на місцевому ринку, для експорту чи для власних потреб. Якщо природний газ експортується, використовується єдина ставка – 10 відсотків, якщо газ продається на місцевому ринку ставки складатимуть від 0.5% до 1.5%, залежно від рівня річного видобутку.

У 2018 році режим оподаткування зазнав суттєвих змін, спрямованих на покращення умов для видобутку надглибоких свердловин (з глибиною більше 5000 м) та видобутку на континентальному шельфі. Так, для видобутку таких ресурсів було запроваджено **альтернативний податок за користування надрами**, який за вибором надкористувача сплачується замість сплати компенсації за історичні витрати, податку на надприбуток та податку на видобуток корисних копалин. Альтернативний податок за користування надрами сплачується щорічно та нараховується на різницю між агрегованим

щорічним доходом (який обраховується так само як для податку на прибуток з певними корегуваннями) та витратами (обрахованими аналогічно до витрат для обрахунку податку на прибуток з певними корегуваннями). Ставка податку варіюється в залежності від ціни нафти на світових ринках:

Таблиця 10. Ставки альтернативного податку на користування надрами у Казахстані		
№	Світова ціна	Ставка, в %
1.	До 50 долл. США за барель включно	0
2.	До 60 долл. США за барель включно	6
3.	До 70 долл. США за барель включно	12
4.	До 80 долл. США за барель включно	18
5.	До 90 долл. США за барель включно	24
6.	Більше 50 долл. США за барель	30

Впровадження особливого режиму для офшору вже викликало цікавість інвесторів та дозволило Казахстану конкурувати з Азербайджаном за залучення інвестицій до видобутку на шельфі Каспійського моря (Катона, 2019). Так, італійська видобувна компанія Ені заявила про початок робіт на морській ділянці Абай казахстанському шельфі Каспійського моря ("ENI проведе разведку участка «Абай» на Каспии", 2019). Російська компанія Лукойл планує вкласти \$350 млн в освоєння маловивченого блоку Женіс у Каспійському морі (Козлов & Константинов, 2019).

Польща:

У 2011 році у Польщі розпочався процес, який мав стати початком «сланцевої революції» у Європі, однак, на жаль, очікування не виправдались. За попередніми прогнозами запаси сланцевого газу у Польщі було оцінено у обсязі 1,900 млрд.куб.м за розрахунками Національного геологічного інституту Польщі та у обсязі 5,300 млрд. куб.м за оцінкою Адміністрації з енергетичної інформації США, EIA (Bault, 2018).

У 2012 році було видано 111 дозволів на використання надр для розвідки сланцевого газу, а вже у 2013 році американська ConocoPhillips почали вперше видобувати сланцевий газ поблизу Леборку. Однак у подальші роки компанії почали згортати діяльність і станом на 2017 рік залишилось тільки 20 дозволів на видобуток сланцевого газу, однак розвідки та пошукового буріння не здійснюється (Bault, 2018). По-різному можна обґрунтовувати причини згортання так і не реалізованої «сланцевої революції» в Польщі. Серед таких факторів, і невиправдані геологічні очікування і зміна ситуації на світових ринках, вищі за очікувані витрати на видобуток ("Is The Polish Shale Gas Industry

Set For A Comeback?", 2019). Однак більшість експертів сходяться, що одним із основних факторів стало недостатня комунікація з інвесторами, хаотичне законодавство та проблеми із наданням дозволів на видобуток (Bault, 2018, Kureth, 2016, "The End of Poland's Shale Gas Eldorado", 2017).

Як наслідок, на сьогодні з метою диверсифікації постачань природного газу для потреб населення Польща здійснює імпорт газу із США через LNG термінали та російського і катарського газу.

В той же час, держава також здійснює кроки для збільшення обсягів внутрішнього видобутку природного газу. Так, у 2016 році було прийнято закон щодо регулювання вуглевидобувного сектору, яким встановлено новий регуляторний та податковий режим для розвідки та видобутку вуглеводнів (положення щодо сплати адвалорного роялті набули чинності з 1 січня 2020 року). Законом впроваджується гібридний режим оподаткування, який складається із рентного податку - спеціального податку на вуглеводні, який стягується з грошового потоку та адвалорного роялті з обсягу видобутих мінералів.

Спеціальний податок на вуглеводні стягується із різниці між акумульованими з початку видобутку надходженнями та понесеними у зв'язку зі здійсненням видобутку витратами із врахуванням прибутку інвестора. Як правило, до надходжень належать отримані грошові кошти, грошові цінності та вартість дебіторської заборгованості у натуральній формі із постачань видобутих вуглеводнів. Допустимі витрати - це всі витрати, понесені для отримання доходу або збереження чи забезпечення джерела доходу, включаючи витрати на дослідження, оцінку, видобуток, зберігання або постачання вуглеводнів та завершення діяльності з видобутку. Нарахування податку відбувається за касовим методом.

Таблиця 11. Ставки спеціального податку на вуглеводні в Польщі	
Співвідношення між надходженнями та витратами	Спеціальний податок на вуглеводні
Менше ніж 1,5	Податок не сплачується
1,5 - 2	Прогресивна ставка 12,5% - 24,9%
Більше 2	25%

Також користувачі надрами для видобутку природного газу в Польщі сплачують **роялті** залежно від обсягу видобутої сировини за референтними цінами, встановленими Урядом щомісячно відповідно до цін на світових ринках за ставкою 3%. Свердловини, із видобутком менше ніж 1100 МВт газу в місяць,

звільняються від сплати роялті. Пільгова ставка роялті у розмірі 1,5% передбачена для газу з морського дна та родовищ, де середня проникність менше 0,1 мілілярності та середня ефективна пористість не перевищує 10%.

Діяльність з видобутку відмежовується для цілей оподаткування (ring-fencing) від діяльності з переробки, транспортування природного газу.

Податок на прибуток підприємств у Польщі складає 19% від агрегованих надходжень за вирахуванням допустимих витрат. Також діє знижена ставка 9% для платників, чий надходження не перевищують 1.2 млн. євро.

Невдалі інвестиції також можуть бути зараховані до допустимих витрат, якщо інвестиції не продовжуються.

Починаючи з 1 січня 2018 року надходження для обчислення податку на прибуток підприємств розподіляються на два окремі джерела:

- приріст капіталу (дивіденди, викуп акцій, відчуження дебіторської заборгованості, злиття, розділення, внесок в натуральній формі, дольова позика, надходження від нематеріальних активів),

- інші джерела надходжень.

Компанії обраховують результат до оподаткування окремо за кожним джерелом надходжень окремо.

Сукупні щорічно понесені платником податків витрати, що перевищують щорічні оподатковувані доходи, які утворюються в межах конкретного джерела доходу, становлять **податкові збитки**. Податкові збитки можуть бути перенесені на наступні п'ять податкових років, щоб компенсувати доходи від податку з даного джерела, отриманого в ці роки. До 50% таких збитків може бути вираховано з доходу у будь-який з п'яти податкових років.

Також з 2016 року було запроваджено можливість прискореної амортизації пошукових та видобувних свердловин, бурових та експлуатаційних платформ на рівні не більше 20% вартості щорічно.

Починаючи з 2016 року, до витрат, пов'язаних з науково-дослідною діяльністю (R&D), застосовується стимулюючі податкові положення, зокрема в частині віднесення їх до витрат, на які зменшується оподатковуваний дохід. З 2019 року в Польщі функціонує режим т.зв. Innovation Box (Інноваційний бокс), який передбачає застосування до «кваліфікованого доходу», отриманого від створеного об'єкта інтелектуальної власності, ставки податку на прибуток у розмірі 5%.

Нідерланди:

Особливістю газової індустрії Нідерландів є те, що протягом минулих років більшість обсягів видобутку природного газу для забезпечення внутрішніх потреб та здійснення експорту видобувалось з одного родовища - супер гіганта

Гронінген, яке займає одинадцяте місце за величиною з відкритих за всі часи та четверте за обсягами пікового видобутку з щорічними обсягами видобутку 18 млрд. куб.м., відкритого ще на початку 1960-х років (OECD, 2013).

Після протестів людей у зв'язку з землетрусами, спричиненими, в тому числі видобувною діяльністю, влада Нідерландів з 2014 року почала поступово знижувати обсяги видобутку і як наслідок вперше за останні роки у 2018 році Нідерланди стали країною нет-імпортером природного газу((Sykes, 2018).

У вересні 2019 року було прийнято рішення про вивід з експлуатації родовища із повним зупиненням промислового видобутку у 2022 році.("Gaswinning Groningen stopt al in 2022", 2019).

Саме тому, перед урядом Нідерландів постає задача із диверсифікації джерел постачання природного газу, в тому числі за рахунок видобутку із малих родовищ та офшору. Це потребує інвестиційно привабливого режиму оподаткування галузі.

Щодо режиму оподаткування галузі, то власники ліцензій на розвідку та видобуток у Нідерландах сплачують комбінацію таких прямих податків: податок на прибуток підприємств, ренталс за користування поверхнею надр, частку прибутку держави та роялті.

Ренталс за користування поверхнею надр сплачується у розмірі від 261€ до 784 € за квадратний кілометр площі офшорної ділянки на період розвідки (залежно від строку дії дозволу) та 784 € за квадратний кілометр – для видобутку газу (як офшорна ділянка так і ділянка на суші).

Роялті застосовуються для оподаткування діяльності із видобутку природного газу на суші (для офшору ставка роялті дорівнює 0).

Ставки роялті є диференційованими залежно від обсягів видобутку та роялті обраховується, виходячи з вартості природного газу, визначеної за методом «вितягнутої руки». Ставки роялті збільшуються на 25%, якщо середня митна вартість барелю сирової нафти перевищує 25 євро, та на 100% якщо держава не бере участь у проекті з видобутку:

Таблиця 12. Ставки роялті у Нідерландах			
Кількість газу (млн.куб.м)	Звичайна ставка роялті	Ставка роялті, якщо вартість бареля нафти перевищує 25€ (підвищується на 25%)	Ставка роялті, якщо держава не бере участі в проекті (підвищується на 100%)
0-199	0%	0%	0%
200-599	2%	2,5%	4%
600-1,199	3%	3,75%	6%
1,200-1,999	4%	5%	8%
2,000-3,999	5%	6,25%	10%
4,000-7,999	6%	7,5%	12%
8,000 та більше	7%	8,75%	14%

Прибуток від діяльності компаній у розмірі, що не перевищує 200 тисяч євро оподатковується **податком на прибуток** за пільговою ставкою. Ставки податку на прибуток такі:

Таблиця 13. Ставки податку на прибуток у Нідерландах		
	2020	2021
Прибуток, що не перевищує 200 тис. €	16.5%	15%
Прибуток, що перевищує 200 тис. €	22.55%	20.5%

Податок на прибуток нараховується на оподатковуваний прибуток за вирахуванням податкових витрат попередніх періодів. Прибуток визначається з врахуванням так званої «розумної ділової практики» та загальних правил ведення бухгалтерського обліку. Таке широке визначення оподаткованого доходу дозволяє зараховувати до витрат майже будь-які витрати пов'язані з веденням діяльності, якщо законом не передбачено зворотнє. Це означає, що розвідувальні витрати можуть бути вираховані з бази оподаткування відрахування. Однак, це не поширюється на свердловини, щодо яких є обґрунтовані очікування, що вони будуть продуктивними найближчим часом. В той же час, витрати, пов'язані з видобутком із неуспішних свердловин, дозволяється капіталізувати.

Транзакції з афілійованими особами оподатковуються з урахуванням принципу витягнутої руки та можуть бути обкладені додатковим податком на прибуток у разі

невідповідності звичайним цінам на ринку, що склалися у транзакціях з непов'язаними особами.

Основні засоби амортизуються протягом строку їх корисного використання, але не більше ніж 20% вартості щорічно.

Частка прибутку держави сплачується відповідно до Голландського видобувного акту у розмірі 50% від прибутку від діяльності з розвідки та видобутку, відмежованої від іншої діяльності. Враховуючи, що сплачена частка прибутку держави зараховується до витрат, на які зменшується податкова база податку на прибуток та навпаки, ефективна сукупна ставка податку на прибуток та частки прибутку держави коливається десь між 46% та 50%.

Також витрати (окрім витрат на сплату ренталс та роялті) для обрахунку частки прибутку держави підлягають додатковому зменшенню на 10% (Deloitte, 2013, стор.2)

Політика із підтримки малих родовищ (Small Fields Policy) була запроваджена ще у 1974 році для заохочення видобувників розробляти малі родовища, багато з яких були відкриті у Нідерландах ще з 1970-их років. Їх сукупний обсяг покладів становить приблизно третину супер-гіганта родовища Гронінген. Газовий акт 1998 року зобов'язує напівдержавну компанію, яка здійснює торгівлю та постачання газу, Gas Terra виступати гарантованим покупцем та викуповувати за зверненням компаній природний газ з малих родовищ за ринковими цінами. Це формує постійний попит на газ з малих родовищ та заохочує компанії до інвестування у їх розробку (OECD, 2019).

З 2008 року в Нідерландах запроваджено особливі заходи з сприяння видобутку з маржинальних родовищ, зокрема передбачено можливість зменшення прибутку до оподаткування на вартість до 25% інвестиційних витрат для видобувних компаній, що здійснюють видобуток природного газу із офшорних маржинальних газових родовищ. Кваліфікація родовищ як маржинальних здійснюється за визначеними урядом Нідерландів критеріями з урахуванням очікуваних обсягів та продуктивності видобутку та відстані від існуючої інфраструктури.

Румунія

Особливістю геологічних умов Румунії (що робить їх схожими на такі в Україні) є те, що газові родовища є фрагментованими і ідентифікація нових резервів потребує буріння на глибоких горизонтах. Саме тому значні інвестиції потребуються для того щоб вдосконалити технології видобутку (глибоке буріння, посилення резервуарного тиску) та збільшити коефіцієнт вилучення. (Deloitte, 2017).

У 2018 році Парламент Румунії запропонував режим, який має закласти основи для майбутніх інвестицій у видобуток у Чорному морі, прийнявши закон який вводить окреме регулювання видобутку. Компанії, які вже зробили інвестиції у видобуток в Чорному морі, також можуть перейти на нові умови

інвестування. Закон має на меті створити технічні та фіскальні умови для офшорного видобутку, врегулювати порядок надання дозволів на проведення діяльності, вимоги щодо місцевої складової, умови транспортування та доступності даних. Крім того, закон включає низку положень щодо роялті та додаткових податків. Зазначена законодавча ініціатива має на меті забезпечити Румунії конкурентний офшорний фіскальний режим порівняно з країнами Європи та світу (Venables, 2018, Ilie, 2019, Harper, 2018).

Видобувні компанії сплачують 16% **податку на прибуток**, який стягується з різниці між загальним доходом та загальними витратами. Витрати, пов'язані з розвідкою, вивченням та будь-якою підготовчою діяльністю, відшкодовуються рівними частинами протягом 5 років з моменту коли вони були понесені. Капіталізовані витрати після початку видобутку відшкодовуються пропорційно відновленій вартості порівняно з загальною вартістю ресурсів або рівними частинами протягом 5 років, якщо вуглеводні не знайдені.

Роялті сплачуються у розмірі до 13% від обсягу загального видобутку за референтними цінами, що встановлюються регулятором. Роялті складається з фіксованого (10%) та змінного (до 3%) компонентів. Змінний компонент залежить від обсягів видобутку.

Також Законом 2018 року впроваджено загальнообов'язковий платіж власників ліцензій регулятору (ANRE) до 2% від обороту.

Закон про офшорну діяльність впроваджує податок на надприбуток від офшорного видобутку, ставка якого варіюється від 15 до 70 відсотків залежно від ціни продажу газу (18 євро/МВт - 40 євро/МВт) (Pachiu & Mustaciosu, 2019). Поточний податковий режим містить стабілізаційне застереження щодо збереження роялті та податків на період видобутку газу з офшору.

В той же час тільки 30% інвестиції можуть бути зараховані до витрат при оподаткуванні, що негативно позначається на інвестиційному кліматі країн (Melenciuc, 2019).

Враховуючи, що новий податковий режим для офшору вже викликає певні застереження інвесторів, Уряд Румунії наразі проводить переговори щодо його вдосконалення ("Romanian group OMV Petrom ready to resume investments in Black Sea gas project "once barriers are removed", 2019).

Норвегія

Основна податкова реформа у Норвегії відбулась у 1992 році, коли податок на прибуток підприємств було зменшено від 50,8% до 25% в той час як спеціальний податок на видобуток корисних копалин збільшився до 50%.

У Норвегії основні ризики пов'язані з конкурентоспроможності власної нафти та газу на висококонкурентних ринках. Хоча Норвегія і характеризується стабільним політичним режимом та досить потужними геологічними

перспективами, вона повинна конкурувати з кількома іншими країнами, які освоюють шельф Північного моря (Великобританія, Нідерланди та Данія) за залучення інвестицій міжнародних компаній у розвідку. Основним ринком нафти і газу Північного моря є Західна Європа, досить насичений і конкурентний ринок. Цей ринковий ризик, ймовірно, змусив Норвегію в подальшому зосередити свою увагу на більш поступливих умовах визначення податкової бази для обрахування спеціального податку на прибуток (правил амортизації капітальних та інших активів, вирахування відсоткових витрат)

Компанії, що здійснюють видобуток на офшорній території Норвегії сплачують податок на прибуток за підвищеною ставкою 56% та звичайний податок на прибуток за ставкою 22%. Компанії, що здійснюють видобуток на суші сплачують тільки загальний податок на прибуток за ставкою 22%.

	Діяльність з офшорного видобутку	Діяльність з видобутку на суші
Загальний податок	22%	22%
Спеціальний податок	56%	немає
Сукупний податок	78%	22%

Розмежування видів діяльності для цілей оподаткування (ring-fencing) відбувається тільки для офшорного видобутку та видобутку на суші, однак дозволяється 50% витрат від діяльності з видобутку на суші списати за рахунок доходу від офшорного видобутку, який підлягає обкладанню податком на прибуток за ставкою 22%. Аналогічно дохід від видобутку на суші може бути зменшений на 50 % витрат у зв'язку зі здійсненням офшорного видобутку.

Податкові втрати від офшорної діяльності можуть бути перенесені на наступні періоди.

З 2005 року у Норвегії функціонує механізм відшкодування витрат на розвідку, який має на меті зменшення перешкод для вступу нових учасників та заохочення економічно вигідної розвідувальної діяльності ("The Petroleum Tax System", 2019). Цей механізм передбачає, що компанії можуть списати до 78% витрат на розвідку з оподаткованого доходу. Компанії, які зазнають збитків, можуть обрати один з варіантів: перенести збитки на наступний рік, коли компанія матиме оподатковуваний дохід або отримати відшкодування податкової вартості витрат на розвідку від податкових органів. Якщо компанія

обирає варіант невідкладної оплати, витрати на розвідку не будуть вираховуватись з доходу у наступних податкових періодах.

При обчисленні бази для звичайного та спеціального податків на прибуток, інвестиції в основні засоби для видобутку списуються з використанням прямолінійного методу амортизації протягом шести років з року здійснення витрат.

При обрахуванні бази оподаткування спеціальним податком на прибуток дозволяється додатково амортизувати 5,2% вартості основних засобів протягом 4 років (загальний відсоток - 20,8%).

Плата за площу сплачується коли першопочатковий строк, на який була видана ліцензія (4-6 років), спливає та обраховується за прогресивною шкалою від приблизно 4300 доларів США за квадратний кілометр за перший рік до 17 400 доларів США за квадратний кілометр у третій рік і далі. Плата за площу сприяє ефективній геологорозвідці відведеної території для того, щоб ресурси в найкоротші терміни почали видобуватись. Як правило, плата за площу не сплачується за площі у виробництві або з відповідною розвідувальною діяльністю (Deloitte, 2014, стор.7).

У Норвегії існує окремий фонд, який використовується для прямих інвестицій держави у видобуток (State's Direct Financial Interest (SDFI)). Норвегія наряду з приватними видобувними компаніями інвестує у видобуток, приймаючи на себе ризики невдачі та отримує у разі успіху не тільки податки, а й доходи від видобувної діяльності.

Узбекистан:

З приходом до влади у 2016 році Президента Мірзієва Узбекистан почав активно проводити політику із залученням іноземних інвесторів до видобутку природного газу. Так протягом найближчих 5 років Узбекистан планує підписати мінімум 3 угоди з великими іноземними енергетичними компаніями. Серед потенційних інвесторів - BP, Total, азербайджанський Socar, російська Rosneft та Novatec (Auyezov, 2019).

Компанії, які здійснюють видобуток природного газу в Узбекистані, сплачують бонуси за підписання та початок комерційного видобутку. Бонус за підписання є разовим платежем, який надрокористувач сплачує за право проводити діяльність на землі з розвідки чи видобутку. Залежно від типу ресурсів цей платіж складає від 100 до 10 000 мінімальних заробітних плат (станом на 1 січня 2019 року мінімальна заробітна плата складає приблизно 25 доларів США). Бонус за початок комерційного видобутку сплачується з моменту початку промислового видобутку та становить 0,1% ринкової вартості затверджених запасів, яка підлягає затвердженню відповідними органами влади.

Податок за використання надр сплачується компаніями, які здійснюють видобуток або переробку корисних копалин. Базою оподаткування є середня вартість видобутих корисних копалин. Ставка податку для природного газу становить 30%.

Податок на додатковий прибуток складає 50% та нараховується на різницю між вартістю продажу корисних копалин та законодавчо встановленою вартістю (ціна продажу вище 160 доларів за 1 тис. куб.м).

Платники податків також зобов'язані перерахувати надлишок прибутку, що залишився після оподаткування, на спеціальний інвестиційний рахунок на момент сплати податку на додатковий прибуток. Ці цільові кошти виділяються лише за погодженням Міністерства економіки та Міністерства фінансів Республіки Узбекистан та спрямовуються, серед іншого, на фінансування інвестиційних проектів та модернізацію та технічне оновлення основного виробництва. Кошти зберігаються для конкретних цілей, їх використання контролюється урядом.

Податок на прибуток стягується у розмірі 12 % від оподаткованого доходу, який обраховується як різниця між сукупним річним доходом та витратами, до яких не враховуються, серед іншого, витрати, не пов'язані з діяльністю та додатковий дохід, який підлягає оподаткуванню податком на додатковий прибуток.

Податкові втрати можуть бути перенесені на майбутні періоди та відшкодовані протягом 5 років (не більше ніж 50% щорічно).

Відповідно до Указу Президента від 28 квітня 2000 року «Щодо заходів для залучення прямих зовнішніх інвестицій в пошук та розвідку нафти та газу» іноземні компанії, залучені до видобутку, мають певні податкові преференції:

- звільняються від сплати всіх податків та загальнообов'язкових платежів на період пошуку та розвідки нафти та газу,

- звільняються від сплати митних платежів на імпортоване обладнання та технічні ресурси, необхідні для проведення пошуку та розвідки.

Відповідно до Указу Президента, спільні підприємства із видобутку нафти та газу, створені за участю іноземних компаній, які займаються розвідкою нафти та газу, звільняються від сплати податку на прибуток протягом семи років з початку видобутку нафти та видобутку газу.

За спеціальною резолюцією Президента або відповідної інвестиційної угоди, компанії з іноземними інвестиціями потенційно можуть бути надані додаткові пільги щодо оподаткування та інші пільги, залежно від важливості проекту компанії для країни, обсягу інвестицій та інших факторів.

Додаток №2 Огляд інструментів фіскальної політики та особливостей оподаткування діяльності з видобутку в Україні

Видобувні компанії в Україні сплачують: плату за надання спеціального дозволу на користування надрами, адвалорне роялті на видобуток та податок на прибуток на загальних засадах. Інформація про види податків та порядок їх нарахування міститься у Податковому кодексі України (2011).

Плата за надання спеціальних дозволів на користування надрами це фіксований платіж, який визначається за результатами проведення аукціону з продажу спеціального дозволу на користування надрами шляхом проведення електронних торгів відповідно до Постанови кабінету Міністрів України «Про реалізацію експериментального проекту із запровадження проведення аукціонів з продажу спеціальних дозволів на користування надрами шляхом електронних торгів» (2018). Початкова ціна визначається за затвердженою Урядом методикою відповідно до Постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами» (2004) у кожному конкретному випадку та не може бути меншою від 2% сумарного чистого прибутку за весь період розробки родовища або ділянки надр, обчисленого без урахування капітальних вкладень.

Податок на прибуток підприємств сплачується за ставкою 18%, виходячи із бухгалтерського фінансового результату (відповідно до національних стандартів податкового бухгалтерського обліку або міжнародних стандартів фінансової звітності), та підлягає коригуванню на так звані податкові різниці.

Особливостей обліку прибутку із діяльності з розвідки та видобутку природного газу не передбачено. Витрати на розвідку як правило капіталізуються як нематеріальний актив у фінансовому обліку та амортизуються після визначення комерційної життєздатності проекту.

Податковим кодексом не передбачено особливих правил амортизації свердловин, а тому вони амортизуються за загальними правилами – протягом 15 років. Амортизація основних засобів здійснюється протягом їх строку використання але не менше встановленого строку залежно від групи основних засобів:

Таблиця 15. Строки амортизації основних засобів в Україні	
Групи	Мінімально допустимі строки корисного використання, років
група 1 — земельні ділянки	—
група 2 — капітальні витрати на поліпшення земель, не пов'язані з будівництвом	15
група 3 — будівлі,	20
споруди,	15
передавальні пристрої	10
група 4 — машини та обладнання	5
з них:	
електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичного оброблення інформації, пов'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, пов'язані з ними комп'ютерні програми (крім програм, витрати на придбання яких визнаються роялті, та/або програм, які визнаються нематеріальним активом), інші інформаційні системи, комутатори, маршрутизатори, модулі, модеми, джерела безперебійного живлення та засоби їх підключення до телекомунікаційних мереж, телефони (в тому числі стільникові), мікрофони і рації, вартість яких перевищує 2500 гривень	2
група 5 — транспортні засоби	5
група 6 — інструменти, прилади, інвентар (меблі)	4
група 7 — тварини	6
група 8 — багаторічні насадження	10
група 9 — інші основні засоби	12
група 10 — бібліотечні фонди	—
група 11 — малоцінні необоротні матеріальні активи	—
група 12 — тимчасові (нетитульні) споруди	5
група 13 — природні ресурси	—
група 14 — інвентарна тара	6
група 15 — предмети прокату	5
група 16 — довгострокові біологічні активи	7

Нарахування амортизації на нематеріальні активи, зокрема на право користування природними ресурсами (право користування надрами, іншими ресурсами природного середовища, геологічною та іншою інформацією про природне

середовище), здійснюється протягом строку дії права користування відповідно до правовстановлюючого документа. Якщо відповідно до правовстановлюючого документа строк дії права користування нематеріальним активом не встановлено, такий строк корисного використання визначається платником податку самостійно, але не може становити менше двох та більше 10 років безперервної експлуатації.

Роялті на видобуток називається в Україні рентною платою за користування надрами для видобутку корисних копалин (хоча по суті є адвалорним роялті, а не рентним податком) та розраховуються як відсоток від вартості видобутих вуглеводнів. Вартість видобутих вуглеводнів обчислюється виходячи із середньої імпоротної вартості природного газу за звітний період, що оприлюднюється щомісячно Міністерством економіки України на офіційному веб-сайті.

Ставки роялті диверсифіковані та залежать від таких параметрів:

- глибини залягання покладів,

- чи є свердловина новою чи старою,

- видобуток здійснюється в межах угоди про спільну діяльність (стаття 252 Податкового кодексу України).

Таблиця 16. Ставки роялті в Україні	
Категорія	Ставка
Видобутий зі свердловин глибиною менше 5,000 метрів	29%
Видобутий зі свердловин глибиною 5,000 метрів та більше	14%
Офшор	11%
Угоди про спільну діяльність	70%
Видобутий з нових свердловин глибиною менше 5,000 метрів (крім угод про спільну діяльність)	12%
Видобутий з нових свердловин глибиною більше 5,000 метрів та більше (крім угод про спільну діяльність)	6%

Новою свердловиною є свердловина, буріння якої розпочато від денної поверхні суходолу (рівня нуль метрів згідно з проектом свердловини) після 1 січня 2018 року, що підтверджується актом про введення в експлуатацію бурової установки (пункт 14.1.124-1 статті 14 Податкового кодексу України).

З метою забезпечення незмінності та передбачуваності державної політики Податковим кодексом України передбачено стабілізаційне застереження, яким заборонено змінювати ставки роялті для видобутку природного газу з нових

свердловин на 5 років (до 1 січня 2023 року). Не дивлячись на це, пропозиції зі скасування стимулюючої ставки у розмірі 6 % розглядалась Парламентом у проекті Закону України «Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо вдосконалення адміністрування податків, усунення технічних та логічних неузгодженостей у податковому законодавстві» (2019).

Також законом передбачено відповідні коригуючі коефіцієнти, які визначаються залежно від виду корисної копалини (мінеральної сировини) та умов її видобування, а також суб'єкта видобутку, зокрема здійснення видобутку платником рентної плати, на якого покладено спеціальні обов'язки щодо формування ресурсу природного газу для побутових споживачів (наразі – ПАТ «Укргазвидобування»). Також пунктом 252. 21 статті 252 Податкового кодексу України (2011) передбачено можливість застосування додаткової ставки 2% рентної плати від вартості додаткових обсягів видобутку відповідної вуглеводневої сировини, видобутих внаслідок реалізації діючих або нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини, на ділянках надр (родовищах, покладах), що характеризуються погіршеними гірничо-геологічними умовами (важковидобувні) або виснаженістю в процесі розробки в попередніх періодах, на окремих діючих свердловинах після капітального ремонту, свердловинах, що відновлюються з числа ліквідованих, нових свердловинах чи групах свердловин, що розташовані на таких ділянках надр.

Порядок відбору та затвердження нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини, порядок визначення додаткових обсягів вуглеводневої сировини, а також порядок контролю за виконанням таких інвестиційних проектів (програм) визначаються постановою Кабінету Міністрів України «Деякі питання виконання діючих та нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини» (2013). В той же час, дія таких положень поширюється на обмежене коло суб'єктів господарювання, а саме на: підприємства, частка держави у статутному капіталі яких 25% та більше; господарські товариства, 25% та більше акцій (часток, паїв) яких знаходиться у статутних капіталах інших господарських товариств, контрольним пакетом акцій яких володіє держава; дочірні підприємства, представництва та філії таких підприємств і товариств та учасників договорів про спільну діяльність з такими підприємствами.

Однак, до таких суб'єктів не належить ПАТ «Укргазвидобування» і цим положенням де-юре можуть скористатись тільки ПАТ «Укрнафта» та ПАТ «Державне акціонерне товариство «Чорноморнафтогаз» (діяльність останнього підприємства фактично заблоковано у зв'язку із анексією Криму) та приватні компанії, які здійснюють спільну діяльність з цими компаніями.

Крім того, відбір нових інвестиційних проектів проводиться Міненергодокілля на основі проектів дослідно-промислової та промислової розробки (коректив, доповнень) родовищ нафти і газу, затверджених в установленому порядку та інвестиційних проектів. Цей механізм видається дуже непрозорим та надмірно врегульованим, що ймовірно впливає на те, що наразі ця додаткова ставка не використовується та не виконує свою функцію – стимулювати нарощення видобутку на ділянках надр (родовищах, покладах), що характеризуються погіршеними гірничо-геологічними умовами (важковидобувні) або виснаженістю в процесі розробки.

Наразі Верховною Радою України розглядається питання скасування диференційованих коефіцієнтів рентної плати для видобутку всіх корисних копалин (проект Закону України «Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо вдосконалення адміністрування податків, усунення технічних та логічних неузгодженостей у податковому законодавстві», 2019). В цілому застосування окремих ставок рентної плати залежно від якості природних ресурсів, складнощів їх видобутку є доцільним, оскільки дозволяє залучити інвестиції для видобутку тих ресурсів, видобуток яких буде не рентабельним за звичайних умов. В той же час процедура встановлення таких коефіцієнтів має бути максимально простою та прозорою для уникнення можливих маніпуляцій.

Додаток № 3 Огляд застосування фіскальних інструментів у країнах групи країн для порівняння

Таблиця 17. Огляд застосування фіскальних інструментів у країнах групи країн для порівняння											
Механізм	ВРАХУВАННЯ ЕКОНОМІЧНИХ ФАКТОРІВ					ВРАХУВАННЯ ГЕОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ					
	Фіксований платіж (за ліцензію, бонус, ренталс)	Роялті (спеціальне, адвалорне)	Загальний податок на прибуток	Прогресивний податок на прибуток або податок на прибуток за підвищеною ставкою	Рентний податок, податок Брауна	Окремі інструменти			Для greenfield		Для brownfield
						Ring fencing	Depreciation and tax deduction	Інші	Особливі умови для нових свердловин/проектів	Особливі умови для шельфу	Особливі умови для нетрадиційного газу, горизонтального буріння, для надглибоких, виснажених та важко-видобувних свердловин
Україна	Платіж за спец дозвіл – за результатами аукціону. Початкова ціна продажу дозволу визначає Держгеонадра за методикою затвердж. КМУ (за методом дисконтування грошових потоків)	Так, в тому числі за геологічне вивчення надр. База оподаткування - середня митна вартість імпортованого природного газу (крім спец. обов'язків - ціна, визначена у відповідних договорах купівлі-продажу природного газу Ставки: 29% (до 5 км) та 14% (більше 5 км глибиною) СД – 70%	18%	Ні	Ні	Тільки для УРП та спільної діяльності (однак див 252.2 ПКУ)	Амортизація основних засобів в загальному порядку		Так. Роялті – 12% (до 5 км) та 6% (більше 5 км глибиною)	Роялті – 11%	Додаткова сировина – важковидобувні та виснажені свердловини – роялті 2% тільки для компаній більше 25% належить державі
Казахстан	Відшкодування історичних витрат на розвідку + Бонус за підписання	Mineral extraction tax (MET, податок на видобуток корисних копалин) Для газу, який продається на внутрішньому ринку - 0,5-1,5% від світової ціни залежно від обсягів видобутку. Для газу, який експортується – єдина ставка 10%.	20%	Excess profit tax (EPT, податок на надприбуток) Оподатковується частка чистого прибутку, яка перевищує 25% витрат за ставкою 10-60%	Alternative subsurface use tax (ASUT) Альтернативний податок на надкористування Оподатковується різниця між сукупним доходом та видатками за прогресивною шкалою від 6 до 30% в залежності від світових цін на сировину	Діяльність з видобутку відокремлюється від даунстріму та одна від одної (наприклад, за контрактами) для податкових цілей.	Видатки на сплату відсотків, на геологічне дослідження і розвідку, R&D та наукову діяльність Амортизація за методом спадного залишку за ставкою не більше 25% Видатки на розвідку до початку видобутку можна врахувати в іншому контракті, де розпочалась розвідка	Рентний податок на експорт		Можна застосовувати ASUT замість EPT, MET та відшкодування історичних витрат на розвідку	Глибина >5 км – можна застосовувати ASUT замість EPT, MET та відшкодування історичних витрат на розвідку

Польща	Ні	Податок на видобуток корисних копалин 3% База -вартість видобутого природного газу (міжнародна біржа) Свердловини, із видобутком менше ніж 1100 MWh в місяць звільнені від сплати.	19% та 9% (для платників чий дохід не перевищує €1.2 млн.)		Спеціальний вуглеводневий податок За касовим методом Якщо частка надходжень, акумульованих від початку видобутку перевищує кумулятивні витрати на більше ніж 1.5 та менше ніж 2.0, прогресивна ставка від 12.5% до 24.9% прибутку згенерованого протягом поточного року. Якщо більше – ставка 25%.	Особливий порядок!!! Можливість перенесення податкових втрат на наступні періоди	Витрати на пошук та інвестиції повністю відшкодовуються при обрахунку спеціального податку на вуглеводні	Витрати на невдалі інвестиції можуть бути зараховані до витрат, якщо інвестиції більше не здійснюються R&D tax relief	Ні	Пільгова ставка податку на видобуток корисних копалин – 1,5%	Для родовищ, де середня проникність менше 0,1 міліярності та середня ефективна пористість не перевищує 10%: пільгова ставка податку на видобуток корисних копалин – 1,5%
Румунія		Містить фіксований (10%) та змінний (до 3%) компонент, останній залежить від обсягу видобутку.	16%	Податок на додаткові надходження від дерегуляції газової ціни 60-80% Податок на надприбуток від офшорного видобутку , ставка якого варіюється від 30 до 70 відсотків залежно від ціни продажу газу (18 євро/МВт - 40 євро/МВт)				тільки 30% інвестиції можуть бути зараховані до витрат при оподаткуванні		Додатково – податок на надприбуток	
Норвегія	Ренталс Прогресивна шкала від NOK 7,000 до NOK 70,000 за квадратний кілометр		22%	Ресурсна рентна (Resource rent tax) 56% від чистого прибутку						Ресурсна рента – 0%	
Нідерланди	Ренталс: Від €261 до €784 за квадратний кілометр для розвідки (офшор) та €784 за квадратний кілометр для видобутку	Роялті від 0 до 7% залежно від обсягів видобутку	Прибуток до 200 тис. євро: 16,5% (2020) та 15% (2021). Прибуток понад 200 тис. євро: 22,55% (2020) та 20,5% (2021).	Державна частка прибутку (State Profit Share (SPS) - 50%. Обраховується як податок на прибуток, але всі видатки додатково збільшуються на 10% (ефективна ставка приблизно 25%)			Для маржинальних родовищ – 25% інвестицій можуть бути зараховані до витрат.			Роялті - 0%	SPS зменшується на 25%
Узбекистан	Бонуси за підписання (від 2500 до 250 000 доларів та за початок	30% від середньої вартості продажу газу	12%	Податок на надлишковий прибуток 50% від продажу за			Податкові втрати можуть бути перенесені на майбутні періоди та відшкодовані		Податкові «канікули» для іноземних інвесторів:		

	комерційного видобутку (0,1% вартості розвіданих запасів)			вартістю, яка дорожче ніж встановлена - 160 доларів за 1 тис куб.м. Решта – зараховується до інвестиційного фонду			протягом 5 років (не більше ніж 50 відсотків щорічно).		<ul style="list-style-type: none"> - звільнення від податків та платежів на період розвідки, - звільняються від митних платежів на ввіз іноземного обладнання - спільні підприємства звільняються від сплати податку на прибуток протягом перших 7 років діяльності. 		
--	---	--	--	---	--	--	--	--	---	--	--

Додаток №4 Опитувальник для стейкхолдерів

1. Як Ви оцінюєте потенціал видобутку природного газу в Україні?
2. Чому не вдалось досягти запланованих показників залучення інвестицій у видобуток природного газу?
3. Які чинники впливають на обсяги видобутку природного газу?
4. Кого Ви вбачаєте основними стейкхолдерами державної політики з оподаткування видобутку природного газу та яка їх роль у цьому процесі?
5. Чи вважаєте Ви, що державна політика з оподаткування видобутку природного газу є успішною?
6. Чи вважаєте Ви, що державна політика з оподаткування видобутку природного газу потребує вдосконалення? Як саме?
7. Які фактори впливають на прийняття інвестиційних рішень щодо видобутку природного газу?
8. Яким чином ціна на природний газ у світі впливає на прийняття інвестиційних рішень щодо видобутку природного газу? Чи очікується зміна ціни на природний газ у короткостроковій перспективі та як це вплине на інвестиційні рішення та надходження до державного бюджету?
9. Яка перспектива видобутку важковидобувних та виснажених запасів, нетрадиційного (сланцевого) газу, газу щільних порід, застосування нетрадиційних методів видобутку (гідророзрив пласту, горизонтальне, кущове буріння)? Чи може податкова політика вплинути на збільшення обсягів такого видобутку? Яким чином?
10. Чи є перспективи для офшорного видобутку в Україні? Чи може податкова політика вплинути на збільшення обсягів такого видобутку? Яким чином?
11. Які зміни до державної політики з оподаткування видобутку природного газу можуть стимулювати розвідку нових геологічних покладів та родовищ, буріння нових свердловин?
12. Які Ви прогнозуєте наслідки зниження ставок рентної плати для важковидобувних та виснажених покладів та ділянок офшору?
13. Які є перспективи запровадження рентного податку для видобутку для оподаткування видобутку природного газу?
14. Як Ви оцінюєте політичну прийнятність запропонованих змін до державної політики із оподаткування видобутку природного газу та позицію основних стейкхолдерів щодо таких змін?
15. Як Ви оцінюєте простоту адміністрування та витрати на впровадження запропонованих змін до державної політики із оподаткування видобутку природного газу?

Додаток № 5 Окремі тези із інтерв'ю зі стейкхолдерами

Тези, згруповані у тематичні блоки:

Блок I. Щодо ціни на природний газ:

«Світова ціна на природний газ є одним із найбільш визначальних факторів при прийнятті інвестиційних рішень у галузі видобутку природного газу» ;

«Немає підстав вважати, що світова ціна на природний газ буде збільшуватись у короткостроковій перспективі» ;

«Ціна на природний газ має значний вплив на обсяг надходжень від природного газу»;

«За поточної ціни на природний газ залучення інвестицій до видобутку природного газу є малоймовірним».

Блок II. Щодо Варіанту №1 «Залишення статусу кво»:

«Поточний податковий режим не стимулює залучення інвестицій у видобувну галузь та видобуток на прогнозованих Урядом рівнях»;

«Навряд чи що за такого режиму до видобутку природного газу будуть залучені іноземні інвестиції та іноземні інвестори»;

«Обсяги природного газу будуть поступово зменшуватись (приблизно на 1,5 млрд.куб.м. щорічно) внаслідок природного падіння видобутку»;

«Проекти з геологорозвідки нових родовищ є ризикованими та за поточного податкового режиму є малоймовірними»;

«Третина виданих на сьогодні ліцензій є «сплячими» і видобуток на них не здійснюється, скоріш за все діяльність за ними не розпочнеться протягом найближчих років»;

«Приріст видобутку з нових свердловин на існуючих родовищах є обмеженим через виснаженість існуючих родовищ»;

«Коригуючі коефіцієнти та ставка рентної плати 2% на видобуток додаткового обсягу ресурсів на практиці не використовується компаніями, а отже не виконують свою функцію – стимулювати видобуток з важковидобувних свердловин, застосування нових технологій видобутку тощо»;

«Ставка на видобуток нових свердловин застосовується протягом всього часу видобутку зі свердловини, а це означає з часом буде застосовуватись до все більшої кількості свердловин, та до свердловин, які по суті вже не будуть «новими»;

Блок III. Щодо Варіанту №2 «Вдосконалення існуючого податкового режиму з метою врахування геологічних параметрів здійснення видобутку»

«Існуючі родовища виснажені, а тому обов'язково потрібно шукати нові можливості для компенсації природного падіння видобутку та нарощення нових запасів»;

«Потенціал розвитку нафтогазової галузі України знаходиться у видобутку важковидобувних покладів, бурінні надглибоких свердловин, у офшорному видобутку, у видобутку нетрадиційного газу, саме ці напрямки дозволять залучити іноземні інвестиції в галузь»;

«Встановлення пільгових податкових умов для таких покладів створить передумови для зростання обсягів видобутку, буріння нових свердловин та видачі нових спеціальних дозволів на користування надрами»;

«В той же час масштабна діяльність із геологічної розвідки за таких умови та у випадку такої як є на сьогодні ціни на природний газ є малоймовірним»;

«Запровадження обов'язку зі сплати ренталс (плати за площу) на ділянках, де видобуток не здійснюється, стимулюватиме надрокористувачів почати видобуток або відмовитись від ліцензії, що дозволить розблокувати діяльність із сплячих ліцензій та наростити обсяги видобутку на цих площах»;

«В той же час розмір ренталс повинен бути не дуже великим, щоб не викривляти прийняття інвестиційних рішень».

Блок IV Щодо Варіанту №3 «Перехід на новий податковий режим для врахування прибутковості проектів із видобутку природного газу»

«Запровадження рентного податку для оподаткування діяльності із видобутку природного газу зробить видобувну галузь України конкурентною порівняно з іншими країнами та дозволить залучити значні інвестиції в галузь»;

«В короткостроковій перспективі такий режим може призвести до зменшення обсягів надходження до державного бюджету на першій стадії реалізації проектів, однак у довгостроковій перспективі – цей ефект буде компенсовано за рахунок надходжень від податку внаслідок переходу проектів до прибуткової стадії реалізації»;

«Термін окупності проекту з видобутку становить 3-5 років залежно від складності проекту»;

«Такий режим потребує значних витрат на впровадження та адміністрування та потребує окремого звітування за проектами»;

«Такий режим потребує значної політичної підтримки та ґрунтовної експертизи наслідків його впровадження»;

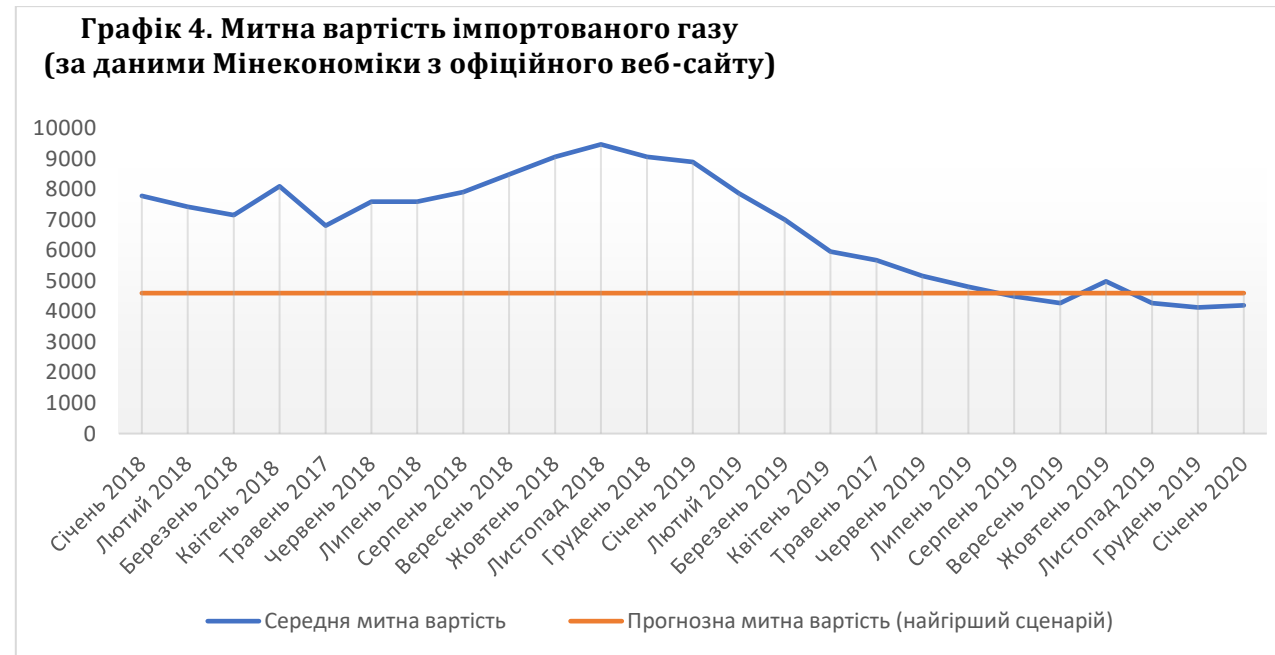
«За умови створення сприятливого податкового режиму до 2025 року вдасться поступово наростити приблизно 2 000 млн. куб. м. додаткових обсягів видобутку із важковидобувних запасів та 2 500 млн. куб. м. видобутку на шельфі»;

«Наразі політично ця ініціатива навряд чи може бути підтримана з огляну на відсутність політичної волі проводити масштабні реформи у сфері ринку природного газу та проблеми із наповненням державного бюджету».

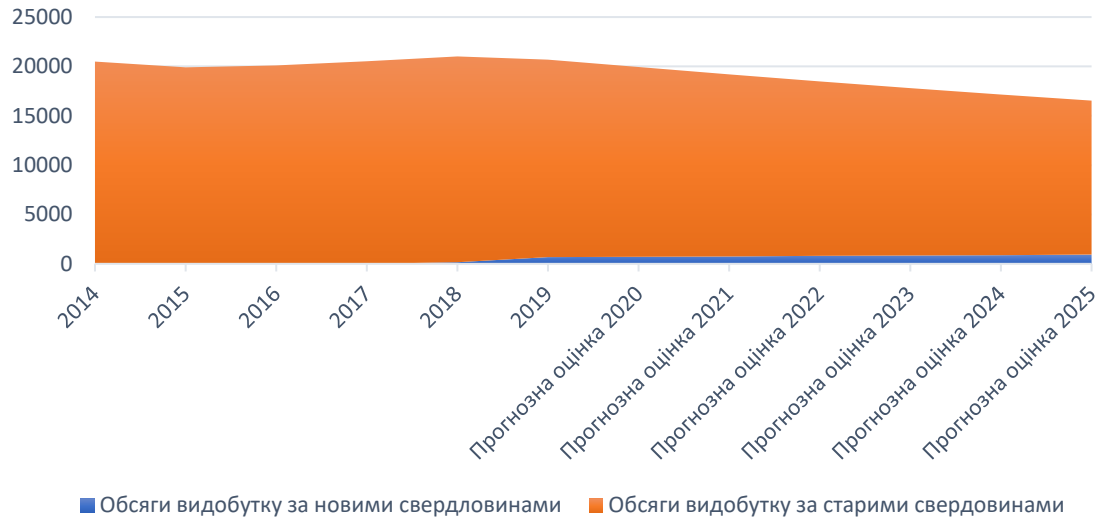
Додаток №6 Екстраполяція даних для формування прогнозної оцінки результатів впровадження варіантів державної політики у сфері оподаткування видобутку природного газу

Загальне застереження: враховуючи значну залежність обсягів видобутку та надходжень до державного бюджету від коливань ціни на природний газ на світових ринках, зазначене прогнозування є дуже умовним та базується на прогнозній вартості природного газу у 4600 грн за тисячу куб.м. (обрахована як середня митна вартість за період останніх 8 місяців (червень 2019 – січень 2020)). В той же час, треба зазначити, що навіть протягом 2019 року така вартість впала на 53% (з 8892,13 у січні 2019 до 4199,02 у січні 2020 року).

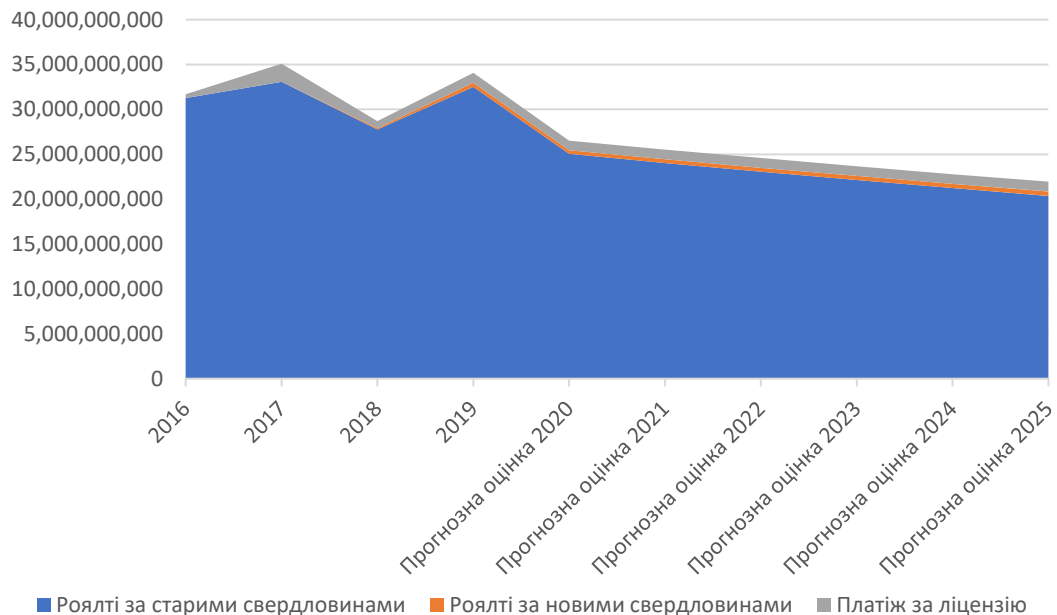
Розрахунки додаються у форматі xls.



Графік 5. Варіант 1. Обсяги видобутку, млн.куб.м.



Графік 6. Варіант 1. Надходження до бюджету, грн.



ВАРІАНТ № 1

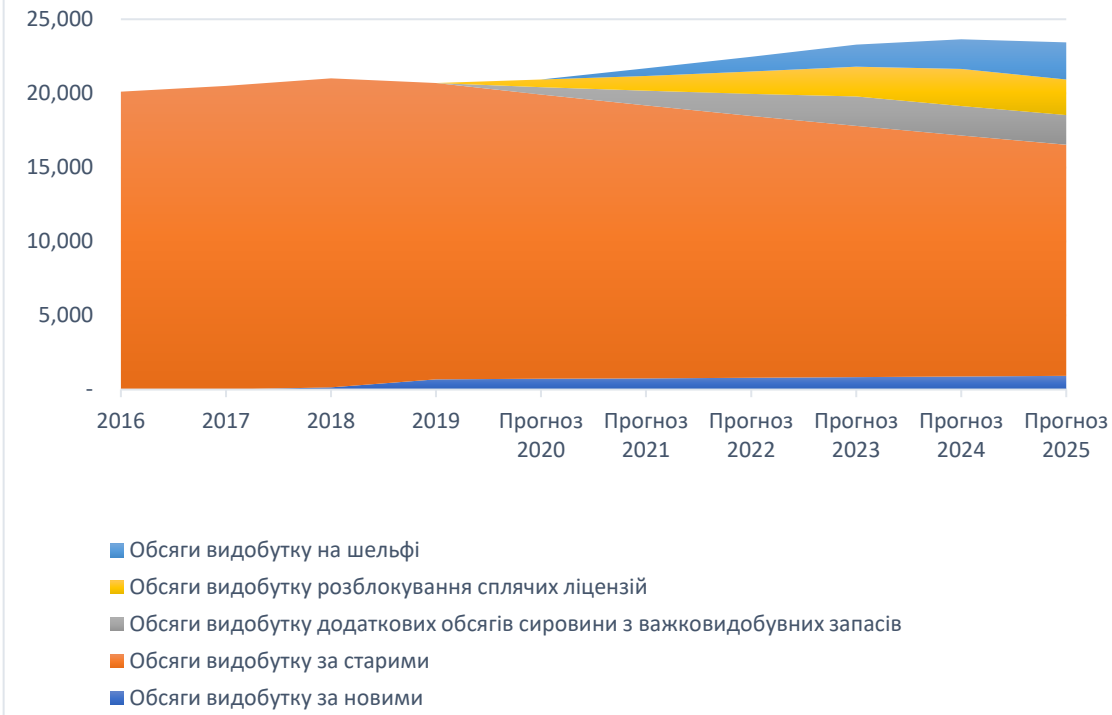
Припущення для Варіанту №1:

- 1) падіння видобутку на старих свердловинах відповідно до рівня природного падіння видобутку (приблизно 4% щорічно);
- 2) нарощення видобутку на нових свердловинах на 5% щорічно;
- 3) середня митна імпортна вартість – 4600 грн.
- 4) ставки роялті залишаються на поточному рівні.
- 5) плата за видачу ліцензій залишається на поточному рівні (середнє значення за 2016-2019 роки).

Прогнозна оцінка результатів впровадження цього варіанту політики:

- обсяги видобутку із нових свердловин у 2025 році зростуть до 927 млн. куб. м.;
- обсяги видобутку за старими свердловинами у 2025 році впадуть до 15 605 млн. куб. м.;
- загальні обсяги видобутку у 2025 році впадуть на 21% порівняно з 2019 роком (до 16 532 млн. куб. м.)
- обсяги надходжень від роялті за старими свердловинами у 2025 році становитимуть 20 364 млн грн., за новими - 500 млн. грн.;
- загальні обсяги надходжень у 2025 році впадуть на 35% та становитимуть 21 954 млн. грн.

Графік 7. Варіант 2. Обсяги видобутку, млн.куб.м



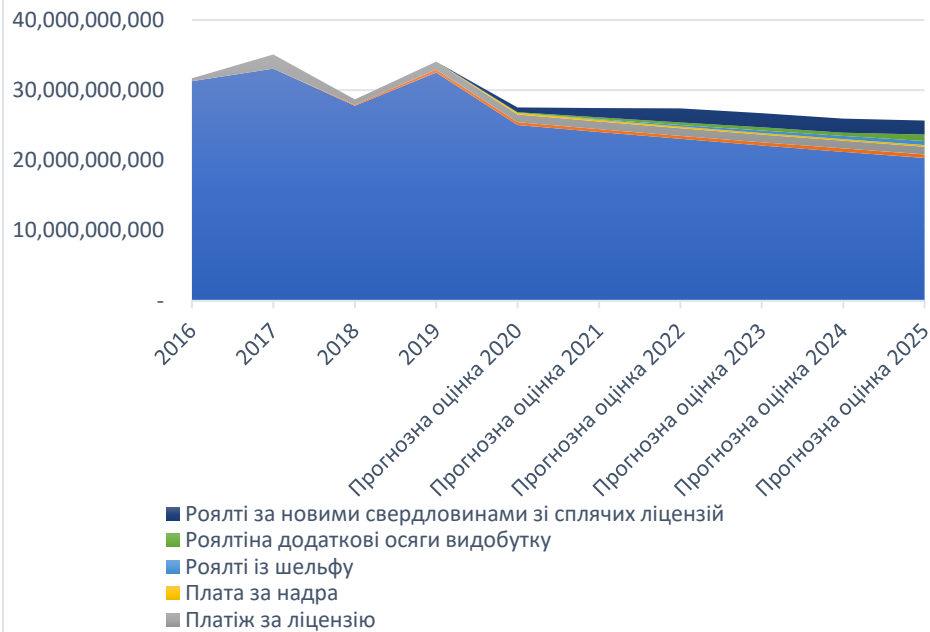
перші 5 років реалізації проекту, надалі – 10%.

ВАРІАНТ № 2

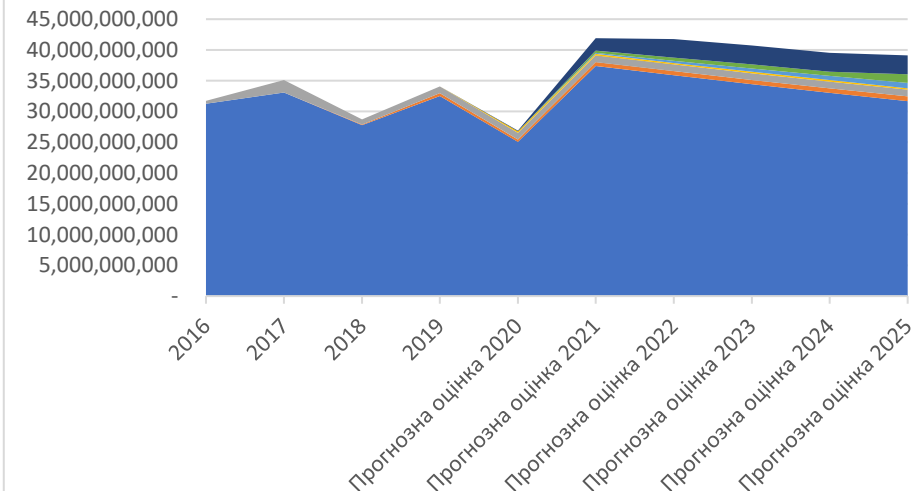
Припущення для Варіанту №2:

- 1) падіння видобутку на старих свердловинах відповідно до рівня природного падіння видобутку (приблизно 4% щорічно);
- 2) нарощення видобутку на нових свердловинах на 5% щорічно;
- 3) середня митна імпортна вартість – 4 600 грн; за альтернативного варіанту – 7 000 грн.
- 4) поступово починають видобувати 50% обсягів потенційного видобутку зі сплячих ліцензій;
- 5) ставки роялті для звичайних категорій запасів залишається на поточному рівні;
- 6) плата за видачу ліцензій залишається на поточному рівні (середнє значення за 2016-2019 роки);
- 7) ставка ренталс у розмірі 1 прожитковий мінімум за 1 квадратний км. площі;
- 8) ставка роялті для шельфу - 5 %;
- 9) ставка роялті для видобутку додаткових обсягів сировини з важковидобувних запасів – 5 % на

Графік 8. Варіант 2. Надходження до бюджету за вартості 4600 грн./тис.куб.м., грн.



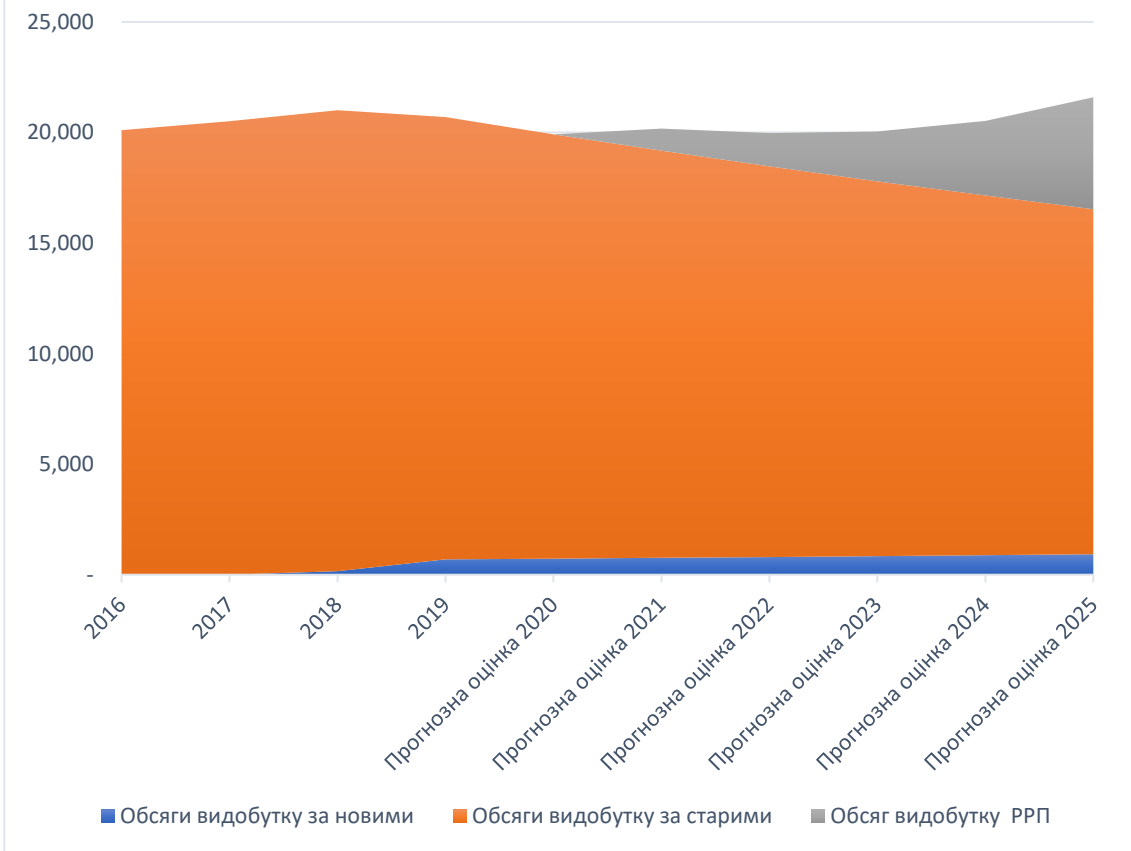
Графік 9. Варіант 2. Надходження до бюджету при збільшенні середньої митної вартості газу до 7000 грн./тис.куб.м., грн.



Прогнозна оцінка результатів впровадження цього варіанту політики:

- обсяги видобутку із нових свердловин у 2025 році зростуть до 927 млн. куб. м.;
- обсяги видобутку за старими свердловинами у 2025 році впадуть до 15 605 млн. куб. м.;
- обсяги видобутку із розблокування діяльності на сплячих ліцензіях у 2025 році складатимуть 2 399 млн. куб. м.;
- у 2025 році вдасться поступово наростити приблизно 2 000 млн. куб. м. додаткових обсягів видобутку із важковидобувних запасів та 2 500 млн. куб. м. видобутку на шельфі;
- вдасться припинити загальне падіння обсягів видобутку та до 2025 наростити 13% обсягів видобутку порівняно із 2019 роком (з 20 700 млн. куб. м. у 2019 році до 23 400 млн. куб. м. у 2025 році);
- обсяги надходжень від роялті за старими свердловинами у 2025 році становитимуть 20 364 млн грн., за новими - 500 млн. грн.;
- обсяги надходжень від плати за ліцензію у 2025 році залишаться на тому самому рівні (хоча скоріш за все зростатимуть за рахунок збільшення кількості виданих ліцензій, однак для цього дослідження ці розрахунки не проводились);
- обсяги надходжень від ренталс у 2025 році становитимуть 236 млн. грн.;
- обсяги надходжень від видобутку на шельфі у 2025 році 575 млн. грн.;
- обсяги надходжень від видобутку важковидобувних запасів у 2025 році становитиме 920 млн. грн.;
- обсяги надходжень від нових свердловин за рахунок розблокування сплячих ліцензій становитиме 2 000 млн. грн.;
- за митної вартості природного газу на рівні 4600 грн. (найгірший сценарій) загальні обсяги надходжень у 2025 році впадуть на 25% та становитимуть 25 685 млн. грн.
- за умови збільшення середньої митної вартості природного газу до 7000 грн./тис. куб. м. загальні обсяги надходжень у 2025 році вдасться наростити на 15% до 39 102 млн. грн.

Графік 10. Варіант 3. Обсяги видобутку, млн.куб.м

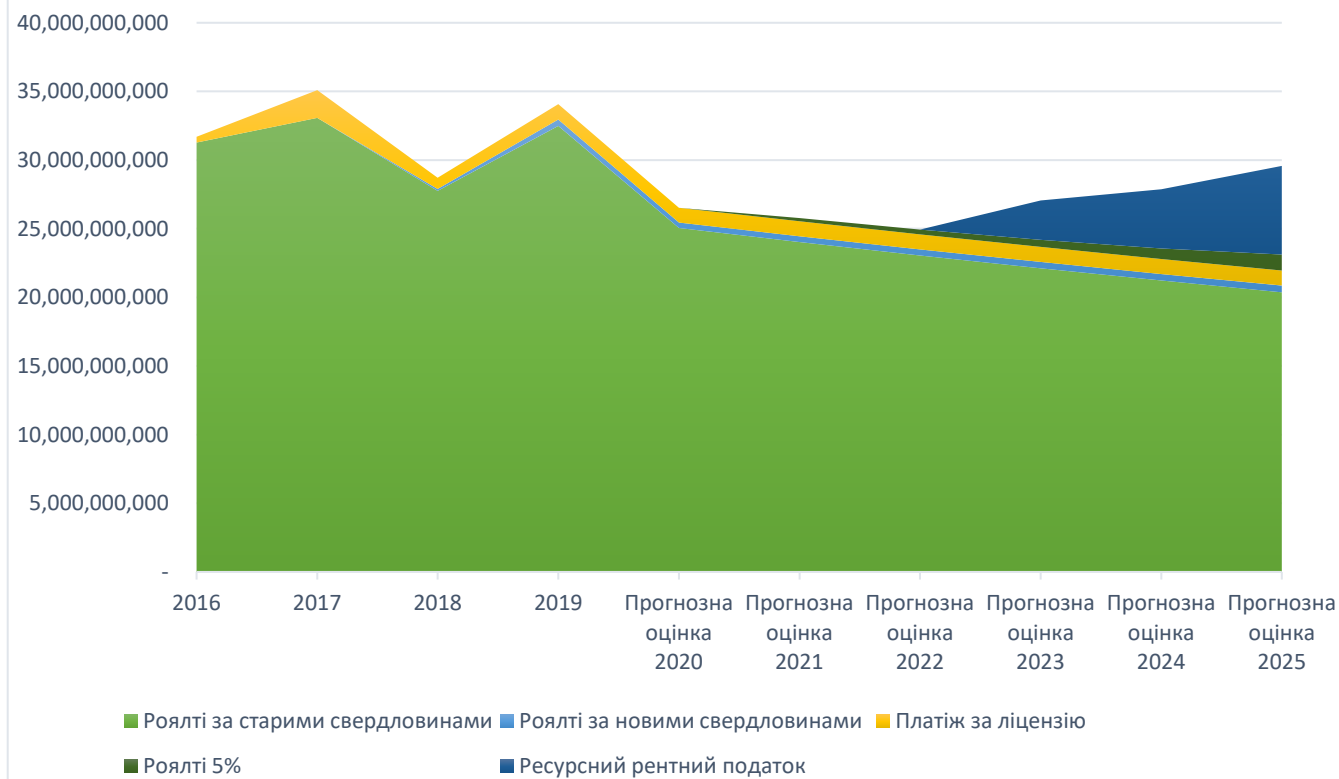


ВАРІАНТ №3

Припущення для Варіанту №3:

- 1) середня митна природного газу становить 4600 грн. за тис. куб. м. ;
- 2) падіння видобутку на старих свердловинах відповідно до рівня природного падіння видобутку (приблизно 4% щорічно);
- 3) нарощення видобутку на нових свердловинах на 5% щорічно;
- 4) ресурсний рентний податок (РРП) починає стягуватись коли акумульовані доходи перевищують акумульовані витрати (у цій моделі – на 3ій рік діяльності проекту) та становить 35% від прибутку від діяльності;
- 5) операційні витрати за проектом з видобутку природного газу складають 950 грн. (38 доларів) за тисячу кубічних метрів (дані з обрахунком із дослідження IHS);
- 6) капітальні витрати за проектом з видобутку природного газу складають 2775 грн. (111 доларів) за тисячу кубічних метрів (дані з обрахунком із дослідження IHS);
- 7) податкові втрати (негативний розмір податку) переноситься на майбутні періоди;
- 8) до проектів із видобутку, до яких застосовується рентний податок, ставка роялті знижена до 5%.

Графік 11. Варіант 3. Надходження до бюджету, грн.



Прогнозна оцінка результатів впровадження цього варіанту політики:

- обсяги видобутку із нових свердловин у 2025 році зростуть до 927 млн. куб. м.;
- обсяги видобутку за старими свердловинами у 2025 році впадуть до 15 605 млн. куб. м.;
- обсяги видобутку за проектами, до яких застосовується рентний податок, складатимуть 1 000 млн.куб.м та збільшуватимуться кожного року (на 50%) та у 2025 складуть понад 5 062 млн.куб.м.
- загальні обсяги видобутку у 2025 році зростуть на 4% та становитимуть 21 594 млн.куб.м.
- обсяги надходжень від роялті за старими свердловинами у 2025 році становитимуть 20 364 млн грн., за новими - 500 млн. грн.;
- обсяги надходжень від плати за ліцензію у 2025 році залишаться на тому самому рівні (хоча скоріш за все

зростатимуть за рахунок збільшення кількості виданих ліцензій, однак для цього дослідження ці розрахунки не проводились);

- надходження від рентного податку розпочнуться у 2023 році та у 2025 становитимуть надходити до державного бюджету складатимуть 6 467 млн. грн.;
- надходження від роялті за проектами, до яких застосовується рентна плата у 2025 році становитимуть 1 164 млн.грн.;
- за митної вартості природного газу на рівні 4600 грн. (найгірший сценарій) загальні обсяги надходжень у 2025 році впадуть на 14% порівняно із 2019 роком та становитимуть 29 585 млн. грн.