



*Цей проект фінансується
Європейським Союзом*

Національний фонд розвитку як механізм відповідального використання природних та фінансових ресурсів

Результати роботи над Проектом № 2013/333-322 «Незалежний моніторинг ресурсних і фінансових потоків від розробки традиційних і нетрадиційних вуглеводнів в Україні в рамках угод про розподіл продукції»

Дискламація:

Цю публікацію було створено за підтримки Європейського Союзу. За зміст публікації повну відповідальність несуть експерти Аналітичного центру «Номос-Енергія» та Київського міжнародного енергетичного клубу. Зміст публікації не є відображенням офіційної позиції Європейського Союзу.

Експертна група Проекту висловлює вдячність за цінні поради, консультації, рекомендації та сприяння:

- **Богдану Гаврилишину**, доктору економіки, дійсному члену Римського клубу;
- **Павлу Загороднюку**, кандидату геолого-мінералогічних наук, голові Співки геологів України;
- **Володимиру Лановому**, доктору економічних наук, президенту Центру ринкових реформ;
- **Роману Яремійчуку**, доктору технічних наук, професору, заслуженому діячу науки і техніки;
- **Ользі Бельковій**, народному депутату України, заступнику голови Комітету Верховної Ради України з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки;
- **Олександрю Домбровському**, першому заступнику голови Комітету Верховної Ради України з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки;
- **Михайлу Чепердаку**, голові правління ПАТ «Інститут транспорту нафти».

ПЕРЕДМОВА

2013-2015 рр. стали черговим етапом випробувань для України. В енергетичному секторі масштабні проекти освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів поступилися місцем тенденції скорочення енергоспоживання та нагальній потребі у якісній перебудові промисловості, комунальної сфери, зниженні впливу на довкілля. «Сланцева революція» в Україні поступилася пріоритетністю енергоощадності та енергоефективності, перебудові світогляду споживачів, поверненню до традицій української бережливості, турботливого ставлення до природи та думки про майбутні покоління.

Наш дворічний проект також пройшов турбулентний період, зазнав територіальних і людських втрат. З життя пішов Олександр Тодійчук – талановитий і самовідданий менеджер нафтогазової галузі, один з тих, хто не допустив колапсу газопостачання у 2014-2015 рр. Російська агресія проти України та анексія Криму змусили нас закрити офіс у Севастополі.

Не дивлячись ні на що, проект було продовжено і він підтвердив оцінки нашої команди про потребу у подальшій роботі над прозорістю нафтогазового сектору, зокрема, функціонування галузевих установ та організацій, встановлення дієвого контролю над отриманням та витрачанням ресурсів і коштів, створенням дієвих інструментів реалізації суспільно важливих проектів при забезпеченні їх підзвітності та контролю.

Численні зустрічі з представниками державних органів влади, місцевого самоврядування, аналітичний огляд газового сектору, статистичних та інвестиційних показників, законодавчого процесу у бюджетній та корпоративній сферах, фінансовий аналіз доходів та витрат державного бюджету показав, що Україна має переосмислити підходи до видобутку та використання як ресурсів надр, так і іншого ресурсного потенціалу.

Врамках одного з проектів Центру «Номос» («МетаноСфера») ми дійшли висновку у 2012 р. – ще до підписання першої масштабної угоди про розподіл продукції з розробки покладів газу щільних порід – про необхідність переосмислення підходів з використання надходжень від державної частки. Як зазвичай, вона мала надходити до бюджету. Нам же уявлялось на прикладі низки країн, що так не повинно бути, оскільки ми маємо думати про майбутні покоління. З метою уникнення «проїдання» бонусів та державної частини доходів через поточні бюджетні витрати та непрозорого і непідзвітного суспільству використання (розкрадання) коштів, що знаходяться від зарубіжних інвесторів, а також враховуючи кращий світовий досвід соціально відповідального управління доходами від розробки надр, що належать всьому суспільству, на нашу думку, постала нагальна необхідність у створенні спеціального суверенного фонду, який міг би акумулювати частину відповідних доходів і в подальшому розпоряджатися

ними на благо усіх громадян країни та місцевих громад. Так з'явилась ідея Національного фонду розвитку, попереднє опрацювання якої було здійснено в рамках підготовчого проекту, підтриманого МФ «Відродження», а багатоаспектне опрацювання виконане нами в рамках даного проекту, підтриманого ЄС, завдяки чому були розроблені концептуальні підходи та засади.

В ході роботи, з'ясувалося, що запропонована концепція і законопроект «Про створення Національного фонду розвитку» набувають значення не тільки для видобувної галузі, але й для інших секторів, де генеруються значні ресурсні та фінансові потоки. Крім того, фонд міг би стати місцем акумулювання коштів від повернення незаконного присвоєних та виведених за межі України коштів. Базуючись на засадах прозорого управління та контролю зі сторони громадськості через представників у наглядових органах, щорічному звітуванні та професійному управлінні, такий фонд міг би стати важливим механізмом для проведення модернізації вітчизняної економіки, підвищення енергоефективності та енергозбереження на основі доступних фінансових ресурсів.

Також ми дійшли висновку про необхідність самовизначення для держави, що вона ставить за мету поточне наповнення бюджету за будь-яку ціну із подальшим інвестиційним знекровленням видобувної галузі чи стимулювання інвестицій у видобуток, що призведе до зростання ресурсних потоків галузі й, відповідно, збільшення надходжень до бюджету? Без такого самовизначення рух вперед буде неможливий.



Керівник проекту від «Номос-Енергія»
Андрій Чубик



Керівник проекту від Q-Club
Михайло Гончар

ЗМІСТ

I. ГАЗОВИДОБУВНИЙ СЕКТОР: СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ.	9
1.1. Газовидобувний сектор – поточний стан	9
1.2. Видобування традиційного газу	12
1.3. Прогноз видобутку нетрадиційного газу	15
1.4. Організаційні та фінансово-економічні заходи, спрямовані на збільшення видобутку газу	18
II. ВИДОБУТОК ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНІ: СТАТИСТИЧНІ ОЦІНКИ ТА ОЦІНКА СТАТИСТИКИ.	21
2.1. Ретроспективний аналіз статистичних даних в сфері видобутку вуглеводнів в Україні за період з 2010 по 2014 рр.	21
2.2. Аналіз статистичної інформації про галузь за 2015 рік	26
2.3. Рекомендації про зміни та доповнення до національної практики ведення енергетичної статистики	32
III. ІНВЕСТИЦІЙНИЙ КЛІМАТ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ	34
3.1. Інвестиційний клімат у газовидобувній галузі України в 2010-2014 рр.	34
3.2. Вплив подій 2014 року на інвестиції в газовидобуток	37
3.3. Аналіз даних про інвестиційні потоки в і з енергетичного сектору у 2015 році, перспективи та передумови для інвестицій в найближчі роки	42
3.4. Рекомендації для покращення інвестиційного клімату у сфері газовидобутку.	45
IV. АНАЛІЗ ПОДАТКОВИХ ТА БЮДЖЕТНИХ ПРОЦЕДУР УПРАВЛІННЯ КОШТАМИ ВІД ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ	49
4.1. Особливості оподаткування при видобутку нафти і газу	50
4.2. Використання надходжень від видобутку нафти і газу.	55
4.3. Висновки про використання коштів від видобутку вуглеводнів	59
V. АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ІНВЕСТИЦІЙНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ В КОНТЕКСТІ БЮДЖЕТНИХ ПРОЦЕДУР УПРАВЛІННЯ ФІНАНСОВИМИ НАДХОДЖЕННЯМИ І ВИДАТКАМИ ВІД ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ	60
5.1. Оцінка макроекономічних показників бюджету, пов'язаних із видобутком вуглеводнів, причин, порядку і особливостей використання доходів	60
5.2. Фінансовий потік в галузі видобутку вуглеводнів.	61
5.3. Можливі зміни в інвестиційному кліматі країни, пов'язані із політичними трансформаціями, роль міжнародних енергетичних компаній у покращенні інвестиційної привабливості країни і регіонів.	64
5.4. Оцінка соціальної складової діяльності енергетичних компаній, прикладі успішних соціальних проектів у різних країнах світу, пропозиції соціальних інвестицій	64

VI. ЮРИДИЧНИЙ АНАЛІЗ БЮДЖЕТНОГО, ФІНАНСОВОГО ЗАКОНОДАВСТВА ТА ЗАКОНОДАВСТВА ПРО ВИДОБУТОК КОРИСНИХ КОПАЛИН	66
6.1. Висновки за результатами аналізу Бюджетного кодексу України в контексті регулювання фінансових надходжень і видатків від видобутку вуглеводнів	66
6.2. Висновки за результатами аналізу Законів України про Державний бюджет України на кожен із 2010 – 2014 років в контексті регулювання фінансових надходжень і видатків від видобутку вуглеводнів	69
6.3. Висновки за результатами аналізу законодавства, що регулює видобуток корисних копалин, в контексті регулювання фінансових надходжень і видатків від видобутку вуглеводнів	75
6.4. Висновки за результатами аналізу законодавства України в контексті відповідальності видобувних компаній по платежах до державного і місцевого бюджетів	78
6.5. Висновки за результатами аналізу проектів угод про розподіл продукції в контексті відповідальності видобувних компаній по платежах до державного і місцевого бюджетів	82
6.6. Рекомендації загального характеру про зміни та доповнення до національного законодавства за результатами аналізу бюджетного законодавства України та законодавства України про видобуток корисних копалин	84
VII. ДОСЛІДЖЕННЯ СТАНУ НАФТОГАЗОВОГО СЕКТОРУ В РЕГІОНАХ ВИДОБУТКУ	92
7.1. Перспективні шляхи змін регіонального сектору видобутку вуглеводнів Івано-Франківської області (НУО БРІТ)	92
7.2. Аналіз нафтогазового сектору Львівського регіону (НУО АЦРС)	100
7.3. Прозорість ресурсних і фінансових потоків традиційних та нетрадиційних вуглеводнів в Харківській області (НУО ІСР)	114
ВИСНОВКИ	124
ДОДАТКИ	
А – Презентація «Регулювання (розподіл та використання) фінансових надходжень і видатків від видобутку вуглеводнів (у контексті законодавства України, що регулює видобуток корисних копалин (станом на 1 вересня 2015 року))»	126
Б – Проект Закону України «Про Національний фонд розвитку»	130

І. ГАЗОВИДОБУВНИЙ СЕКТОР: СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ

1.1. Газовидобувний сектор – поточний стан

Події, пов'язані з агресією РФ проти України, безпрецедентним політичним та економічним тиском РФ на Україну ще раз засвідчили, що газовий сектор є одним з ключових для енергетичної безпеки держави і потребує термінового реформування. При цьому слід мати на увазі, що взаємообумовленість розвитку економіки та енергетики країни потребує чіткого взаємоузгодження економічних та енергетичних пріоритетів розвитку.

Мало кому відомий той факт, що Україна в 70-ті роки видобувала щорічно понад 60 млрд. м³. природного газу (пік видобутку – 68,11 млрд. м³ у 1975 р.), що становило в середньому ¼ газовидобутку колишнього СРСР. Перш ніж сибірський газ прийшов у Європу, газ з України надходив до Польщі, Чехословаччини, Угорщини, Болгарії. Через чотири десятиліття по тому Україна може отримати шанс повернутися до статусу потужної газовидобувної країни з усіма його явними перевагами та прихованими викликами.

Видобуток вітчизняного газу в поточному десятилітті коливається в межах 20-21 млрд. м³ на рік і є достатньо стабільним у цих межах, починаючи з 2004 року. Споживання достатньо серйозно знизилось. Якщо в середині минулого десятиліття воно сягало 75-76 млрд. м³. на рік, під час економічної кризи 2008-2009 рр. знизилось до понад 50 млрд. м³, то у 2014-му становило заледве більше 40 млрд. м³. Звісно, переважною мірою це є результатом падіння промислового виробництва внаслідок економічної кризи та воєнної агресії Росії. Видобуток же лишається доволі сталим, хоча без належних інвестицій він може обвалитись. Низькі ціни на газ власного видобутку для державних компаній не сприяють його зростанню.

Основні параметри	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Річний обсяг споживання, <i>млрд. м³.</i>	63,459	50,144	55,923	59,305	54,775	50,358	42,6	33,9
Річний обсяг видобутку, <i>млрд. м³.</i>	21,444	21,505	20,521	20,614	20,191	20,998	20,5	19,9

На основі офіційних даних Державної служби статистики, Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, НАК «Нафтогаз України».

Слід зауважити, що підприємства НАК «Нафтогаз України» забезпечують 80% видобутку природного газу, 96% обсягів робіт з пошуково-розвідувального буріння, що дають 99% приростів розвіданих запасів вуглеводнів. При цьому частка приватних компаній поступово зростає. Якщо на початку 2000-х років їх частка не перевищувала 3%, то у 2013 році вони забезпечили близько 11% видобутку газу, у 2014 році – 16%, а у 2015-му – 19,6%.

Видобуток газу (нафтового і природного), млн. м ³	За 12 місяців 2014 року
Всього	20 510,00
НАК “Нафтогаз України”	17 195,00
ДК “Укргазвидобування”	15 115,00
ПАТ “Укрнафта”	1 740,00
ДАТ “Чорноморнафтогаз”	340,00
Інші підприємства, приватні, млн. м ³	3 315,00
Полтавська газонафтова компанія	247,00
“УкрКарпатОйл”	28,00
СУКП “Дельта”	5,00
“Укрнафтобуріння”	170,00
“Пласт”	49,00
Бориславська нафтова компанія	10,00
ПАРІ	23,00
Сахалінське	36,00
ТОВ «Сіріус-1»	87,00
“Нафтогазвидобування”	752,00
“Тиса-Газ”	20,00
“Куб-Газ”	337,00
“Природні ресурси”	253,00
“Променергопродукт”	19,00
Східний геологічний союз	12,00
“Еско-Північ”	585,00
ПрАТ Укргазвидобування	120,00
Перша українська газонафтова компанія	76,00
ЗАО «Девон»	43,00
“Регал Петролеум”	58,00
“Надрагаз”	8,00
Інші	377,00

Останніми роками суттєвого зростання обсягів видобутку газу в Україні не спостерігається.

18.01.2012 р. міжнародна консалтингова компанія IHS CERA презентувала результати дослідження «Природний газ і енергетичне майбутнє України». Констатується, що наявні в Україні геологічні ресурси традиційного і нетрадиційного газу дозволяють очікувати у 2030 р. щорічного обсягу видобування газу в межах 60-70 млрд. м³ але за умови інвестування в галузь 10 млрд. дол. США щороку на етапі промислової розробки покладів нетрадиційного газу.

За прогнозом експертів IHS CERA, видобуток газу після 2030 р. може перевищити 73 млрд. м³ на рік. Основним ресурсом може стати природний газ з нетрадиційних джерел та газ Чорноморського шельфу. Крім різкого збільшення інвестицій і реформи газового ринку, необхідною умовою помітного зростання видобутку газу Д. Єрґін було названо зміну законодавчої бази, покращення умов бізнесу для інвесторів, включно з оподаткуванням. Нижче наведене порівняння прогнозних обсягів видобутку природного газу згідно з проектом оновленої Енергетичної стратегії і за даними IHS CERA.

	Очікуваний обсяг видобутку газу до 2030 р., млрд.м ³	
	Оновлена Енергетична стратегія України	Дані IHS CERA
Традиційні джерела	15-24	30-33
Глибоководний шельф Чорного моря	7-9	
Газ із щільних порід	7-9	15
Сланцевий газ	6-11	25
Метан вугільних пластів	2-4	
Усього	30-47	70-73

На думку більшості експертів, прогнозні дані щодо видобування газу, запропоновані IHS CERA, виглядали надто оптимістичними навіть у період до агресії РФ проти України, і їх можна розглядати тільки як теоретично можливі на більш віддалену перспективу.

Більш помірковані прогнози давало у своїй роботі Агентство США з міжнародного розвитку (USAID) – у випадку розвитку енергетики України зі збереженням поточних трендів і урядової політики, помірні інвестиції у газовидобувну галузь дозволяють наростити видобуток традиційного газу до 23,5 млрд.м³ у 2020 р. і 25,7 млрд.м³ у 2030 р.

Але запропоновані USAID та оновленою Енергетичною стратегією прогнози вже не є актуальними та вимагають перегляду. Це спричинено агресією РФ на сході України та анексією, (після Криму) через що значного прогресу у видобутку шельфового та нетрадиційного газу в Україні в найближче десятиріччя досягти буде неможливо.

1.2. Видобування традиційного газу

За даними НАК «Нафтогаз України» розвідані запаси природного газу в країні складають 1 094 млрд. м³, прогнозні ресурси – 4 292 млрд. м³. В акваторії Чорного та Азовського морів у межах виключної морської економічної зони України розвідані запаси оцінюються у 48 млрд. м³, прогнозні ресурси – 1 751 млрд. м³. При цьому на сьогодні на території України у трьох нафтогазоносних регіонах Східному (Дніпровсько-Донецька западина і північно-західна частина Донбасу) Західному (Волинсько-Подільська плита, Прикарпаття, Карпати і Закарпаття) та Південному (Причорномор'я, Крим і шельф Чорного та Азовського морів) відкрито понад 120 родовищ природного газу.

На Східний регіон припадає більше 80% балансових запасів і близько 90% видобутку газу. На Західний на теперішній час припадає 13% балансових запасів і 6% видобутку. У Південному районі видобуток ведеться як на суходолі, так і на мілководному шельфі Чорного і Азовського морів. Сумарно видобуток у цьому районі становить 5% від загального обсягу по країні, а балансові запаси – 6% від загальної величини. Однак, зараз вони стали тимчасово недоступні через анексії Криму РФ.

Майже половина нерозвіданих ресурсів вуглеводнів знаходиться у Дніпровсько-Донецькій западині. Прогнозується відкриття щонайменше 5 великих, 20 середніх і понад 500 малих родовищ.

При цьому варто мати на увазі, що чинна на сьогодні офіційна оцінка потенційних ресурсів вуглеводнів України була виконана станом на 01.01.2005 р., тобто вже застаріла і не відповідає сучасному стану геологічної вивченості надр.

Існують і альтернативні оцінки ресурсної бази традиційного газу в Україні. Так, за даними IHS CERA, доведені запаси традиційного газу становлять близько 700 млрд. м³, а початкові потенційні запаси та ресурси – 2,88 трлн. м³.

Обсяги видобутку традиційного газу в Україні протягом поточного десятиліття змінювалися незначно, перебуваючи у коридорі 20-21 млрд. м³ на рік. Відсутність суттєвого прогресу пояснюється тим, що тарифи на газ власного видобутку, які діяли останніми роками, не давали змоги покривати витрати видобувних компаній у повному обсязі, зокрема – інвестувати кошти у розвиток галузі. Але, навіть, затвердження регулятором вищої закупівельної ціни на газ, що видобуває «Укргазвидобування», у 2015 році не призвело до очікуваного ефекту зростання інвестицій у розширення експлуатаційного буріння та збільшення видобутку, оскільки була підвищена ставка рентної плати до рівня 70%. Усе привело до того, що з 1590 грн. ціни, що її отримує підприємство за 1000 м³ видобутого газу, лише 93,9 грн. утворюють чистий прибуток, який, фактично, існує переважно на папері.

Ще одним фактором, який спричиняє негативний вплив на динаміку видобутку газу є падіння обсягів пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння.

На сьогодні 70% обсягів геологорозвідувального буріння та весь обсяг експлуатаційного буріння в Україні забезпечують підприємства НАК «Нафтогаз України».

Таблиця. Обсяги пошуково-розвідувального буріння підприємствами НАК «Нафтогаз України», тис.м.

2005р	2006р	2007р	2008р	2009р	2010р	2011р	2012р	2013р	2014р
195,1	180,5	174,4	168,6	154,4	151,8	159,7	177,7	119,1	97,2

Таблиця. Обсяги експлуатаційного буріння підприємствами НАК «Нафтогаз України», тис.м.

2005р	2006р	2007р	2008р	2009р	2010р	2011р	2012р	2013р	2014р
251,4	253,7	246,0	206,6	177,9	142,9	146,0	149,6	126,9	113,4

Як наслідок, протягом останніх 10 років щорічний приріст запасів газу в Україні ледве покриває його видобуток, а коефіцієнт заміщення видобутих обсягів газу новими запасами в останні 20 років нижче 100% .

Ще одним негативним фактором для збільшення видобутку є структура ресурсної бази природного газу в Україні. Розвідані запаси виявлених до теперішнього часу родовищ не дозволяють забезпечити стабільного нарощування обсягів видобування газу. Основні причини цього наступні:

- виявлені в Україні родовища газу характеризуються переважно незначними запасами – 75% з них мали початкові запаси менше 10 млрд.м³;
- основні родовища газу в Україні розробляються вже 40-60 років і значною мірою виснажені. З початкових видобувних запасів газу України вже видобуто 2/3;
- більше 15% розвіданих запасів газових родовищ України за критеріями рівня виснаженості покладів та колекторських характеристик порід належать до категорії важковидобувних, вилучення яких вимагає застосування специфічних новітніх наукоємних і високовитратних технологій і обладнання;
- має місце велика глибина залягання перспективних родовищ газу, середня глибина буріння для видобутку газу становить близько 3500 м, а максимальна вже перевищує 6000 м;
- використання застарілих технологій інтенсифікації видобутку газу призводить до того, що кінцевий середньозважений коефіцієнт вилучення початкових запасів газових родовищ не перевищує 0,85, а за деякими оцінками є навіть нижчим. На балансі НАК «Нафтогаз України» нараховується близько 2,3 тис газових свердловин, які не використовуються, хоча практично не існує проблем технічного та технологічного характеру для введення їх в експлуатацію.

Збільшенню видобутку газу в Україні перешкоджає недосконале законодавство в сфері надрокористування, земельне законодавство у частині отримання документів на право користування земельними ділянками, завищений рівень ставки за користування надрами (рентні платежі) та недиференційований підхід до її формування, який не враховує ступінь виробленості родовищ.

В 2014 році було прийняте рішення щодо збільшення податкового навантаження на підприємства видобувної галузі. Зокрема прийнятий 31 липня 2014 року законодавчий акт передбачав, що підвищення рентної плати для газу, що видобувається зі свердловин глибиною до 5 тис. м. з 28% до 55%, а для свердловин глибиною більше 5 тис.м. – з 15% до 28%. Був введений понижуючий коефіцієнт рентної ставки на газ, що видобувається зі свердловин, введених в експлуатацію після 1 серпня 2014 р. протягом двох років з дати внесення таких свердловин до реєстру на рівні 55%.

Також запроваджувалась окрема ставка на газ, що видобувається під час виконання договорів про СД на рівні 60% та 65% у I та II кварталах 2015р., та 70% у подальшому. Передбачалося, що підвищення ренти буде тимчасовим, але уряд продовжив дію цієї норми на 2015 рік.

Протягом 2015 року постійно велася дискусія про необхідність зниження рентних ставок. 14 липня 2015р. уряд України подав на розгляд до ВР України проект Закону №2352а «Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо оподаткування суб'єктів господарювання, що здійснюють видобування природного газу», за яким пропонується знизити процентні ставки на видобуток газу для приватних компаній. Але зниження 1 жовтня 2015 року так і не відбулося.

В ході тривалих дискусій на рівні експертного середовища, бізнесу, уряду та парламенту в кінці року досягнуто домовленості про зниження у 2016 році рентних ставок з метою створення стимулів для росту видобутку газу в майбутньому.

Рішення про підвищення рентних ставок було неоднозначно сприйняте як серед видобувних компаній, так і в науковому і експертному середовищі. В даному випадку держава вирішувала, перш за все, фіскальну функцію, а не стимулюючу. Рівень сумарного податкового навантаження в Україні наблизився до рівня країн з великими обсягами експорту енергоносіїв та найбільш передовими технологіями та потужним видобувним комплексом. В той же час конкуренти нашої країни в регіоні, які також мають дефіцитні енергобаланси, пропонують значно кращі інвестиційні умови з точки зору податкового тиску. Скорочення рентних ставок після стабілізації макрофінансових показників в Україні у 2015 році має стати одним із важливих інструментів для повернення інвесторів в газовидобувну галузь та формування передумов для росту видобутку, починаючи з 2016 року.

Практично відразу у 2014 році відбулося падіння темпів зростання видобутку, а в 2015 році вже відбулося його падіння – з 20,5 млрд. м³ у 2014-му до 19,9 млрд. м³ у 2015-му (без шельфового видобутку).

Нестабільність податкового законодавства все одно завдала шкоди інвестиційному клімату в газовидобувній галузі. Середні та дрібні інвестори ще тривалий час оцінюватимуть її як ризиковану. Погіршення інвестиційного клімату стало однією з причин (поряд із військово-політичними, та падінням світових цін на нафту) стало причиною припинення у 2015 р. участі у проектах з видобутку нетрадиційного газу таких міжнародних гігантів, як Shell та Chevron.

Виходячи з особливостей запасів традиційного природного газу, прогнозується, що на перспективу до 2035 р. буде проводитись розробка родовищ традиційного газу, у тому числі, за умови економічної доцільності, малодобітних та дрібних і дуже дрібних. Збільшення видобутку буде досягнуто за рахунок застосування сучасних технології розвідки, буріння свердловин (у тому числі похило-спрямованих, горизонтальних та багатостовбурових, буріння на великих глибинах) та інтенсифікації видобутку, будівництва нових дотискних компресорних станцій, заміни у сайклінг-процесі природного газу на азот, впровадження капітальних ремонтів свердловин, оптимізації видобутку методами попередження та усунення ускладнень експлуатації свердловин тощо.

Останніми роками науково доведено і практично підтверджено, що родовища нафти і газу є системами, що постійно розвиваються, отже, має місце явище зростання запасів вуглеводневих покладів на стадії високого ступеню виснаженості. За попередніми оцінками щорічний приріст запасів від цього може скласти від 3 до 5 млрд. м³ газу.

1.3. Видобуток нетрадиційного газу.

Що стосується нетрадиційного газу в загальноприйнятному розумінні, то його ресурси скупчуються в менш проникних породах, аніж традиційний природний газ, але на більших територіях. Можна виділити такі основні види нетрадиційного газу:

- сланцевий газ (англ. *shale gas*) – скупчується переважно в породах глинистих сланців, хоча цей термін на практиці охоплює кілька типів газонесних комплексів, про що буде сказано далі;
- газ ущільнених пісковиків (англ. *tight sands gas*), який ще називають газом центральнобасейнового типу – скупчується в низькопористих і низькопроникних пісковиках в центральних занурених частинах нафтогазоносних басейнів.
- метан вугільних пластів (англ. *coal bed methane*) – скупчується у вугільних пластах і вміщуючих породах;

Поклади НТГ в Україні зосереджені у двох традиційних енергоресурсних басейнах: Донецько-Дніпровському (ДДБ) на сході країни та Львівсько-

Волинському (ЛВБ) на заході. Ресурси сланцевого газу зосереджені на заході, а газу ущільнених пісковиків та метану вугільних товщ (МВТ) – переважно на сході. Газ ущільнених пісковиків за попередніми оцінками є найбільш перспективним видом НТГ. Його ресурси оцінюються в достатньо широкому діапазоні 2-8 трлн. м³ з глибиною залягання 4-5 км. Ресурси сланцевого газу зосереджені як в ЛВБ, так і в ДДБ і становлять 5-8 трлн. м³. Потенційні ресурси МВТ оцінюються в діапазоні 12-25 трлн. м³, і зосереджені переважно в ДДБ, хоча також наявні і в ЛВБ. Однак, серйозною проблемою є те, що вугільні пласти в Україні залягають на значних глибинах – 0,5-5 км та мають малу товщину – 0,5-2 м, що робить їх розробку високозатратною.

На сьогодні до виконання пошуково-розвідувальних робіт визначено дві основні площі: Юзівську в ДДБ та Олеську – у ЛВБ. Юзівська площа – перспективна ділянка покладів газу ущільнених пісковиків на території Харківської та Донецької областей, що мала розроблятися компанією Shell Exploration and Production Ukraine Investments (IV) B.V. Площа договірної ділянки становить 7 886 км². Вона включає всі осадові поклади (газоподібні та рідкі вуглеводні), розташовані в межах її периметру й обмежені за глибиною нафтогазової діяльності відміткою 10 000 метрів нижче поверхні або геологічним фундаментом (залежно від того, що буде досягнуто раніше). Прогнозні запаси Юзівської площі складають 4,054 трлн. м³ газу.

Олеська площа – перспективна ділянка покладів сланцевого газу на території Львівської та Івано-Франківської областей України, що мала розроблятися компанією Chevron (у випадку підписання УРП). Загальна площа 6324 км². Умови проекту аналогічні умовам на Юзівській площі. За попередніми оцінками прогнозні запаси сланцевого газу складають 2,98 трлн. м³ газу.

Основним питанням реалізації проектів із розвідки й видобутку нових видів газу є їх економічна окупність. В основному, рентабельність видобутку залежатиме від альтернативної вартості газу, тобто від можливої ціни заміщення імпортом. Якщо альтернативна вартість імпортного газу істотно і стабільно перевищує витрати на видобуток певного виду запасів, то видобуток оцінюється як рентабельний та економічно доцільний.

Газ щільних порід (ущільнених пісковиків) називають ще газом центральнобасейнового типу, оскільки він пов'язаний з переважно піщаними щільними (низькопористими і низькопроникними) породами в центральних занурених областях осадочнопородних басейнів. Науковці Київського національного університету ім. Т. Шевченка ресурси газу щільних порід в Україні оцінюють в 4-6 трлн. м³, у т.ч. в Східному регіоні – 3-4 трлн. м³, Західному – 1-2 трлн. м³. За даними Чернігівського відділення УкрДГРІ, видобувні ресурси газу щільних порід (газу центральнобасейнового типу) в Дніпровсько-Донецькій западині при коефіцієнті вилучення 0,28 оцінюються в близько 8,5 трлн. м³, з яких лєвова частка (понад 7 трлн. м³, тобто 83%) пов'язані з верхніми продуктивними комплексами палеозойського осадочного чохла (нижньо-пермсько – верхньо-

кам'яновугільним, середньо-кам'яновугільним і серпуховським). Фахівцями ЧВ УкрДГРІ виділені перспективні на центральnobасейновий газ продуктивні комплекси, зони і першочергові ділянки для постановки цільових поглиблених геологорозвідувальних робіт.

Метан вугільних родовищ видобувається свердловинним способом на вугільних полях, де видобуток вугілля не здійснюється. Він міститься у вугільних пластах діючих шахт та у вугільних пластах за межами полів діючих шахт, а також у вміщуючих породах.

Теоретичні дослідження, експерименти і практичний досвід засвідчили, що видобування метану вугільних родовищ з використанням традиційних технологій, які застосовуються у газовидобувній галузі, неможливе через особливості зв'язку метану з материнською породою – вугіллям. У власне вугільних пластах метан знаходиться в трьох станах. Основний його об'єм міститься у вільному стані в закритих порах вугілля. Крім того, частина метану перебуває в адсорбованому стані на поверхні пор і в розчиненому – в органіці вугільної речовини. Вибір технології свердловинної дегазації пластів (похило-спрямоване буріння, застосування термічних методів, гідророзриву і т.п.) зумовлюється співвідношенням у породному масиві вугільних пластів, порід з розсіяною вугільною речовиною і газонесних пісковиків, тобто станом перебування переважного об'єму метану в колекторі.

В Україні ресурси метану вугільних родовищ зосереджені переважно в Донецькому, а також Львівсько-Волинському кам'яновугільних басейнах. Розрізняють два основних підходи до відбору метану вугільних родовищ:

- попутну або випереджуючу дегазацію пластів у діючих шахтах;
- попередню дегазацію для підготовки пластів до безпечної роботи майбутніх шахт (сюди ж відноситься і свердловинний видобуток метану з вугільних полів, де не проектується спорудження шахт).

На законодавчому рівні в нашій країні зроблені певні кроки для розвитку видобутку метану вугільних родовищ. У 2009 р. Верховна Рада України прийняла закон «Про газ (метан) вугільних родовищ», яким передбачено окремі заходи стимулювання діяльності з геологічного вивчення та видобування цього виду газових ресурсів. Зокрема, законом передбачено звільнення до 01.01.2020 р. від оподаткування прибутку суб'єктів господарювання, отриманого від господарської діяльності з видобування та використання метану вугільних родовищ.

Надійна і достовірна оцінка ресурсів метану вугільних родовищ ускладнюється різноманітними умовами його знаходження у вуглепородних товщах, а також недостатнім вивченням цієї супутньої корисної копалини під час геологічної розвідки вугільних родовищ. Крім того, на сьогодні відсутні апробовані методи визначення частки емісійних (видобувних) ресурсів метану, які можна вилучити з порід засобами дегазації. У зв'язку з цим кількісні

оцінки метану вугільних родовищ в Україні різних авторів коливаються в дуже широких межах – за даними фахівців Державної комісії України по запасах корисних копалин, від 1,8 до 12 трлн. м³. Варто зауважити, що в часи СРСР фахівці союзного Центрального науково-дослідного інституту економіки вугільної промисловості (ЦНИЭУголь, м. Москва) оцінювали загальні ресурси метану в породах і вугільних пластах Донбасу в 22,2 трлн. м³, з них промислові – в 11.5 трлн. м³, у т.ч. видобувні – в 3-3,7 трлн. м³. За даними Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), потенційні ресурси метану вугільних родовищ в Україні становлять понад 3 трлн. м³.

Потенційні ресурси метану вугільних пластів в Україні оцінюються різними авторами в широкому діапазоні – від 12 до 25 трлн. м³, однак технічна можливість вилучення значної частини цих запасів залишається під сумнівом, тому що в Україні вугільні пласти залягають на значних глибинах (від 500 до 5000 м) і мають переважно невелику товщину (до 2 м). Собівартість самостійного видобування метану вугільних родовищ прогнозується у межах від 2300 до 3300 грн. за 1 тис. м³. (при курсі грн./\$≈8,0).

1.4. Організаційні та фінансово-економічні заходи, спрямовані на збільшення видобутку газу.

Для досягнення прогнозів, наведених у проекті «Енергетичної стратегії України до 2035 року» розробленої Національним інститутом стратегічних досліджень при Президентові України необхідно залучати 2-10 млрд. гривень інвестицій у розвідку та видобуток щорічно. В рамках конкурентного ринку газу частину інвестицій можуть забезпечити самі видобувні компанії. Якщо вдасться вийти на такий рівень фінансування, Україна вже в 2030 р. зможе забезпечити близько 90% внутрішнього попиту на газ за рахунок власного, а в 2035 році – на 100%.

Сукупний обсяг інвестицій, які необхідно залучити для розвитку галузі й досягнення цільових показників видобутку в 2020 р., становить 65 млрд. грн., а у 2021 – 2030 рр. ця сума складе вже 280 млрд. грн., а в період 2030 – 2035 рр. – 150 млрд. грн.

Для успішного залучення іноземних компаній та інвестицій необхідно забезпечити стабільні умови ведення бізнесу в газовій галузі, зокрема:

1. до кінця 2016 р. завершити формування конкурентного ринку газу, зокрема:

- забезпечення незалежності Національного регулятора через прийняття відповідного закону;
- відокремлення системних операторів газових мереж, безперешкодний доступ до мереж для третіх осіб;
- безкоштовне входження на ринок;
- необмежений вибір і заміна постачальника споживачем;

- захист прав споживачів;
 - подальше обмеження сфери дії цінового регулювання з наступним переходом на єдину ринкову ціну на газ.
2. *забезпечити проведення в Україні ефективної цінової, фіскальної та інвестиційної політики, зокрема:*
 - оптимізувати податкове навантаження на газовидобувні підприємства, привести рівень ставок рентних платежів до обґрунтованого рівня;
 - створити механізми, які б унеможливили використання відрахувань на геолого-розвідувальні роботи не за прямим призначенням;
 - вжити заходів щодо удосконалення умов видачі спеціальних дозволів на розвідку та освоєння вуглеводневих родовищ шляхом запровадження відкритих електронних тендерів, контролю розробки розподілених родовищ;
 - запровадити практику стимулювання впровадження інноваційних технологій підприємствами газовидобувної галузі на базі податкових та митних пільг;
 - запровадити практику «єдиного вікна» при оформленні документів.
 3. *розробити прозору та передбачувану нормативно-правову базу для розвідки й видобування газу, умови ліцензування, оподаткування та регуляторні вимоги;*
 4. *запровадити процедури для захисту інтересів держави при залученні до розвідки та видобування газу іноземних компаній.*

Збільшення видобутку традиційного газу має базуватись на наступних заходах:

1. Проведення інвентаризації та повторної паспортизації експлуатаційного фонду свердловин та родовищ, надання цієї інформації у вільний доступ;
2. Проведення дослідження родовищ, які давно виведені з експлуатації, з метою обрахування приростів запасів та доцільності подальшого повторного видобування з них газу;
3. Також необхідно розроблення оптимальних збалансованих режимів експлуатації родовищ з метою продовження їх термінів експлуатації, виходячи з темпів регенерації вуглеводнів;
4. Сприяння запровадженню сучасних технологій та методів інтенсифікації видобутку природного газу на існуючих свердловинах.

Якщо видобуток природного газу традиційних родовищ на суходолі та на мілководному шельфі можуть здійснювати вітчизняні компанії, то до робіт з геологорозвідки та видобутку природного газу на великих глибинах та в глибоководній частині шельфу Чорного моря необхідно залучати іноземні інвестиції та технології міжнародних компаній.

Передбачається, що на основі виконання наведеного комплексу заходів видобуток традиційного газу через два десятиріччя може бути збільшено до 30 млрд. м³.

При розробці газу щільних колекторів та укладанні угод про розподіл продукції необхідно враховувати, що за оцінками українських геологів, крім метану в газі цього типу на родовищах Донецько-Дніпровської западини будуть присутні зріджені вуглеводневі гази та інші цінні попутні компоненти, які можуть утворюватися в умовах пластів – різноманітні високомолекулярні з'єднання, рідкоземельні елементи тощо, які мають значно вищу ринкову вартість. Саме різниця в ціні на сухий газ і газові рідини дає додаткові прибутки американським компаніям, які видобувають сланцевий газ, і дозволяють їм ефективно працювати в умовах, коли собівартість видобутого сланцевого газу перевищує середню ціну на газовому ринку США. При плануванні видобутку газу щільних колекторів необхідно також передбачити будівництво газопереробних або хімічних заводів у місцях видобутку.

Прогнозується продовження освоєння шельфу Чорного та Азовського морів. Але за тимчасової окупації території Кримського півострова іноземні компанії не будуть брати участь у видобутку газу на чорноморському шельфі. Оскільки за оцінками фахівців для глибин до 5 тисяч метрів одна розвідувальна свердловина може коштувати від 5 до 50 млн. дол. США, а морські родовища, як правило, починають окупатись через 7-15 років, у найближчій перспективі не можна розраховувати на значне збільшення видобутку газу з родовищ глибоководного шельфу.

З нетрадиційного газу для України найбільш перспективним є газ центрально-басейнового типу щільних колекторів, який схожий з традиційним газом за методиками геологічної розвідки і стосовно якого виконані регіональні дослідження його поширення. Але зважаючи на те, що основні поклади цього типу знаходяться у Дніпровсько-Донецькій западині частково на територіях, близьких до лінії розмежування з окупованими територіями із нестабільним режимом припинення бойових дій, про повернення до його розробки можна буде вести мову навряд чи раніше 2020 року.

II. ВИДОБУТОК ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНІ: СТАТИСТИЧНІ ОЦІНКИ ТА ОЦІНКА СТАТИСТИКИ

Коректність статистичних даних має надзвичайно важливе значення в енергетиці. Починаючи від фізичних обсягів видобутку первинних енергоресурсів, продовжуючи їх енергетичним еквівалентом при використанні та завершуючи визначенням обсягів супутніх фінансових потоків, усе це потребує точного обліку.

2.1. Ретроспективний аналіз статистичних даних в сфері видобутку вуглеводнів в Україні за період з 2010 по 2014 рр.

За даними Державної служби статистики і Міністерства енергетики та вугільної промисловості, видобуток нафти в Україні в період з 2007 по 2014 роки характеризувався неухильним зниженням. Що стосується видобутку природного газу, то тенденція була мінлива – від деякого зростання у 2007-2011 р.р., до падіння у 2012-му та зростання у 2013-му.

Річний видобуток	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Природний газ, млрд.м ³ /рік	21,104	21,444	21,505	20,521	20,614	20,191	20,998	19,8
Нафта (вкл. з газовим конденсатом), млн. тон/рік	3,3	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2	2,1	2,01

Як видно із статистичних даних у 2014 році видобуток нафти знизився майже на третину в порівнянні з 2007 роком. Слід зазначити, що пік видобутку нафти і газу в Україні пройшовся на середину 1970-х рр., і в подальшому він тільки зменшувався. На сьогодні більшість родовищ знаходиться на завершальній стадії розробки, виснаженість запасів складає 85-95%. Нові родовища нафти відкриті в останні роки є або незначними за запасами (до 0,2 – 0,3 млн. т.) або розташовані на великих глибинах, а отже важко видобувні. Саме вони складають основу приросту запасів¹. Для суттєвого нарощування видобутку нафти і газу в Україні необхідним є відкриття більш крупних родовищ, які розташовуються на слабо освоєних територіях: глибоководному шельфі Чорного моря, частина якого внаслідок анексії Криму Росією потрапила у зону правової невизначеності, та покладів на значних глибинах, що потребує залучення крупних зарубіжних інвесторів і відповідно сприятливого інвестиційного клімату та безпекового середовища.

¹ Павло Загороднюк. Презентація «Природний газ із «традиційних» і «нетрадиційних» родовищ».

За даними ПАТ «Надра груп», ресурси та розвідані запаси нафти і газу вказують на наявність потенціалу зростання видобутку:

Млн.т.у.п.	Ресурси	Запаси	Видобуток від ресурсів
Газ природний	7 254	820	53%
Нафта	1 163	82	64%
Всього	8 416	902	

Джерело: Павло Загороднюк. Презентація «Природний газ із «традиційних» і «нетрадиційних» родовищ».

На тлі скорочення видобутку нафти, відбувається зменшення споживання, відповідно відсутні ринкові механізми стимулювання нарощування видобутку. В період з 2004 по 2011 рр. споживання нафти впало майже на 60%, що пов'язано із зменшенням обсягів переробки нафти та виробництва нафтопродуктів нафтопереробними заводами – основними споживачами нафти. Традиційно попит на нафту в Україні формувался на 6 основних НПЗ: Кременчуцькому, Дрогобицькому, Надвірнянському, Лисичанському, Херсонському, Одеському. Нафтопереробна галузь продовжує своє падіння, і здається досягла дна. У 2015 році працював один з шести НПЗ – Кременчугський в Полтавській обл, підконтрольний фінансово-промисловій групі «Приват». В серпні 2015 р. на заводі проводилися підготовчі роботи до можливої аварійної зупинки виробництва вперше за його історію, проводилися роботи із ремонту трубопроводу із відключенням подачі нафти. Втрата державою останнього з шести НПЗ відобразиться на заправці повітряних судів, вартість нафтопродуктів за попередніми прогнозами може збільшитися на 20%. Нафтовики застерігають проти спроб знищити єдиного вітчизняного виробника бензину і наситити ринок імпортованим паливом. В аналізований період спостерігалась тенденція нарощування обсягів імпорту готових нафтопродуктів та нафти із зарубіжних країн (Білорусь, Росія, Литва, Румунія). Наразі частка імпорту нафти на вітчизняний ринок складає більше 70%, формування такої суттєвої залежності наглядно демонструє, що діючий податковий режим та рентні платежі впливають на те, що нафту дешевше імпортувати, аніж видобувати.

Так, наприклад, рівень податкового навантаження діяльності ПАТ «Укрнафта» пов'язаної з видобутком нафти збільшується непропорційно до обсягів доходів від видобування, що негативно впливає на розвиток та підтверджується показниками видобутку. Зокрема, з серпня 2014 р. підвищення ставок ренти зросло з 39% до 45% при видобутку на глибинах до 5000 м і з 18 до 21% – понад 5000 м, проте в жовтні 2015 року намітилися позитивні зрушення в плані вдосконалення законодавчої бази з цього питання.

Видобуток вуглеводнів залишається найбільш непрозорим у країні, є предметом корупційних схем та оборудок. Однією з причин, що підтримує такий стан речей є непрозора та недосконала система обліку енергоресурсів в країні.

Статистична звітність відображає це наочно. Так, наприклад, досі, як пережиток радянського минулого, залишаються конфіденційними дані щодо обсягів видобутку нафти, природного газу та газового конденсату по окремих регіонах країни (див. табл. нижче). Державна служба статистики пояснює відповідне вилучення даних необхідністю виконання Закону України «Про державну статистику» в частині забезпечення конфіденційності інформації. Показники видобутку нафти та газу приватними підприємствами також вважаються конфіденційною інформацією.

Тим не менше, у 2014 році в питанні прозорості розпочались деякі позитивні зрушення: у серпні Державний інформаційний геологічний фонд України опублікував перелік компаній, які мають спеціальні дозволи на розробку надр в Україні. Серед власників ліцензій на видобуток нафти і газу, які видає Державна служба надр та геології (Держгеонадра), було нараховано 108 окремих компаній.

На основі даних Міністерства енергетики та вугільної промисловості, Державної служби статистики та відкритих джерел ЗМІ² була зроблена спроба провести статистичний аналіз обсягів видобутку нафти та газу державними підприємствами НАК «Нафтогазу» та іншими підприємствами за період з 2010-2014 р.р. Результати аналізу наведені в таблиці нижче:

Видобуток газу природного в Україні за період з 2010 по 2014 р.р., млн. м³.*

Підприємство	2014	до 2013	2013	до 2012 р.	2012	до 2011	2011	до 2010	2010
НАК «Нафтогаз України»	16 850,0	99,0	18 029,2	+2,8% (на 497,8 млн. м ³)	17 531,5	+0,5% (92 млн. м ³)	18 112,2	-1,1%	18 328,6
ПАТ «Укргазвидобування»	15 112,9	100	14 893,91	+0,9%	14 762,12	+0,2%	14 909,5	1%	14 832
ПАТ «Укрнафта»	1737,09	91,3	1 484,56	-5,3%	1 594,94	-3,7%	2 146,6	-14%	2 445,2
ДАТ «Чорноморнафтогаз»			1 650,74	+40,6%	1 174,46	+11,2%	1 056,1	1%	1 050,5
Інші підприємства	2957,77	126,7	2 230,63	+ 18,7% (на 350,7 млн. м ³)	1 864,36	1,6% (29,47 млн. м ³)	2 031,1	15%	1 720,7
ПАТ «Нафтогазвидобування»	750,498	148,4	505,712	(-21,6%)	645,227	-16,6%	773,2	18%	637,5
ТОВ «Енергосервісна компанія «Еско-Північ»	584,935	135,0	433,233	2,3 рази	185,301	15,5%	160,4	41%	95,1
ПАТ «Природні ресурси»	252,748	85,9	291,919	+41,3%	207,588	-8,1%	252,3	35%	165,1
ТОВ «Куб-Газ»	336,047	119,1	282,137	+40,9%	222,464	в 2,5 рази	88,2	35%	57,6

² <http://uaenergy.com.ua/post/17615/ukrgazvydobuvannya-v-2013-g-uvelichilo-proizvodstvo/>
<http://uaenergy.com.ua/post/17548/dobycha-gaza-v-2013-g-uvelichilas-na-4-do-21-mlrd-kub/>
<http://interfax.com.ua/news/economic/186341.html>
<http://uaenergy.com.ua/post/17532/dobycha-nefti-v-2013-g-sokratilas-na-45-do-216-mln-t/>
<http://interfax.com.ua/news/economic/135368.html>
<http://interfax.com.ua/news/economic/135488.html>
http://oilnews.com.ua/a/news/Dobycha_nefti_i_gazovogo_kondensata_v_Ukraine_v_2011_g_sokratilas_bolee_chem_na_6/202193
<http://bin.ua/news/economics/faec/125314-ukrnafta-v-2011g-sokratila-dobychu-nefti-na-62.html>
<http://rus.newsru.ua/finance/12jan2011/neft.html>

Видобуток газу природного в Україні за період з 2010 по 2014 р.р., млн. м³.*
(продовження)

СП «Полтавська газонафтова компанія»	248,544	111,7	222,487	-15,9%	306,36	-16,2%	395,5	-5%	414,1
ЗАТ «Укрнафтобуріння»	170,146	124,6	136,553	+17,6%	116,077	-8%	126,2	7%	79,1
ЗАТ «Укргазвидобуток»	116,202	119,0	97,63	+18,9%					
Представництво «Регал Петролеум»	57,697	83,3	69,261	-7,1%	74,535	в 2,1 рази	35,9	-136%	84,9
ЗАТ «Девон»	42,739	91,4	46,736	+1,8					
ТОВ «Сиріус»	87,175	194,8	44,743	+100%					
ЗАТ «Пласт»	48,949	124,9	39,182	+0,9%	38,816	-2,1%	39,6	2%	39,0
СП «УкрКарпатОйл»	29,232	96,9	30,168	+1,8%	29,641	5,1%	31,2	38%	19,2
НАК «Надра України»	10,832	44,5	24,108	-21,4%	30,385	-33,7%	45,8	-4%	47,8
ТОВ «Сахалінське»	35,990	169,3	21,256	+100%					
ТОВ «Пром-енерго продукт»	18,806	92,1	20,42	+24,2%	16,438	+4,6%	15,7	6%	14,7
ТОВ «Парі»	23,419	144,5	16,207	-3,6%	16,837	+27,9%	13,2	33%	8,8
ТОВ «Східний геологічний союз»	11,868	92,7	15,096	+16,2%	13,073	-22,9%	17,6	-5%	18,5
СП «Бориславська нафтова компанія»	10,048	91,7	10,096	-6,9%	11,771	-2,9%	12,1	6%	11,4
ТОВ «Надрагаз»	7,712	96,3	8,006	-1%	8,088	в 1,9 рази	4,3	100%	0,0
ЗАТ «Тисагаз»			7,761	+52,3%	5,098	+51,7%	3,4	0%	3,4
СП «Дельта»	5,099	98,7	5,167	-29,4%	6,962	-4,8%	7,3	-10%	8,0
«Каштан Петролеум Лтд»	3,005	98,9	3,039	+5,4%	2,883	в 3,7 рази	0,8	-100%	1,6
ТОВ «Перша українська газонафтова компанія»	75,480	3351,7	2,252	+31%					

Примітки:

*Всі дані в таблиці зібрані із відкритих джерел, тому не претендують на остаточну достовірність, а мають на меті демонстрацію загальних тенденцій;

Червоним кольором виділені показники видобутку на основі відкритих джерел, в яких були в ході аналізу помічені кричущі розходження.

Порожні клітини – дані, відсутні у відкритих джерелах.

Індекс промислової продукції до 2010 року був виведений на основі розрахунків автора.

**Видобуток нафти та газового конденсату в Україні
в період з 2010 по 2014 рр., тис. тон***

Підприємство	2014	До 2013	2013	До 2012	2012	До 2011	2011	До 2010	2010
НАК «Нафтогаз України»	2421,1	90,6	2 006,4	-4,6% (95,7 тис.тон)	2 203	-2,1% (47,5)	2250,8	-5,4% (127,4)	2 378
ПАТ «Укрнафта»	1887,89	93,0	1 850,71	-4,2%	2033,8	-2,2%	2 000,2	-8,8%	2 215,0
ПАТ «Укргазвидобування»	533,25	82,7	147,2	-8,3%	160,3	-1,8	163,2	+6,1	153,6
ДАТ «Чорноморнафтогаз»			8,47	-5,2%	8,92	+1,7%	8,8	+1,1%	8,7
Інші підприємства, в т.ч. газоконденсат	307,78	101,8	151,72	-3,5%	166,75	+9% (13,83 тис.тон)	157,72	-17,4% (33,18)	190,95
СП «Полтавська газонафтова компанія»	42,903	71,5	60,04	-10,1%	77,572	-14,4%	98,28	-25,5%	120,547
СП «УкрКарпатОйл ЛТД»	51,690	96,2	53,721	-2%	54,84	-2,5%	56,23	+78,2%	31,562
ПАТ «Природні ресурси»	52,285	102,1	51,208	+2,9 рази	17,941	-10,9	22,74	+37,5%	16,533
СП «Каштан Петролеум ЛТД»	36,070	98,9	36,487	+5,4%	34,607	+3,7 рази	9,48	-50,5%	19,154
ПАТ «Укрнафтобуріння»			27,66	-10,8%	31,015	-2,8%	31,92	+62,7%	17,033
ПАТ «Нафтогазвидобування»	28,758	146,1	19,681	-32,2%	29,011	-15,2%	34,21	-1,5%	34,716
«Регал Петролеум»	14,373	124,6	11,533	-11,1%	12,97	+2,1 рази	6,31	-54,7%	13,915
СП «Бориславська нафтова компанія»	10,460	92,8	11,277	+3,7%	11,87	-4%			11,905
ТОВ «Куб-Газ»	5,571	76,8	7,255	-6,4%	8,43	+2,5 рази			
ЗАТ «Девон»	6,252	88,2	7,09	+1,9 рази					
ПАТ «Укргазвидобуток»	3,903	126,5	3,085	+31%					
ТОВ «Еско-Північ»	4,425	153,8	2,877	+3,2 рази					
ТОВ «Східний геологічний союз»	3,446	792,2	2,303	+2,6 рази					
ТОВ «Сириус»	3,656	184,3	1,985	+100%					
«Кримтопеленергосервіс»			1,624	-7,9%					3,148
ЗАТ «Пласт»	1,111	79,0	1,406	31%					
ТОВ «Пром-енерго продукт»	1,292	93,2	1,387	+80,4%					
ТОВ «Сахалінське»	1,905	143,4	1,328	+100%					
НАК «Надра України»	0,009	0,7	1,223	+7%	2,317	-27,9	3,21	-51,2%	3,99

*Всі дані в таблиці зібрані із відкритих джерел, тому не претендують на остаточну достовірність, а мають на меті демонстрацію загальних тенденцій; червоним кольором виділені показники видобутку на основі даних відкритих джерел, в яких були в ході аналізу помічені кричущі розходження. Пусті клітини – дані, відсутні у відкритих джерелах.

Виконаний аналіз допомагає зрозуміти загальну тенденцію видобутку вуглеводнів в Україні. Ретроспектива показує стійку тенденцію до зниження видобутку нафти та стагнації видобутку газу. Деяку позитивну динаміку газовидобутку забезпечує сегмент приватних інвесторів. Водночас, приватні інвестиції не є гарантією нарощування видобутку. Приклад з «Укрнафтою» є достатньо показовим.

2.2. Аналіз статистичної інформації про галузь за 2015 рік.

Моделювання ситуації в енергетичному секторі на основі даних за перші три квартали 2015 року

У 2015 році **державний сектор** видобутку нафти і газу, представлений компаніями монополістами «Укргазвидобування» та «Укрнафта» переживає період застою: видобуток конденсату та нафти зменшується, погіршилась ситуація із переробкою нафти. Для «Укргазвидобування» головними проблемами стали високі податки, рента 70% і неспроможність НАК «Нафтогаз України» розрахуватися за спожитий газ – борг сягнув 8 млрд. грн. Відтак виникають складнощі із фінансуванням бурових проектів, проблеми за договорами спільної діяльності, зокрема з компанією «Карпатигаз».

Серед позитивного слід відзначити відкриття компанією «Укргазвидобування» у третьому кварталі 2015 р. нового родовища із запасами на рівні 1 млрд. м³ в Карпатах.

Газовидобуток компанією «Укрнафта» також зменшився. У вересні 2015 р. було видобуто 118 млн. м³, що на 16% менше за показники вересня минулого року, видобуток нафти впав на 13%.

В сегменті нафтового та газового видобутку **приватними компаніями** спостерігаються позитивні зрушення. Обсяги видобутку газу у вересні зросли на 34%, в той час як в першому півріччі зростання склало близько 9%. Прорив у видобутку здійснили компанії ПрАТ «Нафтогазвидобування», що входить до складу ДТЕК та Burisma Holdings, що об'єднує чотири видобувні компанії. За рахунок цих двох компаній видобуток в приватному сегменті у вересні збільшився на 85 млн. м³ або на 34%.

У вересні 2015 р. видобуток «Нафтогазвидобування» склав 130 млн. м³ газу. Приріст видобутку склав 60 млн. м³ – 85% в порівнянні з минулим роком, що дозволило компанії зайняти другу позицію на ринку після «Укргазвидобування» потіснивши «Укрнафту». Даний успіх пояснюється реалізацією програми буріння 6 нових свердловин на Семиренківському родовищі Полтавської обл. розпочатого в першій половині 2014 року, а також проведення заходів з інтенсифікації видобутку газу на свердловинах Семиренківського та Мачухівського родовищ. В першому півріччі 2015 року компанія розпочала буріння трьох надглибоких свердловин, а також розпочала проведення широкоазимутальної 3-D сейсморозвідки у Полтавській обл., що до цього часу не мала аналогів в Україні. В поточному році компанія переглянула плани з буріння 3 свердловин, однак виконання цих планів ускладнено у зв'язку із блокуванням роботи компанії через кримінальне провадження.

Друга за обсягами видобутку приватна компанія Burisma Holdings у вересні вийшла на рівень видобутку у 78 млн. м³, тим самим продемонструвавши приріст у 45% до вересня минулого року. Компанія пояснює позитивні показники відкладеним завершенням проектів розпочатих ще до підвищення податків у серпні 2014 року. Для приватних видобувників однією з головних проблем лишається заборгованість перед сервісними компаніями.

**Видобуток нафти та газового конденсату в Україні у вересні 2015 року
та в період з січня по вересень (тис.т)**

Підприємства	2015 р.		2014 р.		Вересень 2015 року до вересня 2014 року	9 міс. 2015 року до 9 міс. 2014 року, %
	Вересень	З початку року	Вересень	З початку року		
Видобуток нафти і газового конденсату тис. тон	193,400	1 846,800	218,200	2 040,400	88,600	90,500
НАК «Нафтогаз України» ПАТ	176,200	1 655,500	197,200	1 834,700	89,400	90,200
«Укргазвидобування» «Укрнафта»	42,190	383,030	42,500	402,400	99,200	95,200
Підприємства НАК «Надра України»	0,001	0,009	0,001	0,007	100,000	38,600
Інші підприємства, тис.т	17,240	191,250	21,090	205,780	81,700	92,900
«Нафтогазвидобування» Geo-Alliance	4,285	31,734	2,910	20,631	147,300	153,800
«Природні ресурси» «Східний геологічний союз»	3,577	34,976	3,678	39,143	97,300	89,400
Полтавська газонафтова компанія	0,387	3,701	0,389	4,160	99,500	89,000
«Укрнафтобуріння» Смарт-Холдинг, в тому числі	2,964	27,304	3,392	33,347	87,400	81,900
«Регал Петролеум»	1,801	24,623	1,828	27,603	98,500	89,200
«Укргазвидобуток»	1,349	12,869	1,507	14,870	89,500	86,500
«Променергопродукт» «Бориславська нафтова компанія»	0,944	9,001	1,141	10,969	82,700	82,100
«Дефон»	0,241	2,783	0,282	2,918	85,500	95,400
Burisma Holdings, в тому числі	0,164	1,085	0,084	0,983	165,200	110,400
«Еско-Північ»	0,910	8,580	0,935	7,637	97,300	112,300
«Перша українська нафтогазова компанія»	0,708	5,314	0,488	4,708	145,100	112,900
«Куб-Газ»	0,396	3,518	0,453	3,579	87,400	98,300
«Сиріус-1»	0,352	3,011	0,403	3,329	87,300	90,400
«Сахалінське»	0,044	0,507	0,050	0,250	88,000	202,800
«Системолінійженіринг»	0,270	2,784	0,456	4,302	59,200	64,700
«Пласт»	0,244	2,361	0,280	2,788	87,100	84,700
«Рожнятівнафта»	0,140	1,304	0,120	1,509	116,700	86,400
«Техноресурс»	0,089	0,089	---	---	---	---
«УкрКарпатОйл»	0,073	0,746	0,086	0,850	84,900	87,800
ВКФ «ДІОН»	0,041	0,348	0,030	0,398	136,700	87,400
«Надра-Геоінвест»	0,003	0,024	0,003	0,066	100,000	36,400
Видобуток нафти, тис.т.	-	28,835	4,301	38,681	-	74,500
	-	1,782	0,236	1,309	-	136,100
	-	0,354	-	0,188	---	----
	140,900	1 352,700	163,900	1 508,200	85,900	89,700

НАК «Нафтогаз України»	137,200	1 287,800	155,100	1 427,600	88,400	90,200
«Укргазвидобування»	9,700	88,700	9,300	92,800	104,700	95,600
«Укрнафта»	127,440	1 199,010	145,810	1 334,820	87,400	89,800
Підприємства НАК «Надра України»	0,001	0,003	0,001	0,007	100,000	38,600
Інші підприємства, тис.т	3,720	64,940	8,830	80,600	42,100	80,600
Полтавська газонафтова компанія	2,373	22,159	3,043	28,669	78,000	77,300
«УкрКарпатОйл»	-	28,835	4,301	38,681	-	74,500
«Рожнятівнафта»	0,041	0,348	0,030	0,398	136,700	87,400
«Каштан Перолеум»						
Бориславська нафтова компанія	0,910	8,580	0,935	7,637	97,300	112,300
«Техноресурс»	0,003	0,024	0,003	0,066	100,000	36,400
«Східний геологічний союз»	0,387	3,676	0,353	3,975	109,500	92,500
ВКФ «ДІОН»	-	1,311	0,166	1,166	-	112,400

Джерело: Консалтингове агентство Ньюфолк

**Видобуток газу в Україні у вересні 2015 р.
та в період з січня по вересень 2015 р., млн.м³**

Підприємства	2015 р.	2014 р.		Вересень 2015 року до вересня 2014 року	9 міс. 2015 року до 9 міс. 2014 року, %	
	Вересень	з початку року	Вересень			з початку року
Видобуток газу, млн.куб.м.	1 648,40	14 805,00	1 630,40	15 094,90	101,10	98,10
НАК «Нафтогаз України»	1 298,80	12 012,70	1 369,60	12 631,80	94,8	95,1
«Укргазвидобування»	1 180,30	10 871,20	1 228,80	11 316,40	96,10	96,10
«Укрнафта»	118,50	1 141,5	140,80	1 315,50	84,1	86,8
Інші підприємства, млн. куб.м.	349,50	2 792,40	260,80	2 463,10	134,00	113,40
«Нафтогазвидобування»	129,90	904,80	59,50	556,70	187	162,5
Burisma Holdings, в тому числі	77,80	568,80	53,50	494,40	145,20	115,10
«Еско-Північ»	65,40	436,60	41,70	432,10	156,7	101,1
«Перша українська нафтогазова компанія»	9,90	103,30	9,30	41,20	106,20	250,30
ПАРІ	1,70	21,50	1,90	16,00	91,5	134,4
«Надрагаз»	0,80	7,50	0,70	5,10	120,80	145,60
Sub Energy, в тому числі	20,10	192,70	33,10	264,10	50,8	72,9
«Куб-Газ»	19,30	179,90	31,70	250,10	60,60	71,90
«Тиса-Газ»	0,90	12,80	1,30	14,10	64,6	90,7
Geo-Alliance, в тому числі	19,90	215,10	18,50	190,10	107,60	113,20
«Природні ресурси»	19,60	210,00	17,60	180,40	111,2	116,4

«Східний геологічний союз»	0,30	5,10	0,90	9,70	33,00	52,90
Полтавська газонафтова компанія	16,90	159,50	18,90	189,80	89,6	84,1
«Укрнафтобуріння»	16,70	180,50	9,90	124,90	168,40	144,50
Смарт-Холдинг, в тому числі	14,30	143,20	14,30	151,80	99,8	94,3
«Укргазвидобуток»	7,20	86,00	8,40	93,90	86,10	91,60
«Регал Петролеум»	4,40	40,60	4,70	43,70	95,3	92,7
«Променергопродукт»	2,60	16,60	1,20	14,10	211,50	117,40
«Девон»	10,60	60,30	3,50	32,00	306,3	188,3
«Енергія-95» («Гравеліт-21»)	8,30	91,90	10,30	131,30	80,30	70,00
«Сіріус-1»	6,60	61,00	7,1	65,30	93,8	93,5
«Системойлінженіринг»	3,70	3,70	----	----	0,00	0,00
«Шахта ім. А.Ф. Засядько»	3,30	25,20	----	----	0	0
Група компаній «Горизонти», в тому числі	3,20	17,70	0,8	9,10	384,20	194,10
«Горизонти»	1,10	6,30	0,4	3,90	265,2	162,7
«Геологічне бюро «Львів»	0,20	2,60	0,4	5,20	56,60	49,90
«Західнадрасервіс»	1,60	7,60				
«Прикарпатська енергетична компанія»	0,20	1,10				
«Газ-МДС» (ГП «Чернігів-нафтогазгеологія»)	3,10	17,10	0,5	5,40	592,2	315
«Сахалінське»	2,90	25,30	2,4	28,20	118,00	89,70
«Пласт»	2,30	21,20	4,9	39,80	46,5	53,4
«Арабський Енергетичний Альянс» («Кувейт Енерджи Юкрейн»)	1,60	15,40	0,9	11,50	174,80	134,30
«ТНГК»	1,10	5,90	0,6	4,50	165,2	130,4
Бориславська нафтова компанія	1,00	8,20	0,8	7,30	123,80	112,70
«Укрнафтогазінвест»	0,70	7,50	1,1	10,00	67,6	75,1
«Українська бурова компанія»	0,60	3,60	0,8	7,40	74,40	47,80
«Газінвест»	0,60	3,90	0,3	2,90	168,7	136
«Богородчаніннафтогаз»	0,50	5,00	0,5	0,90	109,90	523,80
«Макком-Груп»	0,50	5,40	0,3	2,50	163,1	215,9
«Нафтогазоремонт» («Укрнерудпром»)	0,50	4,40	0,6	5,50	80,90	80,00
«Дельта»	0,40	3,60	0,4	3,80	101,5	95,1
«Інтернафтогазбуд»	0,1	1,50	0,2	2,30	86,10	67,30
«Трубопласт»	0,10	0,90	0,1	1,10	101	80
«КапіталОйл»	0,10	0,90	0,1	0,10	180,00	1 864,00
«УкрКарпатОйл»	0,00	15,80	0,5	20,00	0	78,9
«Екотехінформ»	0,00	0,20	0,1	0,60	0,00	44,00
«Рожнятівнафта»	0,00	0,10			0	0

Джерело: Консалтингове агентство Ньюфолк

На початку жовтня 2015 р. депутати Верховної Ради України проголосували в першому читанні за законопроект № 2835, яким передбачається зниження рентної плати на видобуток газу до 29 % та 14% в залежності від глибини розробки копалин – до і більше 5 тис.м.

Даний законопроект був внесений лідером «Батьківщини» Ю.Тимошенко. Попри застереження, що в такий спосіб депутат може намагатись добитися більш сприятливого податкового режиму для спонсорів партії з числа власників газовидобувних компаній, слід зазначити, що даний законопроект може стати стимулом для вітчизняного газовидобутку.

За деякими оцінками, при одночасному зниженні споживання газу у 2025 році Україна зможе видобувати 30-32 млрд. м³ і позбавитись імпорту. В той же час, на долю державних компаній, що входять до складу НАК «Нафтогаз» припадає 4/5 вітчизняного видобутку газу. На фоні катастрофічного падіння в державному сегменті газовидобутку, можна прогнозувати, що якщо ситуація не зміниться, у 2020 році видобуток може складати лише 14-15 млрд. м³ на рік.

Надмірне втручання держави у функціонування ринку газу призводить до руйнації відносин між видобувними підприємствами та споживачами, що відображається на різкому скороченні видобутку та заморожуванні бурових проектів.

Однією з головних причин зменшення видобутку газу державними компаніями є несправедлива занижена ціна, що не переглядалась вже п'ять років, за якою компанії мають реалізовувати видобутий газ. За попередніми оцінками, у 2015 році «Укргазвидобування» чекає зменшення видобутку газу на 2,6% порівняно з 2014 р. – з 15,1 млрд. м³ до 14,7 млрд. м³. Оцінки колишнього голови компанії Сергія Костюка є досить красномовними: «Утримати видобуток на рівні 2014 року, думаю, вже неможливо. Видобуток знижуватиметься. Питання в тому, наскільки»³. Однією з причин зниження видобутку також вважають втрату двох родовищ у Луганській обл., щорічний видобуток на яких складав близько 50-70 млн. м³.



*спираючись на інформацію консалтингового агентства Ньюфолк

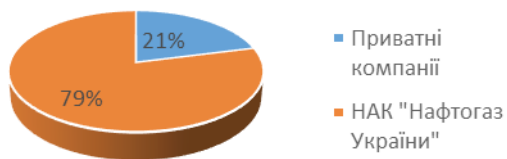
³ <http://www.day.kiev.ua/uk/article/ekonomika/vydobutok-gazu-y-nafty-v-ukrayini-mify-ta-realnist>

Видобуток нафти і газового конденсату в Україні, січень-вересень 2015 р., тис.тонн*

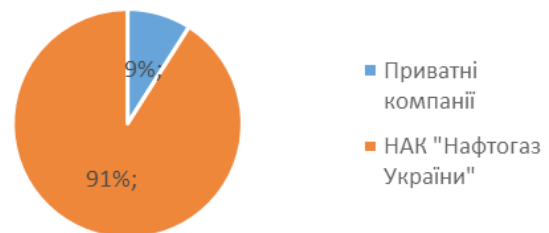


*спираючись на інформацію консалтингового агентства Ньюфолк

Частка компаній у видобутку природного газу в Україні, вересень 2015 р.



Частка компаній у видобутку нафти та газового конденсату в Україні, вересень 2015 р.



Таким чином головними тенденціями перших трьох кварталів 2015 р. стало падіння обсягів видобутку газу та нафти державними компаніями, продовження зростання видобутку в приватному сегменті, посилення в приватному сегменті позицій компаній ПрАТ «Нафтогазвидобування» та Burisma Holdings. Однак, з огляду на те, що державні видобувні компанії, що входять до складу НАК «Нафтогаз України» займають головні позиції на ринку газу та нафти (див. діаграми вище), а вони в свою чергу переживають складні часи, загальний видобуток по країні продовжує падати. Для покращення показників видобутку необхідно є розумна законодавча ініціатива з перегляду податкового навантаження на компанії, перегляд норм функціонування договорів спільної діяльності та угод про розподіл продукції, що стимулювало б прихід інвесторів, наступний етап поступового збільшення ціни на газ для населення. За таких умов та за умови нормалізації загальної політичної ситуації в країні, видобуток газу міг би сягнути 30-32 млрд. м³ наприкінці 20-х років.

2.3. Рекомендації про зміни та доповнення до національної практики ведення енергетичної статистики

Відповідно до директив, виконання яких було покладено на Україну в рамках членства в Енергетичному співтоваристві, зокрема Директиви 2008/92/ЕС «Щодо процедур співтовариства для покращення прозорості цін на газ та електроенергію для промислових користувачів», а також Регламенту 1099/2008 «Щодо енергетичної статистики», передбачається створення деталізованої статистичної звітності газових та електроенергетичних підприємств, встановлення єдиних рамкових умов для отримання, передачі, оцінки та поширення енергетичної статистики.

Наразі процес імплементації даних нормативних актів до кінця не доведений, проте спостерігаються деякі позитивні зрушення. Так, з 2012 року Державна служба статистики почала формувати енергетичний баланс України, починаючи з даних за 2010 рік за методологією МЕА та Євростату. Хоча дане зрушення можна сприймати першим позитивним кроком, проте наразі енергетичні баланси в Україні зводяться в умовах жорсткого обмеження фінансування та людських ресурсів. Так, зокрема, над зведенням та аналізом енергетичної статистики по Україні в центральному апараті Державної служби статистики працює 5 осіб, в той час як у регіональних та місцевих управліннях – 445 осіб. В цьому контексті доцільним є:

- визначення на рівні законодавства України загальних засад формування регіональної, територіальної та загальнодержавної статистики та основ зведення енергетичних балансів за всіма видами енергетичних ресурсів, а також проведення щорічного міжнародного аудиту в енергетичній сфері.
- збір даних Держстатом України щодо цін на природний газ, нафту, газовий конденсат для промислових споживачів, чим наразі займається регулятор, та оприлюднення відповідних звітів на річній основі. Відповідно необхідним є налагодження більшої координації між Держстатом, регулятором та Міненерговугіллям.
- посилення інституційної спроможності Держстату для збору та обробки даних, через залучення міжнародної фінансової допомоги. Гармонізація національної практики ведення енергетичної статистики із загальноприйнятими європейськими вимогами, зокрема перехід на єдину систему енергетичних одиниць, розвиток системи звітності на основі міжнародних стандартів.

Недостатня прозорість нафтогазового сектору України, зростання частки приватних компаній на ринку, ускладнюють і процес зведення енергетичної

статистики. Доступ до суспільно значущої інформації є ускладненим, а іноді й зовсім закритим, хоча закон «Про доступ до публічної інформації» є одним з найпрогресивніших. Великі масиви інформації не тільки не опрацьовуються у спосіб, передбачений загальноєвропейською практикою ведення енергетичної статистики, а й потребують нових підходів до формування звітності, зокрема обліку енергоресурсів не тільки у фізичних обсягах, але й у енергетичному еквіваленті, збільшення динамічності складання звітів – місячний, піврічний формат, що в свою чергу буде вимагати посилення інституційної спроможності самого Держстату, змін в деяких законодавчих актах щодо конфіденційності даних, розширення доступу зі сторони громадськості, зобов'язання зі сторони держави приватних компаній у розкритті показників видобутку та реалізації вуглеводнів.

Базою фінансових розрахунків має служити енергетичний еквівалент товарної продукції, а не фізичний обсяг видобутого ресурсу у приведеному вигляді.

III. ІНВЕСТИЦІЙНИЙ КЛІМАТ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ

3.1. Інвестиційний клімат у газовидобувній галузі України в 2010-2014 рр.

Прихід до влади нових політичних сил у 2010 році ознаменував собою черговий переділ газового ринку. Значні преференції отримали наближені до влади бізнесмени, включаючи видобувні активи, частки в діючих газовидобувних підприємствах, ліцензії та спеціальні дозволи, що заклало передумови для подальшого інтенсивного розвитку газовидобутку перш за все приватними компаніями.

Законодавче регулювання газовидобувної галузі протягом періоду 2010-2014 рр. здійснювалось Законами України «Про основи функціонування ринку нафти і газу», «Про нафту і газ», «Про трубопровідний транспорт», «Про природні монополії», «Про ліцензування окремих видів господарської діяльності». На інвестиційну привабливість галузі негативно впливає «половинчастість» законодавства, його часта зміна, відсутність чітких правил, адміністративна зарегульованість та непрозора система прийняття рішень державними органами. Позитивним моментом на шляху лібералізації та впорядкування законодавчого середовища стало прийняття у 2010 році Закону «Про основи функціонування ринку нафти і газу», що було однією з умов вступу України в Європейське енергетичне співтовариство. Закон надає можливості споживачам вільно обирати постачальника газу, рівний доступ до газотранспортної системи, розподілення функцій з видобування, транспортування і постачання газу НАК «Нафтогаз України».

У жовтні 2013 року Кабінет Міністрів затвердив проект нової редакції Кодексу про надра. Кодекс містить ряд прогресивних моментів, серед яких принцип «єдиного вікна» під час роботи власників ліцензій з державними органами, скасування поняття спеціальний дозвіл на користування надрами. Проте проект Кодексу так і не був переданий на розгляд до Верховної Ради.

Також важливим для розвитку нафтогазової галузі та залучення нових інвестицій у видобування природного газу є приведення нормативної бази, яка регулює порядок відведення земельних ділянок, а також введення в експлуатацію нових об'єктів, до сучасних стандартів.

У цей період власники приватних газовидобувних компаній отримали гарантії розвитку свого бізнесу і почали робити інвестиції в розвиток своїх активів. За результатами 2014 року сумарний об'єм видобутого природного газу зріс до 3,3 млрд. м³. Таким чином, у 2014р. доля приватних компаній у зальному об'ємі склала 16 %. Активний ріст показників приватних компаній зумовлений значними інвестиціями у галузь у 2013-2014 рр., що дозволило залучити сучасні технології та устаткування, а також нові для України підходи до освоєння родовищ природного газу. Основним мотивом інвестувати у газовидобувну галузь для приватних компаній були дуже привабливі ціни на газ в межах українського ринку. За неофіційними даними завдяки високим цінам маржа компаній у першій половині 2014 року складала від 30% до 50% доходу. Це зробило приватний

газовидобуток однією з галузей з найвищими темпами розвитку.

Так, наприклад, у 2014 році капітальні інвестиції ПрАТ «Нафтогазвидобування» в облаштування Семиренківського і Мачухського газоконденсатних родовищ склали 940 млн. грн., що майже у 8 разів перевищили показник 2013 року. Станом на 2014 рік, ця компанія стала найбільшим приватним видобувачем природного газу в Україні, розпочавши освоєння родовищ із глибиною залягання понад 5000 метрів. (Річний звіт ДТЕК, 2014)

Також необхідно відзначити, що протягом 2010-2014 рр. практично всі великі приватні газовидобувні компанії залучали нових інвесторів. Так, основним власником компанії «Куб-Газ» у 2010 році став польський бізнесмен Ян Кульчик. Відбулась купівля Енергохолдингом ДТЕК 50% компанії «Нафтогазвидобування». Один з найбільших нафтотрейдерів світу компанія «Vitol» стала власником 40 % активів групи «Гео-Альянс».

Нарощування темпів видобування приватними компаніями могло би бути ще більшим, однак законодавчі зміни у середині 2014 р., ініційовані Урядом, поставили під сумнів привабливість та рентабельність інвестицій у газовидобувну галузь України.

У той же час державні газовидобувні компанії протягом цього періоду втрачали найбільш перспективні ділянки і свердловини, для них залишили жорстко регульовані тарифи і ціни, а також зобов'язання постачати газ групам споживачів, що мають одні з найнижчих рівнів розрахунків за спожиті енергоресурси (наприклад, теплокомуненерго). Період 2010-2014 рр. для державних компаній характеризувався загалом утриманням об'ємів видобування на існуючому рівні і не спостерігалось суттєвих інвестицій у зростання об'ємів. Так, показник 2014 р. для ПАТ «Укргазвидобування» залишився на рівні 2013 року і склав 15,1 млрд. м³ природного газу. ПАТ «Укрнафта» підтвердило тенденцію до скорочення видобування і знизил показник видобутку у 2014 р. на 10,5 % у порівнянні з 2013 р., який у абсолютних цифрах склав 1,7 млрд. м³. У 2013 р. показник склав – 6,9%. (дані Міністерства енергетики та вугільної промисловості).

Низький рівень фінансування інвестиційних проектів державними компаніями зумовлений, у першу чергу, їх хронічними недофінансуванням. Відповідно до діючого законодавства, всі компанії, у яких державна частка перевищує 50%, повинні реалізовувати весь видобутий газ для забезпечення потреб населення за фіксованою ціною, яку встановлює НКРЕКП. Тарифи на газ для населення також формуються НКРЕ з урахуванням собівартості його видобування і супутніх витрат, при цьому прибуток компаній встановлюється на мінімальному рівні або взагалі може дорівнювати нулю. Тарифи на газ для населення не переглядались з серпня 2010 року до квітня 2014 року і склали 725,4-2954,1 грн./тис. м³ залежно від об'ємів споживання і наявності лічильника. З 1 травня 2014 р. регулятор встановив нові тарифи на рівні 1182 – 4011 грн./тис. м³. Проте, таке підвищення не вирішує проблему низької рентабельності видобування

природного газу державними компаніями, а відповідно і немає інвестиційного ресурсу. Очевидним є факт, що низька собівартість природного газу, видобутого державними компаніями, формується за рахунок великого фонду свердловин, які були пробурені ще у радянські часи. Поточне обслуговування та підтримання їх у робочому стані не потребує великих затрат, але такі свердловини постійно знижують свою продуктивність внаслідок зниження тиску пласта. Тому необхідно враховувати, що низька собівартість забезпечується на фоні постійного падіння видобутку газу.

Головні події навколо «Укрнафти» 2014 року були пов'язані із спробою уряду повернути контроль над компанією. Було кілька спроб провести збори акціонерів, але очікуваного результату уряд не досяг.

Також провалом закінчилося прийняття закону про акціонерні товариства, який повинен був допомогти державі поставити «Укрнафту» під свій контроль. Закон проголосували, але були допущені грубі помилки у формулюванні документа.

У 2014 році вдалі проекти реалізовані в рамках спільної діяльності. На Гніденцівському родовищі разом з компанією «Галс-К» завершено буріння семи свердловин. Дві з них мали початковий дебіт 40 тон на добу, решта 10-20 тон (за інформацією на сайті компанії).

Хоча родовище експлуатується більше 50 років, видобуток нафти не знижується. Ще чотири свердловини заплановано пробурити у 2015 році. Однак це, мабуть, один з небагатьох вдалих проектів, у яких бере участь «Укрнафта». В цілому, обсяги буріння «Укрнафти» незначні. Звідси і невтішні результати у видобутку.

Таким чином, головною перешкодою для збільшення газовидобутку державними компаніями називають низьку відпускну ціну, регульовану державою. Тому наразі не можна стверджувати про неефективність діяльності підприємств галузі, які знаходяться в державній власності. Натомість з очікуваним ростом цін на газ держава має врегулювати питання відкритості фінансової діяльності цих компаній та контролю за ефективністю використання коштів. Щоб забезпечити приріст видобутку, державним компаніям необхідно інвестувати у буріння нових свердловин, в сучасне устаткування, таке як, наприклад, мобільні бурові установки, устаткування для гідророзриву пласта, устаткування для капітального ремонту свердловин і т.д.

Значна частина респондентів не надала інформації про обсяги інвестицій на дату підготовки матеріалу до публікації. Дана інформація буде уточнюватися. Попередній аналіз наданої інформації свідчить, що за умови створення сприятливих умов для діяльності, а саме рентабельності ціни, стабільного податкового навантаження, спрощення дозвільних процедур та скорочення термінів отримання документації дозволить в найближчі роки суттєво наростити видобуток газу в Україні.

Приплив інвестицій у газову галузь прогнозувалось також за рахунок продажу спеціальних дозволів на користування нафтогазоносними надрами,

яких до кінця 2015 року Державна служба геології і надр планувала на аукціоні продати у кількості 25 одиниць. Проте учасники ринку відзначають складність порядку отримання спецдозволів на користування надрами і його періодичну зміну державними органами. Тому, для підвищення інвестиційної привабливості необхідно систематизувати та актуалізувати законодавство у цій сфері.

3.2. Вплив подій 2014 року на інвестиції в газовидобуток

У 2014 році економіка України перебувала у глибокій рецесії, що безпосередньо вплинуло на газовидобувну галузь, а сама економічна ситуація формувалась під впливом політичної кризи, що ускладнилася достроковими парламентськими та президентськими виборами, анексією Криму Російською Федерацією, а також військовою агресією РФ проти України у Луганській та Донецькій областях.

Відповідно спостерігалось скорочення споживання природного газу за всіма категоріями споживачів. 2014 рік був вкрай важким для газозабезпечення України. Більшу частину року «Газпром» не постачав газ в країну, до того ж навесні через окупацію Криму було втрачено контроль над компанією «Чорноморнафтогаз». Саме це можна назвати найбільшою втратою 2014 р. У розвиток компанії НАК «Нафтогаз України» вкладала значні кошти, зокрема, було придбано дві сучасні самопідйомні бурові установки. Їх експлуатація на Безіменному і Одеському родовищах дозволила компанії у 2013-2014 р.р. збільшити видобуток на 40%. На момент анексії Криму РФ «Чорноморнафтогаз» мав найбільший приріст видобутку (за даними НАК «Нафтогаз України»).

В цих умовах ситуацію вдалося до певної міри вирівняти перш за все завдяки імпорту газу з Європи. Але повноцінне її вирішення можливе лише в разі суттєвого нарощування власного видобутку газу.

У 2014 році новий Уряд, сформований після Революції гідності, ініціював ряд нововведень, які, як виявилось, негативно вплинули на регулятивне середовище ринку природного газу. У результаті було суттєво змінено правила функціонування газової промисловості.

Зокрема, влітку 2014 року парламент прийняв законопроект №4309а, відповідно до положень якого ставка користування надрами у випадку видобування газу на глибині до 5000 м була підвищена з 28% до 55%, у випадку видобування на глибині більше 5000 м – з 15% до 28% від вартості видобутої продукції. Підвищення ренти Уряд анонсував як тимчасовий захід, пов'язаний з кризою всередині країни, і планувалось повернення до попереднього рівня з 1 січня 2015 р.* Проте у бюджеті на 2015 р. дія підвищених ставок була пролонгована до 30 червня 2015 р.

Як результат більшість великих приватних газовидобувних компаній у 2014 р. заявили про припинення інвестицій. Зупинились розвідка, буріння, розробка

* http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=51735

нових свердловин. Більше того, британська JKH Oil & Gas подала на Україну позов у Стокгольмський арбітраж на суму 180 млн. дол. за неодноразове підвищення рентних платежів.

Через рік після підвищення ставок Уряд визнав помилковість свого рішення. Протягом дії ставок в 55% і 28%, інвестиції у видобуток і платежі в бюджет тільки знижувались. Таким чином влітку 2015 р. Уряд запропонував дворазове зниження податкового навантаження для діючих інвестиційних проектів, а нові розробки з 2016 року планують оподатковувати за 20% і 10% - в залежності від глибини покладів ресурсу, при введенні додаткової надбавки до податку на прибуток на рівні 30%. За таких умов за розрахунками Уряду потенційний обсяг видобутку газу в 2016-2020 роках збільшиться в 2-2,5 рази. Водночас, ставка ренти в 70% для держкомпанії «Укргазвидобування» і підприємств, які використовують форму спільної діяльності, не змінюється. На початку 2015 р. НАК «Нафтогаз України» розрахував економічно обґрунтовану собівартість природного газу, що видобуває ПАТ «Укргазвидобування», яка склала 5430 грн./тис. м³. У той же час НКРЕКП встановила ціну реалізації природного газу для компанії на рівні 1590,0 грн./тис. м³. У такій ситуації державні компанії не мають можливості фінансувати інвестиційні проекти у повній мірі, що відповідно впливає на об'єми геологорозвідки та буріння нових свердловин. Як результат, падіння або утримання об'ємів видобування без особливих вкладень у розвиток галузі.

Хоча варто відзначити, що існують і позитивні моменти. Так влітку 2015 року за результатами геологорозвідувальних робіт ПАТ «Укргазвидобування» в Великоберезнянському районі Закарпатської області, поблизу с.Тихий відкрито Лютнянське газове родовище. За даними попередньої оцінки фахівців перспективні ресурси газу цього родовища складають 2,4 млрд. м³. Початкові запаси газу відкритого свердловиною покладу склали 390 млн. м³.

Диференційовану ставку ренти для державних приватних газовидобувних компаній застосовують багато країн світу, проте в Україні середній рівень навантаження є одним з найвищих – середній показник у світовій практиці – 7 – 17%. Разом з тим, якщо буде введено додатковий податок у розмірі 30% навіть з урахуванням зниження рентних ставок, фіскальне навантаження на галузь відчутно не зміниться. Крім того, конкуренцію українському газу складає імпорт з ЄС.

Постановою №596 та № 59 від 7 і 9 листопада, а також № 647 від 26 листопада Кабінет Міністрів зобов'язав найбільші промислові підприємства України купувати природний газ тільки у НАК «Нафтогаз України» у період до березня 2015 р. Поясненням таких дій була необхідність наповнення державного бюджету та покращення фінансового стану національної компанії за рахунок зміни структури ринку на її користь. Проте такі нововведення викликали критику від інших гравців ринку природного газу та міжнародних організацій, оскільки прогнозувалось, що вони зумовлять скорочення об'ємів видобування газу приватними компаніями, що у далекій перспективі може призвести до зниження енергозалежності держави. Також ці кроки ще більше сповільнювали приведення

у відповідність українського законодавства до вимог третього енергетичного пакету ЄС, яким передбачено дерегуляція галузі і неможливість керування у ручному режимі.

Так, нове керівництво ПАТ «Укргазвидобування» у 2014 році розпочало перегляд умов спільної діяльності в частині передавання видобутого газу компанії. Після того, як розбіжності було врегульовано, компанія реалізувала декілька важливих проектів з «Карпатигаз» з будівництва дотискних компресорних станцій на родовищах Полтавської області. За оцінкою експертів будівництво таких станцій є найшвидшим методом наростити видобуток природного газу і в окремих випадках окупність становить менше року. «Укргазвидобування» має декілька десятків родовищ, що знаходяться на завершальній стадії розробки, і використання ДКС може бути досить успішним. Оскільки компанія фінансувати такі проекти не в змозі, то ці інвестиційні проекти реалізуються у форматі спільної діяльності з «Карпатигаз».

Крім того компанія активно намагається залучити великих учасників ринку для розвитку і розробки газових родовищ. Так, влітку 2015 р. на українсько-американському форумі у Вашингтоні був підписаний меморандум про взаєморозуміння з компанією Frontera. Співробітництво планують реалізувати у формі спільної діяльності або угоди про розподіл продукції.

На 2015 р. у ПАТ «Укргазвидобування» запланований операційний аудит на рівні свердловин та родовищ, який повинен вказати на потенціал, за рахунок якого можна досягти зростання видобутку. У результаті компанія планує отримати інвестиційну програму. Станом на червень 2015 року перша фаза технічного аудиту виконана компанією Deloitte, фінансування наступної фази очікується не раніше 2-го кварталу 2016 року. Попередній звіт за 1-ою фазою буде підготовлено на січень 2016 року. Попередні неофіційні результати вказують на значні проблеми компанії із недостовірністю геологічних даних про запаси, застарілість базового обладнання, а також значні проблеми компанії із управлінням безпекою своїх робіт.

Також НАК «Нафтогаз України» продовжує перемовини про надання ПАТ «Укргазвидобування» так званого «китайського» кредиту в частині закупівлі не тільки бурових установок, як передбачалось, але й для закупівлі обладнання для капітального ремонту свердловин, колтюбінгових установок, геофізичного обладнання та іншого, яке потребує модернізації.

Влітку 2014 року у зв'язку з військовими діями у східній частині України Royal Dutch Shell призупинила розвідування родовищ нетрадиційного газу Юзівської площі. У середині грудня 2014 стало відомо, що американська компанія Chevron вирішила в односторонньому порядку вийти з проекту з освоєння Олеської площі. Планувалося, що Shell та Chevron будуть видобувати газ в Україні не самі, а з українськими партнерами – спільними підприємствами, створеними за участю НАК «Надра України» (частка 90%) і маловідомою компанією «СПК-Геосервіс» (10%). Ці СП («Надра Юзівська» і «Надра Олеська») є стороною угод про розподіл продукції (УРП) з Shell і Chevron по Юзівській і Олеській площах.

За непідтвердженою інформацією однією з причин рішення Chevron вийти з проекту з видобутку сланцевого газу на Олеській площі в Україні, є необхідність перегляду договору на вимогу української сторони у разі вилучення «фірми-прокладки», яку пов'язують з представниками влади часів керівництва В. Януковича, що потребувало додатково рік-два для проходження процедури нового договору. На початку липня представництво Chevron Ukraine B.V. остаточно оголосило про припинення своєї діяльності в Україні. Так було втрачено можливість отримати інвестиції у розмірі 350 млн. дол., які компанія планувала витратити протягом перших двох-трьох років на розвідку і буріння свердловин.

Узагальнюючи проблеми, які стояли перед вітчизняною газовидобувною сферою в період 2010-2014 р.р. можна виділити наступні:

1 Зарегульованість галузі, велика кількість законів та інших нормативно-правових актів, які регулюють галузь. Зокрема:

- задовга та складна процедура погоджень та одержання дозволів;
- постійні зміни в законодавстві: більшість питань регулюється не Кодексом про надра, а постановами КМУ, наказами Держгеонадра;
- спроба зобов'язати приватні газовидобувні підприємства закачувати 50% газу до підземних сховищ газу;
- непрозора процедура проведення аукціонів на користування надрами, відсутність аукціонів щодо пріоритетних, інвестиційно привабливих ділянок газу;
- обов'язкові експертизи та моніторинги, які, по суті, є неправомірними, проводяться обмеженим колом компаній, вартість експертиз та моніторингів є договірною та непомірною.
- довга, складна і непрозора процедура відведення земель. Неможливість оформлення прав на земельні ділянки для потреб нафтогазовидобувної галузі;
- непрозора процедура введення об'єктів нового будівництва в експлуатацію (ДАБК);
- обмежені пропозиції на ринку сервісних послуг, зокрема таких крупних проектів по договорах про розподіл продукції з Shell та Chevron.

2 Відсутність повноцінного прозорого ринку газу. Зокрема:

- високий рівень впливу на сектор НАК «Нафтогаз України» в частині формування балансу газу, продажу газу промисловим споживачам, транспортування та зберігання газу (вартість послуг, розрахунок втрат, квоти на експорт та імпорт);
- відсутність чітких планів щодо створення так званого національного регулятора ринку газу – НАК «Нафтогаз України» не може бути ним у принципі, так само як і НКРЕКП;

- нереалізація на практиці норм Закону України «Про засади функціонування ринку газу», таких як вільний вибір продавців газу;
- відсутність реальної можливості експорту газу;
- відсутність єдиної ціни на газ для всіх категорій споживачів, визначеної у прозорий спосіб на конкурентних засадах.

3 Високий рівень корупції в галузі

- окремі видобувні компанії, наприклад Regal Petroleum та ТОВ «Нафтогазвидобування» стикнулись з тиском з боку державних органів та з часом змінили своїх власників;
- наявність корумпованих чиновників, афілійованих з певними олігархічними угрупованнями, які здійснюють політику виключно в їх інтересах.

4 Великі перешкоди при здійсненні зовнішньоекономічних операцій з енергоносіями та обмеження валютно-курсової політики щодо вільного поводження з валютними рахунками для іноземних компаній.

5 Невизначеність курсу геополітичного руху країни тримала інвесторів в очікуванні рішення України щодо євроінтеграційного курсу, що не стимулювало реалізації довгострокових інвестиційних проектів.

6 Відсутність чіткого плану дій держави щодо реальної оцінки запасів, на територіях, на які планують продавати ліцензії. Світовою практикою є залучення кредитів та міжнародних компаній для проведення сейсмічних та інших видів вишукувань для цих завдань з метою визначення реальних перспектив нафтогазових площ в Україні.

7 Незрозумілі принципи політики уряду в нафтогазовій галузі – керуючись вимогами 3-го енергетичного пакету ЄС існують плани розділити НАК «Нафтогаз України» відокремивши нафто- і газотранспортну сфери у своєму управлінні і залишити ПАТ «Укргазвидобування» та державну частку у ПАТ «Укрнафта». При цьому, транспортна система визнається національним стратегічним об'єктом на політичному рівні, а де-факто може відійти під контроль окремих осіб чи фінансових груп, юридично перебуваючи у власності держави.

Станом на 2014 рік позитивні зрушення досягнуто лише в контексті геополітичного позиціонування. Інші проблеми залишились невирішеними. А до них додалися інші, зокрема:

- Втрата контролю над перспективними з точки зору видобутку газу і вугілля родовищами Донецької і Луганської областей через окупацію частини території проросійськими сепаратистами.
- Проведення АТО на сході України.

- Девальвація національної валюти.
- Високі ставки податку на надра, які в серпні 2014 р. були підвищені майже в 2 рази.
- Затвердження Кабінетом Міністрів постанови № 596, якою передбачена можливість придбання газу промисловими споживачами лише у НАК «Нафтогаз України» і, таким чином, обмеження можливості інших газовидобувних компаній розпоряджатися своїм ресурсом.
- Видання низки указів Президентом України, які здатні призвести до подальшого підвищення рівня зарегульованості галузі.
- Збільшення тиску на видобувні компанії з боку контролюючих органів.

3.3. Аналіз даних про інвестиційні потоки в і з енергетичного сектору у 2015 році, перспективи та передумови для інвестицій в найближчі роки

Перша половина 2015 року пройшла на фоні відчутного падіння обсягів видобування приватними компаніями та у широкій дискусії щодо довготермінового рішення з оподаткування газовидобувної галузі, до якої залучались представники комітету Верховної Ради з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки, Міністерства фінансів, Міністерства енергетики та вугільної промисловості, Державної фіскальної служби, представники галузі та профільних організацій.

У березні 2015 р. Кабінет Міністрів України прийняв постанову № 375-р, яка передбачає напрям реформ енергетичного сектору, зокрема розроблення і внесення у Верховну Раду документів, що відносяться до сфери надрокористування:

- зміни у Податковий кодекс щодо оподаткування газовидобувних компаній з урахуванням інвестиційної привабливості;
- нову редакцію Кодексу про надра;
- комплексний аудит приватних і державних користувачів нафтогазоносних надр, аналіз стану виконання програми робіт на ділянках надр та анулювання дії спеціальних дозволів, за якими не виконується програма у повному об'ємі.

Необхідно наголосити, що найбільш негативний вплив на газовидобувну галузь мав саме фіскальний режим. Об'єм видобування природного газу приватними компаніями, який зростав на 35-40% в рік до підвищення ренти у 2014 році, в 2015 році зросте менше ніж на 10%, і то, лише завдяки введенню в експлуатацію свердловин, буріння яких було розпочате ще при ставках ренти до їх підвищення. За оцінками експертів у 2015 році плановий обсяг інвестицій в розвідку та видобуток приватними компаніями зменшиться на більш, ніж 411 млн. дол. Результатом перегляду інвестиційних програм стала відмова від буріння 90% свердловин, що були заплановані компаніями на 2015 рік. За даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, видобуток газу в Україні (без урахування Криму) у січні-серпні 2015 скоротився на 5%, або на

631 млн. м³ порівняно з аналогічним періодом 2014 року. За прогнозами це призведе до скорочення запланованого обсягу видобутку в 2016 р. на 1,5 млрд. м³. До розроблення принципово нової податкової системи для галузі газовидобування була залучена міжнародна консалтингова компанія IHS, яка провела детальний аналіз геологічних та економічних аспектів видобування газу в Україні [за матеріалами круглого столу «Газова незалежність: умови забезпечення та законодавче поле»].

Результатом перемовин між Урядом та газовидобувними компаніями стала узгоджена консолідована версія змін до Податкового кодексу, яка втілилась в урядовий законопроект №2352а, який передбачає зниження ренти і сприяє інвестиційній привабливості. Урядовий проект підтримали міжнародні експерти, Міжнародний Валютний Фонд, міжнародні фінансові інституції, газовидобувні компанії та інші учасники ринку видобування природного газу. У цьому законопроекті запропоновано послідовне комплексне реформування газовидобувної галузі до 2018 року. Зокрема, з 1 жовтня 2015 р. по 31 грудня 2017 р. ставки ренти для видобувних компаній повинні знизитись до 29% та 14% відповідно для глибини видобутку до 5000 м та понад 5000 м. З 1 січня 2018 р. та надалі впроваджується перехід до оподаткування на базі додаткового прибутку, що є загальноприйнятною світовою практикою для галузі, зниження ставок ренти для незалежних видобувних компаній до 20% та 10% (відповідно для глибини видобутку до 5000 м та понад 5000 м). Впроваджується новий податок – надбавка до податку на прибуток в розмірі 15%, яка буде сплачуватися тільки тоді, коли компанії отримують прибуток та не реінвестують його у видобуток.

Для договорів про спільну діяльність ставка ренти залишалась незмінною, оскільки в таких договорах є потенційна тіньова складова, та такі договори вимагають подальшого перегляду для балансування інтересів держави. Для «Укргазвидобування» ставка ренти буде змінюватися за окремим графіком, оскільки податкові надходження від цієї компанії для держави використовуються за рішенням уряду для виплати субсидій малозабезпеченим верствам населення.

У планах Міністерства енергетики та вугільної промисловості України є розроблення інвестиційної програми для ДК «Укргазвидобування» із врахуванням сучасних світових технологій буріння, інтенсифікації, освоєння потенціалу нетрадиційних вуглеводнів. Вона передбачає збільшення:

- пошуково-розвідувального буріння від 10 тис.м в 2015 році до 102 тис. м в 2020 році;
- експлуатаційного буріння від 10 тис. м в 2015 році до 68 тис. м в 2020 році;
- видобутку газу за рахунок інтенсифікації на діючих свердловинах з 363 млн. м³ в 2015 році до 645 млн. м³ в 2020 році;
- отримання кожного року 15 нових спеціальних дозволів дозволить поповнювати ресурсну базу як основу для подальшого збільшення видобутку⁴.

⁴ <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245046072>

Окрім зменшення податкового навантаження у вигляді ставки ренти, необхідним є розроблення механізму розрахунку ставки для кожного родовища з урахуванням декількох чинників. Це надасть впевненості інвесторам та прогнозованості. Також для інвесторів привабливими були б більш ефективні організаційно-правові форми співробітництва, зокрема державно-приватне партнерство у вигляді угод про розподіл продукції. Законопроект № 3042, що зареєстрований у Верховній Раді, передбачає внесення змін до Закону про УРП, які спрямовані на уточнення і зниження регулятивного навантаження у процесі укладання таких угод. Світова практика вказує на те, що така модель видобування природного газу повинна передбачати особливе податкове стимулювання одночасно з покладанням на інвестора основних ризиків, що пов'язані з геологорозвідувальними роботами та безпосередньо видобуванням. Модель, коли фіскальний розподіл результатів здійснюється саме шляхом розподілу вуглеводневої продукції, а не через податки, є прогресивною, а удосконалення законодавства щодо угод про розподіл продукції є хорошим інструментом для залучення інвесторів.

Ще одним напрямом, який дозволить підвищити інвестиційну привабливість, є дерегуляція та спрощення землевідведення. Чинні терміни відведення земельних ділянок для підприємств, які здійснюють розвідувальні роботи, та могли б вже безпосередньо приступити до таких робіт, становлять щонайменше 4 місяці. На практиці ж процедура відведення земельних ділянок може тривати і 2-5 років. Згідно з чинним законодавством до моменту завершення процедури відведення земель і отримання правостановлюючого документа на земельну ділянку необхідно зупинити облаштування продуктивної свердловини, законсервувавши її на період оформлення права на земельну ділянку. Тобто, поки процедура землевідведення не завершена, неможливо вводити в експлуатацію свердловини, що своєю чергою призводить до зривів термінів будівництва трубопроводів-шлейфів до свердловин та введення їх в експлуатацію, зменшення надходжень до бюджетів усіх рівнів, зменшення суми нарахування та сплати ресурсних платежів. Вирішення вищезазначених проблем можливе шляхом внесення змін до статей 66, 97, 98, 99, 102, 122, 141, 149 Земельного кодексу України. Врегулювання також потребує і правовий статус об'єктів нафтогазодобування. Так, чинним законодавством України (Законом України «Про регулювання містобудівної діяльності» та ін. законодавчими актами) чітко не визначено питання віднесення до об'єктів містобудування нафтових і газових свердловин (параметричних, пошукових, розвідувальних, експлуатаційних) та наземного обладнання свердловин.

У разі створення сприятливих інвестиційних умов прогнозується, що власний видобуток газу постійно зростатиме і у 2020 р. складе 23 млрд. м³, у 2030 –

40 млрд. м³, то потреба в імпортному газі становитиме на рівні 17 млрд. м³ у 2020 р. До 2030 р. український газовидобуток буде здатен задовольнити внутрішній попит у повному обсязі. Такий сценарій можливий в разі суттєвого зниження споживання газу в українській економіці взагалі – динаміка початку 2015 року підтверджує можливість такого, оскільки суттєве підвищення роздрібних цін на природний газ для комунального та побутового використання призвів до скорочення його споживання на 10-60% за різними секторами промисловості порівняно із попередніми роками⁵.



3.4. Рекомендації для покращення інвестиційного клімату у сфері газовидобутку

У світовій практиці інвестиції в нафтогазовій галузі здійснюються за наступними напрямками:

- придбання ліцензійних ділянок
- геологорозвідка, розвідувальне буріння та експлуатаційне буріння
- застосування інноваційних технологій.

⁵ <http://businessviews.com.ua/ru/economy/id/deshevogo-gaza-ne-budet-15-otrezvljajuschih-faktov-o-gaze-kotorye-ty-dolzhen-prochitat-do-togo-kak-idti-na-vybory-879/>

Інвестиції в Україні за цими напрямками практично відсутні – ліцензування відбувається у непрямий спосіб, а отже відкритої інформації про фінансові потоки немає.

При цьому, очевидною є нераціональність поточної політики уряду у сфері ліцензування. По-перше, одноразове вилучення у надрокористувачів великих коштів на аукціонах з надання прав користування надрами фактично скорочує на ту ж суму обсяги інвестицій у геологорозвідку. По-друге, іноді права на найперспективніші площі одержують комерційні структури, які не мають матеріальної бази для видобутку вуглеводнів. По-третє, українські уряди не завжди виконують зобов'язання своїх попередників.

Якщо, наприклад, збільшити обсяги пошуково-розвідувального буріння до рівня, передбаченого Національною програмою «Нафта і газ України до 2010 року», то до 2030р. можна наростити розвідані запаси до понад 150 млн. т. нафти і газового конденсату. Для цього підприємствам НАК «Нафтогаз України» слід щорічно вводити в пошукове буріння 30 перспективних площ, здійснюючи сейсмічні роботи на 40-45 інших⁶.

Немає широкого застосування створених нафтогазовою наукою України новітніх технологій та технічних засобів розвідки й розробки родовищ. Інвестиції в основний капітал на 1 т видобутої нафти в Україну як мінімум є удвічі меншими, ніж у країнах Європи. Для забезпечення стабільної роботи галузі з річним видобутком понад 5 млн. т нафти необхідно від 0,5 млрд. до 1,0 млрд. дол. щорічно.

Проаналізувати плани закупівель базових компаній (ПАТ «Укргазвидобування», ПАТ «Укрнафта» чи приватних видобувачів) неможливо, оскільки вони публікуються інколи без конкретних чисел чи постійно зазнають змін.

Ключовими інноваційними областями, на які орієнтована сучасна нафтогазовидобувна промисловість, є:

- «оцифрування» родовищ (*field digitizing*). Йдеться про візуалізовану веб-платформу, за допомогою якої компанії можуть вимірювати та відслідковувати всі дані, що надходять з усього родовища;

- «доступ до раніше недоступного» (*accessing the previously inaccessible*). Завдяки новим технологіям інтенсифікації істотно збільшуються обсяги вилучення важкодоступних ресурсів. До таких технологій слід віднести: гідравлічний і газодинамічний (із закачуванням вуглекислого газу) розрив пласта; реагентне, реагентно-гідроімпульсно-віброструмінне, азотно-імпульсне, електрогідравлічне, електричне оброблення свердловин; щілинне розвантаження пласта; об'ємно - і віброхвильовий вплив; зменшення в'язкості нафти;

- зменшення екологічних наслідків видобутку традиційних вуглеводнів.

Основою для інвестицій мають бути реформи, демонополізація, прозорість й удосконалення правових і регуляторних механізмів. Держава повинна мінімум інвестувати, але максимально створювати сприятливий інвестиційний клімат. Головні передумови й джерела інвестицій: деофшоризація економіки,

⁶ [http://www.razumkov.org.ua/upload/Draft%20Strategy_00%20\(7\).pdf](http://www.razumkov.org.ua/upload/Draft%20Strategy_00%20(7).pdf)

впровадження стимулюючого податкового і регуляторного законодавства, економічно обґрунтовані тарифи та міжнародні інвестиції. Частка прямих державних інвестицій з державного бюджету України для розвитку енергетичної інфраструктури не повинна перевищувати 5-10%. Загальний обсяг інвестицій з усіх джерел оцінюється у розмірі 1300 млрд. грн (за курсом 22 грн за 1 дол.США).

Створення сприятливого інвестиційного клімату можливо забезпечити, насамперед, через формування конкурентних ринків на базі прозорої регуляції за європейськими правилами, інтеграції енергетичної інфраструктури України з енергосистемами країн ЄС, дотримання принципу верховенства права та реалізації механізму державно-приватного партнерства.

Інвестиційна привабливість економіки України і, насамперед, енергетичного сектору залишатиметься низькою, якщо не буде вжито комплекс заходів, спрямованих на запобігання відтоку капіталів та повернення виведених. У зв'язку з цим, доцільно:

- запровадити заходи з деофшоризації енергетики через заборону використання офшорних схем власності та розрахунків енерго- та газорозподільчих компаній (обленерго, облгази);
- повернути фінансові ресурси, що упродовж багатьох років виводилися з енергетичного сектору України та акумульовані на офшорних рахунках через амністію капіталів;
- запровадити прозорий механізм державних закупівель;
- створити сприятливий інвестиційний клімат через механізми державно-приватного партнерства та прозору регуляцію європейського зразка;
- впровадити стимулююче податкове законодавство;
- відмовитись від практики бюджетного сприяння природним монополіям через фінансові інструменти.

Загалом рекомендації щодо покращення інвестиційного клімату у газовидобувній галузі можна сформувати у такий перелік:

- Зменшити податкове навантаження, а саме знизити ставки ренти
- Відновити окремі ставки ренти на видобування газу в рамках угод про розподіл продукції на рівні грудня 2014 р., тобто 1,25%.
- Продовжити лібералізацію газового ринку, зокрема розробити необхідно нормативно-правову базу для ефективного функціонування Закону «Про ринок газу», надати рівні права для всіх учасників ринку, доступ до інфраструктури, ресурсів і т.д.
- Провести масштабні та прозорі аукціони з продажу спецдозволів.
- Спростити порядок користування землею для потреб нафтогазовидобувної діяльності, скасувати необхідність отримання акту гірничого відводу, який дублює інформацію у спецдозволі на користування надрами, зменшити терміни оформлення прав на землю і введення об'єктів будівництва в експлуатацію, врегулювати правовий статус об'єктів нафтогазодобування

- Розробити та реалізувати прогнозовані процедури подання документів та отримання дозвільних документів для початку розробки родовищ за принципом «єдиного вікна». На сьогодні за даними Мінвуглепрому України для початку робіт з видобування слід отримати понад 70 різних дозволів, погоджень тощо і тільки 3 з них перебувають у компетенції самого міністерства
- Запровадити режим податкового стимулювання інвестицій, спрямованих на підвищення нафтогазовилучення, особливо у частині старих родовищ;
- Повернутись до питання видобування газу із нетрадиційного походження (сланцевого газу, газу зі щільних порід-колекторів)
- Відмінити обов'язкові експертизи та моніторинг, передбачені Постановою Кабінету Міністрів України №615 від 30.05.2011 р.
- Продовжити стабілізацію та систематизацію законодавства у нафтогазовій галузі.

IV. АНАЛІЗ ПОДАТКОВИХ ТА БЮДЖЕТНИХ ПРОЦЕДУР УПРАВЛІННЯ КОШТАМИ ВІД ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

В 2014 році відбулися суттєві зміни в Податковому кодексі України. Розділ X «Рентна плата за нафту, природний газ і газовий конденсат, що видобуваються в Україні» та Розділ XI «Плата за користування надрами» Податкового кодексу України (далі – ПКУ) Законом № 71-VIII від 28.12.2014 «Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких законодавчих актів України щодо податкової реформи» було виключено із ПКУ.

Натомість в Податковому кодексі України з'явився Розділ XI «Рентна плата», яким сьогодні регулюються відносини, що виникають у сфері справляння рентної плати за користування надрами для видобування корисних копалин, в тому числі і вуглеводневих.

Таким чином, сьогодні, згідно ПКУ в редакції на 25.10.2015р. головним джерелом надходження коштів до бюджетів України від видобутку вуглеводнів є рентна плата, яка справляється у вигляді:

- 1) рентної плати за користування надрами для видобування корисних копалин;
- 2) рентної плати за користування надрами в цілях, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин.

Платниками рентної плати за користування надрами для видобування корисних копалин є суб'єкти господарювання, у тому числі громадяни України, іноземці та особи без громадянства, зареєстровані відповідно до закону як підприємці, які набули права користування об'єктом (ділянкою) надр на підставі отриманих спеціальних дозволів на користування надрами в межах конкретних ділянок надр з метою провадження господарської діяльності з видобування корисних копалин, у тому числі під час геологічного вивчення (або геологічного вивчення з подальшою дослідно-промисловою розробкою) в межах зазначених у таких спеціальних дозволах об'єктах (ділянках) надр.

Для цілей оподаткування платники рентної плати за користування надрами для видобування корисних копалин здійснюють окремий (від інших видів операційної діяльності) бухгалтерський та податковий облік витрат та доходів за кожним видом мінеральної сировини за кожним об'єктом надр, на який надано спеціальний дозвіл.

Об'єктом оподаткування рентною платою за користування надрами для видобування корисних копалин по кожній наданій у користування ділянці надр, що визначена у відповідному спеціальному дозволі, є обсяг товарної продукції гірничого підприємства - видобутої корисної копалини (мінеральної сировини), що є результатом господарської діяльності з видобування корисних копалин у податковому (звітному) періоді, приведеної у відповідність із стандартом, встановленим галузевим законодавством.

Йдеться про обсяг товарної продукції гірничого підприємства - видобутої корисної копалини (мінеральної сировини), що є результатом господарської діяльності з видобування корисних копалин з надр на території України, її

континентального шельфу і виключної (морської) економічної зони, а також обсяг товарної продукції гірничого підприємства – видобутої корисної копалини (мінеральної сировини), що є результатом господарської діяльності з видобування корисних копалин з відходів (втрат, хвостів тощо) гірничого виробництва.

Деякі корисні копалини не належать до об'єкта оподаткування рентною платою за користування надрами для видобування корисних копалин. Так, до об'єкта оподаткування рентною платою за користування надрами для видобування корисних копалин не належить обсяг природного газу, визнаного рециркулюючим відповідно до вимог ПКУ.

Базою оподаткування рентною платою за користування надрами для видобування корисних копалин є вартість обсягів видобутих у податковому (звітному) періоді корисних копалин (мінеральної сировини), яка окремо обчислюється для кожного виду корисної копалини (мінеральної сировини) для кожної ділянки надр на базових умовах поставки (склад готової продукції гірничого підприємства).

4.1. Особливості оподаткування при видобутку нафти і газу

Вартість товарної продукції підприємства – видобувника вуглеводнів у податковому (звітному) періоді обчислюється платником для кожної ділянки надр за фактичною ціною реалізації.

Фактична ціна реалізації для нафти, конденсату визначається центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику економічного розвитку, за податковий (звітний) період як середня ціна одного бареля нафти «Urals», перерахована у гривні за тонну за курсом Національного банку України станом на 1 число місяця, що настає за податковим (звітним) періодом, визначена за інформацією міжнародного агентства (котирування UralsMediterranean та UralsRotterdam). При визначенні фактичної ціни реалізації для нафти, конденсату використовується середній показник місткості барелів в 1 тонні нафти марки «Urals» у розмірі 7,28.

Фактичною ціною реалізації для газу природного вважається:

для газу природного, що відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 ПКУ, - закупівельна ціна, встановлена національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, для кожного суб'єкта господарювання, який відповідає критеріям, визначеним статтею 10 Закону України «Про засади функціонування ринку природного газу»;

Довідково: 252.24. Платник рентної плати або уповноважена особа, які у податковому (звітному) періоді видобули природний газ (у тому числі нафтовий (попутний) газ) та реалізували суб'єкту, уповноваженому Кабінетом Міністрів України, для формування ресурсу природного газу (у тому числі нафтового (попутного) газу), що використовується для потреб населення.

для іншого газу природного - ціна, що дорівнює граничному (максимальному) рівню ціни на природний газ, що реалізується промисловим споживачам, який встановлюється національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики.

Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику економічного розвитку, до 10 числа місяця, наступного за податковим (звітним) періодом, розміщує визначену ціну реалізації відповідного виду товарної продукції гірничого підприємства – видобутої корисної копалини (мінеральної сировини) на своєму офіційному веб-сайті у спеціальному розділі та повідомляє центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну податкову і митну політику.

Вартість одиниці кожного виду товарної продукції гірничого підприємства – видобутої корисної копалини (мінеральної сировини) обчислюється як співвідношення суми доходу, отриманого платником рентної плати від реалізації відповідного виду товарної продукції гірничого підприємства – видобутої корисної копалини (мінеральної сировини), та обсягу (кількості) відповідного виду реалізованої товарної продукції гірничого підприємства - видобутої корисної копалини (мінеральної сировини), що визначається за даними бухгалтерського обліку запасів готової продукції такого платника.

Відповідно до статті 252.20 ПКУ ставки рентної плати за користування надрами для видобування вуглеводнів встановлюються у відсотках від вартості товарної продукції гірничого підприємства – видобутої корисної копалини (мінеральної сировини) у розмірах показаних в таблиці 1.

Таблиця 1

Ставки рентної плати за користування надрами для видобування вуглеводних

Назва груп корисних копалин, що надана у користування надрами підприємству	Ставка, % від вартості товарної продукції підприємства	
	до 01.01.2015	із 01.01.2015
Вуглеводні:		
нафта:		
з покладів, які повністю або частково залягають на глибині до 5000 метрів	39,00	45,00
з покладів, які повністю залягають на глибині понад 5000 метрів	18,00	21,00
конденсат		
з покладів, які повністю або частково залягають на глибині до 5000 метрів	42,00	45,00
з покладів, які повністю залягають на глибині понад 5000 метрів	18,00	21,00
газ природний (будь-якого походження):		
природний газ, що відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 цієї статті, видобутий з покладів до 5000 метрів	20,00	70,00
природний газ, що відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 цієї статті, видобутий з покладів понад 5000 метрів	14,00	14,00
з покладів на ділянках надр (родовищах) в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України	11,00	11,00
природний газ, видобутий під час виконання договорів про спільну діяльність	-	70,00
з покладів, які повністю або частково залягають на глибині до 5000 метрів	28,00	55,00
з покладів, які повністю залягають на глибині понад 5000 метрів	15,00	28,00

Як бачимо, ставки рентної плати за користування надрами для видобування вуглеводнів із 1 січня 2015 року було збільшено і особливо стосовно природного газу, видобутого з покладів до 5000 метрів (із 20% до 70%), та введено нову ставку в 70% для природного газу, видобутого під час виконання договорів про спільну діяльність.

Податковим кодексом встановлено також пільгові умови оподаткування для додаткових обсягів вуглеводневої сировини, видобутої внаслідок виконання діючих або нових інвестиційних проектів (програм, договорів) на ділянках надр (родовищах, покладах), що характеризуються погіршеними гірничо-геологічними умовами (важковидобувні) або виснаженістю в процесі розробки в попередніх періодах, а також нових свердловинах чи групах свердловин, що розташовані на таких ділянках надр.

У цьому випадку додатковий видобуток відповідної вуглеводневої сировини оподатковуються за ставкою 2 % від вартості.

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 Кабінетом Міністрів України за поданням центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику економічного розвитку.

Перелік ділянок надр та/або об'єктів ділянок надр, на яких реалізуються нові інвестиційні проекти (програми, договори), визначається центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі.

Водночас, така пільгова норма поширюються лише на підприємства, частка держави у статутному капіталі яких 25 % та більше, а також на:

господарські товариства, 25 % та більше акцій (часток, паїв) яких знаходяться у статутних капіталах інших господарських товариств, контрольним пакетом акцій яких володіє держава;

дочірні підприємства, представництва та філії таких підприємств і товариств; учасників договорів про спільну діяльність, відповідно до яких вартість вкладу підприємств, частка держави у статутному капіталі яких становить 25 % та більше, господарських товариств, 25 % та більше акцій (часток, паїв) яких знаходиться у статутних капіталах інших господарських товариств, контрольним пакетом акцій яких володіє держава, а також дочірніх підприємств, представництв та філій таких підприємств і товариств, становить 25 % та більше загальної вартості вкладів учасників договорів про спільну діяльність.

До ставок рентної плати за користування надрами для видобування корисних копалин застосовуються коригуючі коефіцієнти (стаття 252.22 ПКУ), які визначаються залежно від виду корисної копалини (мінеральної сировини) та умов її видобування. В новій редакції ПКУ перелік корегуючих коефіцієнтів для добування вуглеводнів збільшено із 7-ми до 11-и (таблиця 2):

**Коригуючі коефіцієнти до ставок рентної плати за користування надрами для
видобування вуглеводнів**

Критерії застосування коефіцієнта	Величина коефіцієнта
Видобування позабалансових запасів природного газу, що відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 статті ПКУ	0,79
Видобування позабалансових запасів природного газу, з покладів на ділянках надр (родовищах) в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України, що відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 статті ПКУ	0,61
Видобування позабалансових запасів природного газу, що не відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 статті ПКУ	0,96
Видобування позабалансових запасів нафти і конденсату	0,95
Видобування запасів (ресурсів) корисних копалин з техногенних родовищ	0,50
Видобування запасів з родовищ, які в установленому законодавством порядку визнані як дотаційні запаси	0,01
Видобування запасів природного газу, що відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 статті ПКУ, ділянки надр, затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане платником рентної плати за рахунок власних коштів	0,88
Видобування запасів природного газу з покладів на ділянках надр (родовищах) в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України, що відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 статті ПКУ, ділянки надр, затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане платником рентної плати за рахунок власних коштів	0,77
Видобування запасів природного газу, що не відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 статті ПКУ, ділянки надр, затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане платником рентної плати за рахунок власних коштів	0,97
Видобування запасів нафти і конденсату ділянки надр, затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане платником рентної плати за рахунок власних коштів	0,96
Видобування запасів природного газу, що не відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 статті ПКУ, із свердловин, у тому числі під час дослідно-промислової експлуатації (геологічного вивчення), які внесені до Державного реєстру нафтових та газових свердловин після 1 серпня 2014 року (протягом двох років з дати внесення таких свердловин до зазначеного Реєстру)	0,55

Величина коригуючого коефіцієнта обчислюється десятковим дробом з точністю до чотирьох знаків відповідно до актів законодавства з питань проведення статистичних спостережень за змінами цін (тарифів) на споживчі товари (послуги) і розрахунку індексу споживчих цін.

Платник рентної плати сплачує податкові зобов'язання за місцем знаходження ділянки надр, з якої видобуті корисні копалини, у разі розміщення такої ділянки надр у межах території України або за місцем обліку платника рентної плати у разі розміщення ділянки надр, з якої видобуто корисні копалини, в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України.

Що стосується плати за користування надрами в цілях, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин, то її платниками є юридичні та фізичні особи - суб'єкти господарської діяльності, які використовують у межах території України ділянки надр для зберігання природного газу, нафти, газоподібних та інших рідких нафтопродуктів. Об'єктом оподаткування рентною платою за користування надрами в цілях, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин, є обсяг підземного простору (ділянки) надр:

для зберігання природного газу та газоподібних продуктів - активний об'єм зберігання газу в пористих чи тріщинуватих геологічних утвореннях (пластах-колекторах);

для зберігання нафти та інших рідких нафтопродуктів - об'єм спеціально створених та існуючих гірничих виробок (відпрацьованих і пристосованих), а також природних порожнин (печер);

Рентна плата за користування надрами в цілях, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин, не справляється за використання підземних споруд на глибині не більш як 20 метрів, збудованих відкритим способом без засипання або з подальшим ґрунтовим засипанням.

Ставки рентної плати за користування надрами в цілях, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин, встановлюються окремо для кожного виду користування надрами у гривнях до одиниці виміру залежно від корисних властивостей надр і ступеня екологічної безпеки під час їх використання. В новій версії ПКУ вони залишились без змін (таблиця 3).

Ставки рентної плати за користування надрами в цілях, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин

Таблиця 3.

Характер користування надрами	Вид користування надрами	Одиниця виміру	Ставка рентної плати за користування надрами в цілях, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин, за одиницю обсягу користування надрами, гривень на рік
Використання підземного простору надр - пористих чи тріщинуватих геологічних утворень (пластів-колекторів)	зберігання природного газу та газоподібних продуктів	тис. м ³ активного об'єму	0,3
Використання підземного простору - спеціально створених та існуючих гірничих виробок (відпрацьованих і пристосованих), а також природних порожнин (печер)	зберігання нафти та інших рідких нафтопродуктів	м ³	0,3

Базовий податковий (звітний) період для рентної плати дорівнює календарному кварталу. При цьому платники рентної плати самостійно обчислюють суму податкових зобов'язань з рентної плати. На платника рентної плати покладається відповідальність за правильність обчислення, повноту і своєчасність її внесення до бюджету, а також за своєчасність подання контролюючим органам відповідних податкових декларацій згідно із нормами цього Кодексу та інших законодавчих актів. Контроль за правильністю обчислення, своєчасністю і повнотою справляння рентної плати здійснюють контролюючі органи.

4.2. Використання надходжень від видобутку нафти і газу

Рентна плата відноситься до загальнодержавних податків та зборів (ПКУ, ст. 9). А це значить, що всі кошти від її справляння надходять виключно до загального або спеціального фондів Державного бюджету України і не можуть надходити до місцевих бюджетів.

При цьому, на відміну від рентної плати за користування надрами для видобутку інших корисних копалин, кошти від рентної плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату **в повному обсязі зараховується виключно до загального фонду державного бюджету України**. Так було і раніше, так залишилось і з 1 січня 2015 року, бо саме так визначено в пункті 5 частини другої статті 29 нової редакції Бюджетного кодексу України станом на 25.10.2015 року.

Класифікацією доходів бюджетів України (Бюджетна класифікація) в редакції на 25.10.2015р. виділено напрямки доходів бюджету, пов'язаних із рентною платою за користування надрами у зв'язку із видобутком вуглеводнів та присвоєно їм конкретні найменування та коди.

Порівняно і з попередньою редакцією Бюджетної класифікації відбулися зміни пов'язані із зміною самої назви платежу та визначенням окремого коду для рентної плати за користування надрами для видобування бурштину (таблиця 4).

Таблиця 4

Класифікація доходів бюджету, пов'язаних із видобутком корисних копалин

Код	Найменування доходу бюджету
13030000	Рентна плата за користування надрами
13030100	Рентна плата за користування надрами для видобування корисних копалин загальнодержавного значення
13030200	Рентна плата за користування надрами для видобування корисних копалин місцевого значення
13030400	Рентна плата за користування надрами континентального шельфу і в межах виключної (морської) економічної зони
13030500	Надходження сум реструктурованої заборгованості зі сплати рентної плати за користування надрами
13030600	Рентна плата за користування надрами в цілях, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин
13030700	Рентна плата за користування надрами для видобування нафти
13030800	Рентна плата за користування надрами для видобування природного газу
13030900	Рентна плата за користування надрами для видобування газового конденсату
13031000	Рентна плата за користування надрами для видобування бурштину

Як видно із таблиці 4, доходам Державного бюджету України, пов'язаним із платою за користування надрами у зв'язку із видобутком вуглеводнів, присвоєно такі найменування та коди:

рентна плата за користування надрами для видобування нафти – код 13030700;

рентна плата за користування надрами для видобування природного газу – код 13030800;

рентна плата за користування надрами для видобування газового конденсату – 13030900.

Саме за цими кодами, починаючи із 1 січня 2013 року, і відбувається казначейський облік надходження та накопичення коштів держбюджету від діяльності суб'єктів господарювання, пов'язаної із видобутком вуглеводнів, формування та виконання доходної частини Державного бюджету України. Це дає можливість провести співставний аналіз надходження коштів до держбюджету пов'язаних із видобутком вуглеводнів за період 2013-2016 рр. (за 2015 рік – за 9 місяців, на 2016 р. – проект Держбюджету). Натомість до 1 січня 2013 року облік надходження та накопичення коштів держбюджету від діяльності суб'єктів господарювання, пов'язаної платою за користування надрами здійснювався лише в узагальненому вигляді за трьома напрямками і кодами: 13030000 Плата за користування надрами; 13030100 Плата за користування надрами для видобування корисних копалин загальнодержавного значення; 13030400 Плата за користування надрами континентального шельфу і в межах виключної (морської) економічної зони, що не дає можливість подивитись на ситуацію за цей період.

В 2013 році до Державного бюджету всього надійшло коштів за кодом 13030000 «Плати за користування надрами» на суму 13 012 млн. грн. Із цієї суми плата за користування надрами для видобутку вуглеводнів (коди 13030700; 13030800; 13030900) становила 12 000 млн. грн., тобто всіх надходжень плати за користування надрами. Одночасно це 4,1% загального фонду держбюджету.

В 2014 році до Державного бюджету за кодом 13030000 «Рентна плата за користування надрами» надійшло коштів загалом на суму 18 199 млн. грн, в тому числі рентної плати за користування надрами для видобутку вуглеводнів (коди 13030700; 13030800; 13030900) на суму 16 909 млн. грн. Це менше, ніж було встановлено Законом про Держбюджет на 2014 рік, відповідно, на 2,1 млрд. грн. (всього) та на 1,8 млрд. грн. (вуглеводні). Водночас це становить 92,3% від всієї рентної плати за користування надрами.

В Державному бюджеті України на 2015 рік, із останніми змінами станом на 25.10.2015 р., передбачено суттєве збільшення суми доходів за кодом 13030000 «Рентна плата за користування надрами» – до 42 049 млн. грн. (на 23 850 млн. грн. порівняно із фактом 2014 року). При цьому рентної плати за користування надрами для видобутку вуглеводнів (коди 13030700; 13030800; 13030900) має надійти 38 898 млн. грн., чи 92,5% всієї цієї суми.

За 9 місяців 2015 року до Державного бюджету за кодом 13030000 «Рентна плата за користування надрами» із 42 049 млн. грн. очікуваних річних коштів

надійшло лише 19 733 млн. грн., в тому числі рентної плати за користування надрами для видобутку вуглеводнів (коди 13030700; 13030800; 13030900) на загальну суму 17 650 млн. грн. або 89,4% всієї суми.

В проекті закону про Державний бюджет України на 2016 рік внесеним Кабінетом Міністрів 15 вересня цього року до Верховної Ради (а 16 вересня цього ж року відкликаним назад до Кабміну) за кодом 13030000 «Рентна плата за користування надрами» передбачено отримати доходів на суму 53 895 млн. грн., що на 11 846 млн. грн. більше, ніж передбачено за цим кодом доходів на 2015 рік. На нашу думку цифра нереальна, враховуючи результати виконання Державного бюджету на 2015 рік (таблиця 5).

Таблиця 5

Доходи Державного бюджету України за 2013 - 2016 рр. за показником «Рентна плата за користування надрами», млрд. грн.

Код бюджетної класифікації	ПОКАЗНИКИ	2013 факт	2014 факт	2015 рік план	2015 9 міс факт	2016 рік план
1	2		4			
13030000	Рентна плата за користування надрами, всього	13,012	18,199	42,049	19,733	53,895
13030100	Рентна плата за користування надрами для видобування корисних копалин загальнодержавного значення	0,913	1,284	3,151	2,083	3,397
13030400	Рентна плата за користування надрами континентального шельфу і в межах виключної (морської) економічної зони	0,099	0,006	0,0	0,00005	0,0
13030500	Надходження сум реструктурованої заборгованості зі сплати рентної плати за користування надрами				0,0	0,0
13030700	Рентна плата за користування надрами для видобування нафти	5,479	5,948	5,905	1,581	7,796
13030800	Рентна плата за користування надрами для видобування природного газу	4,392	8,656	30,766	14,428	38,902
13030900	Рентна плата за користування надрами для видобування газового конденсату	2,128	2,305	2,227	1,642	2,400
13031000	Рентна плата за користування надрами для видобування бурштину	0,0	0,0	0,0	0,0	1,400

Таким чином, в 2016 році передбачено отримати плати за користування на суму 53 895 млн. грн. або на 28% більше, ніж по плану на 2015 році. І це при тому, що план на 2015 рік теж був більшим на 58%. Зростання передбачено велике, і, як ми вважаємо, нереальне, оскільки виконання за дев'ять місяців цього року склало лише 47%, тоді коли б мало бути в межах 73-75%.

Що стосується періоду до 1 січня 2013 року (2010 - 2012 рр.), то в Бюджетній класифікації, як ми вже зазначали, не було виділено окремих кодів для обліку

та накопичення платежів суб'єктів господарювання, пов'язаних із видобутком вуглеводнів. Натомість кошти надходили в Державне казначейство на єдиний код 13030100 «Рентна плата за користування надрами для видобутку корисних копалин загальнодержавного значення», що показано в таблиці 7.

Доходи Державного бюджету України за показником «Плата за користування надрами», отримані за 2010 – 2014 роки та передбачені в проектах Держбюджетів на 2015 та 2016 роки, млн. грн.

Код	Назва	2010	2011	2012	2013	2014	2015п	2016п
13030000	Рентна плата за користування надрами, всього	1302	1239	1520	13020	18199	42049	53895
13030100	Рентна плата за користування надрами для видобування корисних копалин загальнодержавного значення, всього	1290	1202	1465	961	1284	3151	3397
13030400	Рентна плата за користування надрами континентального шельфу і в межах виключної (морської) економічної зони	11,1	36,8	55,8	262,0	6,5	0,0	0,0
13030700	Рентна плата за користування надрами для видобування нафти	н.д.	н.д.	н.д.	4802	5948	1581	7796
13030800	Рентна плата за користування надрами для видобування природного газу	н.д.	н.д.	н.д.	5167	8656	14428	38902
13030900	Рентна плата за користування надрами для видобування газового конденсату	н.д.	н.д.	н.д.	1828	2305	1642	1400
13031000	Рентна плата за користування надрами для видобутку бурштину	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1400

Стосовно використання коштів, які надходять до Державного бюджету України як плата за користування надрами від видобутку вуглеводнів, то ці кошти надходять до загального фонду державного бюджету, ресурси якого мають статус «незв'язаних», тобто таких які надходять до бюджету і в повному обсязі розподіляються за всіма статтями видатків держбюджету. Відповідно і кошти, які надходять до бюджету як плата за користування надрами, пов'язана із видобутком вуглеводнів, теж не є «прив'язаними» до якихось конкретних бюджетних видатків і розподіляються по всій «матриці» видатків держбюджету, затверджених законом на відповідний рік.

Тобто кошти, які надходять та накопичуються сьогодні на рахунках Державного казначейства за кодами бюджетних доходів 13030700; 13030800; 13030900 (плата за користування надрами від видобутку вуглеводнів) повністю розподіляться за статтями державного бюджету, втрачаючи будь-яку прив'язку до джерел свого надходження.

Ще одним джерелом доходів Державного бюджету є збір за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та кошти від продажу таких дозволів (код Бюджетної класифікації 22012100). В 2014 році за рахунок цього джерела до Держбюджету надійшло 509 млн. грн. при тому що передбачалося отримати лише 260 млн. Водночас ці доходи спрямовуються до держбюджету без розподілу за галузевими типами дозволів і тому немає можливості виділити, яка із цих сум пов'язана із видобутком вуглеводнів, а яка скажімо, залізної руди.

4.3. Висновки про використання коштів від видобутку вуглеводнів

У 2014 відбулися суттєві зміни в Податковому кодексі, які можна звести до формальних (введення «рентної плати за користування надрами» замість «плати за користування надрами») і суттєвих (збільшення ставок рентної плати). Одночасно Уряд суттєво збільшив планові обсяги доходів, які мали б надійти у бюджет як рентна плата за користування надрами від видобутку вуглеводнів. Як показало виконання бюджету за 9 місяців цього року, ці цифри не є обґрунтованими. На жаль, на 2016 рік ситуація повторюється.

Що стосується податкових та бюджетних процедур управління коштами від видобутку вуглеводнів то вони залишилися без змін. Головним тут залишилось таке: кошти, які надходять до Державного бюджету України як плата за користування надрами від видобутку вуглеводнів, йдуть у повному обсязі до загального фонду державного бюджету, ресурси якого мають статус «незв'язаних», тобто таких, які надходять до бюджету і в повному обсязі розподіляються за всіма статтями видатків держбюджету. Відповідно і кошти, які надходять до бюджету як плата за користування надрами, пов'язана із видобутком вуглеводнів, теж не є «прив'язаними» до якихось конкретних бюджетних видатків і розподіляються по всій «матриці» видатків держбюджету, затверджених законом на відповідний рік.

V. АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ІНВЕСТИЦІЙНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ В КОНТЕКСТІ БЮДЖЕТНИХ ПРОЦЕДУР УПРАВЛІННЯ ФІНАНСОВИМИ НАДХОДЖЕННЯМИ І ВИДАТКАМИ ВІД ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

5.1. Оцінка макроекономічних показників бюджету, пов'язаних із видобутком вуглеводнів, причин, порядку і особливостей використання доходів

Слід зазначити, що на відміну від рентних платежів, платежі за використання надр для видобутку нафти та газу не відображалися окремою статтею надходжень до бюджету до 2013 року. Тому оцінку їх внеску до бюджету можна зробити тільки у складі всього об'єму платежів за використання надр в країні. При цьому, бюджетні показники 2013-2014 рр. показують, що саме платежі за використання надр для видобутку нафти і газу складають основну частину внеску цих галузей в бюджет. Так за 2013 рік ця сума склала майже 12 млрд грн, що забезпечило майже 3% усіх доходів в бюджет країни, а в 2014 році вони склали майже 17 млрд грн, забезпечивши 4% надходжень в бюджет.

В цілому, лівова частка бюджетних надходжень від видобутку енергоресурсів загальнонаціонального значення йде на поповнення загального фонду державного бюджету. Звідси, вони йдуть переважно на поточні потреби і покриття бюджетного дефіциту.

За період з 2007 по 2013 рік, до спеціального фонду державного бюджету було направлено за приблизними оцінками менше ніж 0,1% платежів за користування надрами України.

Розподіл оплати за користування надрами в бюджеті України, млн. грн.

Млрд. грн	Загальний фонд	Спеціальний фонд	Всього
2007	0.6	0	0.6
2008	1.2	0.005	1.2
2009	1.3	0	1.3
2010	1.5	0	1.5
2011	2.7	0	2.7
2012	3.3	0	3.3
2013	14.2	0	14.2
у.т.ч. Нафта та газ за 2013	11.2	0	11.2
2014	19.6	0	19.6
у.т.ч. Нафта та газ за 2014	16.9	0	16.9
2010-2014	41.2	0.0	41.2
2010-2014, % від всього за період	100%	0%	100%

За даними Державного казначейства України

За цей же період, до спеціального фонду державного бюджету надходив менше ніж 1% рентних платежів за видобування нафти, газу, та газового конденсату.

5.2 Фінансовий потік в галузі видобутку вуглеводнів

Нафтогазова галузь є по-справжньому пекельною частиною української суспільно-політичного та економічного життя. Тут перепліталися конфліктуючі гео економічні, внутрішньополітичні, фінансово-економічні, і кримінальні інтереси. І нездатність наводити лад в цій сфері перетворила її на тягар для всієї країни.

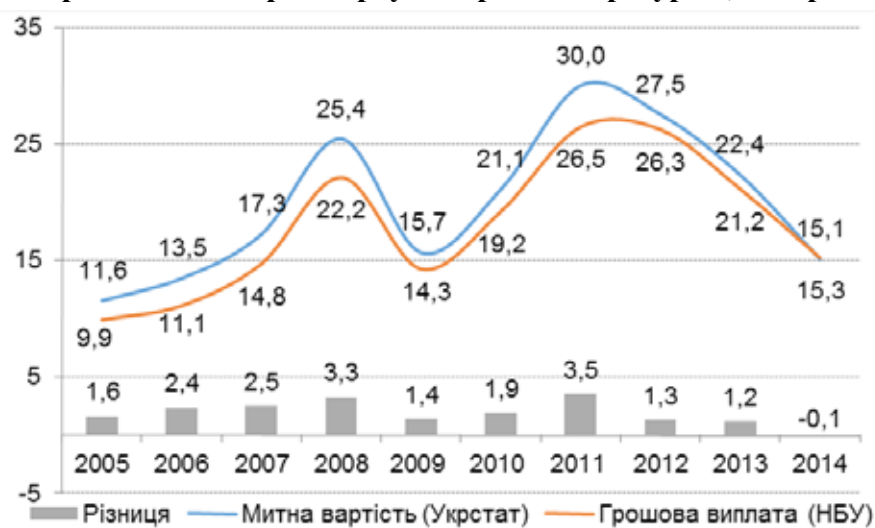
Статистика (у тому числі фінансова), що відноситься до нафтогазової галузі, довгий час була прихована під загальною класифікацією «енергетичних копалин і ресурсів» і «мінеральних товарів». Тільки в 2013 році стали з'являтися окремі бюджетні дані про фінансові підсумки нафтової і газової галузі.

Про непрозорість і викривлення ринку енергетичної сировини країни, зокрема, каже асинхронний рух фінансових індикаторів цих товарних груп в 2010-2013 роках. Зокрема, дані фінансової звітності по групі «енергетичні копалини» і «мінеральні продукти» (до яких входять нафта і газ) на цей період показують, наскільки підприємства цих сфер заробляли, насамперед, на непрозорості обліку, як власного виробництва, так і імпортних поставок.

Так, незважаючи на фактичне гальмування економічного росту і виробництва в 2010-2013 роках, імпорт газу збільшився в грошовому вираженні на 44% за даними Статистичної служби України, з 8 млрд дол. США у 2009 до 11,5 млрд дол. США в 2013 році. У той же час, фізичний імпорт газу збільшився на 4% у натуральному виразі з 27 млрд м³ у 2009 до 28 млрд м³ у 2013 за даними НАК «Нафтогаз України».

Уже на стадії імпорту в країну, судячи з усього, починається генерування тіньових надприбутків в галузі, у вигляді різниці між купівельною вартістю мінеральних продуктів на зовнішньому ринку та їх оголошеної вартості при перетині українського кордону. Розрив між даними звітності митної та банківської статистики показує, що майже 8 млрд дол. США генерувалося на кордоні за період 2010-2013 років (Рис. 1). В ході посилення контролю за рухом нафтогазових ресурсів через ускладнення торгівельно-економічних відносин з Росією та посилення боротьби проти тіньової економіки і корупції в нафтогазовій сфері після зміни влади в Україні у 2014 році, ця різниця практично впала до мінімуму вже у 2014 році і за сім місяців 2015 року склала лише близько 200 млн дол. США.

Грошовий вимір імпорту мінеральних ресурсів, \$ млрд



За даними НБУ та Статистичної Служби України

В цей час, видобуток газу, наприклад, збільшився на 0,5% за даними Нафтогазу України (але близько до 2,5% за даними Укрстат). А обсяг споживання газу основними категоріями споживачів виріс всього на 1,2% в натуральному вираженні за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Ціна ж газу для основних споживачів збільшилася в середньому на 71%. Проте, підприємства галузі зафіксували скорочення чистого прибутку на 87% з 2010 по 2013 року. Проте, газова галузь залишалася високорентабельною. Середній рівень рентабельності підприємств газової сфери склав біля 10,4% в 2010-2013 роках при тому, що для промисловості в цілому він становив менше 3,6%, а для економіки у цілому склав 4,7%.

Не менш сумнівним виглядає і ставлення цих галузей до бюджету країни. З одного боку, тільки рентні платежі від їх видобутку в Україні знайшли відображення у дохідній частині бюджету. Частка ж нафти і газу в бюджетні надходження від використання надр з'явилася як окрема стаття звітів про доходи державного бюджету тільки в 2013 році. В цілому, лівова частка бюджетних надходжень від видобутку енергоресурсів загальнонаціонального значення йде на поповнення загального фонду державного бюджету. Звідси, вони йдуть переважно на поточні потреби і покриття бюджетного дефіциту. При цьому окремі звіти про перерозподіл цих доходів на користь бюджетів місць видобутку цих ресурсів практично відсутній. Так само відсутня звітність про застосування бюджетних надходжень від експлуатації вуглеводневих ресурсів країни. За період з 2007 по 2014 рік, до спеціального фонду державного бюджету надходило менше аніж 1% рентних платежів за видобування нафти, газу, та газового конденсату.

Рентні надходження від видобутку газу і нафти в бюджет України

Млн. грн	Загальний фонд	Спеціальний фонд	Всього
2007	5468	0	5219
2008	7003	0	7003
2009	4174	492	4666
2010	6856	492	7349
2011	14286	0	14286
2012	10936	0	10936
2013	400	0	400
2014	212	0	2
2010-2014	32691	492	32973
% від всього за 2010-2014	99%	1%	100%

* Розрахункові дані на основі звітів міністерства фінансів та державного казначейства про виконання державного бюджету

Дані про обсяг видобутку природного газу і надходження рентної плати за природний газ в бюджет в 2010-2013 показують, що рентні платежі за український газ склали близько 9% від видобутку. За цей час, в бюджет надійшло близько 33 млрд. грн. ренти за оціночний обсяг до 200 млрд. грн. видобутого газу (середня ціна на газ для всієї економіки за цей час становила близько 2,5 тис. грн за 1000 м³ газу). Тим часом, середній обсяг відрахування міг би мав би перебувати на рівні близько 22,5%, відповідно до Податкового кодексу країни. Таким чином, за приблизними оцінками, за 2010-2013 роки, держава недоотримала, судячи з усього, до 30 млрд. грн. рентних платежів за газ, видобутий в Україні.

Таким чином, забезпечення прозорості фінансових потоків є ключовим завданням для підвищення ефективності нафтогазової галузі та подолання систематичної розтрати її ресурсів. Показники бюджету показують, що нафтогазові ресурси фактично були віддані на проїдання. Водночас, інвестиційні проекти в галузі страждали загальною хворобою непрозорості, завищення розцінок і витрат, а також нецільового використання фондів.

	2010	2011	2012	2013	2014
Видобуток газу. млрд. м ³ .	20.5	20.1	20.2	21	20.2
Видобуток газу. млрд грн	35	44	55	69	93.3
Видобуток нафти. млн. т.	3.6	3.3	3.3	3	2.7
Імпорт природного газу. \$ млрд	9.4	14	14	12	6
Імпорт нафти. \$ млрд	4.2	4.3	1.2*	0.6*	0.1*
Об'єм реалізації продукції нафтогазової галузі. млрд грн.	30.4	47.4	38.2	40.2	31.1
Чистий прибуток нафтогазової галузі. млрд грн	4.6	7.7	2.7	0.6	-
Рентна плата за нафту і газ. млрд грн	7	14	11	0.363	0
Рентна плата за газ. млрд грн.	3.8	6.0	5.6	0.317	0
Рентна плата за газ. % від видобутку	11	13	10	0	0
Рентабельність усієї діяльності добувних нафтогазових підприємств.%	12.7	18.7	8.9	1.4	-
Оціночна ціна на газ. тис. грн/1000 т ³ (для всіх категорій споживачів)	1.7	2.2	2.8	3.3	4.6
Ставка рентних платежів. згідно Податкового кодексу. % (середня для свердловин до 5 тис метрів)	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Потенціал недоотримання рентних платежів за газ. млрд грн.	4	4	7	15	21

* без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим і м. Севастополя)

Джерела: Державна статистична служба України; Державна казначейська служба України; Національний банк України; Міністерство енергетики і вугільної промисловості України; Національна комісія з регулювання енергетики України; НАК Нафтогаз України

5.3. Можливі зміни у інвестиційному кліматі країни, пов'язані із політичними трансформаціями, роль міжнародних енергетичних компаній у покращенні інвестиційної привабливості країни і регіонів

Основні зміни інвестиційної політики країни в енергетичній сфері в останні роки пов'язані з низкою обставин. Це, зокрема, необхідність обмежити негативний вплив збільшення ціни на газ на економіку країни; необхідність підвищення конкурентоспроможності українських компаній за рахунок зниження енергоємності виробництва; а також необхідність подолання енергетичного тиску і шантажу Росії в політичних відносинах між двома країнами. Цей напрямок політики має суттєво підсилюватися, у зв'язку з процесом інтеграції України в Європейський Союз і на європейський енергетичний ринок.

Тим не менше, ці напрямки політики, швидше за все, більше пов'язані з реформуванням економіки і технологічним переоснащенням, ніж з раціональним використанням доходів та інвестиційного потенціалу нафтогазової галузі.

Інтеграція ж країни до європейського простору призведе до суттєвої зміни модальності управління, регулювання та ведення бізнесу у цієї сфері. Зокрема, йдеться про підвищення прозорості, розвитку ринкових відносин та зміну структури управління та організації підприємств галузі. Особливе значення буде мати приватизація стратегічних об'єктів галузі та залучення іноземних інвесторів. Значним кроком в цьому напрямку стало прийняття Закону України «Про ринок природного газу», який відкриває шлях до інтеграції нафтогазової галузі країни в європейський енергетичний простір та лібералізації правил гри на цьому ринку. Після прийняття цього закону ціла низка міжнародних компаній виявили бажання інвестувати в різні сектори нафтогазового сектору України – видобуток, імпорт, постачання всередині країни і це не зважаючи на складнощі у зв'язку із ситуацією на Сході країни. Прихід міжнародних енергетичних компаній в нафтогазову галузь зможе принести життєздатні економічні, технологічні, фінансові і ринкові рішення, а також підняти рівень та кваліфікацію управління галуззю.

У цьому контексті, передовий світовий досвід підказує, що більш ефективно і раціональне управління нафтогазовими доходами може забезпечити їх консолідація в спеціальний довгостроковий накопичувальний національний фонд. Такі фонди мають різні назви в різних країнах. Однак загальним для них є цільове використання частини доходів від ексклюзивних природних ресурсів та багатства для підтримки і розвитку стратегічних сфер суспільно-економічної системи держави.

5.4. Оцінка соціальної складової діяльності енергетичних компаній, приклади успішних соціальних проектів у різних країнах світу, пропозиції соціальних інвестицій

Крім сприяння або участі в створенні спеціальних суверенних фондів, енергетичні компанії, які займаються видобутком енергоресурсів, також безпосередньо беруть участь у розвитку і підтримці соціального розвитку країн, де вони працюють. В цілому, існує три компоненти внеску енергетичних компаній, у тому числі транснаціональних, в соціальний розвиток країн. Це - розвиток локального контенту, соціальні інвестиції, а також розвиток відносин субпідряду.

Вклад компаній у розвиток локального контенту пов'язаний зі створенням нових робочих місць, розвитком підприємництва на місцях, передачею знань і технологій до місцевих общин. Майже всі провідні нафтогазові компанії світу підтримують такі програми у всіх куточках світу, незалежно від рівня соціально-економічного розвитку країни перебування.

За деякими оцінками, нафтогазові компанії виділяють до 500 млн. дол. від своїх доходів щорічно на розвиток місцевих громад по всьому світу. І це тільки вершина айсберга. За деякими оцінками соціальні інвестиції 12 провідних нафтових та видобувних компанії світу збільшились у п'ять разів з 2001 по 2011 роках і досягли 2.4 млрд. дол.

Соціальні інвестиції нафтових компаній, млн дол. США	BP	Exxon Mobil	Halliburton	Petrobras	Shell	Total
	103.7	278.4	5	227.2	125	380.8

Джерело: Corporate Direct Social Expenditures: A Monitoring Guide for Civil Society Organizations. Rocío Moreno Lopez. – Revenue Watch Institute. – Січень 2013.

Нафтогазові компанії беруть участь у безлічі схем та програм розвитку місцевого населення. Це, зокрема, підтримка проектів у сфері шкільної освіти, охорони здоров'я, розвитку підприємництва, схем мікрокредитування.

За результатами опитування міжнародної організації OXFAM, практично всі транснаціональні корпорації в нафтогазовій галузі дотримуються міжнародних стандартів взаємодії з місцевим населенням в процесі своєї інвестиційної діяльності. Нижче представлено ті сфери розвитку місцевого населення, а також ті стандарти, за якими працюють вище перелічені компанії.

Громадські зобов'язання міжнародних нафтогазових компаній:

Компанія	Підтримка публічної політики			Застосовані міжнародні договори /Стандарти				
	Угода про підтримку місцевої громади	Підтримка прав місцевого населення	Підтримка гендерної і громадської політики	Підтримка політики прав людини	Підтримка зв'язків з громадськістю	Підтримка Декларації ООН про права місцевого населення	Підтримка Конвенції МОТ 169	Підтримка стандартів Міжнародної фінансової корпорації
BP	+	+		+				
Chevron	+	+		+				+
ConocoPhillips		+			+	+		
Eni	+	+			+		+	
ExxonMobil	+	+		+			+	
Glencore		+			+			+
Petrobras								
PetroChina	+							
Repsol		+	+		+		+	
Rio Tinto		+	+		+	+	+	
Shell		+		+				
Statoil	+	+		+				+

Джерело: COMMUNITY CONSENT INDEX 2015, OXFAM BRIEFING PAPER 23 JULY 2015

VI. ЮРИДИЧНИЙ АНАЛІЗ БЮДЖЕТНОГО, ФІНАНСОВОГО ЗАКОНОДАВСТВА ТА ЗАКОНОДАВСТВА ПРО ВИДОБУТОК КОРИСНИХ КОПАЛИН⁷

6.1. Висновки за результатами аналізу Бюджетного кодексу України в контексті регулювання фінансових надходжень і видатків від видобутку вуглеводнів

6.1.1. Як це встановлено статтею 5 Бюджетного кодексу України, бюджетна система України складається з **державного бюджету та місцевих бюджетів**. Місцевими бюджетами є *бюджет Автономної Республіки Крим, обласні, районні бюджети та бюджети місцевого самоврядування*. Бюджетами місцевого самоврядування є *бюджети територіальних громад сіл, їх об'єднань, селищ, міст (у тому числі районів у містах)*. Частина 1 статті 13 Бюджетного кодексу України передбачає, що **бюджет може складатися із загального та спеціального фондів**.

Відповідно до статті 6 Кодексу України про надра, корисні копалини за своїм значенням поділяються на:

- *корисні копалини загальнодержавного значення* (до цієї категорії віднесені, серед іншого, всі види вуглеводнів, зокрема, нафта, природний газ та газовий конденсат) і
- *корисні копалини місцевого значення* (ця категорія не включає жодного виду вуглеводнів та практично обмежується такими копалинами як вапняк, гіпс, крейда, пісок, суглинки).

Цими ж категоріями оперує й Бюджетний кодекс України, встановлюючи різний порядок використання надходжень від видобутку корисних копалин, в залежності від того, до якої із зазначених категорій відповідні корисні копалини належать:

6.1.2. Рентна плата за користування надрами для видобування вуглеводнів⁸ та збір за видачу спеціальних дозволів на користування надрами⁹ зараховуються у повному обсязі до доходів загального фонду Державного бюджету України.

Відмінність вказаної вище рентної плати від рентної плати за користування надрами для видобування інших (не-вуглеводневих) видів корисних копалин загальнодержавного значення полягає у тому, що остання розподіляється між державним бюджетом та місцевими бюджетами:

- (i) 75% зараховується до загального фонду Державного бюджету України;
- (ii) решта 25% спрямовується до місцевих бюджетів «вищого рівня» - міських бюджетів міст Києва та Севастополя, бюджету АРК та обласних бюджетів (при

⁷ Цей аналіз підготовлено у період з 01.05.2014 по 01.09.2015 року на основі актів законодавства України (і у тій їх редакції), які діяли у період проведення відповідного аналізу.

⁸ Розмір вказаної плати та порядок її сплати визначається розділом IX Податкового кодексу України

⁹ Порядок надання спеціальних дозволів на користування надрами визначається постановою Кабінету Міністрів України від 30 травня 2011 року №615, а щодо стратегічно важливих корисних копалин - постановою Кабінету Міністрів України від 15 липня 1997 року № 742. Методика визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 15 жовтня 2004 №1374.

тому, однак, що місцеві бюджети «нижчого рівня» - районні бюджети та бюджети місцевого самоврядування - не отримують жодних прямих надходжень від стягнення плати за користування надрами для видобування корисних копалин загальнодержавного значення)¹⁰.

Місцеві бюджети «нижчого рівня» - бюджети місцевого самоврядування отримують прямі надходження у вигляді плати за користування надрами для видобування корисних копалин місцевого значення (до яких, однак, не належать вуглеводні).

6.1.3. Бюджетне законодавство України передбачає спеціальний порядок розподілу надходжень від реалізації державної частки виробленої продукції (до якої належать, зокрема, видобуті вуглеводні) відповідно до угод про розподіл продукції («УРП»):

(i) якщо предметом УРП є вуглеводні, видобуті у межах континентального шельфу і виключної (морської) економічної зони України, то відповідні надходження у повному обсязі зараховуються до загального фонду державного бюджету;

(ii) якщо предметом УРП є вуглеводні, видобуті на материковій ділянці надр, то відповідні надходження розподіляються у такому порядку:

- 90% зараховуються до загального фонду державного бюджету;

- 10% спрямовується зараховуються до спеціального фонду місцевих бюджетів (з них: 5% - до бюджету АРК або обласного бюджету, 3,5% - до районного бюджету; 1,5% - до сільського, селищного або міського бюджету).

Якщо ділянка надр розташована на території декількох адміністративно-територіальних одиниць, кошти між відповідними місцевими бюджетами розподіляються в межах встановленого співвідношення у порядку, визначеному Кабінетом Міністрів України (станом на вересень 2015 року такий порядок не визначений).

6.1.4. Збір за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та кошти від продажу таких дозволів (*у повному обсязі*), рентна плата за користування надрами для видобування вуглеводнів (*у повному обсязі*) та кошти від реалізації державної частки вуглеводнів в рамках УРП (*у повному обсязі* – якщо вуглеводні видобуваються на континентальному шельфі, та *у обсязі 90%* – якщо вуглеводні видобуваються на материковій ділянці надр) зараховуються до загального фонду державного бюджету України та використовуються для фінансування виконання основних функцій та завдань держави, які певною мірою є узагальненими, а також для здійснення трансфертів до місцевих бюджетів (в основному, у формі субвенцій та базових дотацій). Таким чином, не передбачається предметно-цільового використання вказаних надходжень до державного бюджету України.

6.1.5. Серед інших обов'язкових платежів від користування надрами для видобування корисних копалин (зокрема, вуглеводнів) до державного бюджету можна також виділити (i) кошти, отримані за користування геологічною інформацією, яка є державною власністю, та від її продажу та (ii) вартість пакета

¹⁰ До 01 січня 2015 року вказана пропорція становила 50% x 50%.

аукціонної документації при продажу спеціальних дозволів на користування надрами на аукціоні. Вказані кошти зараховуються до спеціального фонду державного бюджету за кодом бюджетної класифікації 25010100 «Плата за послуги, що надаються бюджетними установами згідно з їх основною діяльністю».

Вказані кошти (що розглядаються як такі, що підпадають під категорію «власні надходження бюджетних установ») використовуються Державною службою геології та надр України (Держгеонадра) з метою «покриття витрат, пов'язаних з організацією та наданням послуг, що надаються бюджетними установами згідно з їх основною діяльністю» відповідно до *Порядку*, визначеного постановою Кабінету Міністрів України від 25 червня 2001 року №702 (який, зокрема, передбачає зарахування відповідних коштів на спеціальний реєстраційний рахунок, відкритий Держгеонадра в органах Державного казначейства).

При цьому, слід відмітити наступне щодо вказаного *Порядку*, визначеного постановою Кабінету Міністрів України від 25 червня 2001 року №702:

(i) його легітимність викликає запитання (зокрема, з урахуванням того, що правовою підставою прийняття постанови Кабінету Міністрів України від 25 червня 2001 року №702 визначена стаття 34 Закону України «Про Державний бюджет України на 2001 рік»; та того, що Бюджетний кодекс України не наділяє Кабінет Міністрів України правом визначати напрямки використання коштів спеціального фонду державного бюджету України);

(ii) *Порядок* в цілому узгоджується із частиною 4 статті 13 Бюджетного кодексу України (принаймні, в частині конкретизації можливих витрат за рахунок коштів, отриманих за користування геологічною інформацією, яка є державною власністю, та від її продажу);

(iii) *Порядок* суперечить частині 4 статті 45 Бюджетного кодексу України, яка передбачає, що будь-які доходи державного бюджету зараховуються безпосередньо на єдиний казначейський рахунок (та не допускає можливості зарахування відповідних коштів на спеціальні реєстраційні рахунки).

(iv) використання коштів, отриманих від продажу пакета аукціонної документації, прямо не врегульовано навіть вказаним *Порядком*.

6.1.6. В частині надходжень від видобутку вуглеводнів, до місцевих бюджетів тих адміністративно-територіальних одиниць, на території яких знаходиться відповідна ділянка надр, зараховується (починаючи з 01 січня 2014 року) лише одне джерело таких надходжень: 10% коштів від реалізації державної частки вуглеводнів в рамках угод про розподіл продукції, предметом яких є видобуток вуглеводнів на материковій ділянці надр.

Зазначені кошти зараховуються до бюджету розвитку, який є складовою частиною спеціального фонду місцевих бюджетів.

Витрати з бюджету розвитку мають вичерпно визначене предметно-цільове спрямування (конкретизоване частиною 2 статті 71 Бюджетного кодексу України) та, зокрема, передбачають можливість здійснення витрат на соціально-економічний розвиток регіонів, а також на реалізацію інвестиційних проектів та програм.

6.2. Висновки за результатами аналізу Законів України про Державний бюджет України на кожен із 2010 – 2014 років в контексті регулювання фінансових надходжень і видатків від видобутку вуглеводнів

6.2.1. Протягом 2010-2015 років найбільша частка у надходженнях до державного бюджету України від видобутку вуглеводнів припадає на **рентну плату за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату** (вказана плата до 01 січня 2013 року стягувалася у формі рентної плати за нафту, природний газ і газовий конденсат, а у період з 01 січня 2013 року по 01 січня 2015 року – у формі плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату¹¹).

Протягом 2010-2015 років плата за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату (рентна плата за нафту, природний газ і газовий конденсат):

- зараховується до **загального фонду державного бюджету України;**
- до 01.01.2015 зараховувалася до складу кошика доходів державного бюджету для надання міжбюджетних трансфертів та, відповідно, мала бути передана з державного бюджету до місцевих бюджетів у формі **дотацій вирівнювання або субвенцій**; однак, з 01.01.2015 ця норма скасована (як і саме поняття «кошика доходів державного бюджету для надання міжбюджетних трансфертів»).

Єдиний виняток із вказаного вище загального підходу мав місце у 2010 році – рентна плата за природний газ, яка сплачувалася ДК «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України»:

- підлягала зарахуванню до спеціального фонду державного бюджету *України*;
- мала предметно-цільове використання: спрямовувалася на субвенцію з державного бюджету місцевим бюджетам на надання пільг та житлових субсидій населенню на оплату електроенергії, природного газу, послуг тепло-, водопостачання і водовідведення, квартирної плати (утримання будинків і споруд та прибудинкових територій), вивезення побутового сміття та рідких нечистот.

Законами 2010-2015 років були визначені наступні **прогнозні фінансові показники** надходжень від стягнення рентної плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату:

тис.грн.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Рентна плата за користування надрами для видобування нафти	4 399 684,1	8 564 800	8 737 879,6	5 479 836,5	5 733 067,6 217 757,7	5 904 986,3
Рентна плата за користування надрами для видобування природного газу	1 545 929,9	1 846 200	2 154 048,9	4 391 922,4	10 254 557,5	6 044 702,3 766 130,8
Рентна плата за користування надрами для видобування газового конденсату	1 295 703,7	2 844 700	3 206 295,1	2 128 391,4	2 263 548,7	2 226 507,5
ВСЬОГО	7 241 317,7	13 255 700	14 098 223,6	12 000 150,3	13 952 378,5 18 735 863,9	38 897 624,6
<i>Питома частка у прогнозних загальних доходах державного бюджету</i>	<i>2,8398%</i>	<i>4,3622%</i>	<i>3,7700%</i>	<i>3,4172%</i>	<i>3,74134,9589%</i>	<i>7,7445%</i>

Згідно зі звітами Державної казначейської служби України, **фактичний стан виконання Державних бюджетів України на кожен із 2010-2015 років в частині надходжень від діяльності з видобутку вуглеводнів є наступним:**

тис.грн

	2010	2011	2012	2013	2014	2015 (6 місяців)
Рентна плата за користування надрами для видобування нафти	3 553 939,76	8 295 839,29	5 315 785,76	4 802 207,33	5 948 366,3	483 094,8
Рентна плата за користування надрами для видобування природного газу	2 460 655,64	3 080 537,00	3 483 966,94	5 167 244,74	8 655 843,9	8 771 551,2
Рентна плата за користування надрами для видобування газового конденсату	1 334 031,89	2 909 159,98	2 136 607,16	1 828 146,92	2 304 609,4	1 185 840,7
ВСЬОГО	7 348 627,29	14 285 536,27	10 936 359,86	11 797 598,99	16 908 819,6	10 440 486,7
<i>Питома частка у фактично отриманих доходах державного бюджету</i>	<i>3,0541%</i>	<i>4,5406%</i>	<i>3,1603%</i>	<i>3,4778%</i>	<i>4,7352%</i>	<i>4,2668%</i>

За результатами порівняння прогнозних та фактичних показників надходжень до державного бюджету від стягнення плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату **протягом 2010-2015 років можна відмітити такі тенденції:**

(а) фактичні показники від стягнення плати за видобуток нафти завжди були меншими (а у 2010, 2012, 2013 та 2015 роках – *істотно меншими*) від відповідних планових показників;

(б) фактичні показники від стягнення плати за видобуток газу завжди були *істотно більшими* від відповідних планових показників *протягом 2010-2013 років та меншими – протягом 2014-2015 років;*

(в) фактичні показники від стягнення плати за видобуток газового конденсату були *більшими* від відповідних планових показників *протягом 2010-2011, 2014-2015 років та меншими – протягом 2012-2013 років;*

(г) прогнозна та фактична питома частка надходжень від рентної плати / плати за користування надрами для видобування вуглеводнів становить 3-4,7% від загальних доходів державного бюджету (з урахуванням трансфертів).

6.2.2. Іншим джерелом надходження до державного бюджету України від видобутку вуглеводнів у 2010-2015 роках є **збір за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та кошти від продажу таких дозволів.**

Зазначений збір:

- підлягає зарахуванню до **загального фонду державного бюджету України;**
- використовується для фінансування виконання основних функцій та завдань держави (не передбачається предметно-цільового використання вказаного збору).

Протягом 2010-2015 років фінансові показники надходжень від стягнення збору за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та коштів від продажу таких дозволів є наступними:

тис.грн.

<i>Збір за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та кошти від продажу таких дозволів</i>	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Прогнозні / планові показники (згідно із Законами про державний бюджет на відповідний рік)	260 000	260 000	660 000	260 000	260 000	260 000
Фактичні показники (згідно з даними Державної казначейської служби України)	319 350,52	348 937,15	661 433,23	304 549,88	509 345,90	97 741,4 (6 місяців)

Прогнозні показники надходжень від «збору за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та коштів від продажу таких дозволів» залишаються незмінними протягом 2010-2015 років на щорічному рівні 260 млн. грн. (за винятком 2012 року, коли відповідні прогнозні показники були визначені на рівні 660 млн. грн.).

Водночас, фактичні показники надходжень до державного бюджету від вказаного збору завжди перевищували (у більшості випадків – суттєво) відповідні прогнозні показники протягом періоду 2010-2014 років. Водночас, у першому півріччі 2015 року спостерігається тенденція невиконання прогнозних показників надходжень до державного бюджету від вказаного збору.

При цьому, відсутня інформація щодо того, чи включені до прогнозних та/або фактичних показників надходжень від вказаного вище збору у 2013 році суми такого збору, передбачені:

- за угодою про розподіл продукції з компанією Shell від 24.01.2013 – 4 млн. дол. США;
- за угодою про розподіл продукції з компанією Chevron від 05.11.2013 – 3 млн. дол. США.

Водночас, за інформацією Державної служби геології та надр України (лист № 86/ПІ12-14 від 08.09.2014), розмір збору до державного бюджету України за отримання спеціальних дозволів на користування надрами Олеської та Юзівської площ, наданих на підставі Угод про розподіл продукції (укладених з компаніями Shell та Chevron), склав у сумі **56 150 000 гривень**; за геологічну інформацію по зазначених ділянках надр надійшло до державного бюджету України **9 988 703,24 грн.** (дата чи хоча б рік сплати вказаних надходжень не були вказані).

6.2.3. Для визначення тенденції зміни фіскального навантаження на видобувні компанії протягом 2010-2014 років, доцільним є порівняння прогнозних та фактичних показників надходжень до державного бюджету (у вигляді рентної плати за користування надрами для видобутку вуглеводнів) із фактичними обсягами видобутку вуглеводнів (за даними Держкомстату України):

Видобування нафти

	2010	2011	2012	2013	2014
Обсяги видобутку, млн. тонн	2,6	2,4	2,3	2,2	2,0
<i>Прогнозні</i> фінансові показники рентної плати, тис. грн.	4 399 684,1	8 564 800	8 737 879,6	5 479 836,5	6 217 757,7
<i>Фактичні</i> фінансові показники рентної плати, тис. грн.	3 553 939,76	8 295 839,29	5 315 785,76	4 802 207,33	5 948 366,3

Видобування природного газу

	2010	2011	2012	2013	2014
Обсяги видобутку, млрд.м ³ .	20,5	20,7	20,5	21,3	20,1
<i>Прогнозні</i> фінансові показники рентної плати, тис. грн.	1 545 929,9	1 846 200	2 154 048,9	4 391 922,4	10 254 557,5
<i>Фактичні</i> фінансові показники рентної плати, тис. грн.	2 460 655,64	3 080 537,00	3 483 966,94	5 167 244,74	8 655 843,9

Видобування газового конденсату

	2010	2011	2012	2013	2014
Обсяги видобутку, млн. тонн	1,0	0,9	1,1	0,9	0,7
<i>Прогнозні</i> фінансові показники рентної плати, тис. грн.	1 295 703,7	2 844 700	3 206 295,1	2 128 391,	2 263 548,7
<i>Фактичні</i> фінансові показники рентної плати, тис. грн.	1 334 031,89	2 909 159,98	2 136 607,16	1 828 146,92	2 304 609,4

Як слідує з наведених вище порівняльних таблиць, протягом 2010-2014 років:

- при падінні на 23% обсягів видобутку нафти (з 2,6 до 2,0 млн. тонн) фіскальне навантаження (у вигляді рентної плати) за видобування цього виду вуглеводнів зросло: прогнозоване – на 41%, фактичне – на 67%;

- при падінні на 30% обсягів видобутку газового конденсату (з 1 до 0,7 млн. тонн), фіскальне навантаження (у вигляді рентної плати) за видобування цього виду вуглеводнів зросло: прогнозоване – на 75%, фактичне – на 73%;

- при падінні на 2% обсягів видобутку природного газу (з 20,5 до 20,1 млрд. м³), фіскальне навантаження (у вигляді рентної плати) за видобування цього виду вуглеводнів зросло: прогнозоване – на 563%, фактичне – на 252%;

Таким чином, протягом 2010-2014 років найменше збільшувалося фіскальне навантаження на видобуток нафти, а найбільше – на видобуток природного газу.

6.2.4. Привертає увагу, що за перше півріччя 2015 року фактичні показники сплати до державного бюджету рентної плати за користування надрами для видобування *нафти* становили всього **17,3%** від планових показників (фактично отримано 483 млн. грн. із запланованих на півріччя 2,8 млрд. грн.). Це є найнижчим показником за весь досліджуваний період 2010-2015 років.

Значною мірою така ситуація пояснюється істотною податковою заборгованістю ПАТ «Укрнафта» (найбільшого видобувника нафти в Україні та найбільшого платника вказаної рентної плати), розмір якої (включаючи рентну плату, ПДВ та податок на прибуток), за повідомленням Державної фіскальної служби України, сягнув 9 млрд. грн. на серпень 2015 року. Також ДФС повідомила про реструктуризацію податкової заборгованості ПАТ «Укрнафта» на 5 місяців під 36% річних.

При цьому, однак, ДФС не оприлюднює структуру податкової заборгованості ПАТ «Укрнафта», а тому відсутні офіційні дані про розміри заборгованості ПАТ «Укрнафта» зі сплати до бюджету рентної плати у зв'язку з видобуванням вуглеводнів.

Водночас, у рішенні Окружного адміністративного суду міста Києва від 24.07.2015 у справі № 826/11519/15 встановлена податкова заборгованість ПАТ «Укрнафта» зі сплати рентної плати за серпень 2014 – січень 2015 рр. у розмірі 1 043 780 827,17 грн., що включає:

- заборгованість з рентної плати за користування надрами для видобування *нафти* в сумі 819 337 186,60 грн.;
- заборгованість з з рентної плати за користування надрами для видобування *природного газу* в сумі 220 704 112,79 грн.;
- заборгованість з рентної плати за користування надрами для видобування *газового конденсату* в сумі 3 739 527,78 грн.

6.2.5. З 01 січня 2013 року Бюджетний кодекс України передбачає включення до загального фонду державного бюджету України нового виду надходжень – *«кошти від використання (реалізації) частини виробленої продукції, що залишається у власності держави відповідно до угод про розподіл продукції»* (під який підпадають кошти від реалізації державної частки вуглеводнів в рамках угод про розподіл продукції).

Проте, Законами 2011-2015 років не передбачалося будь-яких надходжень до державного бюджету – як окремої статті доходів (за окремим кодом класифікації доходів бюджету) – у зв'язку із провадженням діяльності з видобутку продукції (у тому числі вуглеводнів) в рамках угод про розподіл продукції.

6.2.6. Закон про державний бюджет на 2012 рік передбачає у Прикінцевих положеннях доручення Кабінету Міністрів України передбачити сплату інвестором премії за підписання угоди про розподіл продукції (вуглеводнів) до загального фонду державного бюджету України.

І хоча премія за підписання угоди про розподіл продукції не підпадає під категорію *«коштів від реалізації державної частки видобутої продукції в рамках угод про розподіл продукції»* та, відповідно, підлягає окремому нормативному

врегулюванню, порядок її зарахування до державного бюджету України та подальшого використання не був визначений Законами про державний бюджет 2013-2015 років (при цьому угода про розподіл продукції з компанією Shell від 24.01.2013 передбачає сплату інвестором бонусу підписання у розмірі 25 млн. дол. США, а Умовами конкурсу на укладання угоди про розподіл вуглеводнів щодо ділянки Скіфська передбачалася сплата інвестором спеціального платежу (премії) за підписання угоди у розмірі не менше 2,4 млрд. грн.).

6.2.7. Бюджетний кодекс України визначає порядок зарахування до державного бюджету України та використання *коштів від реалізації державної частки видобутої продукції (у тому числі вуглеводнів) в рамках угод про розподіл продукції*.

Водночас, кошти від реалізації державної частки видобутої продукції є не єдиним джерелом надходжень, які може отримувати держава як сторона угоди про розподіл продукції.

Так, Законом України «Про угоди про розподіл продукції» та самими угодами про розподіл продукції передбачається здійснення інвестором наступних платежів та/або передачу наступних активів на користь держави при реалізації проектів з розподілу продукції в Україні (крім коштів від реалізації державної частки видобутих корисних копалин та сплачених інвестором обов'язкових податків):

- бонуси та інші винагороди, що сплачуються інвестором у зв'язку з укладанням та виконанням угоди про розподіл продукції у нафтогазовому секторі;
- кошти від використання (реалізації, продажу) майна, створеного або придбаного інвестором для виконання угоди про розподіл продукції у нафтогазовому секторі, право власності, яке перейшло від інвестора до держави згідно з відповідною угодою про розподіл продукції;
- кошти, сплачувані інвестором або страховиком у порядку відшкодування (компенсації) шкоди, заподіяної довкіллю у зв'язку з діяльністю інвестора, пов'язаною з виконанням угоди про розподіл продукції у нафтогазовому секторі;
- суми штрафних санкцій, сплачених інвестором за невиконання або неналежне виконання своїх зобов'язань за угодою про розподіл продукції у нафтогазовому секторі.

Вказані вище потенційні додаткові надходження на користь держави (як сторони угоди про розподіл продукції) становлять додаткове джерело надходжень до державного бюджету України, порядок отримання та використання якого (наприклад, для цілей Національного фонду розвитку) має бути додатково нормативно врегульований.

6.2.8. Регулювання надходжень і видатків державного бюджету України від видобутку вуглеводнів здійснювалося у 2011-2015 рр. у загальному порядку, передбаченому Бюджетним кодексом України.

Хоча Бюджетний кодекс України передбачає можливість застосування спеціального підходу до регулювання того чи іншого виду надходжень до Державного бюджету України (шляхом включення спеціальної норми до Закону України про Державний бюджет України на відповідний рік), Закони

про державний бюджет 2011-2015 рр. не встановлювали жодних особливостей регулювання фінансових надходжень і видатків державного бюджету України від видобутку вуглеводнів порівняно із загальними нормами Бюджетного кодексу України.

6.3. Висновки за результатами аналізу законодавства, що регулює видобуток корисних копалин, в контексті регулювання фінансових надходжень і видатків від видобутку вуглеводнів

6.3.1. Відповідно до ч.1 ст.28 Кодексу про надра від 27 липня 1994 року №132/94-ВР, *користування надрами є платним*. Плата справляється за користування надрами в межах території України, її континентального шельфу і виключної (морської) економічної зони. Користування надрами для видобування корисних копалин (зокрема, вуглеводнів) забезпечує наступні основні обов'язкові надходження до державного та місцевих бюджетів¹²:

а) рентна плата за користування надрами для видобування корисних копалин (ст.28 Кодексу про надра, розділ IX Податкового кодексу України);

б) кошти від спеціальних дозволів на користування надрами на такий вид користування надрами як видобування корисних копалин:

(і) збір за видачу спеціального дозволу без проведення аукціону (п.13 Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами, затвердженого Постановою Кабінету Міністрів України №615 від 30.05.2011);

(іі) кошти від продажу спеціального дозволу на аукціонах (п.27 Порядку проведення аукціонів з продажу спеціальних дозволів на користування надрами, затвердженого Постановою Кабінету Міністрів України №594 від 30.05.2011);

в) кошти від використання/реалізації державної частини виробленої продукції за угодами про розподіл продукції (ст.21 Закону України «Про угоди про розподіл продукції» № 1039-XIV від 14 вересня 1999);

г) кошти, отримані за користування та від продажу геологічної інформації, яка є державною власністю (п.13 Положення про порядок розпорядження геологічною інформацією, затвердженого Постановою Кабінету Міністрів №423 від 13 червня 1995).

6.3.2. Аналіз законодавства, що регулює видобуток корисних копалин і, зокрема, вуглеводнів, дозволяє виділити такі *наступні ключові особливості регулювання фінансових надходжень та видатків від видобутку вуглеводнів*:

6.3.2.1. Рентна плата за користування надрами, яка стягується в межах угод про розподіл продукції, справляється відповідно до Закону України «Про угоди про

¹² Серед обов'язкових платежів, які додатково стягувалися з надрокористувачів до державного бюджету за видобуток вуглеводнів у 2010-2014 роках, слід відмітити:

а) плату за користування надрами для видобування за корисних копалин (справлялася до 01 січня 2015 р.);

б) збір за геологорозвідувальні роботи, виконані за рахунок державного бюджету (стягувався до 01 січня 2011 р.).

розподіл продукції». Водночас, Закон України «Про угоди про розподіл продукції» не встановлює особливих правил регулювання надходження та розподілу коштів від рентної плати за користування надрами, але натомість *відсилає до положень кожної конкретної угоди про розподіл продукції* (з урахуванням імперативних норм, встановлених Податковим кодексом України).

6.3.2.2. *Наявність у надрокористувача заборгованості з сплати рентної плати за користування надрами може бути підставою для зупинення чи припинення дії його спеціального дозволу на користування надрами (це правило не поширюється на угоди про розподіл продукції, якщо тільки воно прямо не закріплено у тексті самої угоди).*

6.3.2.3. У жовтні 2012 р.¹³, у статтю 17 Закону України «Про угоди про розподіл продукції» було внесено *нове положення, яке дозволяє встановлювати в угодах щодо нетрадиційних вуглеводнів (наприклад, газу сланцевих порід) правила користування надрами, відмінні від правил, встановлених законодавством України*. Відтак, угоди про розподіл продукції можуть передбачати особливі етапи, правила та порядок користування надрами і проведення робіт під час розробки родовищ нетрадиційних вуглеводнів (зокрема, правила, пов'язані з наданням, передачею та припиненням права користування надрами), які можуть відрізнятися від затверджених законодавством етапів, правил і порядку розробки вуглеводнів, що не належать до нетрадиційних вуглеводнів.

6.3.2.4. Спеціальні дозволи на користування надрами можуть надаватися надрокористувачам:

- з проведенням аукціону або
- без проведення аукціону (зокрема, на виконання угод про розподіл продукції).

В обох випадках *розмір надходжень від реалізації спеціальних дозволів залежить від початкової ціни продажу таких дозволів на аукціоні, яка розраховується відповідно до Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 15 жовтня 2004 р. №1374*. Початкова ціна спеціального дозволу розраховується як частка від вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовищ або ділянки надр, яка обчислюється на строк дії спеціального дозволу відповідно до Методики визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надаються у користування, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 25 серпня 2004 р. №1117, за відповідною формулою.

6.3.2.5. Відповідно до ст.21 Закону України «Про угоди про розподіл продукції», частина виробленої продукції, що залишається у власності держави, *використовується (реалізується) у порядку, визначеному Кабінетом Міністрів України та з урахуванням потреб тієї території, на якій розташована ділянка надр, передана у користування на умовах угоди*.

¹³ Тобто до підписання угод про розподіл продукції з Шелл Експлорейшн енд Продакшн Юкрейн Інвестментс (ІV) Б.В. / ТОВ «Надра Юзівська» (24 січня 2013 р.) та з Шеврон Юкрейн Б.В./ ТОВ «Надра Олеська» (05 листопада 2013 р.)

Проте порядок, визначений Кабінетом Міністрів України у своїй постанові №741 «Про використання частини виробленої продукції, що залишається у власності держави відповідно до угод про розподіл продукції» від 28.04.2000 р., містить лише загальні положення (зокрема, положення про те, що державна частина виробленої продукції реалізується уповноваженим Кабінетом Міністрів України органом через біржі/аукціони у порядку, встановленому законодавством¹⁴).

6.3.2.6. При укладанні угод про розподіл продукції за результатами проведення конкурсів учасники таких конкурсів вносять плату за участь у конкурсі та сплачують вартість пакетів конкурсної документації¹⁵. Крім того, в окремих випадках може бути передбачено отримання державою премії за підписання угод про розподіл продукції¹⁶. Водночас, положення законодавства України, що регулює видобуток корисних копалин, не містять чітких норм, які прямо встановлювали б обов'язок зарахування таких надходжень до державного бюджету України чи визначали їх предметно-цільове використання.

6.3.2.7. Геологічна інформація, створена (придбана) на кошти державного бюджету, є державною власністю, реалізується Державною службою геології та надр України, а кошти від користування нею та від її продажу *зараховуються до державного бюджету та спрямовуються на організацію надання послуг* Міністерства екології та природних ресурсів України/Державної служби геології та надр України.

Придбання геологічної інформації про ділянку надр, яка надається суб'єкту господарювання у користування, є однією із обов'язкових передумов спеціального дозволу на користування надрами, а несплата коштів за геологічну інформацію може бути правомірною підставою для скасування рішень про надання Спеціальних дозволів на користування надрами.

6.3.3. 16 червня 2015 р. з метою збільшення прозорості видобувних галузей, впровадження міжнародних стандартів звітності, удосконалення системи

¹⁴ Станом на дату підготовки цього аналізу в законодавстві України не вдалося ідентифікувати спеціального порядку продажу через біржі/аукціони саме державної частини виробленої продукції за угодами про розподіл продукції. 03.10.2011 р. постановою Кабінету Міністрів України №1064 було затверджено Порядок організації та проведення біржових аукціонів з продажу нафти сирової, газового конденсату власного видобутку і скрапленого газу, який визначає механізм організації та проведення біржових аукціонів з продажу зазначених вуглеводнів (не включає природний газ та нетрадиційні вуглеводні) і який поширюється на юридичних осіб, частка держави у статутному капіталі яких становить 50 % і більше.

¹⁵ Постанови Кабінету Міністрів України №1297 та №1298 від 30.11.2011 та №455 від 23.05.2012, якими затверджено умови проведення конкурсів на укладення угод про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянок «Одеська», «Юзівська» та «Скіфська».

¹⁶ У проекті тексту угоди про розподіл продукції щодо ділянки Юзівська містилося положення про те, що в якості премії (бонусу) за підписання угоди держава отримає суму у розмірі 25 млн.доларів США або її еквівалент у гривні (п.2.6.1 проекту угоди). У випадку Скіфської ділянки, умовами конкурсу щодо неї прямо передбачалося, що основним критерієм оцінки заяв учасників конкурсу є привабливість умов інвестування, насамперед розмір спеціального платежу до державного бюджету, який вноситься інвестором після підписання угоди у грошовій формі (премія за підписання угоди про розподіл продукції до загального фонду державного бюджету), мінімальний розмір якого повинен був становити не менш як 2,4 млрд. грн. (пп.8 та 13 Умов конкурсу, затверджених постановою Кабінету Міністрів України №455 від 23 травня 2012 р.).

управління природними ресурсами, впровадження стандартів Ініціативи щодо забезпечення прозорості у видобувних галузях було прийнято Закон України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо забезпечення прозорості у видобувних галузях» №521-VIII. Положення цього Закону на законодавчому рівні закріпили обов'язок Кабінету Міністрів України, органів, що здійснюють державне управління у галузі геологічного вивчення, використання та охорони надр, та надрокористувачів оприлюднювати інформацію про отримані/сплачені податки, збори та інші платежі від видобувної галузі.

Водночас, зазначений Закон самостійно не здатен забезпечити досягнення поставленої ним мети, оскільки його положення носять дуже загальний характер. Обсяг інформації, що підлягає оприлюдненню, порядок надання та оприлюднення (опублікування) такої інформації, а головне - наслідки неоприлюднення інформації – все це повинно бути визначено у порядку забезпечення прозорості у видобувних галузях, який ще має бути затвердженим з боку Кабінету Міністрів України.

6.4. Висновки за результатами аналізу законодавства України в контексті відповідальності видобувних компаній по платежах до державного і місцевого бюджетів

6.4.1. Платежі, що підлягають сплаті до бюджету суб'єктами господарювання, які здійснюють діяльність з видобутку вуглеводнів, поділяються на:

а) податкові платежі (зокрема, податок на прибуток підприємств, податок на додану вартість, рентна плата за користування надрами);

б) неподаткові платежі:

- *доходи держави від підприємницької діяльності* – кошти від використання (реалізації) частини виробленої продукції, що залишається у власності держави відповідно до угод про розподіл продукції, та/або кошти у вигляді грошового еквівалента такої державної частини продукції;

- *адміністративні збори* – збір за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та кошти від продажу таких дозволів;

- *власні надходження бюджетних установ (плата за послуги, що надаються бюджетними установами)* – кошти, отримані за користування геологічною інформацією, яка є державною власністю, та від її продажу, а також кошти від продажу пакета аукціонної документації (у разі продажу на аукціоні спеціального дозволу на користування надрами).

Вказані платежі (надходження до бюджету) зараховуються безпосередньо на єдиний казначейський рахунок, не можуть акумулюватися на рахунках органів, що контролюють справляння надходжень бюджету та визнаються зарахованими до державного бюджету з дня зарахування на єдиний казначейський рахунок.

Серед місцевих податків і зборів відсутні ті, що безпосередньо пов'язані з діяльністю з видобування вуглеводнів та підлягають сплаті відповідними суб'єктами господарювання.

6.4.2. Законодавство України передбачає здійснення контролю за справлянням податків, зборів та інших обов'язкових платежів, що підлягають сплаті суб'єктами господарювання, які здійснюють діяльність з видобутку вуглеводнів, та визначає органи, відповідальні за здійснення такого контролю (це питання регулюється Бюджетним кодексом України та постановою Кабінету Міністрів України від 16 лютого 2011 р. №106).

Органи, що контролюють справляння надходжень бюджету, здійснюють адміністрування таких надходжень, зокрема:

- забезпечують своєчасне та в повному обсязі надходження до державного бюджету податків і зборів (обов'язкових платежів) та інших доходів;
- забезпечують здійснення постійного контролю за правильністю та своєчасністю надходження до бюджету податків і зборів (обов'язкових платежів) та інших доходів;
- забезпечують ведення обліку податків і зборів (обов'язкових платежів) та інших доходів у розрізі платників;
- подають вищим органам державної влади *місячні та кварталні звіти* (у галузевому і територіальному розрізі та у розрізі джерел доходів і форм власності), зокрема, про фактичні надходження до бюджету та про податковий борг;
- подають Міністерству фінансів пропозиції про оновлення переліку кодів бюджетної класифікації для їх узагальнення і подання в разі потреби пропозицій про внесення змін до вказаного переліку.

Здійснення контролю за справлянням податкових надходжень у сфері видобутку вуглеводнів здійснюється:

- *Державною податковою службою* – щодо податку на прибуток підприємств, податку на додану вартість та рентної плати (за нафту, природний газ та газовий конденсат), нарахованої до 1 січня 2013 р.;

- *Міністерством екології та природних ресурсів України* – щодо збору за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та кошти від продажу таких дозволів;

- *Державною фінансовою інспекцією України* – наділена повноваженнями щодо проведення ревізій та перевірок стосовно дотримання Державною службою геології та надр України бюджетного законодавства при адмініструванні **(i)** коштів, отриманих за користування геологічною інформацією, яка є державною власністю, та від її продажу, а також **(ii)** коштів від продажу пакета аукціонної документації (у разі продажу на аукціоні спеціального дозволу на користування надрами), включаючи контроль за цільовим використанням таких коштів.

Водночас, законодавство України (станом на вересень 2015 р.) чітко (прямо) не визначає органи, які здійснюють контроль за справлянням (стягненням) до бюджету ряду платежів (у тому числі податкових надходжень): рентної плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату, а також коштів від використання (реалізації) частини виробленої

продукції, що залишається у власності держави відповідно до угод про розподіл продукції (коди бюджетної класифікації 13030700, 13030800, 13030900 та 21090000).

У вересні 2014 р. Державна фіскальна служба (ДФС) України та Міністерство фінансів України підтвердили, що контроль справляння надходжень до державного та місцевих бюджетів за кодами бюджетної класифікації 13030700, 13030800, 13030900 та 21090000 **не закріплено за контролюючими органами**. І хоча вони також повідомили про підготовку змін до постанови Кабінету Міністрів України від 16 лютого 2011 р. №106 (з тим, щоб врегулювати таку нормативну невизначеність), станом на вересень 2015 р. жодних змін до постанови Кабінету Міністрів України від 16 лютого 2011 р. №106 (у тому числі в частині визначення органів, що контролюють справляння надходжень до бюджету за кодами бюджетної класифікації 13030700, 13030800, 13030900 та 21090000) внесено не було. Така тривала (з 01.01.2013) **нормативна невизначеність** негативно впливає на здійснення належного і своєчасного контролю та адміністрування надходження до бюджету відповідних податків та коштів (рентної плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату, а також коштів від використання / реалізації частини виробленої продукції, що залишається у власності держави відповідно до угод про розподіл продукції), а також на можливість застосування до недобросовісних платників таких податків та коштів відповідних заходів реагування, у тому числі з метою притягнення їх до відповідальності.

6.4.3. Зарезультатами аналізу чинного законодавства України, можна виділити три види відповідальності видобувних компаній за неналежне (несвоєчасне та/або не у повному обсязі) здійснення платежів до бюджету:

а) відповідальність за податкові правопорушення – за неналежне здійснення податкових платежів до бюджету (податку на прибуток, податку на додану вартість, рентної плати за користування надрами);

б) відповідальність за неналежну сплату адміністративного збору (збору за видачу спеціальних дозволів на користування надрами) *та плати за послуги, що надаються бюджетними установами* (за користування та купівлю геологічної інформації, яка є державною власністю, а також за придбання пакета аукціонної документації по спеціальному дозволу на користування надрами);

в) цивільно-правова відповідальність - за неналежну сплату доходів держави від підприємницької діяльності (в рамках угод про розподіл продукції).

6.4.4. Відповідальність за податкові правопорушення – за неналежну сплату податку на прибуток, податку на додану вартість та рентної плати за користування надрами є:

а) фінансовою: визначається Податковим кодексом України та застосовується у вигляді штрафних (фінансових) санкцій (штрафів) та/або пені;

б) адміністративною: настає у випадках, прямо передбачених Кодексом України про адміністративні правопорушення (далі – «КоАП»), зокрема його статтями 163-1, 163-2, 163-3, 164-2.

в) кримінальною: визначається Кримінальним кодексом України, перш за все його статтею 212 «Ухилення від сплати податків, зборів (обов'язкових платежів)». При цьому у випадку вказаної статті відповідальність настає не за несплату у встановлений строк податкових платежів, а за умисне ухилення від їх сплати, коли особа має намір взагалі не виконувати (повністю або частково) покладені на неї податкові зобов'язання.

На відміну від фінансової відповідальності, адміністративна та кримінальна відповідальність покладаються не на юридичних осіб (видобувні компанії) як на суб'єктів господарської діяльності, а на конкретних фізичних осіб – посадових осіб таких суб'єктів господарювання.

Законодавство України (пункти 22-23 Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами, затвердженого Постановою Кабінету Міністрів України №615 від 30.05.2011) також передбачає додатковий *особливий вид відповідальності за неналежне внесення надрокористувачами рентної плати за користування надрами*, а саме: наявність заборгованості з плати за користування надрами може бути підставою для зупинення та припинення (у разі непогашення заборгованості) дії спеціального дозволу на користування надрами (у тому числі за поданням органів державної податкової служби). При цьому, однак, вказаний вище особливий вид відповідальності (зупинення або припинення дії спеціального дозволу) не застосовується до користувачів надр, які здійснюють свою діяльність за угодою про розподіл продукції.

Крім того, хоча з 01 січня 2015 року «плата за користування надрами» була трансформована у «рентну плату», відповідні зміни не були внесені – станом на вересень 2015 року – до вказаного Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами, у якому продовжує використовуватися термін «плата за користування надрами». Така **термінологічна невідповідність (неузгодженість)** може бути використана як формальна юридична підстава для незастосування положень вказаного Порядку, які встановлюють додатковий особливий вид відповідальності (зупинення або припинення дії спеціального дозволу на користування надрами) за неналежне перерахування до державного бюджету рентної плати за користування надрами.

6.4.5. Збір за видачу спеціальних дозволів на користування надрами; кошти за користування геологічною інформацією, яка є державною власністю, та від її продажу; а також кошти від продажу пакета аукціонної документації (у разі продажу на аукціоні спеціального дозволу на користування надрами) – не належать до категорії «загальнодержавних або місцевих податків та зборів», а тому їхня неналежна сплата не тягне за собою фінансову, адміністративну чи кримінальну.

Неналежна сплата збору за видачу спеціальних дозволів на користування надрами, а також коштів за користування геологічною інформацією, яка є державною власністю (у період до видачі відповідного спеціального дозволу) тягне за собою *спеціальну відповідальність*, передбачену постановами Кабінету Міністрів України № 594 від 30.05.2011 та №615 від 30.05.2011. Така спеціальна

відповідальність полягає у втраті видобувною компанією (надрокористувачем) права на отримання спеціального дозволу на користування надрами.

6.4.6. Кошти від використання (реалізації) державної частини виробленої продукції в рамках угод про розподіл продукції не належить до категорії «загальнодержавних або місцевих податків та зборів», тому їхня неналежна сплата тягне за собою не фінансову, адміністративну чи кримінальну відповідальність (хоча й існують підстави розглядати державну частину виробленої продукції як «квазі-податок»), а *цивільно-правову (договірну) відповідальність* у тих формах і видах, в яких вона передбачена самою угодою про розподіл продукції.

Іншими словами, цивільно-правова відповідальність інвестора за неналежне перерахування державі коштів від використання (реалізації) державної частини виробленої продукції є предметом домовленості між державою та інвестором при укладанні відповідної угоди про розподіл продукції. Така відповідальність інвестора може мати форму фінансових санкцій або породжувати право держави достроково припинити дію угоди про розподіл продукції (залежно від положень такої угоди).

За своєю юридичною природою угода про розподіл продукції не може встановлювати адміністративну або кримінальну відповідальність інвестора.

Закон України «Про угоди про розподіл продукції» не передбачає будь-яких особливостей/спеціальних положень щодо відповідальності інвестора за неналежне перерахування державі коштів від використання (реалізації) державної частини виробленої продукції та відсилає з цього питання до самої угоди про розподіл продукції.

6.5. Висновки за результатами аналізу проектів угод про розподіл продукції в контексті відповідальності видобувних компаній по платежах до державного і місцевого бюджетів

6.5.1. Для цілей аналізу було використано проект угоди про розподіл продукції з Shell Exploration and Production Ukraine Investments (IV) B.V. / ТОВ «Надра Юзівська» від січня 2013 р.¹⁷ (далі – «**Проект УПП з Shell**») та проект угоди про розподіл продукції з Chevron Ukraine B.V. / ТОВ «Надра Олеська» від 29.08.2013 р.¹⁸ (далі – «**Проект УПП з Chevron**»). Аналіз положень угод про розподіл продукції в контексті відповідальності видобувних компаній по платежах до державного та місцевого бюджетів має важливе значення, оскільки

¹⁷ Точна дата проекту невідома. Текст проекту угоди оприлюднив депутат Харківської облради Іван Варченко на своєму персональному сайті, який наразі є недоступним. За даними ЗМІ у червні 2014 р. Shell Exploration and Production Ukraine Investments (IV) B.V. призупинила розвідку родовищ сланцевого газу на сході України (Юзівська площа).

¹⁸ Текст цього проекту було схвалено на засіданні Міжвідомчої комісії з організації укладення та виконання угод про розподіл продукції 29 серпня 2013 р. і опубліковано на сайті Івано-Франківської обласної ради (http://www.orada.if.ua/fileadmin/documents/Ugoda_Shevron_new.pdf). У грудні 2014 р., за даними ЗМІ, компанія Chevron Ukraine офіційно повідомила Кабінет Міністрів України про односторонній вихід з проекту по освоєнню Олеської площі, а 02.07.2015 р. рада директорів компанії прийняла рішення про закриття свого представництва в Україні

відповідно до ч.4 ст.17 Закону України «Про угоди про розподіл продукції» *в угодах щодо нетрадиційних вуглеводнів (наприклад, газу сланцевих порід) дозволено встановлювати правила користування надрами, відмінні від правил, встановлених законодавством України.*

6.5.2. Аналіз доступних для громадськості текстів Проекту УРП з Shell та Проекту УРП з Chevron дозволив виділити *наступні ключові особливості відповідальності видобувних компаній по платежах, здійснюваних ними в рамках виконання зазначених угод:*

6.5.2.1. Відповідно до положень Проектів УРП з Shell та Chevron, видобувні компанії несуть відповідальність за невиконання чи неналежне виконання своїх обов'язків відповідно до законодавства України та цих угод про розподіл продукції. Проте самі тексти Проектів УРП *не встановлюють особливої відповідальності видобувних компаній по платежах до державного та місцевих бюджетів* (за винятком окремих випадків, передбачених у Проекті УРП з Shell щодо права держави на притримання та одностороннє розірвання угоди).

6.5.2.2. У випадку вчинення видобувними компаніями порушення своїх обов'язків, відповідальність за яке самою угодою про розподіл продукції не встановлено, *вони нестимуть не договірну відповідальність, а відповідальність, встановлену для такого виду порушення у законодавстві України* (наприклад, фінансову/адміністративну/кримінальну відповідальність за порушення зобов'язання щодо сплати податків).

6.5.2.3. Положення Проектів УРП з Shell та Chevron не конкретизують, що той чи інший платіж, який здійснюється видобувними компаніями в рамках УРП, зараховується саме до державного та/або місцевих бюджетів. Лише в окремих випадках зазначається про перерахування коштів на банківський рахунок держави.

6.5.2.4. *Частина платежів, які видобувні компанії здійснюють відповідно до угод про розподіл продукції, носить компенсаційний характер (плата за видачу спеціальних дозволів, плата за дані про договірну ділянку, частина сплачених бонусів).* Суми здійснених видобувними компаніями платежів будуть відшкодовані їм за рахунок видобутих компенсаційних вуглеводнів. Фактично, компенсаційний характер таких платежів робить їх не додатковим доходом держави, яким вони повинні були б бути, а попередньо внесеною платою за вуглеводні, які будуть видобуті.

Слід звернути увагу, що положення про склад витрат інвесторів, що підлягають відшкодуванню компенсаційною продукцією віднесено до істотних умов угод про розподіл продукції, визначених у статті 8 Закону України «Про угоди про розподіл продукції». Водночас, положення зазначеного закону прямо *не визначають, які саме витрати інвесторів можуть, а які не можуть бути компенсовані інвесторам за рахунок видобутої продукції, залишаючи це важливе питання на розсуд сторін угоди.*

6.5.2.5. Окремі положення Проектів УРП з Shell та Chevron ілюструють практичне застосування нового принципу Закону України про УРП про те, що в угодах стосовно нетрадиційних вуглеводнів дозволено встановлювати правила

користування надрами, відмінні від правил, встановлених законодавством України (зокрема, дію спеціальних дозволів щодо Олеської та Юзівської ділянок не можна зупинити чи припинити у випадку невнесення видобувними компаніями плати за користування надрами, продовження строків дії таких спеціальних дозволів є безкоштовним тощо).

6.5.2.6. Проекти УРП з Shell та Chevron передбачають обов'язок інвесторів щороку витратити певну суму коштів на здійснення так званих «соціальних інвестицій». При цьому чинне законодавство України не встановлює конкретного законодавчого механізму, в рамках якого такі соціальні інвестиції повинні здійснюватися видобувними компаніями, залишаючи вирішення цього питання на безпосередній розсуд сторін УРП. Відтак, Проекти УРП з Shell та Chevron встановлюють свої власні механізми здійснення інвесторами соціальних інвестицій.

6.6. Рекомендації загального характеру про зміни та доповнення до національного законодавства за результатами аналізу бюджетного законодавства України та законодавства України про видобуток корисних копалин (в контексті регулювання фінансових надходжень і видатків від видобутку вуглеводнів), а також законодавства України та доступних текстів угод про розподіл продукції (щодо видобутку газу сланцевих порід) в контексті відповідальності видобувних компаній за неналежне здійснення платежів до бюджету

6.6.1. Рекомендації щодо забезпечення більшого врахуванням інтересів регіонів при розподілі бюджетних надходжень від видобутку вуглеводнів (введення «регіональної складової» при розподілі вказаних бюджетних надходжень):

6.6.1.1. Внести зміни до Бюджетного кодексу України з тим, щоб передбачити врахування інтересів регіонів (ввести «регіональну складову») при розподілі надходжень від видобутку вуглеводнів, зокрема:

а) передбачити направлення частини бюджетних надходжень від видобутку вуглеводнів до місцевих бюджетів (у тому числі до бюджетів місцевого самоврядування). На першому етапі частину бюджетних надходжень (у вигляді рентної плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату), яка спрямовуватиметься до місцевих бюджетів, доцільно було б визначити за аналогією з підходом до розподілу між державним та місцевими бюджетами коштів від реалізації державної частини виробленої продукції в рамках угод про розподіл продукції, а саме:

- зараховувати на пряму до місцевих бюджетів 10% відповідних надходжень (з них: 5% – до обласного бюджету, 3,5% – до районного бюджету; 1,5% – до сільського, селищного або міського бюджету);

б) передбачити зарахування вказаних вище надходжень (10% рентної плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового

конденсату) до бюджету розвитку, який є складовою частиною спеціального фонду місцевих бюджетів. Також встановити предметно-цільове використання вказаних надходжень до бюджету розвитку: наприклад, передбачити, що кошти від видобутку вуглеводнів використовуються виключно на реалізацію проектів та програм із захисту навколишнього природного середовища у відповідних регіонах та/або на соціально-економічний розвиток відповідних регіонів;

в) запровадити механізми громадського контролю над використанням коштів від видобутку вуглеводнів, які зараховуватимуться до бюджету розвитку місцевих бюджетів.

6.6.1.2. Внести зміни до Бюджетного кодексу України та до *Наказу Міністерства фінансів України від 14 січня 2011 р. №11 «Про бюджетну класифікацію»* з тим, щоб надходження від видобутку вуглеводнів, які призначені для місцевих бюджетів, направлялися безпосередньо та напряму до відповідних місцевих бюджетів. При цьому, щоб уникнути непорозумінь та помилок з боку інвестора при здійсненні прямих зарахувань до місцевих бюджетів, пропонується при погодженні тексту кожної конкретної УРП передбачати у її положеннях сітку розщеплення надходжень від видобутку вуглеводнів, які направлятимуться до відповідних місцевих бюджетів.

Вказані вище рекомендації доцільно імплементувати у контексті та як елемент більш глобальної реформи місцевого самоврядування та бюджетної реформи в Україні.

6.6.2. Рекомендації щодо забезпечення конкретного предметно-цільового використання бюджетних надходжень від видобутку вуглеводнів:

6.6.2.1. Внести зміни до Бюджетного кодексу України з тим, щоб забезпечити предметно-цільовий розподіл бюджетних надходжень від видобутку вуглеводнів, зокрема:

а) передбачити направлення частини (наприклад, 50%) бюджетних надходжень від видобутку вуглеводнів (перш за все, у вигляді рентної плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату) до спеціального фонду державного бюджету;

б) встановити конкретне предметно-цільове використання вказаних надходжень до спеціального фонду державного бюджету, забезпечуючи врахування як гуманітарних, так і галузевих інтересів. Наприклад, можна було б передбачити, що відповідні кошти спеціального фонду державного бюджету спрямовуються на:

- заходи з енергозбереження;
- заходи з охорони здоров'я, захисту навколишнього природного середовища, реалізацію регіональних стратегій розвитку (т.зв. «гуманітарний вимір»);
- заходи з розвитку мінерально-сировинної бази / нафтогазоносних покладів (т.зв. «галузевий вимір»).

6.6.2.2 Як альтернативний або перехідний варіант, рекомендується внести зміни до Бюджетного кодексу України з тим, щоб розмір базових дотацій та субвенцій для конкретного регіону / місцевого бюджету визначався з урахуванням

певних параметрів, пов'язаних із видобутими у такому регіоні вуглеводнями (наприклад, обсяг видобутих вуглеводнів, розмір генерованих надходжень до державного бюджету у зв'язку із видобуванням вуглеводнів у відповідному регіоні, розмір коштів, необхідних для реалізації програм захисту навколишнього середовища у зв'язку із видобуванням вуглеводнів).

Вказані вище рекомендації доцільно імплементувати у контексті та як елемент більш глобальної реформи місцевого самоврядування та бюджетної реформи в Україні.

6.6.3. Рекомендації щодо удосконалення механізму державного контролю за платежами до бюджету з боку суб'єктів господарювання, які здійснюють діяльність з видобування вуглеводнів:

6.6.3.1. Рекомендується внести зміни до постанови Кабінету Міністрів України від 16 лютого 2011 р. №106 «Деякі питання ведення обліку податків і зборів (обов'язкових платежів) та інших доходів бюджету» з метою визначення органів, відповідальних за здійснення контролю за справлянням (стягненням) до бюджету:

- а) рентної плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату;
- б) коштів від використання (реалізації) державної частини виробленої продукції відповідно до угод про розподіл продукції.

6.6.3.2. Оскільки рентна плата за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату є видом загальнодержавного податку (пункт 9.1.6 статті 9 Податкового кодексу України), доцільно, щоб контроль за справлянням (стягненням) до бюджету вказаної плати здійснювали податкові органи України.

6.6.3.3. Контроль за справлянням (стягненням) до бюджету коштів від використання (реалізації) державної частини виробленої продукції відповідно до угод про розподіл продукції доцільно покласти на центральний орган виконавчої влади, уповноважений Кабінетом Міністрів України здійснювати державний контроль за виконанням угод про розподіл продукції відповідно до статті 28 Закону України «Про угоди про розподіл продукції».

6.6.4. Рекомендації щодо удосконалення механізму громадського контролю за платежами до бюджету з боку суб'єктів господарювання, які здійснюють діяльність з видобування вуглеводнів:

6.6.4.1. Рекомендується передбачити у Бюджетному кодексі України та/або у постанові Кабінету Міністрів України від 16 лютого 2011 р. №106 положення про те, що місячні та квартальні звіти, які готуються державними органами, що контролюють справляння надходжень бюджету від діяльності з видобування вуглеводнів, та подаються Верховній Раді України, Президенту України, Кабінету Міністрів України, Рахунковій палаті, підлягають одночасному оприлюдненню з обов'язковим зазначенням наступної інформації (у галузевому і територіальному розрізі та у розрізі джерел доходів і форм власності, без «прив'язки» до окремих компаній):

- фактичні надходження податків і зборів (обов'язкових платежів) та інших доходів бюджету від компаній, що здійснюють діяльність з видобування вуглеводнів;
- податковий борг компаній, що здійснюють діяльність з видобування вуглеводнів;
- суми надміру сплачених грошових зобов'язань компаній, що здійснюють діяльність з видобування вуглеводнів, та суми платежів, які сплачені та будуть нараховані в наступних звітних періодах;
- суми списаного податкового боргу компаній, що здійснюють діяльність з видобування вуглеводнів;
- розстрочені і відстрочені суми податкового боргу і грошових зобов'язань компаній, що здійснюють діяльність з видобування вуглеводнів;
- суми податкових пільг, наданих компаніям, що здійснюють діяльність з видобування вуглеводнів, включаючи втрати доходів бюджету від їх надання.

6.6.4.2. Рекомендується передбачити у Законі України «Про угоди про розподіл продукції» положення про обов'язок інвестора оприлюднювати на періодичній основі (наприклад, щокварталу) інформацію стосовно обсягів видобутих вуглеводнів та розміру платежів, внесених до державного та місцевого бюджетів у зв'язку із здійсненням діяльності в рамках угоди про розподіл продукції.

6.6.4.3. Рекомендується передбачити у Постанові Кабінету Міністрів України №615 від 30.05.2011 р. «Про затвердження Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами» положення про те, що обов'язковим положенням угоди про умови користування нафтогазоносними надрами та особливою умовою дозволу на користування надрами з метою видобування нафти, природного газу та газового конденсату є обов'язок надрокористувача:

- на періодичній основі (наприклад, щокварталу) оприлюднювати інформацію щодо обсягів видобутих вуглеводнів та розміру платежів, внесених до державного та місцевого бюджетів у зв'язку із користуванням нафтогазоносними надрами.

6.6.4.4. Рекомендується передбачити в Законі України «Про угоди про розподіл продукції» положення про те, що офіційні тексти підписаних угод про розподіл продукції не становлять державної таємниці, не відносяться до інформації з обмеженим доступом (тобто до конфіденційної, таємної чи службової інформації) і доступ до таких текстів надається відповідно до законодавства України про доступ до публічної інформації.

Реалізація викладених вище рекомендацій сприятиме належній імплементації в Україні *Ініціативи щодо забезпечення прозорості у видобувних галузях (постанова Кабінету Міністрів України від 30 вересня 2009 р. № 1098)* та практичній реалізації Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо забезпечення прозорості у видобувних галузях» від 16 червня 2015 р. №521-VIII.

6.6.5. Рекомендації щодо удосконалення механізму адміністрування окремих видів надходжень від видобування вуглеводнів:

6.6.5.1. У Бюджетному кодексі доцільно:

а) прямо передбачити зарахування коштів від використання/продажу геологічної інформації, що є власністю держави, до спеціального фонду державного бюджету та визначити цільові напрямки їх використання,

б) окремо виділити плату за надання адміністративних послуг у зв'язку із видобутком корисних копалин (яка включала б плату за участь у конкурсі на укладання УРП, кошти від продажу пакетів конкурсної документації, кошти від продажу пакетів аукціонної документації щодо спеціальних дозволів на користування надрами тощо) та віднести таку плату до доходів спеціального фонду державного бюджету із визначенням її цільового призначення,

в) уточнити, що збір за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та кошти від продажу таких дозволів включають, серед іншого, кошти від продовження строків дії спеціальних дозволів на користування надрами.

6.6.6. Рекомендації щодо удосконалення механізму відповідальності інвестора за неналежне здійснення платежів до бюджету в рамках виконання угоди про розподіл продукції:

6.6.6.1. Доцільно передбачити в Законі України «Про угоди про розподіл продукції» певні параметри (*мінімальні стандарти*) відповідальності інвестора за сплату на користь держави грошового еквіваленту державної частини прибуткової продукції (коштів від реалізації державної частини виробленої продукції) та рентної плати за користування надрами, зокрема, з урахуванням того, що ці платежі можуть розглядатися як «квазі-податки», а їх неналежна сплата інвестором – як «квазі-податкове правопорушення». Як один з можливих варіантів, пропонується передбачити у вказаному Законі України *мінімальну фінансову відповідальність інвестора* (яка не може бути скорочена, але яка може бути розширена – за домовленістю сторін – в угоді про розподіл продукції при її укладанні) за ненарахування та/або несплату (неперерахування) відповідних коштів:

- **штраф** у розмірі 25 % суми відповідних коштів, що підлягають нарахуванню та/або сплаті до бюджету; ті самі дії, вчинені повторно протягом п'яти років – штраф у розмірі 50 % суми відповідних коштів; ті самі дії, вчинені протягом п'яти років втретє та більше – штраф у розмірі 75 % суми відповідних коштів;

- **пеня** із розрахунку 120 % річних облікової ставки Національного банку України, яка нараховується на період прострочення виконання інвестором обов'язку зі сплати до бюджету коштів від реалізації державної частини виробленої продукції.

Крім того, в якості *альтернативної або додаткової відповідальності*, в Законі України «Про угоди про розподіл продукції» і у Постанові Кабінету Міністрів України №615 від 30.05.2011 р. «Про затвердження Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами» рекомендується передбачити,

що ненарахування та/або несплата (неперерахування) інвестором коштів від реалізації державної частини виробленої продукції та/або плати за користування надрами у рамках реалізації угод про розподіл продукції, включаючи угоди щодо нетрадиційних вуглеводнів, може бути підставою для зупинення та/або припинення дії спеціального дозволу на користування надрами.

Вказані вище мінімальні стандарти відповідальності інвестора, у разі їхнього запровадження, застосовуватимуться до тих угод про розподіл продукції, які укладатимуться *після* набрання чинності відповідними змінами до Закону України «Про угоди про розподіл продукції».

6.6.6.2. Також рекомендується уточнити у статті 28 Закону України «Про угоди про розподіл продукції», що:

а) під час комплексної п'ятирічної перевірки виконання угоди про розподіл продукції обов'язковим предметом аналізу мають бути, серед іншого, питання своєчасності та повноти сплати інвестором до бюджету (i) рентної плати за користування надрами та (ii) коштів від реалізації державної частини виробленої продукції;

б) систематичне (три та більше разів під час відповідного п'ятирічного періоду) порушення інвестором обов'язку із своєчасної та у повному обсязі сплати до бюджету рентної за користування надрами та коштів від реалізації державної частини виробленої продукції, у разі підтвердження такого порушення незалежним аудитором, становитиме *істотне порушення* умов угоди про розподіл продукції;

в) Кабінет Міністрів України має право звернутися до суду (чи іншого передбаченого угодою органу вирішення спорів) з вимогою про дострокове розірвання угоди у разі істотного порушення з боку інвестора умов угоди про розподіл продукції, *включаючи угоди щодо нетрадиційних вуглеводнів*.

6.6.7. Рекомендації щодо забезпечення належного розподілу бюджетних надходжень від виконання угод про розподіл продукції, предметом яких є корисні копалини місцевого значення:

Рекомендується внести зміни до пункту 55 частини 2 статті 29 та частини 1 статті 71 Бюджетного кодексу України з метою уточнення того, що:

- предметом регулювання вказаних законодавчих положень є угоди про розподіл продукції, які стосуються корисних копалин загальнодержавного значення;
- вказані законодавчі положення не стосуються угод про розподіл продукції, предметом яких є корисні копалини місцевого значення.

6.6.8. Рекомендації щодо забезпечення більш раціонального використання надходжень на користь держави від видобування вуглеводнів:

6.6.8.1. У Бюджетному кодексі України доцільно врегулювати порядок отримання та використання додаткових платежів інвестора в рамках УРП (бонуси та інші винагороди/премії на користь держави), які не підпадають під категорію «*коштів від реалізації державної частки вуглеводнів в рамках угод про розподіл продукції*». Зокрема, рекомендується передбачити зарахування вказаних

надходжень до спеціального фонду державного бюджету та визначити цільові напрямки використання таких надходжень.

6.6.8.2. (i) Додаткові платежі та/або передані на користь держави активи в рамках реалізації УРП в Україні, а також **(ii) перевищення** фактичних показників надходжень до державного бюджету від діяльності з видобування вуглеводнів над відповідними прогностичними / плановими показниками – можуть розглядатися як потенційні джерела надходжень до Національного фонду розвитку, проект та концепція якого наразі знаходяться в стадії розробки. Це дозволило б забезпечити стратегічне управління принаймні частиною коштів, отримуваних від діяльності у нафтогазовому секторі з метою їхнього акумулювання, збереження, примноження та подальшого спрямування на реалізацію важливих проектів (підтримка інноваційного потенціалу української економіки; реалізація солідарності між поколіннями шляхом підтримки пенсійної системи; підтримка охорони здоров'я і людського життя).

6.6.9. Рекомендації щодо забезпечення законодавчого врегулювання окремих питань, які виникають в рамках виконання угод про розподіл продукції (соціальні інвестиції та використання державної частини виробленої продукції):

6.6.9.1. Рекомендується *доповнити перелік істотних умов УРП*, що міститься у статті 8 Закону України «Про угоди про розподіл продукції», додатковою умовою про обов'язок інвестора виділяти щороку погоджену сторонами суму коштів на фінансування соціально-економічного розвитку місцевих громад в районі договірної ділянки, де здійснюється видобуток корисних копалин.

Крім того, з метою забезпечення державного та громадського контролю за виконанням інвесторами такого обов'язку у зазначеному Законі варто передбачити створення державою для кожної конкретної угоди про розподіл продукції спеціального дорадчого комітету з соціальних інвестицій, до складу якого повинні увійти представники держави, інвесторів, органів місцевого самоврядування відповідних місцевих громад, громадськості тощо. Такий комітет розглядатиме, відбиратиме та затверджуватиме проекти соціально-економічного розвитку місцевих громад в районі договірної ділянки, які фінансуватимуться інвесторами в рамках реалізації ними свого відповідного обов'язку щодо здійснення соціальних інвестицій. Враховуючи важливість та чутливість питання соціальних інвестицій, *доцільно було б розробити окреме положення про створення та функціонування таких дорадчих комітетів.*

6.6.9.2. Передбачити в Законі України «Про угоди про розподіл продукції» перелік витрат інвестора, понесених у зв'язку із укладанням та під час реалізації угоди про розподіл продукції, *які не можуть бути віднесені до витрат, що підлягають компенсації за рахунок видобутих вуглеводнів.* До такого переліку витрат доцільно включити, зокрема, **(i)** плату за видачу спеціальних дозволів на користування надрами, **(ii)** плату за дані про договірну ділянку, **(iii)** кошти, витрачені на фінансування соціально-економічного розвитку місцевих громад в районі договірної ділянки тощо.

6.6.9.3. Внести зміни до:

(i) постанови Кабінету Міністрів України №741 від 28 квітня 2000 р. «Про використання частини виробленої продукції, що залишається у власності держави відповідно до угод про розподіл продукції», встановивши в ній більш предметні та детальні правила використання державної частини виробленої продукції, зокрема, спеціальні правила здійснення продажу державної частини прибуткової продукції через біржі/аукціони;

або

(ii) до постанови Кабінету Міністрів України №1064 від 03.10.2011 р. «Про затвердження Порядку організації та проведення біржових аукціонів з продажу нафти сирової, газового конденсату власного видобутку і скрапленого газу», поширивши його дію також на продаж державної частини виробленої продукції за угодами про розподіл продукції (включаючи природний газ та нетрадиційні вуглеводні).

VII. ДОСЛІДЖЕННЯ СТАНУ НАФТОГАЗОВОГО СЕКТОРУ В РЕГІОНАХ ВИДОБУТКУ

7.1. Перспективні шляхи змін регіонального сектору видобутку вуглеводнів Івано-Франківської області (виконавець: НУО «БРИТ»)

7.1.1. Паливно-енергетичний комплекс області

Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) області включає 14 провідних підприємств, які забезпечують видобуток, транспортування і переробку нафти та газу, виробництво та розподіл електроенергії.

В області забезпечується майже 3,4% виробництва електроенергії, 10,9% видобутку нафти та 2,3% газу [1-2]. Кількість вуглеводнів вказана без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим.



Найбільше електроенергії вироблено у 2013 р. – 10,1 млрд. кВт/год, найменше – у 2010 р. (6,4 млрд.кВт/год). Нафти найбільше видобуто у 2006 р. (495,3 тис. т), газу – у 2003 р. (580,4 млн. м³). Виробництво електроенергії в області здійснюється Бурштинською ТЕС ПАТ «ДТЕК Західенерго» і ВФ «Калуська ТЕЦ» ДПЗД «Укрінтеренерго». З 1 липня 2002 р. Бурштинська ТЕС та Калуська ТЕЦ по генерації входять до складу «Острова Бурштинської ТЕС», який значною мірою визначає можливості України щодо експорту електроенергії в країни Східної та Центральної Європи. На Бурштинській ТЕС встановлено 12 енергоблоків, загальна потужність яких складає 2300 МВт.

Енергопостачальні підприємства області ПАТ «Прикарпаттяобленерго», ПАТ «Івано-Франківськгаз», ПАТ «Тисменицягаз» забезпечують безперебійне електро- та газопостачання всіх категорій споживачів області, підтримують на належному рівні електричні мережі та газотранспортну систему.

На території області обліковується 340 родовищ (в тому числі 53 об'єкти обліку комплексних родовищ) з 25 видів різноманітних корисних копалин, з яких 161 родовище (в тому числі 42 об'єкта обліку) розробляється.

Сировинна база області складається з корисних копалин паливно-енергетичного напрямку (газ, нафта, конденсат, торф) – 34,6%, 47,8% – сировина

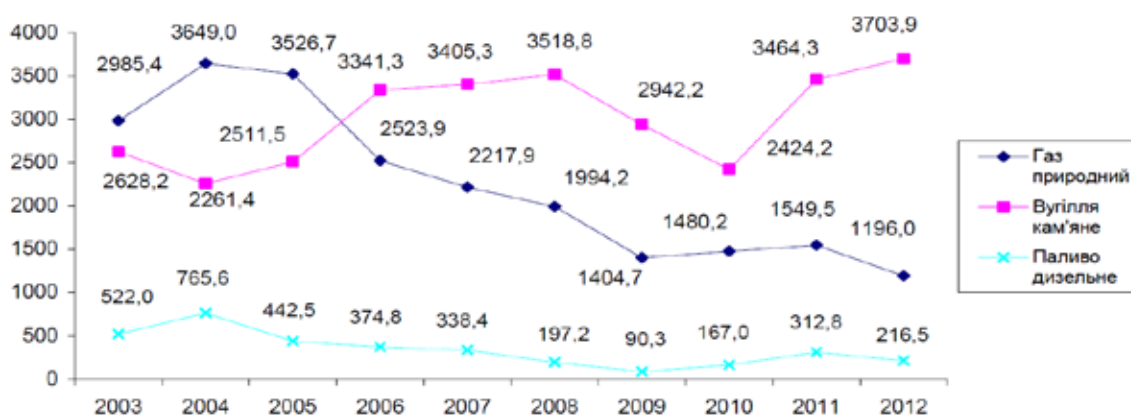
для виробництва будівельних матеріалів, 12,3% – підземні води, 4,4% – гірничо-хімічні корисні копалини (сіль кам'яна, сіль калійна, сіль магнієва, карбонатна сировина для вапнування кислих ґрунтів, карбонатна сировина для цукрової промисловості, сірка), 0,88% – гірничорудні корисні копалини.

У межах області відомо 42 родовища вуглеводнів, з яких промисловістю освоєно – 31 родовище.

Видобуток нафти і газу в Івано-Франківській області зосереджений переважно в Долинському та Надвірнянському нафтопромислових районах. Основні обсяги видобутку припадають на нафтогазовидобувні управління «Долина нафтогаз» та «Надвірна нафтогаз», які на правах структурних одиниць входять у ПАТ «Укрнафта». До найголовніших родовищ нафти, внесених у реєстр Державного балансу запасів корисних копалин України, віднесені Долинське, Північно-Долинське, Струтинське, Битків-Бабченське.

У структурі використання паливно-енергетичних ресурсів понад 80,0% припадає на паливо. У структурі його споживання вагому частку займають природний газ, кам'яне вугілля та дизельне паливо. Динаміка використання цих видів палива у 2003-2012 рр. відображає зміни, які відбувалися як у технологічних процесах промислових підприємств так і в їх функціонуванні загалом (рис.1).

Рис. 1 - Використання окремих видів енергетичних матеріалів та продуктів перероблення нафти



Зокрема, зменшення використання природного газу, яке почалося з 2005 р., відбувається у зв'язку з заміною його альтернативними твердими видами палива, а також певним зменшенням обсягів виробництва. На динаміку споживання дизельного палива значним чином впливали зміни у виробничих процесах на ТОВ «Карпатнафтохім».

Основними споживачами електроенергії в області є промислові підприємства. Найбільші обсяги її використання були у 2005 р. – 1355,1 млн. кВт/год, мінімальні – у 2009 р. – 618,4 млн. кВт/год. Значне зростання споживання електроенергії підприємствами транспорту та зв'язку (з 62,2 млн. кВт/год. у 2009 р. до 320,9 млн. кВт/год. у 2010 р.) відбулося, насамперед, внаслідок змін технологічного використання обладнання у виробничих процесах у філії «УМГ «Прикарпаттрансгаз» ПАТ «Укртрансгаз».

Енергоефективність та альтернативна енергетика.

Економія паливно-енергетичних ресурсів від впровадження заходів з енергоефективності в промисловості збільшилася на 67,8 тис. т у. п. (47,0 %) за

рахунок введення в дію у IV кварталі 2010 р. виробництва каустичної соди на ТОВ «Карпатнафтохім» за мембранною технологією.

Виробництво електричної енергії в області з поновлюваних джерел енергії у 2013 р. порівняно з 2005 р. зросло на 12,5 млн кВт/год, що складає 35,0%. Це досягнуто завдяки будівництву нових ГЕС, когенераційної установки, сонячної електростанції, біогазового заводу на території області.

На сьогодні в області діють наступні об'єкти відновлюваної енергетики:

- 4 когенераційні установки (2004 р., загальна потужність - 3,76 МВт);
- 4 гідроелектростанції: Снятинська (2004 р., 800 кВт), Пробійнівська 1 (2009 р., 1200 кВт), Золотолипська (2010 р., 320 кВт), Пробійнівська 2 (2013 р., 184 кВт);
- сонячна електростанція в с. Старі Богородчани Богородчанського району (2013 р., 2,5 МВт);
- біогазовий завод «Даноша» в с. Копанки Калуського району (2013 р., 1,0 МВт).
- переведено 120 котелень установ соціальної сфери на тверде біопаливо.

7.1.2. Регіональний сектор видобутку вуглеводнів

Регіональний сектор видобутку вуглеводнів (РСВВ) функціонує як складова частина паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) Івано-Франківщини.

В документі «Стратегія розвитку на період 2020 року», затверджену рішенням ХХХІІ сесії Івано-Франківської обласної ради від 17.10.2014 р. № 1401-32/2014, констатовано, що в «... межах області відомо 42 родовища вуглеводнів, з яких промисловістю освоєно 31 родовище. Видобуток нафти і газу в області зосереджений переважно у Долинському та Надвірнянському нафтопромислових районах. Основні обсяги видобутку припадають на нафтогазовидобувні управління «Долинанафтогаз» та «Надвірнанафтогаз», які на правах структурних одиниць входять у ПАТ «Укрнафта». До найголовніших родовищ нафти, внесених у реєстр Державного балансу запасів корисних копалин України, віднесені Долинське, Північно-Долинське, Струтинське, Битків-Бабченське» [3].

РСВВ, видобуваючи нафту, газ, газоконденсат і нафтогазоконденсат, забезпечує $\approx 11\%$ видобутку нафти і $\approx 2,3\%$ природного газу України.

Головним продуцентом нафти в Україні виступає ПАТ «Укрнафта» (50% + 1 акція компанії належить державній НАК «Нафтогаз України»), частка якого становить близько 90% від загального видобутку. При цьому, ПАТ «Укрнафта» володіє шістьма регіональними виробничими підрозділами, серед яких у нашій області – НГВУ (нафтогазовидобувні управління) «Долинанафтогаз» і «Надвірнанафтогаз». Проте, загальний потенціал нафтогазопромислового комплексу Прикарпаття формують ще й такі підприємства, як ТОВ «Укрнафтогазінвест», СП «Нафтогазова компанія «Дельта», Надвірнянська філія «Укркарпатоїл ЛТД», Долинський газопереробний завод, ПАТ «Івано-Франківськгаз», Прикарпатське УБР, НДІ ПІ «Укрнафта» і кілька десятків приватних малих і середніх підприємств сателітного характеру.

На всіх підприємствах нафтової, газової та нафтопереробної промисловості області зайнято понад 7 тис. осіб, що складає майже 15% кількості працюючих у промисловості.

Ступінь освоєння початкових сумарних видобувних ресурсів вуглеводнів у Західному РСВВ (Рис. 2) дорівнює 45%.



Рис. 2 - Структура регіонального сектору видобутку вуглеводнів

На думку вітчизняних експертів значним резервом вуглеводневої сировини як в Україні, так і в РСВВ є залишкові нафта і конденсат родовищ тривалої експлуатації. Зокрема, коефіцієнт вилучення нафти в Західному РСВВ складає 16,5%. За умови використання сучасних технологій і техніки нафтовидобування очікуваний коефіцієнт нафтовилучення родовищ України становитиме близько 35,2%, в тому числі Західного РСВВ – 25,5%. Тільки це дозволяє оцінити ресурси залишкової нафти на відомих нафтових родовищах РСВВ в обсязі понад 500 млн м³ [4].

Залишкова частка запасів нафти від початку експлуатації у Західному РСВВ складає 78%, а питома вага видобувних залишкових запасів – 4%, що, на думку проф. Я. С. Витвицького (ІФНТУНГ) свідчить про незаперечну доцільність і необхідність підвищення ефективності та збільшення обсягів робіт з інтенсифікації видобутку нафти і газу. Адже саме такі рішення приведуть до підвищення рівня видобутку в старих, підготовлених і облаштованих площах нафтових районів, а підвищення рівня вилучення нафти на старих родовищах тільки на 1% є рівноцінним відкриттю цілком нового родовища з потенціалом видобутку понад 10 млн. т. нафти.

В зв'язку з останнім викликає здивування присутність в базовому сценарії розвитку регіону («Стратегія-2020») ствердження «Знизяться обсяги видобування сирової нафти і супутнього газу на Надвірнянському і Долинському родовищах через поступове їх вичерпування, технологічну складність і здорожчання видобутку» [3] та відсутність будь-яких стратегічно орієнтованих пропозицій із уникнення цього «сценарію» з використанням будь-яких існуючих можливостей і переваг нафтогазового потенціалу Західного регіону.

І це при тому, що саме ці можливості (за належного техніко-економічного обґрунтування та проведення екологічних, економічних і соціальних експертиз)

можуть бути реалізовані шляхом системного удосконалення процесів розробки родовищ нафти і газу, впровадження технологій підтримання пластового тиску, вилучення залишкової нафти із обводнених нафтових і сконденсованих вуглеводнів – із виснажених газоконденсатних родовищ, залучення в розробку нафти із слабодренованих і застійних зон із початковою нафтонасиченістю, оптимізацією систем розміщення свердловин на площі родовищ тощо.

7.1.3. Проблеми регіонального сектору видобутку вуглеводнів

Окрім завдань і можливостей техніко-технологічного характеру в РСВВ присутні і завдання організаційно-економічного напрямку. Так, дуже нагальним і важливим завданням слід вважати розробку нового механізму оподаткування галузі з досягнення максимального балансу інтересів держави і надрокористувачів за умови збереження у останніх економічних мотивацій. Адже, саме рентні платежі за видобуті нафту і природний газ становлять левову частку податкових зобов'язань нафтогазовидобувних підприємств, а існуюча система оподаткування не враховує індивідуальні рентні характеристики родовищ і створює нерівні конкурентні умови для нафтогазовидобувних підприємств.

Адже, якщо продемонструвати структуру надходжень ресурсних, рентних та інших платежів до загального фонду державного бюджету (ДБ) по Івано-Франківській області (Рис. 3) за (для прикладу) 2012 рік, де:

- 1 - збір за спеціальне використання лісових ресурсів
- 2 - збір за спеціальне використання води
- 3 - плата за користування надрами
- 4 - рентна плата за нафту, природний газ і газовий конденсат, що видобувається в Україні
- 5 - інші надходження,

то стає очевидним, що розподіл рентної плати може і повинен бути переглянутим з врахуванням потреб регіону і РСВВ.

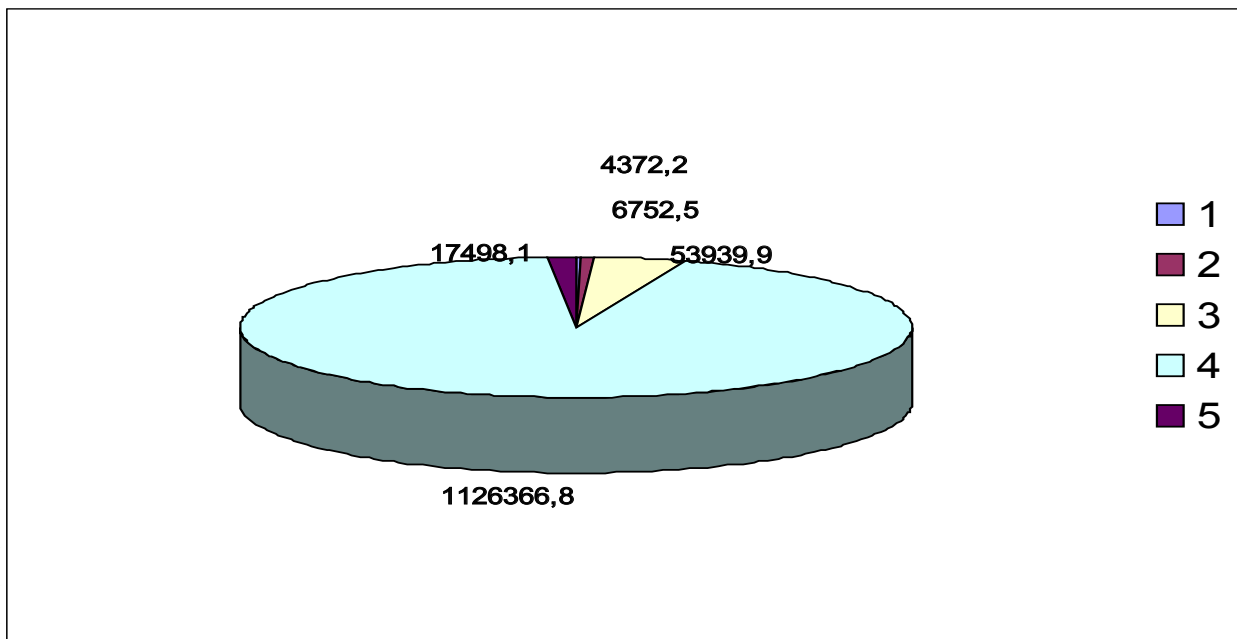


Рис. 3 - Розподіл ресурсних, рентних та інших платежів до загального фонду державного бюджету по Івано-Франківській області

Адже, до загального фонду Державного бюджету України у 2012 р. ресурсних, рентних та інших видів платежів надійшло 1208,9 млн. грн., в тому числі рентної плати за нафту, природний газ і газовий конденсат, що видобувається в Україні – 1126,4 млн. грн., або 93,2%.

Виходячи із обсягів видобутку вуглеводнів, ставок і значень коригуючих коефіцієнтів, що застосовуються до ставок, у 2012 р. надійшло: рентної плати за нафту – 933,6 млн. грн., природний газ – 186,1 млн. грн., газовий конденсат – 6,6 млн. грн. (разом 1 126,3 млн. грн., що на 390 млн. грн. менше, ніж у 2011 р. у зв'язку із зміною з 1 січня 2012 р. порядку вирахування значення коригуючого коефіцієнту по рентній платі за нафту і газовий конденсат).

У 2013 р. до загального фонду Державного бюджету України платежів за надрокористування, ресурсних та інших видів надійшло 1178164,4 тис. грн., в тому числі платежів за користування надрами – 1143202,1 тис. грн., або 97,0 %.

В Івано-Франківській області контроль за видобутком вуглеводневої сировини здійснюється в розрізі родовищ (шляхом співставлення наявності декларування платежів у відповідності до виданих спеціальних дозволів на користування надрами на конкретні ділянки надр), видів вуглеводневої сировини (окремо по нафті, природному газу і газовому конденсату) та надрокористувачів.

Слід вказати, що сучасний стан нафтогазової промисловості в РСВВ характеризується і цілою низкою інших проблем, які необхідно враховувати у ході можливого і дуже необхідного реформування галузі. Це:

- ускладнене і тривале отримання спеціальних дозволів на користування надрами;
- постійні зміни законодавства в частині ліцензування діяльності з користування надрами;
- необхідність подовження терміну дії ліцензії через надання їх на короткий час – 5 років;
- доцільність отримання державними компаніями ліцензій на нафтогазові ділянки без аукціонів;
- непривабливість перспективних нафтогазоносних структур для залучення недержавного капіталу через відсутність у останніх оцінки економічних показників ефективності інвестицій за світовими стандартами;
- відсутність в методиці визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами економічної оцінки і коригуючих коефіцієнтів на розробку важко видобувних запасів;
- жорстка управлінська централізація прийняття рішень щодо діяльності регіонально локалізованих складових трансрегіональної структури підприємств НАК;
- недосконалість структури і функцій управління діяльністю НАК і її регіональних структур, непрозорість планування розподілу і використання ресурсних і фінансових потоків від розробки покладів вуглеводнів за регіонами;
- централізація оподаткування діяльності регіональних підприємств НАК, яка призводить до втрат доходів місцевих бюджетів і повної відсутності соціальної відповідальності підприємств перед територіальними громадами;
- відсутність діалогу між керівництвом НАК та його регіональних підрозділів і підприємств з органами місцевого самоврядування, науковими, громадськими організаціями та ін.

При всіх цих недоліках, РСВВ забезпечує певну стабільність у видобуванні вуглеводневої сировини.

За 2011 р. видобуто 398,5 тис. т сирової нафти, 313,3 млн. м³ природного газу, 174,5 млн. м³ попутного газу, що становить відповідно 16,3%, 1,6%, та 24,2% загальних обсягів видобутку в Україні.

Обсяг видобутку нафти у 2013 р. в цілому по області склав 385,3 тис. тон, що на 7,3 тис. тон менше, ніж у 2012 р. [5]. Зниження видобутку наявне на родовищах НГВУ «Долинанафтогаз» ПАТ «Укрнафта» і обумовлене природним падінням тиску у нафтогазових свердловинах та проведенням позапланових та планових ремонтів окремих свердловин. Як і в попередніх роках, основна питома вага видобутку нафти припадає на ПАТ «Укрнафта» (85,9 %). Що стосується видобутку природного газу, то його у звітному 2013 р. видобуто 4673 млн. м³, або на 10,6 млн. м³ менше, ніж у 2012 р. Зниження видобутку природного газу обумовлене природним падінням тиску в газових родовищах, які експлуатуються найбільшими надрокористувачами вже тривалий час та їх виснаженістю. Так, лише по ДК «Укргазвидобування» (в основному на Битків-Бабчинському газовому родовищі) зниження видобутку природного газу склало 3,2 млн. м³ та НГВУ «Надвірнанафтогаз» ПАТ «Укрнафта» - 2,5 млн. м³. У 2013 р. в порівнянні з 2012 р. із вищевикладених причин відбулось зниження видобутку газового конденсату – на 0,05 тис. тон.

У 2013 р. було видобуто 387,9 тис. тонн сирової нафти, 287,6 млн. м³ – природного газу, 178,9 млн. м³ – попутного нафтового газу, що становить відповідно 17,9%, 1,4%, та 24,2% загальних обсягів видобутку в Україні.

У січні–липні 2014 р. підприємства спрацювали майже на рівні відповідного періоду минулого року – індекс промислової продукції склав 99,6%.

До подій на початку 2015 р. основні плани інвестицій будувались навколо розробки сланцевого газу на Олеській площі:

- В перспективі найближчих 10 років на Олеській ділянці можливо досягти видобутку сланцевого газу в обсязі більше 3 млрд. м³ на рік. Однак досягнення такого результату залежатиме від цілого ряду умовностей: успішних геологорозвідувальних робіт і підтвердження видобувних запасів сланцевого газу, успішного буріння свердловин і проведення гідророзриву пласта з високою продуктивністю газового потоку, активної реалізації інвестиційних програм з буріння зростаючої кількості свердловин, дотримання природоохоронних норм і відсутності аварійних ситуацій тощо. Невдачі на будь-якому з етапів призведуть до погіршення прогнозу видобутку протягом наступних 10 років, додаткових витрат і буріння додаткової кількості свердловин та додаткового навантаження на навколишнє природне середовище.

Станом на початок 2015 р. Chevron згорнув свою діяльність в Україні.

7.1.4. Пропозиції до Стратегії розвитку Івано-Франківської області до 2020 року

Вважаємо за доцільне наголосити на тому, що обсяги видобутку нафти і газу в області за умови відсутності керівної і спрямовуючої сили НАК «Нафтогаз України» був би достатнім для вирішення багатьох проблем як в РСВВ, так і в

регіоні. Проте, оцінка НАК «Нафтогазу», дана професором школи менеджменту Массачусетського технологічного інституту А. Кириленком («Дзеркало тижня. Україна» від 10.10.2014 р.) як «... – ключової загрози нацбезпеці України», перетворює його складові РСВВ в таку ж саму загрозу для регіону, як і сама НАК для України.

Однак, якщо для НАК «Нафтогаз України» у 2015 р. запланована дотація в розмірі 32 млрд. грн. (замість 110 млрд. грн. у 2014 р.), про що заявив прем'єр-міністр України А. Яценюк під час засідання Верховної Ради України, представляючи державний бюджет на 2015 р., то бюджетом Івано-Франківської області на 2015 р. передбачено отримання доходів у розмірі 3 657 912 тис. грн. і видатки – 3 656 670 тис. грн.

Порівняння наведених цифр по відношенню до групи ресурсно-рентних платежів ($\approx 30\%$ відносно бюджету області і тільки $\approx 3,5\%$ до розміру дотації 2015 р. або $\approx 1\%$ до розміру дотації 2014 р.) демонструє явну доцільність, необхідність і можливість залишення значної їх частки як в бюджеті області, так і підприємств РСВВ. Адже ці відрахування потрапляють за влучним висловом Дж. Сороса до т. зв. «чорної діри національного бюджету» – НАК «Нафтогаз України».

Враховуючи ту обставину, що нинішнє керівництво НАК і особисто Голова правління А. Коболєв визнають факт того, що «Нафтогазовій галузі потрібні європейські технології управління» [6], є необхідним і доцільним піддати провести глибокий реінжиніринг цього мега-підприємства.

Таким чином, перелік викладених вище проблем функціонування і розвитку РСВВ в рамках регіону потребують обґрунтованих змін – перегляду і реорганізації відносин як по лінії Центр – Регіон, так і по лінії НАК – РСВВ або іншими словами – погодженого глибокого реінжинірингу обох підсистем в рамках національного господарства.

Пропозиції з виконання процедури реінжинірингу по лінії НАК – РСВВ можуть бути розроблені колективом науковців ІФНТУНГ і представлені у випадку їх затребуваності зі сторони галузевих управлінських структур.

Автори:

Карпаш М.О., докт.техн.наук, професор;
Петренко В.П., докт.екон.наук, професор,
Тацакович Н.Л., канд.техн.наук, доцент;
Доценко Є.Р., канд.техн.наук, доцент

Перелік посилань:

1. Сайт головного управління статистики в Івано-Франківській області <http://www.ifstat.gov.ua/>
2. Сайт Державної служби статистики: <http://www.ukrstat.gov.ua/>
3. http://www.if.gov.ua/files/SP_IF_oblast_4.pdf
4. http://gazeta.dt.ua/ECONOMICS/potuzhniy_vuglevodneviy_potentsial_nadr_ukrayini_osnova_priydeshnoyi_energetichnoyi_nezalezhnosti.html
5. http://if.sfs.gov.ua/data/material/000/086/132742/ZVIT_2013.doc
6. <http://www.pravda.com.ua/rus/articles/2014/11/10/7043746/>

7.2.1. Оцінка стану вуглеводневої сировинної бази Львівської області

Оцінку прогнозних ресурсів вуглеводневої сировини в Україні виконує Український державний геологорозвідувальний інститут (УкрДГРІ) для коригування реальних уявлень щодо обсягу, структури та економічного значення перспективної мінерально-сировинної бази нафтогазодобувної промисловості України. Остання оцінка ресурсів вуглеводнів Західного регіону України була виконана за станом на 01.01.2004 р., її коригування було виконане УкрДГРІ 01.01.2011 р.¹⁹

Рамковою основою для оцінки ресурсної бази Західного нафтогазоносного регіону України послужила схема нафтогазогеологічного районування (Рис. 2.1), якою передбачено виділення в межах Західного регіону двох нафтогазоносних провінцій (НПП) – *Карпатської*, що охоплює територію Складчастих Карпат, Передкарпатського та Закарпатського прогинів, і *Балтійсько-Переддобрудзької*, до якої включається перспективна територія північної частини Дністровського перикратону разом із накладеним на нього Львівським палеозойським прогином.

В період 2004 – 2011 рр. у Західному регіоні України було відкрито одне нафтове родовище (Верхньовільхівське – Бориславсько-Покутський НГР) і 10 газових родовищ (Бережницьке, Стриганецьке, Турабівське, Дубаневицьке, Північнозаріччянське, Лугівське, Добрянське, Буцівське, Мостівське – Більче-Волицький НГР і Дібровське – Закарпатська). Усі вони за видобувними запасами належать до дрібних (1–5 млн. т у.п. – Дібровське) та дуже дрібних (менше 1 млн. т у.п. – решта родовищ).

Приріст розвіданих запасів становить за цей період 0,054 млн. т нафти і 2,039 млрд. м³ вільного газу, що дорівнює лише 0,26 % від оцінених на 01.01.2004 р. видобувних ресурсів у Львівській області – **796,6 млн. т у.п.**

Невеликі обсяги реалізації ресурсної бази регіону, а також відкриття лише незначних за запасами родовищ пояснюються насамперед зменшенням з економічних причин обсягів сейсмозвідки (з 1,56 тис. погонних км у 1991 р. до 0,374–0,407 у 2008–2010 рр.) і пошуково-розвідувального буріння (з 72,8 тис. мп у 1991 р. до 24,0–30,1 у 2008–2010 рр.). Крім того, пошуково-розвідувальне буріння ведеться переважно на невеликих глибинах (до 2,5–3,0 км) в основному в Передкарпатській НГО, де реалізація початкових сумарних видобувних ресурсів у Більче-Волицькому та Бориславсько-Покутському НГР вже **досягла 83,2 та 90,8 %** відповідно і більш-менш значні за запасами родовища вже відкриті. Водночас, в інтервалі глибин 3–5 км реалізація сумарних видобувних ресурсів **становить 46,3 та 70,6 %**, а ресурси на глибині понад 5 км залишаються майже нерозвіданими.

¹⁹ Науковий журнал «Мінеральні ресурси України» №4/2014, стр.33 «Сучасний стан вуглеводневої сировинної бази Західного нафтогазоносного регіону України та основні напрями геологорозвідувальних робіт щодо її освоєння ВІШНЯКОВ І. Б., ВУЛЬ М. Я., ГОНІК І. О., ЗУР'ЯН О. В., СТАРИНСЬКИЙ В. О.

Загальна оцінка початкових сумарних видобувних ресурсів (ПСР) Західного регіону на 2011 р. становить **2 745,0 млн. т у. п.** проти 1 435,5 млн. т у. п. оцінених у 2004 р. Прогнозна їх частина дорівнює **2 093,1** проти 796,1 відповідно. Тобто збільшення сталося відповідно на 52,3 і 62,0 %.

По нафті відбулося зменшення прогнозованої частини на 45,9 % (з 298,3 до 161,4 млн. т), конденсату – на 40 % (з 0,5 до 0,3 млн. т), вільному газу збільшення – на 358,4 % (з 404,7 до 1855,0 млрд. м³), розчиненому газу зменшення – на 17,9 % (з 93,1 до 76,4 млрд. м³).

Основною причиною збільшення видобувної частини початкових сумарних видобувних ресурсів Західного регіону є залучення в них ресурсів сланцевого газу силурійського ЛСК Олеської ділянки Волино-Подільської НГО, які за попередньою геолого-економічною оцінкою взагалі не враховувалися.

Рисунок. Карта нафтогазогеологічного районування Західного регіону (І. Б. Вишник, М. Я. Вуль, Б. Б. Заволіський, В. О. Старинський, І. О. Юник, 2011 р., з доповненнями 2014 р.)

1-5 – Балтійсько-Переддобрудська нафтогазоносна провінція (НГП); А – Волино-Подільська нафтогазоносна область (НГО); 1 – Волинський нафтогазоносний район (НГР), 2 – Подільський перекотинний район (ПР), 3 – Бузький газоносний район (ГР), 4 – Нестерівський ПР, 5 – Магерівський район нез'ясованих перспектив (РНП); 6-13 – Карпатська НГП; Б – Передкарпатська НГО; 6 – Більче-Волицький НГР, 7 – НГР Платформного автохтона Карпат; 8 – Самбірський ПР (алохтонний), 9 – Борнелавсько-Покутський НГР (алохтонний); В – Карпатська НГО (шар'ж); 10 – Скибовий НГР, 11 – Кросненський НГР, 12 – РНП південного схилу Карпат; Г – Закарпатська НГО; 13 – Мукачівсько-Солотвинський ГР. Граничі одиниць нафтогазогеологічного районування; 14 – НГП, 15 – НГО, 16 – НГР, ГР, ПР і РНП, 17 – границі областей, 18 – державний кордон



Рис.2.1 Карта нафтогазогеологічного районування Західного регіону України

Пріоритетні напрями ГРР з метою освоєння вуглеводнево-сировинної бази регіону на найближчу (до 2020 р.) і подальшу перспективи.

Наведені вище матеріали є підставою для визначення наступної стратегії геофізичних, бурових і науково-дослідних робіт стосовно кожного конкретного НГР та НГО.

Волино-Подільська НГО

По кембрійському ЛСК виділені три ділянки концентрації перспективних об'єктів:

– Перемишлянська ділянка в межах Бузького ГР і Волинського НГР є першочерговою для подальшого вивчення. Тут після ретельного перегляду матеріалів сейсмозвідки з урахуванням нової інформації по пробурених пошукових свердловинах треба продовжити буріння в склепінній частині Перемишлянської структури, де глибина залягання перспективного комплексу не перевищує 3 500–3 800 м. Доцільно також підготувати сейсмозвідкою до опошукування такі структури, як Андріївська та Монастирецька, де можна очікувати відкриття середніх за запасами (10–30 млрд. м³) родовищ газу. Перспективною для подальшого пошукового буріння вважається також Лудинська структура, з локалізованими ресурсами газу порядку – 1,5 млрд. м³ лишилася неопошуканою.

– Куличківська ділянка в межах Бузького ГР, де також можна очікувати відкриття середнього за запасами газового родовища, характеризується значною (до 4,3 км) глибиною залягання відкладів кембрію, через що її вивчення варто відкласти на подальшу перспективу;

– Ратнівсько-Завадівська ділянка Подільського ПР з глибиною залягання кембрійських відкладів до 2 км і перспективними ресурсами газу окремих структур, наприклад, Тарашанської до 1,1 млрд. м³, через недостатній стан вивченості ділянки варто відкласти на подальшу перспективу.

З теригенною частиною силурійського ЛСК Олеської ділянки, завдяки наявності в її розрізі темноколірних сланців, збагачених органічною речовиною, пов'язуються значні перспективи щодо пошуків сланцевого газу, видобувні прогнозні ресурси якого фахівці УкрДГРІ оцінюють у кількості 1 490 млрд. м³. Після узагальнення наявної геолого-геофізичної та геохімічної інформації в найближчий час тут доцільно виконати пробне буріння за сучасною світовою технологією для визначення рентабельності подальших широкомасштабних ГРР з пошуку і залучення до промислової розробки покладів сланцевого газу.

Девонський ЛСК є єдиним у межах Волино-Подільського НГО з визначеною промисловою газоносністю (Локачинське та Великомоствівське родовища). Однак, від часу їх відкриття пошукові роботи на низці площ не дали позитивних результатів, в основному через відсутність пасток або їх малу амплітуду і розміри. Підготовлені до пошукового буріння об'єкти відсутні. У списку виявлених числяться лише дві структури: Корчівська і Семирненська. Перспективними на першій з них за аналогією з територією Польщі можуть виявитися також і відклади карбону, тому тут рекомендується пробурити параметричну свердловину проектною глибиною 2600 м.

Більче-Волицький НГР

Незважаючи на те, що початкові сумарні видобувні ресурси цього району на 80,6 % уже освоєні, останнім часом найвагоміші результати в Західному регіоні досягнуті саме в його межах. Однак подальший розвиток ГРР стримується тут

дефіцитом резерву підготовлених об'єктів – їх за станом на 01.01.2011 р. є лише сім. У фонді виявлених ситуація дещо краща – 15 об'єктів. Вважаємо доцільним у цьому НГР у найближчі 5–7 років зосередити до 50 % обсягів сейсмозвідки в регіоні. Основними об'єктами підготовки і пошукових робіт у Косівсько-Угерській підзоні будуть складно побудовані пастки газу комбінованого типу в нижньосарматських відкладах на глибинах до 2 км і в гелвет-верхньоюрських відкладах на глибинах до 3 км і більше, де можливе також відкриття скупчень нафти.

НГР Платформного автохтона Карпат

Нерозвідані видобувні ресурси вуглеводнів цього району становлять 89,2 млн. т у.п. За ЛСК вони розподіляються наступним чином: у палеогеновому – 13,1 млн. т у. п., крейдовому – 50,5, юрському – 25,6. Ступінь реалізації ПСР разом по всіх комплексах становить лише 7,6 %. Після відкриття Лопушнянського нафтового родовища Платформний автохтон Карпат став вважатися найперспективнішим НГР у Західному регіоні, проте з найбільшими глибинами залягання перспективних горизонтів і низькою вивченістю буріння. В умовах, близьких до району Лопушнянського родовища, виявлено 11 перспективних структур з прогнозними локалізованими ресурсами нафти 334–75,0 млн. т та дві – Стайківська (12,501 млн. т) і Путильська (9,61 млн. т) вважаються підготовленими до опощування. Головним завданням параметричного буріння в цьому НГР залишається вивчення літологічного складу, товщини і перспектив нафтогазоносності палеогенових і крейдових утворень під насувом Покутсько-Буковинських Карпат на південний захід від Лопушнянської ділянки, де за сейсмічними матеріалами очікується збільшення товщин палеогенових і верхньокрейдівих шельфових утворень до 700–800 м. Саме тому з цим напрямом на заході України пов'язуються перспективи відкриття середніх і великих за запасами родовищ вуглеводнів. Вирішення цієї проблеми можливе за допомогою параметричної свердловини «Яблуницька-1» проектною глибиною 5 950 м на однойменній структурі. Буріння її дасть можливість вивчити закономірності літофаціальних змін згаданих перспективних ЛСК та уточнити стратифікацію сейсмічних горизонтів. На другому етапі робіт пропонується пошукове буріння на Стайківській і Путильській структурах та проведення детальних сейсмічних досліджень на Дихтинецькій і Федьковицькій антикліналях для підготовки їх до опощування.

Самбірський ПР

Нерозвідані видобувні ресурси вуглеводнів цього району становлять 27,2 млн. т у. п., з них майже 70 % прогнозується на глибинах до 3 км. Ступінь їх реалізації становить 0 %. Усі вони пов'язані з відкладами неогену. У резервному фонді виявлених об'єктів на 01.01.2011 р. у Самбірському ПР числиться три структури. На першому етапі вивчення цього родовища пропонується підготувати сейсмозвідкою виявлені об'єкти для пошукового буріння, на другому – пробурити на кожному з них свердловини і за їх результатами продовжити виявлення і підготовку до опощування нових об'єктів. Враховуючи низький

ступінь вивченості району, виконання рекомендованих у його межах ГРР варто відкласти на подальшу перспективу.

Бориславсько-Покутський НГР

Нерозвідані видобувні ресурси вуглеводнів району становлять 89,9 млн. т у. п. Усі вони пов'язані з відкладами палеогену. Ступінь реалізації ПСР становить тут 77,2 %, при чому в основному завдяки покладам на глибинах до 3 км. З глибиною зростає неосвоєний потенціал району. Для нього характерна велика кількість об'єктів, які формально числяться в бурінні, але роботи на них ведуться у незначних обсягах. Порівняно з іншими районами тут є також достатня кількість (36 одиниць) підготовлених до пошукового буріння об'єктів із сумарними перспективними ресурсами нафти 47,1 млн. т і вільного газу 8,5 млрд. м³. У фонді виявлених числиться 13 структур із сумарними прогнозними локалізованими ресурсами нафти 44,5 млн. т. До 2020 р. тут необхідно збільшити обсяги пошуково-розвідувальних робіт на площах, де вони вже ведуться, та вводити в буріння нові підготовлені об'єкти. Основну увагу треба приділити вивченню та опощуванню структур на глибинах до 3 км: Південнобориславській, Вільхівській, Хрепилівській, Магурській з прогнозними ресурсами нафти від 0,791 до 4,4 млн. т. До пошуків покладів вуглеводнів на глибинах 3–5 км рекомендуються структури: Меришорська, Тереснянська, Стеришорська, Західнопопельська, Чемигівська з локалізованими прогнозними ресурсами вуглеводнів від 0,5 до 8,18 млн. т у. п. Пошукові роботи на глибинах понад 5 км доцільно відкласти в основному на період після 2020 р.

Карпатська НГО

Нерозвідані видобувні ресурси вуглеводнів області становлять 103,3 млн. т у. п. За ЛСК вони розподіляються таким чином: у палеогеновому – 47,5 млн. т у. п., ступінь реалізації ПСР становить 16,3 %, у крейдовому – 55,8 млн. т у. п., ступінь реалізації ПСР – 2,1 %. Скромні результати глибокого буріння в межах області пояснюються тим, що раніше воно проводилось тут епізодично і малими обсягами. Останніми роками, після відкриття Верхньомасловецького нафтового родовища, вивченню області приділяється дещо більше уваги. На 01.01.2011 р. у бурінні перебувало п'ять об'єктів і сім – у консервації, чотири об'єкти підготовлено до опощування. У фонді виявлених налічується 25 об'єктів.

Висновки.

Отже, за розрахунками Українського державного геологорозвідувального інституту, загальна оцінка початкових сумарних видобувних ресурсів (ПСР) Західного регіону на 2011 р. становить **2 745,0 млн. т.у.п.** (або 22,45% від початкових потенційних ресурсів вуглеводнів України - 9 322,7 млн. т.у.п.) порівняно з 1 435,5 млн. т у. п. оцінених у 2004 р. Збільшення видобувної частини початкових сумарних видобувних ресурсів Західного регіону відбулось за рахунок залучення в них ресурсів сланцевого газу Олеської ділянки Волино-Подільської НГО, який за попередньою геолого-економічною оцінкою взагалі не враховувався.

Стратегія подальших нафтогазопошукових робіт у Західному регіоні полягає в поступовому переході від концентрації їх основних обсягів у двох НГР:

Більче-Волицькому та Бориславсько-Покутському на відносно неглибоко залегли скупчення вуглеводнів, де ступінь освоєності ПСР досить високий (особливо на глибинах до 3–4 км) і відкриваються останніми роками лише дуже дрібні родовища.

Варто очікувати, що практична перевірка вагомості наведених рекомендацій пошуковим і параметричним бурінням зі своєчасним науково-дослідним опрацюванням нових геолого-геофізичних матеріалів дасть змогу вибрати з них найефективніші в геолого-економічному аспекті напрями подальших ГРР для відтворення мінерально-сировинної бази нафтогазодобувної промисловості Західного регіону України на досить довгу перспективу.

7.2.2. Видобуток вуглеводнів у Львівській області

За інформацією «Держгеонадра», станом на 13 березня 2015 р. для геологічного вивчення надр та дослідно-промислової розробки родовищ нафти і газу в Україні було видано 480 спеціальних дозволів. Кількість дозволів виданих державною службою «Держгеонадра» компаніям нафто–газовидобувної галузі у Львівській області становила 63 шт. або 13,2% від загальної кількості спецдозволів виданих в Україні за період 1997 – 2015 рр. В табл.3.1 наведений перелік з 13 компаній, які отримали спецдозволи на користування копалинами вуглеводнів у Львівській області.

Таблиця 3.1: Перелік нафто – газовидобувних компаній, що отримали спецдозволи на території Львівської області в період 1997 – 2014 рр.²⁰

№ зп	Назва компанії/місце реєстрації	Кількість спецдозволів
1.	ПАТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ», Київ	34
2.	ДП НАК «НАДРА УКРАЇНИ» - «ЗАХІДУКРГЕОЛОГІЯ», Львів	3
3.	ТОВ «ЗАХІДНАДРАСЕРВІС», Івано-Франківськ	1
4.	ТОВ «ЗАХІДГАЗІНВЕСТ», Львів	5
5.	ТОВ СПІЛЬНЕ УКРАЇНСЬКО-АЗЕРБАЙДЖАНСЬКЕ ПІДПРИЄМСТВО «УКР-АЗ-ОЙЛ», Івано- Франківськ	1
6.	ТОВ «ТРУБОПЛАСТ», Львів	1
7.	ДП «МОЛТЕКС НАФТА І ГАЗ « КОМПАНІЯ «МОЛТЕКС БІЗНЕС», Львів	1
8.	«CHEVRON UKRAINE B.V.», Нідерланди	1
9.	ПАТ «УКРНАФТА», Київ	10
10.	ТОВ СП «БОРИСЛАВСЬКА НАФТОВА КОМПАНІЯ», Львів	1
11.	ТОВ «ЗАХІДЕНЕРГОБУД», Львів	1
12.	ТОВ «ПАРІ», Київ	3
13.	ТОВ «ПЕРША УКРАЇНСЬКА ГАЗОНАФТОВА КОМПАНІЯ», Київ	1
	РАЗОМ	63

²⁰ Повний перелік спеціальних дозволів на користування надрами, <http://geo.gov.ua/povnyu-perelik-spetsialnykh-dozvoliv-na-korystuvannya-nadramy.html>

Із аналізу даних табл. 3.1 видно, що найбільша кількість виданих спецдозволів припадає на ПАТ «Укргазвидобування» (34 шт.) та ПАТ «Укрнафта», (10 шт.), які є на сьогодні головними гравцями ринку нафто-газовидобування у Львівському регіоні.

Таблиця 3.2: Розподіл спецдозволів за видами корисних копалин (Львівська обл.) / власні розрахунки

Корисна копалина (основна, супутня)	Кількість дозволів
Газ природний	22
Газ природний, нафта	14
Газ природний, нафта, конденсат	6
Газ сланцевих товщ	2
Газ природний, газ вугільних шахт (метан), нафта, конденсат, газ сланцевих товщ, бітум нафтовий	8
Газ природний, етан, пропан, бутан	5
Газ природний, конденсат	4
Нафта, газ природний, етан, пропан, бутан	2
РАЗОМ	63

Аналіз даних з розподілу спецдозволів за видами корисних копалин (табл. 3.2) показує, що на видобуток газу природного припадає лише 22 спецдозволи із 63, а більша частка у Львівській області припадає на змішаний видобуток нафти, газу та конденсату.

Для розробки покладів вугілля на території Львівської області, станом на 13 березня 2015 р. «Держгеонадра» видав 10 спецдозволів чотирьом добувним компаніям (табл.3.2).

Таблиця 3.2: Перелік вуглевидобувних компаній, що отримали спецдозволи на території Львівської області в період 1997 – 2014 рр.

№ зп	Назва компанії	Кількість спецдозволів
1.	Державне Підприємство «УКРШАХТГІДРОЗАХИСТ»	1
2.	ДП «СІ-СІ-АЙ-ЛЮБЕЛЯ»	2
3.	Державне Підприємство «ЛЬВІВВУГІЛЛЯ»	6
4.	ПАТ «ШАХТА «НАДІЯ»	1
	РАЗОМ	10

7.2.3. Сплата рентних платежів та плати за користування надрами підприємствами добувної галузі у Львівській області

За інформацією головного управління ДФС у Львівській області на території регіону знаходиться 16 видобувних компаній (14 – нафто-газових та 2 вуглевидобувні), які здійснюють відрахування до загального фонду державного бюджету України за користування надрами для видобування нафти, газу та вугілля. У 2014 р. загальний показник плати за користування надрами цими

компаніями становив 565 456,5 тис. грн. (562 570,3 тис. грн. – нафта і газ; 2 886,3 тис. грн. – вугілля). Якщо сукупні доходи бюджету України від сплати рентних платежів з видобутку вуглеводнів у 2014 р. становили близько 20,37 млрд. грн., то доля Львівської області складала лише 2,76% від цих обсягів. В табл. 3.3 наведені показники сплати рентних платежів та плати за користування надрами компаніями по видобувних районах Львівської області за 2012 – 2014 рр. Аналіз даних показує, що в період 2012 – 2014 рр. обсяги сплати платежів за користування надрами у Львівській області зросли на 29,87 %.

Таблиця 3.3: Сплата рентних платежів та плати за користування надрами до загального фонду державного бюджету за 2012 – 2014 рр. видобувними компаніями, які отримали спеціальні дозволи на користування надрами для видобування нафти і газу у Львівській області, тис. грн.²¹

Район	Рентна плата	Плата за користування надрами		
	2012 р.	2012 р.	2013 р.	2014 р.
Нафта і газ				
Дрогобицький	119634,3	6459,6	138470,0	191 421,7
Самбірський	80646,9	4421,7	89715,5	108643,0
Стрийський	137 517,8	7842,2	145949,5	204819,8
Городоцький	29185,6	4651,7	37440,6	54005,8
Миколаївський	3421,9	1102,3	4689,1	3680,1
Всього по Львівській обл.	370406,5	24477,5	416 264,7	562 570,3

Львівська область є одним з 13 регіонів України, де видобувають природний газ. В області розвідано 44 родовища, видобувні запаси становлять близько 85,7 млрд. м³, або близько 8% запасів газу України. В області експлуатується 31 газове родовище з видобувними запасами понад 60 млрд. м³; наявні 10 перспективних площ та нерозкриті пласти Вишнянського і Городоцького родовищ (близько 28,474 млрд. м³).

Крім родовищ вільного газу, у Львівській області розвідані 8 газоконденсатних родовищ з видобувними промисловими запасами 0,85 млн. т, або 1,06 % запасів конденсату України. Розробляється 7 родовищ з видобувними запасами 0,847 млн. т, ще одне родовище підготовлене до промислового освоєння.

Львівська область забезпечує 3,8% від загальнодержавного видобутку природного газу. Видобування природного газу проводиться на більш як 300 свердловинах.

²¹ Лист ГУ ДФС у Львівській області від 21.04.2015 №117/ЗП/10/13-01-15-04-09

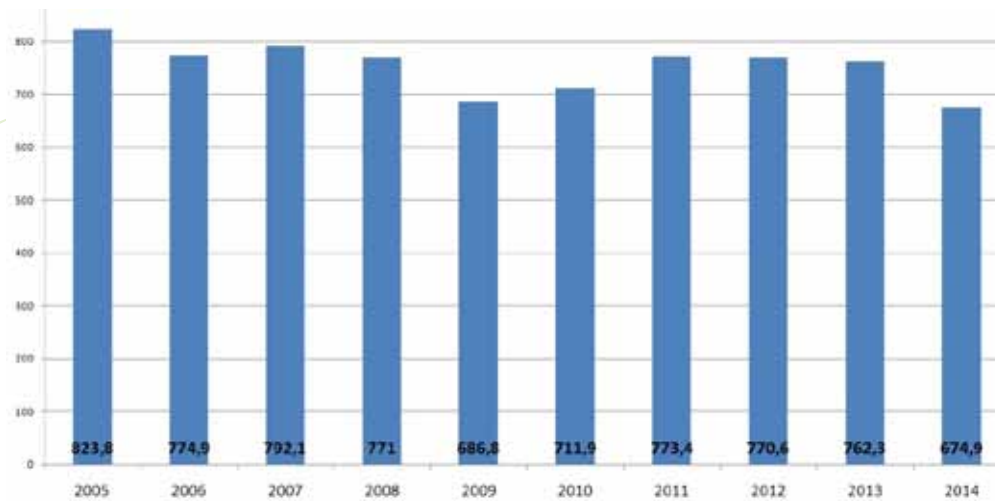
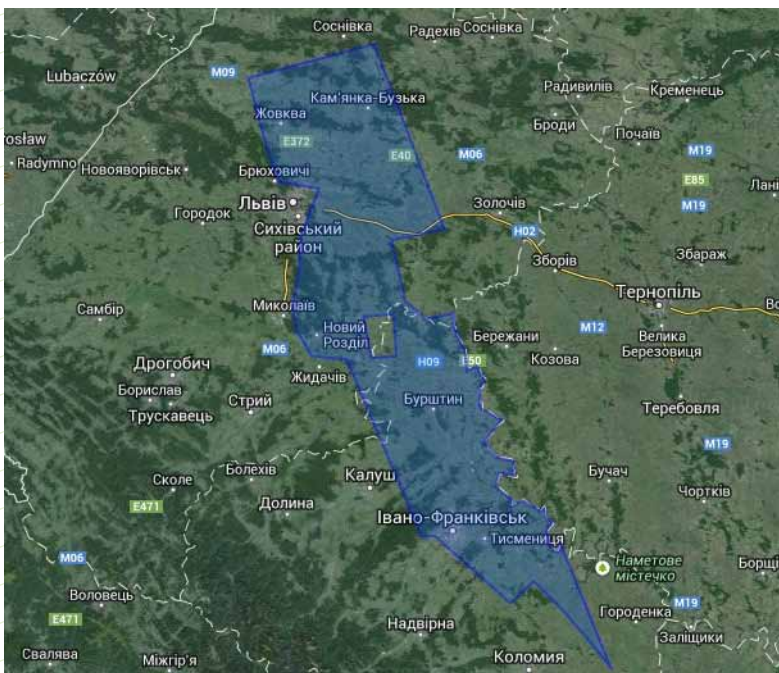


Рис 3.2. Видобуток газу природного у Львівській області, млн. куб. м²²

Аналіз даних видобутку природного газу у Львівській області за 2005 -2014 рр. показує, що впродовж останніх 10 років він поступово скорочувався на 100 – 150 млн. м³. газу на рік. На думку представників видобувних компаній головними причинами скорочення видобутку газу в області є виснаження родовищ газу, що експлуатуються, нестача коштів на капіталовкладення для відновлення дебіту свердловин газу та часті зміни регуляторного поля, зокрема ставок рентної плати, що погіршує фінансову стабільність компаній, а також низький рівень інвестицій у геологорозвідувальні роботи та сейсмічну розвідку.



Українською частиною Львівсько-Люблінського басейну є Олеська площа, яка знаходиться на території Львівської (Буський, Жидачівський, Жовківський, Золочівський, Кам'янка-Бузький, Миколаївський, Перемишлянський, Пустомитівський, Сокальський райони) та Івано-Франківської областей (Тлумацький, Галицький, Городенківський, Рогатинський райони). Її загальна площа становить 6 324 км² (Рис.3.3).

Рис. 3.3 Олеська площа Львівсько-Люблінського басейну сланцевого газу

²² Статистичні дані ГУ Статистики у Львівській області, [http://database.ukrcensus.gov.ua/statbank_lviv/Dialog/varval.asp?ma=03A03_01&ti=03A03_01.%20%C2%E8%F0%E1%ED%E8%F6%F2%E2%EE%20%ED%E0%E9%E2%E0%E6%EB%E8%E2%B3%F8%E8%F5%20%E2%E8%E4%B3%E2%20%EF%F0%EE%EC%E8%F1%EB%EE%E2%EE%BF%20%EF%F0%EE%E4%F3%EA%F6%B3%BF%20\(1\)&path=../Database/03PROM/03/&lang=1&multilang=uk](http://database.ukrcensus.gov.ua/statbank_lviv/Dialog/varval.asp?ma=03A03_01&ti=03A03_01.%20%C2%E8%F0%E1%ED%E8%F6%F2%E2%EE%20%ED%E0%E9%E2%E0%E6%EB%E8%E2%B3%F8%E8%F5%20%E2%E8%E4%B3%E2%20%EF%F0%EE%EC%E8%F1%EB%EE%E2%EE%BF%20%EF%F0%EE%E4%F3%EA%F6%B3%BF%20(1)&path=../Database/03PROM/03/&lang=1&multilang=uk)

Розробкою цієї площі мала займатися компанія Chevron Ukraine B.V., однак в силу декількох факторів 2 липня 2015 р., за рішенням ради директорів, було оголошено про припинення діяльності компанії в Україні.

Львівщина є одним із 10-ти регіонів України, де здійснюється видобуток нафти. Нафтові запаси в області представлені 18 родовищами з видобувними запасами понад 30 млн. т., що складає 21,52 % від запасів України. Наявні 11 перспективних площ.

Нафтовидобувна промисловість функціонує у південній частині області, на території Бориславського нафтопромислового району, що є одним із найстаріших у Європі. Сьогодні видобувні балансові запаси нафти області становлять понад 21,8 млн. тонн. В експлуатації знаходиться близько 800 свердловин.

У 2014 році видобуток нафти становив 123,5 тис. т і збільшився відносно 2010 р. на 12,5%, або на 15,4 тис. т. (Рис.3.6).

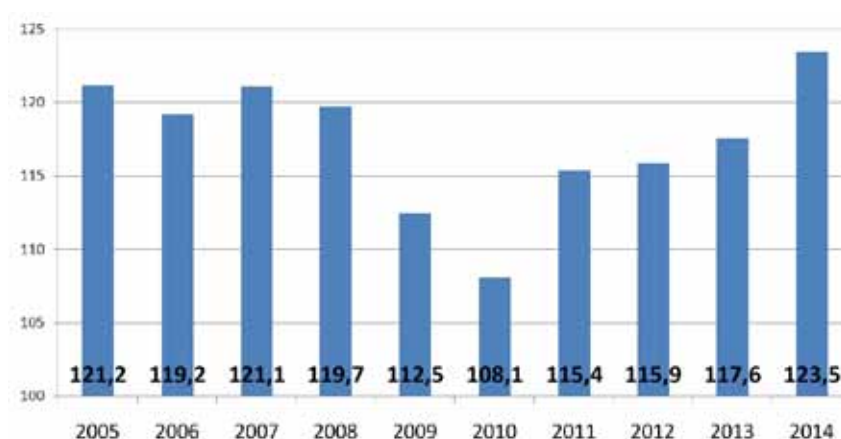


Рис. 3.6 Видобуток нафти сирової у Львівській обл. за 2005 – 2014 рр., тис. т ^{viii}

Висновки

За умов енергетичної залежності України від РФ та окупації Москвою вуглевидобувних районів у східних регіонах України, стабілізація і нарощування видобування вуглеводнів та збільшення ролі західних регіонів у забезпеченні потреб держави в енергоносіях є надзвичайно важливою. Вона зменшує залежність України від імпорتنих поставок і створює передумови для енергетичної незалежності держави та зміцнення засад вітчизняної економіки.

Нарощування власного видобутку не може бути досягнуто без вирішення низки економічних проблем, пов'язаних з оптимізацією фінансування, збільшенням обсягів та ефективності геолого-розвідувальних робіт, удосконаленням податкової політики та законодавчої бази у видобувній галузі, трансформацій форм власності і на цій основі залучення як вітчизняних, так і іноземних інвестицій у розвиток галузі.

Головною проблемою та причиною скорочення видобутку вуглеводнів у Львівській області є перехід більшості основних запасів нафти і газу у пізню стадію розробки, виснаження родовищ на 80 – 85% від початкових видобувних запасів. Отже, у структурі запасів вуглеводнів області постійно збільшується

частка важко видобувних запасів, освоєння яких за сучасної моделі непрозорого та корумпованого функціонування галузі є нерентабельним. Тому, головним підходом до збільшення видобутку вуглеводнів в області та в цілому в країні має стати створення нової економічної моделі функціонування галузі, головними принципами якої мають стати прозорість, довіра між учасниками ринку, простота та дебіюрократизація процедур отримання компаніями дозвільних документів, створення економічних та регуляторних умов для залучення інвестицій у геологічну розвідку та впровадження нових технологій з видобутку важко добувних запасів вуглеводнів.

Сучасний науковий підходи та застосування новітніх досягнень у сфері технологій підвищення нафто та газовилучення (створення локальних гідродинамічних впливів, буріння горизонтальних свердловин, зарізка горизонтальних стовбурів в існуючих вертикальних свердловинах та застосування інших методів підвищення продуктивності пластів, тощо) вимагають залучення спеціальних знань та обладнання, що впливає на збільшення собівартості видобутку вуглеводнів і має враховуватись при оподаткуванні такої продукції з метою підтримання видобутку вуглеводнів на економічно виправданому рівні рентабельності.

Говорячи про виснаженість родовищ вуглеводнів, що вже знаходяться в експлуатації, слід приділити особливу увагу стимулюванню геологічній розвідці та пошуку вуглеводнів на глибоких горизонтах понад 5 тис. м., які, внаслідок технічного розвитку галузі та новим технологіям, нині піддаються сейсмічній та іншим видам геологічної розвідки. Адже, впродовж останніх 20 років у Західних регіонах України не відкрито жодного навіть середнього родовища, а накопичення запасів вуглеводнів за рахунок дрібних родовищ є економічно недоцільним.

На сьогодні в Україні не врегульовано механізм отримання податкових пільг для нафтогазовидобувних компаній, які ведуть розробку виснажених родовищ, застосовують додаткове обладнання для дотискання та підвищення дебету нерентабельних свердловин нафти і газу. Це створює нерівні конкурентні умови для підприємств галузі.

Долучення компаній добувної галузі Львівської області до «Ініціативи прозорості у видобувній галузі» (або ЕІТІ) має сприяти створенню прозорого і конкурентного ринку вуглеводнів в країні, залученню додаткових іноземних інвестицій у розвиток галузі, тощо.

7.2.4. Характеристика стану інвестиційної діяльності у видобувній галузі Львівської області

Нині на території Львівської області у розробці покладів вуглеводнів задіяно 17 добувних компаній державної та приватної форм власності. Їх сукупні капітальні інвестиції у 2014 р. становили 72,97 млн. грн., що є на 33,4 меншим порівняно з 2013 р. Скорочення обсягів капітальних інвестицій в галузі спостерігається впродовж останніх 5 років і пояснюється учасниками ринку складним фінансовим станом компаній, високою вартістю капіталу та низькою рентабельністю (Табл. 4.3).

Таблиця №4.3: Капітальні інвестиції за видами економічної діяльності у Львівській області (тис. грн.)²³

	2010	2011	2012	2013	2014
Усього капітальних інвестицій, тис. грн.	8830203	12113954	11173321	9816691	9555030
Промисловість, тис. грн.	1975760	2384768	2647296	3492696	2749137
Добувна промисловість, тис. грн.	103614	97871	105461	106373	72970
Доля інвестицій у добувну галузь по відношенню до обсягу інвестицій у промисловість Львівської області	5,24%	4,10%	3,98%	3,05%	2,65%

Обсяги прямих іноземних інвестицій у добувну галузь Львівщини у 2014 р. становили 17,4 млн. дол. США (Рис.4.2), різниця показників 2012 та 2013 рр. пояснюється зміною статистичного обліку та переведенням звітності підприємств на КВЕД 2010.

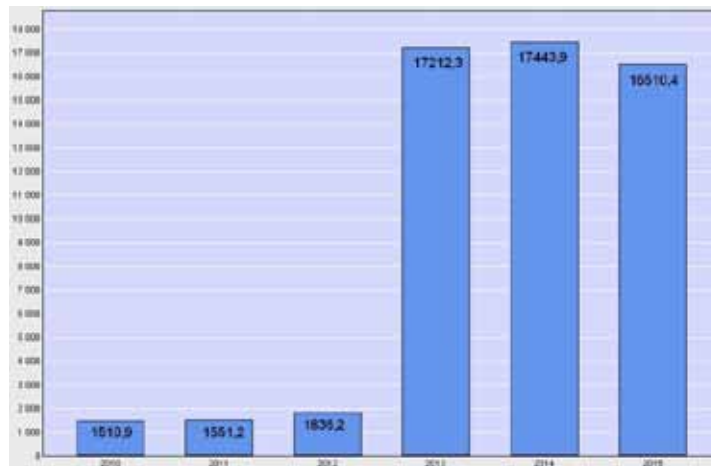


Рис. 4.2 Надходження прямих іноземних інвестицій у добувну промисловість Львівської області, тис. дол. США²⁴

Серед найбільш важливих перешкод, що стоять на шляху формування привабливого інвестиційного клімату у видобувній галузі України, респонденти виділили наступне:

- прийняття КМУ Постанови №596 від 07.11.2014 р «Про порядок закупівлі природного газу промисловими, енергогенеруючими та теплогенеруючими підприємствами». Документ, по суті, суперечить принципу вільної торгівлі газом, вільного вибору постачальників та забезпеченню рівних можливостей і доступу для гравців ринку газу до ГТС України;

- нестабільність податкового регулювання видобутку вуглеводнів в Україні. Так, у 2014 р. КМУ підвищив податки на видобуток газу для приватних компаній з 28% до 55% вартості від реалізації газу, видобутого з пластів на глибинах менше 5000 метрів, та з 14% до 28% від реалізації газу, видобутого з глибин понад 5000 метрів. Це стало п'ятим підвищенням податку для добувних компаній за останні чотири роки. Як наслідок, в Україні діє один з найважчих податкових режимів у Європі;

²³ Статистичні дані ГУ Статистики у Львівській області, http://database.ukrcensus.gov.ua/statbank_lviv/Database/06INVEST/databasetree_uk.asp

²⁴ Лист ГУ Статистики у Львівській області від 03.04.2015 р. № 08-11/153

- землі, на яких розташована більшість вуглеводневих покладів, як правило, є землями сільськогосподарського призначення. Земельне законодавство в Україні не відповідає потребам нафтогазової промисловості та значно ускладнює реалізацію будь-яких проектів з видобутку вуглеводнів. Чинна редакція Земельного Кодексу створює суттєве навантаження на компанії, змушуючи їх змінювати цільове призначення земель, що, у випадку із мораторієм на зміну цільового призначення земель сільгосппризначення, блокує реалізацію таких проектів;

- відповідно до Українського законодавства нафтогазові свердловини визначені як об'єкт нерухомості. Це призводить до різних тлумачень закону центральними та обласними органами влади та різними компаніями-операторами, а також спричиняє розбіжності та непевності в регуляторному середовищі, зокрема під час реєстрації свердловин. Адже, регуляторна база по об'єктах нерухомості не підходить для реєстрації нафтових та газових свердловин. З цього приводу у видобувних компаніях виникають постійні колізії;

- в Україні немає уніфікованого дозвільного документу для добувних компаній. Процедура оформлення дозвільної документації для видобувних компаній регламентується численними нормативно-правовими актами, включаючи Кодекс Про Надра, Закон «Про нафту та газ», Гірничий Закон; існують непевності стосовно ролі обласних рад та місцевих органів влади в даному процесі. Уніфікація дозвільної документації та спрощення процедури оформлення дозволів має потенціал значно покращити інвестиційний клімат в галузі. Всі ці процедури можна прописати у новому проекті Кодексу про надра, який нині знаходиться на обговоренні;

- існує потреба в перегляді політики держави щодо імпорту певних видів трубної продукції та інших видів технічного обладнання, що використовується добувними компаніями. Нині безшовні обсадні труби та насосно-компресорні труби, зовнішній діаметр яких не перевищує 406,4 мм підпадають під імпортні квоти, які періодично встановлюються Міжвідомчою комісією з міжнародної торгівлі при Мінекономіки. Завдяки квотним обмеженням, видобувні компанії не в змозі задовольнити існуючі виробничі потреби.

- переведення бухгалтерського обліку в Україні на Міжнародні Стандарти Фінансової Звітності (МСФЗ) дозволить компаніям видобувної галузі перейти на стандарти, що застосовуються у більшості країн ЄС та США, мати звітність компаній співставну з різними країнами. Це дозволить компаніям спростити вихід на міжнародні ринки капіталу, біржі, бути більш зрозумілими та прозорими для міжнародних інвесторів та партнерів, тощо;

- Податковий кодекс України чітко не виписує процедуру відшкодування ПДВ, сплаченого за матеріали та послуги в період від геологічного вивчення до початку видобутку на свердловині. У ПКУ не врегульовано питання, пов'язані з ПДВ щодо свердловин, що виявились неуспішними.

7.2.5. Рекомендації щодо покращення інвестиційного клімату у видобувній галузі

- скасувати Постанову №596 від 07.11.2014 р. «Про порядок закупівлі природного газу промисловими, енергогенеруючими та теплогенеруючими підприємствами», що забезпечить імпортерам природного газу вільний доступ до ГТС, не допустити прийняття положень про експропріацію природного газу у власників;

- створити збалансовану систему оподаткування, яка б враховувала геологічні умови родовищ та вартість геологорозвідувальних робіт. Запровадити мораторій на

7.3. Прозорість ресурсних і фінансових потоків традиційних та нетрадиційних вуглеводнів в Харківській області (виконавець: НУО «ІСР»)

Характерною особливістю Харківського регіону є наявність власної сировинної бази, що на 37,6% складається із паливно-енергетичних корисних копалин (нафта, газ, конденсат, кам'яне та буре вугілля). Слід зазначити, що сьогодні в Харківській області видобувається 42,7 % від загальнонаціонального видобутку природного газу (станом на 01.11.2015 р.).

На Харківщині реалізуються два міжнародних проекти: перший – спільна діяльність компанії «Shell» та ПАТ «Укргазвидобування» (реалізацію проекту зупинено), щодо розвідки природного газу у щільнених пісковиків (Первомайський та Близнюківський райони), другий – спільна діяльність компанії «Shell», ТОВ «Надра Юзівська» і держави Україна щодо розподілу продукції на розробку Юзівської ділянки (Донецька і Харківська області).

Харківська область повністю забезпечує власні потреби в енергетичних ресурсах (видобуток природного газу), енергогенеруючі потужності, які покривають потреби Харківської області у тепловій та електричній енергії, повністю розташовані на території регіону. Харківська область постачає до інших регіонів близько 62% із виробленої електричної енергії та 84,2% видобутого газу постачаються в інші регіони України.

7.3.1. Підсумки роботи регіонального сектору видобутку вуглеводнів за період 2010-2015 рр.

Становлення газовидобувної галузі України у її сучасному розумінні відбувалося саме у Харківській області після відкриття у 1950 році унікального Шебелинського родовища з запасами газу 650 млрд. м³, а трохи пізніше – цілої низки крупних і середніх родовищ: Хрестищенського, Єфремівського, Медведівського, Меліхівського та інших.

Їх освоєння і будівництво розгалуженої мережі газопроводів дозволило Україні довести видобуток природного газу до 39 млрд. м³ у 1965 р., 61,3 млрд. м³ – у 1970 р., 68,7 млрд. м³ – у 1975 р. і не тільки стати на той час основним постачальником газу для Європейської частини СРСР, а й експортувати його у Польщу, Чехословаччину, Болгарію, Угорщину. Загальний видобуток газу з родовищ області з початку розробки родовищ області перевищує 1,13 трлн. м³ і становить 57% всього видобутого газу в Україні.

По Харківській області на Державному балансі корисних копалин України значиться 56 родовищ з балансовими запасами природного газу 367 млрд. м³ та 19 родовищ з балансовими запасами нафти 5538 тис. т.

Станом на 01.10.2015 р. по області видано спеціальних дозволів на:

1. Геологічне вивчення надр, у тому числі дослідно-промислово розробку родовищ корисних копалин загальнодержавного значення – 36, у тому числі:

- ДК «Укргазвидобування» – 19
- ПАТ «Укрнафта» – 1
- інші комерційні структури – 16

2. Геологічне вивчення нафтогазоносних надр, у тому числі дослідно-промислового розробку родовищ вуглеводнів з подальшим видобуванням нафти і газу (промислова розробка родовищ) – 2, у тому числі:

- ДК «Укргазвидобування» – 0
- ПАТ «Укрнафта» – 0
- інші комерційні структури – 2

3. Видобування корисних копалин (промислова розробка родовищ) – 38, у тому числі:

- ДК «Укргазвидобування» – 29
- ПАТ «Укрнафта» – 3
- інші комерційні структури – 6

У 2014 р. по Харківській області приріст видобувних запасів вуглеводнів склав 17,5 млн. т умовного палива, сумарний видобуток газу – 8802,3 млн. м³, сумарний видобуток конденсату – 175 тис. т та сумарний видобуток нафти – 145 тис. т.

По родовищах вуглеводнів, що розташовані в Харківській області, практично весь видобуток газу (близько 94%) традиційно забезпечується силами і засобами НАК «Нафтогаз України». На долю видобутку комерційними структурами припадає 0,546 млрд. м³ газу, що становить близько 6% від сумарного об'єму.

7.3.2. Перспективи нарощування видобутку вуглеводнів

Основними напрямками збільшення видобутку газу в області слід вважати інтенсифікацію використання наявної ресурсної бази видобутку на діючих родовищах і родовищах в освоєнні, а також її нарощування за рахунок проведення широкомасштабних пошуково-розвідувальних робіт.

Підключення у розробку нових розвіданих родовищ було найбільш звичним вирішенням проблеми нарощування видобутку газу. На жаль, у Харківській області практично всі відомі родовища газу на даний час уже введені у розробку, а підключення нових розвіданих невеликих родовищ не вирішує проблеми стабілізації видобутку газу в регіоні з причини низьких видобувних можливостей: початкові запаси газу незначні, а продуктивність свердловин часто нижче мінімальної економічно рентабельної (родовища Платівське, Білозірське, Красноградське та ін.).

Максимальне збільшення видобутку до 82 млн. м³/рік очікується у 2017 р. завдяки підключенню нових свердловин. За рахунок щорічного введення у розробку нових експлуатаційних свердловин додатковий видобуток з них у 2020 р. складе 736 млн. м³.

Для збільшення видобутку, а також залучення до розробки залишкових запасів вуглеводнів на діючих родовищах першочерговим обов'язковим заходом є продовження передбаченого проектами розробки і дослідно-промислової розробки експлуатаційного буріння на Шебелинському, Західно-Хрестищенському, Єфремівському, Мелихівському, Медведівському, Червоноярському, Кобзівському, Безлюдівському, Скворцівському, Північно-Коробочкинському, Дружелюбівському та Краснокутському родовищах.

На виснажених родовищах наростити видобуток за рахунок додаткового експлуатаційного розбурювання складніше і менш ефективно. З одного боку це пов'язано з технологічними складнощами при розкритті бурінням поглинаючих пластів з пониженими пластовими тисками, а з другого боку – низькі пластові тиски не здатні забезпечити високі дебіти нових свердловин (хоча ці дебіти, як показує практика, є досить стабільними). Нові свердловини дозволяють задіяти у розробку запаси газу периферійних зон покладів і окремих лінзовидних пропластків, які існуючим фондом не будуть вилучені.

Зниження робочих тисків на усті свердловин є ще одним напрямом збільшення видобутку газу на виснажених родовищах, який активно впроваджує ДК «Укргазвидобування», оскільки дебіт свердловини прямо залежить від різниці пластового тиску і тиску на її усті. Основним напрямом зі стабілізації та нарощування видобутку природного газу з наявної ресурсної бази на період 2015 – 2016 рр. є будівництво нових та переоснащення існуючих дотискних компресорних станцій (ДКС).

Для успішного нарощування ресурсної бази видобутку необхідними є дві умови: наявність достатнього фонду об'єктів для введення у пошуково-розвідувальне буріння та достатні обігові кошти для проведення геолого-розвідувальних робіт. Реалізація завдань Уряду з нарощування власного видобутку газу серйозно стримується у зв'язку з відсутністю у ДК «Укргазвидобування» – основної компанії в Харківській області з пошуків та розвідки вуглеводнів – достатнього фонду заліцензованих площ. Так, за останні 5 років (з другого півріччя 2014 року) компанія не отримала жодного спеціального дозволу на нові ділянки, хоча за цей період були підготовлені документи і подані заявки на 36 ділянок України. Крім того, завершено розвідку Кобзівського, Юліївського родовищ, які були основним джерелом нарощування видобутку газу.

На території Харківської області розташована Юзівська площа ущільнених пісковиків, яка за попередніми оцінками, має запаси 1,5 до 2 трлн. м³ газу. Розробкою даної площі планувала займатися компанія Shell Exploration and Production Ukraine Investments (IV) B.V., однак загальне падіння цін на газ, близькість до зони проведення антитерористичної операції та волятивність вітчизняного законодавства стали причиною припинення робіт за проектом освоєння цієї площі. Наразі оголошено новий тендер на розробку нетрадиційних запасів газу Юзівської площі.

7.3.3. Відрахування у бюджет від нафтогазової промисловості в Харківській області

За інформацією головного управління Державної фіскальної служби України в Харківській області (наданої на основі письмового запиту) на території регіону розташовано 18 видобувних компаній нафтогазового сектору, які здійснюють відрахування до загального фонду державного бюджету України за користування надрами для видобування нафти, газу. У 2014 р. загальний показник плати до бюджету за користування надрами цими компаніями склав 199 522,97 тис. грн.

Слід зазначити, що сукупні доходи бюджету України від сплати рентних платежів з видобутку вуглеводнів у 2014 р. становили близько 20,37 млрд. грн., тоді доля Харківської області у цьому балансі склала всього 1,8%, хоча, фактично, мала бути на порядок вищою. В табл. 2.4 наведені показники сплати рентних платежів та плати за користування надрами компаніями по видобувних районах Харківської області за 2012 – 2014 рр. Аналіз даних показує, що в період 2012 – 2014 рр. обсяги сплати платежів за користування надрами у Харківській області зросли на 38,6 %.

Сплата рентних платежів та плати за користування надрами (нафта та газ) у Харківській області

Район	Рентна плата, тис. грн.	Плата за користування надрами, тис. грн.		
	2012	2012	2013	2014
Балаклійський	318568,25	9955,26	21901,57	30662,19
Барвенківський	214538,21	6704,32	14749,50	20649,30
Валківський	119482,63	3733,83	8214,43	11500,20
Зміївський	86452,63	2701,64	5943,62	8321,07
Кегичівський	128562,36	4017,57	8838,66	12374,13
Коломацький	57561,12	1798,79	3957,33	5540,26
Красноградський	325680,52	10177,52	22390,54	31346,75
Краснокутський	221453,28	6920,42	15224,91	21314,88
Нововодолажський	67893,68	2121,68	4667,69	6534,77
Первомайський	245632,11	7676,00	16887,21	23642,09
Чугуївський	218623,25	6831,98	15030,35	21042,49
Шевченківський	47593,22	1487,29	3272,03	4580,85
Разом:	2 054 053,26	66 138,29	143 090,83	199 522,97

Окремим видом платежів, на який слід звернути увагу у даному звіті, є програми соціальної відповідальності та соціального інвестування видобувних компаній. Взірцем тут є діяльність компанії «Shell» в Харківській області.

В рамках меморандуму про співпрацю між компанією «Shell» та Харківським національним університетом імені В.Н. Каразіна готується до запуску 3-річна магістерська програма підготовки магістрів у галузі видобутку нетрадиційних вуглеводнів. Програма, яка фінансується виключно з приватних коштів, проектується на базі трьох факультетів ХНУ – геолого-географічного, екологічного та хімічного. Сукупні витрати «Shell» оцінюються на рівні 300 тис. дол., у т.ч. 200 тис. дол. на закупівлю обладнання та до 40 тис. дол. на власне створення програми. Загалом програма університетських досліджень в рамках виконання УРП на Юзівській ділянці передбачає бюджет в еквіваленті 300 тис. дол. на рік.

Натомість програма стажувань запущена в 2014 р. та передбачає можливість 6-місячної практики у компанії. Щорічно «Shell» планує залучати до 10 студентів з Києва, Харкова та Донецька. За даними компанії, витрати на річну програму стажування становлять близько 600 тис. грн. з розрахунку 10-11 тис. грн. на особу на місяць.

У завершеному проекті «Shell» з компанією «Укргазвидобування» соціальні інвестиції здійснювалися з початку 2013 р. Спільний комітет розглядав пропозиції місцевих рад у територіальних громадах, де безпосередньо відбувається розвідка вуглеводнів. Ці пропозиції мали бути попередньо узгоджені з районною владою (РДА), тобто відповідати або принаймні не суперечити програмам соціально-економічного розвитку громад відповідного рівня. Подання пропозицій, які охоплювали Первомайський та Близнюківський райони Харківської області, здійснювалось на добровільних засадах. В середньому, щороку підтримку отримували 8 проектів вартістю до 400 тис. грн. Так, у 2013 р. бюджет програми склав 1,5 млн. грн., у 2014 р. оцінювався на рівні 1,2 млн. грн. Загальна сума виділених коштів склала близько 2,7 млн. грн. В рамках програми було реалізовано наступні проекти: заміна системи опалення в двох школах Первомайського і Близнюківського району, встановлення двоскатної покрівлі у школі Первомайського району, капітальний ремонт сільського дитячого садка у Близнюківському районі, встановлення вуличного освітлення, ремонт доріг, закупівля медикаментів у двох районних лікарнях.

7.3.4. Пропозиції для покращення ситуації в нафтогазовому секторі Харківської області

Підприємства нафтогазової галузі Харківської області потребують реформування у бік технічної модернізації та підвищення рівня прозорості платежів, а саме:

1. Організаційні:

- 1.1. Розробити якісну та реалістичну концепцію розвитку нафтогазової галузі Харківської області, що ґрунтується на новій економічній моделі, яка передбачає балансування між витратами на видобуток газу та зменшення його собівартості. Дана модель повинна бути максимально дебіюрократизованою та відкритою з метою залучення нових міжнародних видобувних компаній для освоєння нових родовищ.
- 1.2. Активізувати процес законодавчого регулювання отримання податкових пільг для нових гравців нафтогазового видобутку, що заходять в регіон. Кошти, що вивільняються в межах затверджених податкових пільг повинні бути інвестовані у місцеві громади в розрізі покращення якості інфраструктури, яку використовують видобувні компанії (поліпшення якості доріг, водогонів, вуличного освітлення тощо).
- 1.3. Сприяння залученню видобувних компаній, які працюють в Харківській області, до імплементації у власному бізнесі стандартів Ініціативи прозорості у видобувній галузі (EITI). Це дозволить компаніям бути відкритими і прозорими як для місцевої влади, інших компаній, так і для місцевих громад.

- 1.4. Створення довгострокового регіонального ендавменту (фонду розвитку), який наповнюється із платежів компаній, та поділяється на 2 частини: 1 – інвестування (навіть, кредитування) проектів із енергоефективності та енергозбереження з метою зменшення газової залежності регіону; 2 – акумуляція частини коштів для їх використання після суттєвого зниження видобутку газу на території Харківської області для енергозабезпечення.

2. Технічні:

2.1. Проведення нових бурових робіт на території Харківської області на 30 площах і родовищах у 2016-2018 рр. Планова проходка складе 143,5 тис. м в т. ч. пошуково-розвідувальне буріння 75,1 тис. м, експлуатаційне буріння – 68,5 тис. м. Планується закінчити будівництвом 46 свердловин, з них: 20 – експлуатаційних, 26 – пошуково-розвідувальних. Заплановано вийти бурінням на нові площі: Нурівську, Сумську, Буцацьку. Плановий приріст вуглеводнів: 12 млрд. м³ природного газу, 65 тис. т нафти.

2.2. Нарощування видобутку природного газу через пониження робочих тисків на усті свердловин за рахунок оптимізації газових потоків, реконструкції і модернізації Червонодонецької і Хрестищенської ДКС, будівництво газопроводу Юліївка-Степове, що дозволить додатково отримати понад 4,8 млрд. м³ додаткового видобутку газу. Провести роботи із пониження робочих тисків на устях свердловин крупних старих родовищ, які знаходяться на завершальній стадії розробки (Шебелинському, Західно-Хрестищенському, Мелихівському, Єфремівському, Медведівському та Кегичівському), що дозволить збільшити видобуток конденсату на 10-15 т на добу.

3. Наукові:

Проводити подальші геолого-розвідувальні роботи на Сахалинському родовищі природного газу (Кегичівський та Балаклійський райони). Рекомендується пропорційно до суми проведення геолого-розвідувальних робіт зменшити суму платежів від компаній, що фінансують дослідження. Це стане ефективним інструментом мотивації видобувних компаній до активних розвідувальних робіт на нових ділянках, а спеціалізованих науково-дослідних організацій – до проведення якісних досліджень.

7.3.5. Аналіз інвестицій у нафтогазову промисловість Харківської області

Головне управління статистики в Харківській області фіксує збільшення прямих іноземних інвестицій у нафтогазову промисловість регіону (таблиця 3.1). Це пов'язано, в першу чергу, із діяльністю у 2013-15 рр. в області компанії «Shell», яка активно будувала 2 бурових пошукових майданчики на території Первомайського та Близнюківського районів Харківської області. В рамках даної діяльності реалізовується й програма соціальних інвестицій та програма

покращення місцевої інфраструктури, які також, зараховуються як інвестиційні надходження в регіон.

Прямі іноземні інвестиції у нафтогазову промисловість Харківської області [11]

Прямі іноземні інвестиції, млн. дол. США	Роки					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Усього прямих інвестицій	2082,7	2716,9	2814,3	2174,3	2131,9	1726,0
Прямі інвестиції у промисловість	1312,1	1711,6	1773,0	1369,8	1343,1	1087,4
Нафтогазова промисловість	715,1	660,7	652,5	579,4	1147,0	665,5
Співвідношення інвестицій у нафтогазову промисловість до сумарних інвестицій у промисловість	54,5 %	38,6 %	36,8 %	42,3 %	85,4 %	61,2 %

Також, із 2008 року видобування природного газу на території Харківської області ведуть 2 компанії із іноземними інвестиціями: Diloretio Holding (Кіпр) та Alpeko Investmans (Великобританія), що сумарно інвестували в газовидобуток регіону 2 482,6 млн. дол. США.

В загальному розрізі, протягом 2010-2013 рр. спостерігалось зниження надходження іноземних інвестицій у нафтогазовий сектор Харківської області з 715,1 млн. дол. США до 579,40 млн. дол. США. Це пов'язано, в першу чергу із завершенням геолого-розвідувальних робіт іноземних компаній у 2009 р. і проходження активної фази будівництва видобувних майданчиків та газогонів у 2009-2010 рр.

Разом з тим, підвищення вдвічі надходження інвестицій у період 2013-2014 р.р. – з 579,4 млн. дол. США до 1147,0 млн. дол. США, пов'язано із діяльністю компанії «Shell». Так само, як і різке падіння надходження прямих іноземних інвестицій у газовидобувну галузь Харківської області у 2015 р. до 665,5 млн. дол. США, що пов'язано із уходом з регіону такого великого гравця ринку, як «Shell». Розпочався період передачі прав на операційну діяльність від «Shell» до ТОВ «Надра Юзівська».

Однак, «Стратегія розвитку Харківської області до 2020 року» передбачає інтенсифікацію роботи із залучення іноземних інвесторів до проектів із розвідки нових нафтогазових родовищ та впровадження на них операційної діяльності із видобутку нафти та газу.

В рамках проведеного дослідження, було проведено фокусоване інтерв'ю з керівниками газовидобувних компаній різної форми власності, щодо їх бачення головних загроз та перепон, що стоять перед інвесторами, які планують працювати у галузі в Харківській області. Отже, респонденти визначили наступні загрози та перепони:

- Харківська область має високий рівень інвестиційної привабливості, зокрема, у нафтогазовому секторі. Разом з тим, близькість до області зони проведення АТО, призводить до підвищення рівня ризиків, зокрема щодо

безпеки обладнання та життя співробітників. Крім того, у тілі інвестиції з'являється складова страхування ризиків, що в даних умовах може досягати коефіцієнту 0,9 від загальної суми інвестиції.

- На даний момент, законодавцем не усунуто суперечності між законом України «Про ринок природного газу» та постановою Кабінету Міністрів України №596 від 07.11.2014 р. «Про порядок закупівлі природного газу промисловими, енергогенеруючими та теплогенеруючими підприємствами». Суперечність між двома зазначеними нормами права призводить до унеможливлення проходження вільних торгів природним газом, ускладнює доступ до ГТС, і, взагалі, руйнує принцип рівних можливостей для всіх гравців ринку.
- Представники іноземних компаній зазначають, що в Україні є найважча податкова система для компаній нафтогазового сектору. Відбувається постійне підвищення податків для видобувних компаній – 5 раз за останні 4 роки. Зокрема, у 2014 р. Кабінет Міністрів підвищив податок з 28% до 55% вартості від реалізації газу, видобутого з пластів на глибинах менше 5 тис. метрів, та з 14% до 28% від реалізації газу, видобутого з глибин понад 5 тис. метрів. Нові компанії, що заходять в область потребують податкових канікул з метою проведення активного інвестування в регіоні: як, безпосередньо, у видобувні проекти, так і у розвиток об'єктів соціальної сфери на території впливу компаній.
- Діючі норми Земельного Кодексу України ускладнюють процес зміни цільового призначення земельної ділянки, на якій проводяться геолого-розвідувальні та бурові роботи. Процес ускладнюється при переводі земельної ділянки сільськогосподарського призначення у землі промисловості та енергетики, оскільки процедура проводиться за рішенням Кабінету Міністрів України. Враховуючи те, що більша частка ґрунтів Харківської області – чорноземи, що віднесені до особливо цінних ґрунтів, то часті факти відмови від надання дозволу на зміну цільового призначення земельної ділянки. Це пов'язано з тим, що видобувні компанії часто нехтують виконанням Постанови КМУ «Про порядок зняття родючого шару ґрунту».
- Існує потреба в перегляді політики держави щодо імпорту певних видів трубної продукції та інших видів технічного обладнання, що використовується добувними компаніями. Нині безшовні обсадні труби та насосно-компресорні труби, зовнішній діаметр яких не перевищує 406,4 мм підпадають під імпорتنі квоти, які періодично встановлюються Міжвідомчою комісією з міжнародної торгівлі при Мінекономіки. Завдяки квотним обмеженням, видобувні компанії не в змозі задовольнити існуючі виробничі потреби.

Отже, на інвестиційну привабливість нафтогазової галузі Харківської області впливають як зовнішні (законодавче регулювання, система оподаткування, неузгодженість норм права), так і внутрішні факти, зокрема, проведення АТО на межі Харківської області.

7.3.6. Висновки та рекомендації

Харківська область у 2013 р. посіла перше місце у національному рейтингу інвестиційної привабливості регіонів України, що проведений Державною агенцією з інвестицій на управління національними проектами. Тому, регіон є одним із найбільш інвестиційно привабливим в Україні. В Харківській області реалізовується «Стратегія розвитку Харківської області до 2020 р.», яка передбачає активну співпрацю із закордонними інвесторами. Основною складовою даної Стратегії є створення спеціального інвестиційного клімату для залучення інвесторів в регіон, зокрема, в галузь енергетики. Сьогодні, ХОДА активно працює із 3 інвесторами-енергокомпаніями.

Станом на 01.11.2015 р. у нафтогазовій галузі в Харківській області продовжують працювати 3 великі компанії із іноземними інвестиціями: «Shell» (Нідерланди), Diloretio Holding (Кіпр) та Alpeko Investmans (Великобританія), сума інвестицій від яких у 2014 р. склала 1147,0 млн. дол. США.

Для напрацювання наступних рекомендацій було проведено фокусоване інтерв'ю із керівниками газовидобувних компаній, що працюють в Харківській області, отже:

- Харківській обласній адміністрації, за консультативної підтримки РНБО, розробити спеціальний режим інвестиційної діяльності для компаній нафтогазової галузі, що планують працювати в регіоні. Важливою умовою даної ініціативи повинно стати випрацювання інструментів мінімізації ризиків від зони АТО на ведення бізнесу в Харківщині.
- Узгодити між собою норми права у законі України «Про ринок природного газу» та Постанові Кабінету Міністрів України №596 від 07.11.2014 р. «Про порядок закупівлі природного газу промисловими, енергогенеруючими та теплогенеруючими підприємствами». Усунення суперечностей між двома зазначеними нормами права дозволить проведення вільних та прозорих торгів природним газом, відкриє всім учасникам ринку доступ до ГТС.
- Створити збалансовану систему оподаткування, яка б враховувала геологічні умови родовищ та вартість геологорозвідувальних робіт. Запровадити мораторій на зміни системи оподаткування та сплати рентних зборів видобувними компаніями, що підриває довіру інвесторів та призводить до погіршення інвестиційної привабливості галузі. Ввести для нових компаній, що заходять в Харківську область, податкових канікул з метою проведення активного інвестування в регіоні: як, безпосередньо, у видобувні проекти, так і у розвиток об'єктів соціальної сфери на території впливу компаній.
- Внести зміни до Земельного Кодексу України та закону України «Про оренду землі»щодоспрощеннязміницільовогопризначенняземельноїділянки,наякій проводяться геолого-розвідувальні та бурові роботи. Процес ускладнюється при переводі земельної ділянки сільськогосподарського призначення у землі промисловості та енергетики, надавши такі повноваження обласним радам.

- Посилити контроль за виконанням Постанови КМУ «Про порядок зняття родючого шару ґрунту» з метою збереження чорноземів, які знімаються для будівництва бурових майданчиків. Розробити рекомендації щодо зняття родючого шару ґрунту, його складування, а також, рекультивації бурового майданчику.
- Переглянути митне законодавство щодо спеціальних умов імпорту певних видів трубної продукції та інших видів технічного обладнання, що використовується добувними компаніями.

Автори дослідження:

Ігнат'єв Станіслав – директор Інституту сталого розвитку, доцент Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна

Кулініч Олег – заступник директора Регіонального центру міжнародних проектів і програм, доцент Харківського регіонального інституту державного управління при Президентіві України

Використані джерела

1. Річний звіт управління паливно-енергетичного комплексу Харківської обласної державної адміністрації за 2014 рік. - Харків: 2015. - С. 41
2. «Рейтинг енергоефективності областей України». – Київ, 2014, - С. 82, http://www.svb.org.ua/sites/default/files/uei_13_3.pdf
3. Річний звіт управління паливно-енергетичного комплексу Харківської обласної державної адміністрації за 2014 рік. - Харків: 2015. - С. 52
4. Центренерго: від сьогодні до майбутнього. Рекламне видання. – Харків: 2015. – С. 4
5. Дослідження потенціалу біомаси Харківської області // Німецький центр дослідження біомаси, Інститут сталого розвитку. – Харків: 2015. – С. 24.
6. Презентація П.Голуба, гендиректора «Укрнаукагеоцентр»
7. Статистичний звіт ДНВП «Геоінформ України». – Київ: 2015. – С. 24
8. <http://www.shell.ua/aboutshell/our-business-tpkg/onshore/where-we-operate.html>
9. Лист ГУ Статистики у Харківській області від 04.10.2015 р. № 10-08/458
10. Офіційний сайт Департаменту з підвищення конкурентоспроможності регіону Харківської обласної державної адміністрації // <http://www.compet.kh.gov.ua/ukr/potential/kharkiv-region>
11. Звіт голови Харківської обласної державної адміністрації «Іноземні інвестиції в Харківську область». – Харків: 2015. – С. 4

ВИСНОВКИ

Протягом 2013-2016 рр. нафтогазовий сектор України проходить через період турбулентності. Зруйновано монопольну залежність від імпорту російського газу, розпочато реальні кроки в напрямку енергозбереження і підвищення енергоефективності. Попереду непроста боротьба за розвиток вітчизняного видобутку на принципах вільного ринку.

Аналіз п'ятирічного періоду розвитку нафтогазового сектору у загальнодержавному і регіональному розрізах показав проблеми і виклики, вирішення яких лежить у компетенції національного уряду та парламенту. Крім того, були чіткіше окреслені регіональні особливості, над вирішенням яких, особливо в контексті соціальних та екологічних проєктів, мають працювати місцеві органи влади та активізувати діяльність територіальні громади.

Нижче наводимо перелік загальних висновків та рекомендацій, актуальність яких підтвердилася протягом терміну реалізації проєкту:

1. Період непрозорого, корупцієнного використання надр в Україні має бути завершено. Необхідна транспарентизація сектору видобутку вуглеводнів. Суть її полягає у створенні прозорого Національного реєстру видобутку з відповідною паспортизацією видобувних свердловин та ідентифікацією їх операторів, формальних власників та кінцевих вигодоотримувачів.
2. Інформація щодо генерованого у видобувному секторі ресурсного потоку (природний газ, газовий конденсат, нафта) та фінансового потоку має стати загальнодоступною. В регіонах та місцевостях, де здійснюється видобуток, мають бути створені відповідні інформаційні ресурси, на яких повинні оприлюднюватися дані про обсяги видобутку та отримані доходи.
3. Ініціатива прозорості видобувних галузей (EITI), хоча і не самий досконалий інструмент, однак має розвиватися на загальнодержавному та регіональному рівні, надаючи щорічний звітний документ з поетапним розширенням на всі видобувні галузі та деталізацією інформації до платежів кожної з компаній та доходів місцевих бюджетів (наприклад, починаючи з районного рівня).
4. Відповідні грошові потоки, генеровані видобутими ресурсами, мають витрачатися з урахуванням соціальних потреб регіонального та місцевого характеру, а також потребою їх збереження для майбутніх поколінь.
5. При управлінні доходами від видобутку корисних копалин перевагу необхідно надавати механізмам фінансування з оборотним характером (револьверні фонди), а не традиційним бюджетним механізмам (субсидіям, дотаціям, тощо), які фактично ведуть до одноразового «проїдання» цих коштів.

6. Реформування нафтогазового сектору повинно мати на меті створення прозорих ринкових умов діяльності, формуванням цін на основі попиту та пропозиції, зменшення податкового навантаження, що в підсумку дозволить максимізувати як сам видобуток так і доходи від нього для місцевого і національного бюджету.
7. Численні ініціативи про спеціальні фінансові інструменти підтримки тих чи інших реформ могли б бути об'єднані через створення єдиного суверенного фонду. Такий фонд мав би мати професійний управлінський орган, наглядову раду з представників громадськості, державних інституцій та міжнародних організацій та проводити свою діяльність за пріоритетними для розвитку держави напрямками. Першими з них могли стати енергоефективність, повернення та реінвестування незаконно привласнених ресурсів, а також акумулювання, збереження, примноження та використання доходів від експлуатації надр, а також аграрних та інших ресурсів на користь нинішніх і прийдешніх поколінь громадян України.
8. Пропонований тут проект створення Фонду національного розвитку на основі опрацювання можливостей його функціонування на базі доходів від видобутку вуглеводнів має бути взятий за основу та доопрацьований в напрямку підготовки єдиного державного фінансового інструменту.
9. Головна перевага такого фонду в умовах України – можливість відокремлення його функціонування від проблем загального бюджету держави, створення багатостороннього механізму контролю за використанням фінансів (уряд, парламент, громадськість, міжнародні донори), спрощення можливостей для отримання фінансових ресурсів в фонд та використання за інвестиційними та грантовими програмами всередині країни.
10. Єдиний фонд дозволить спростити аудит коштів, отриманих від різних донорів, дозволить запровадити комплексне планування, включаючи стратегічне бачення розвитку національної економіки та формування короткострокових, середньострокових та довгострокових інвестиційних планів.

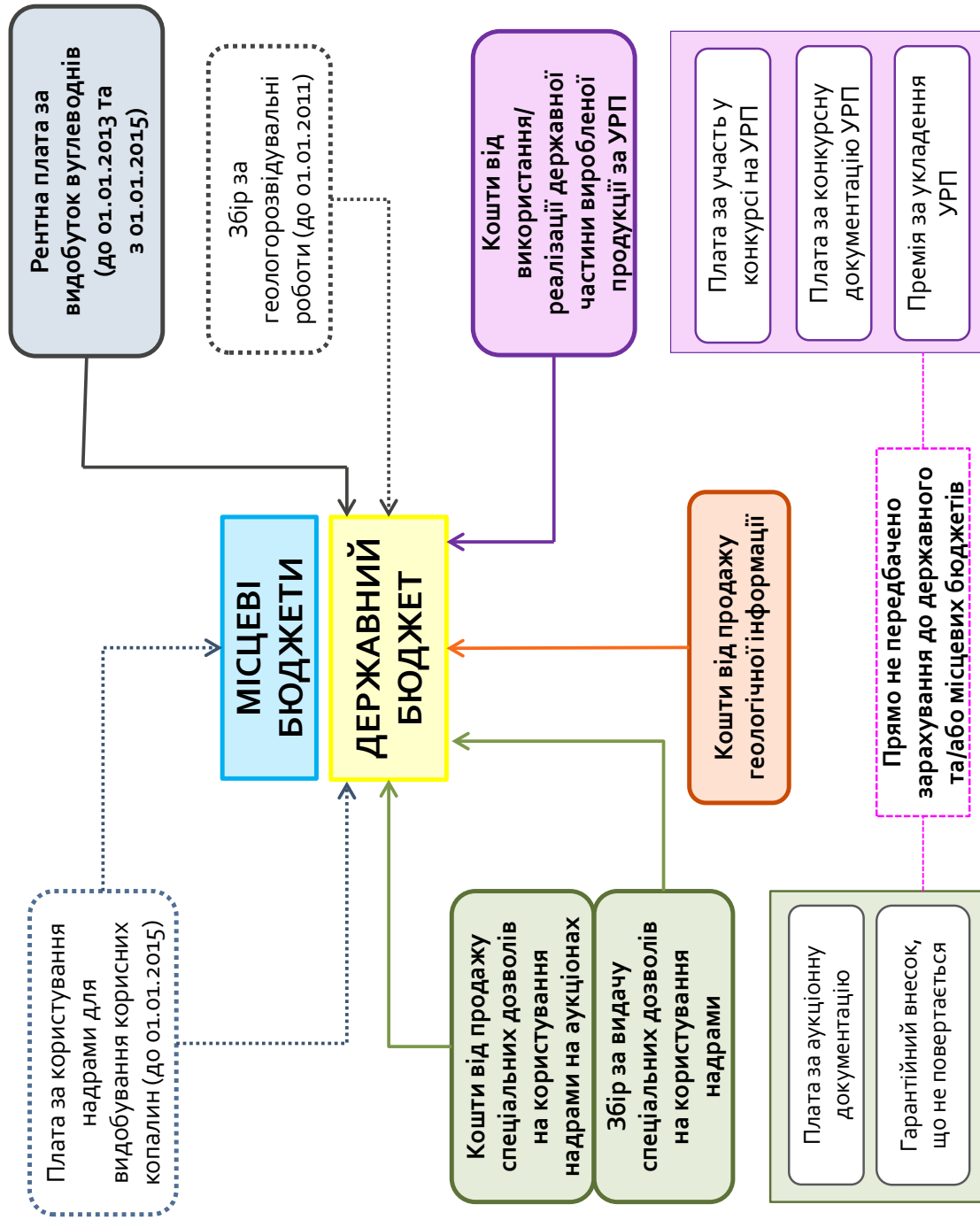
Насамкінець. Історія не знає умовного нахилу, але гіпотетично уявимо, що реформа нафтогазового сектору була в Україні зроблена на початку 2000-х. І був створений Фонд національного розвитку (подібно, як в Азербайджані), і в ньому акумульовано певну суму коштів. Наскільки зараз було б легше Україні з фінансуванням відсічі зовнішньої агресії. І цілком можливо, що це могло б перешкодити деструктивним процесам і самій агресії.

Настав час подбати про майбутнє!

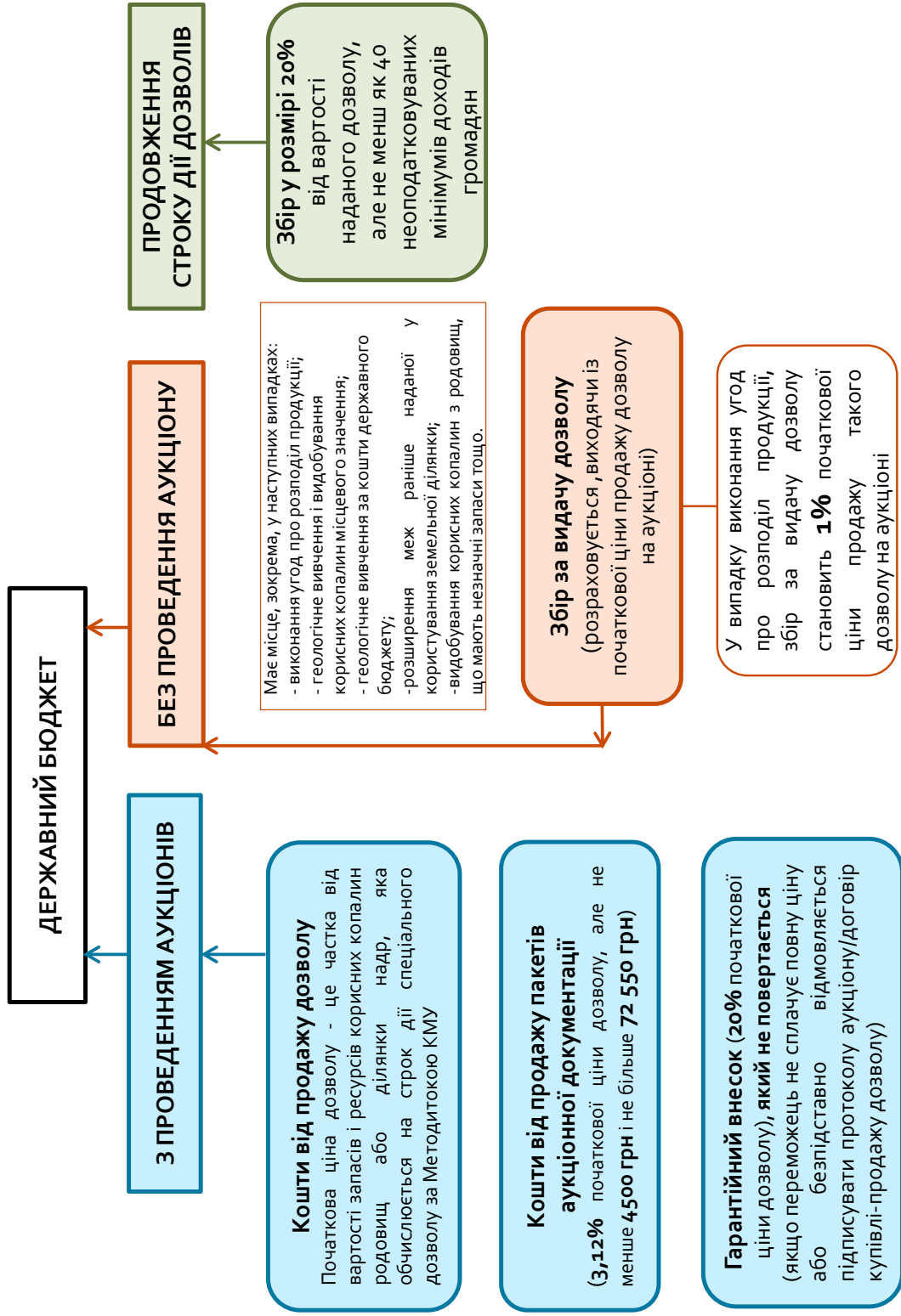
**РЕГУЛЮВАННЯ
(РОЗПОДІЛ ТА ВИКОРИСТАННЯ)
ФІНАНСОВИХ НАДХОДЖЕНЬ І ВИДАТКІВ
ВІД ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ**
(у контексті законодавства України,
що регулює видобуток корисних копалин)

(станом на 01 вересня 2015 року)

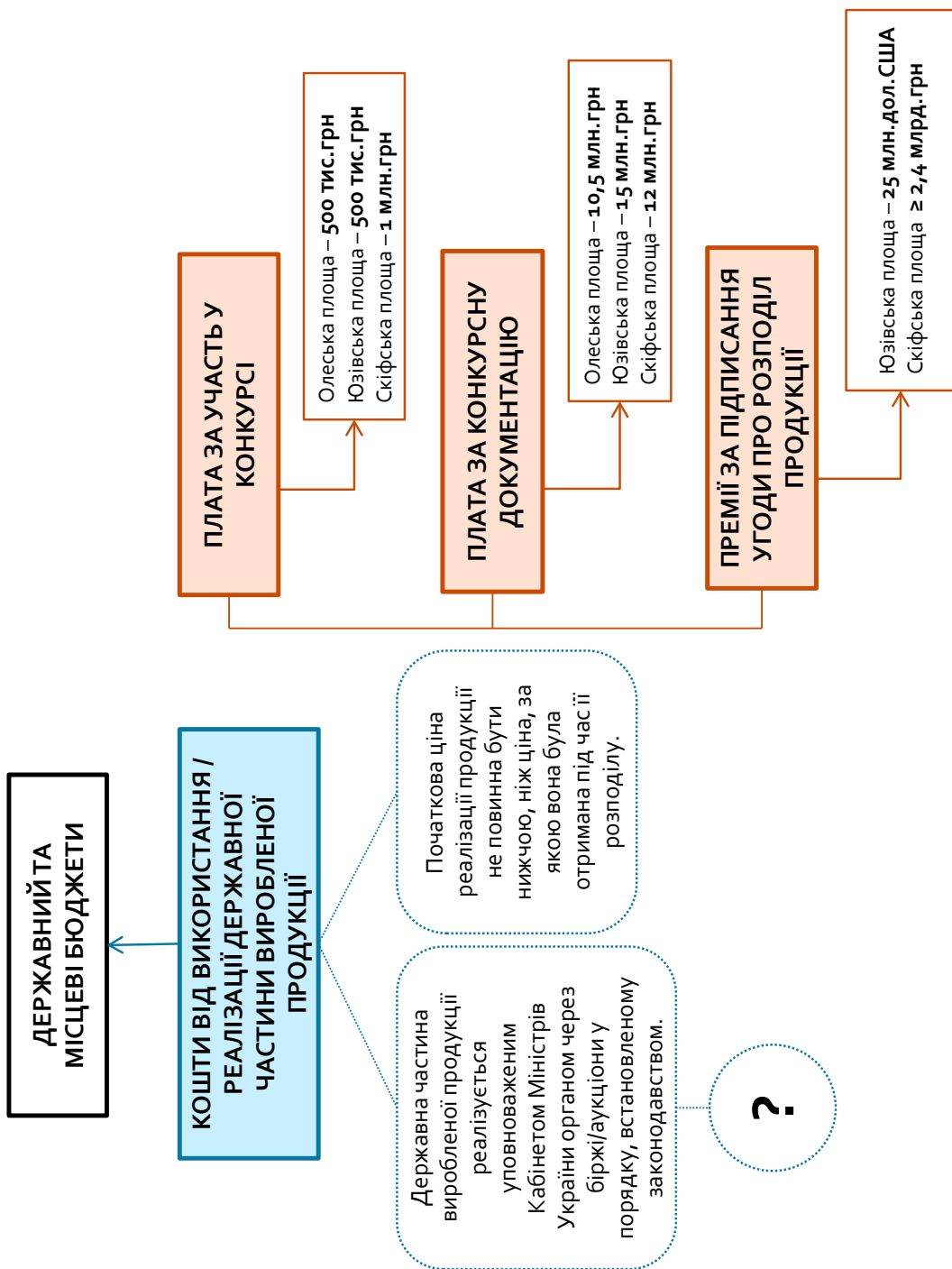
Основні бюджетні надходження від видобутку вуглеводнів у 2010-2015 роках (згідно із законодавством про надкористування)



НАДХОДЖЕННЯ ВІД СПЕЦІАЛЬНИХ ДОЗВОЛІВ НА КОРИСТУВАННЯ НАДРАМИ



НАДХОДЖЕННЯ ВІД УКЛАДЕННЯ/ВИКОНАННЯ УГОД ПРО РОЗПОДІЛ ПРОДУКЦІЇ



ЗАКОН УКРАЇНИ

Про Національний фонд розвитку

Цей Закон визначає правові, фінансові та організаційні засади здійснення стратегічного управління під державним та громадським контролем частиною коштів, отриманих від діяльності у нафтогазовому секторі з метою їхнього акумулювання, збереження, примноження та використання на користь нинішніх і прийдешніх поколінь.

Розділ I ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Стаття 1. Предмет та мета Закону

1. Цим Законом встановлюються правові, фінансові та організаційні засади створення та функціонування Національного фонду розвитку (далі – Фонд).

2. Метою цього Закону є забезпечення здійснення Фондом під державним та громадським контролем стратегічного управління частиною коштів, отриманих від діяльності у нафтогазовому секторі (з метою їхнього акумулювання, збереження і примноження) та реалізації важливих проектів підтримки інноваційного потенціалу української економіки, енергозбереження, реалізації солідарності між поколіннями шляхом підтримки пенсійної системи, підтримки охорони здоров'я і людського життя.

Стаття 2. Взаємодія Фонду з органами державної влади

1. Фонд підзвітний Верховній Раді України, Президенту України та громадянському суспільству.

Підзвітність Фонду Верховній Раді України та Президенту України означає:

- 1) делегування та відкликання Верховною Радою України своїх представників в Наглядову раду Фонду у порядку, передбаченому цим Законом;
- 2) делегування та відкликання Президентом України своїх представників в Наглядову раду Фонду у порядку, передбаченому цим Законом;
- 3) надання інформації про діяльність Фонду та його активи.

2. Органи державної влади та Національний банк України не мають права втручатися в діяльність Фонду щодо реалізації законодавчо закріплених за ним функцій і повноважень.

3. Взаємодія Фонду з органами державної влади та Національним банком України здійснюється в межах, визначених цим Законом та іншими законами України.

4. Фонд має право отримувати від органів державної влади та Національного банку України інформацію, необхідну для досягнення Фондом законодавчо визначеної мети його діяльності.

Стаття 2¹. Принципи діяльності Фонду

Фонд утворюється та діє на принципах:

- законності;
- безсторонності та справедливості;
- незалежності та відокремленості Фонду та його працівників від органів влади, місцевого самоврядування, політичних партій та інших об'єднань громадян;
- відкритості та прозорості;
- підконтрольності та підзвітності громадянському суспільству та державі;
- відповідальності перед майбутніми поколіннями;
- політичної нейтральності та позапартійності;
- економічної доцільності (стабільного рівня доходів від розміщення активів Фонду у довгостроковій перспективі) та функціональності;
- плановості та наукової обґрунтованості;
- сприяння соціально-економічного розвитку України та її регіонів, у тому числі з метою усунення міжрегіональних диспропорцій).

Розділ II

ПРАВОВИЙ СТАТУС ТА СТРУКТУРА ФОНДУ

Стаття 3. Правовий статус Фонду

1. Фонд є позабюджетним загальнодержавним цільовим фондом.
2. Фонд є установою, що виконує спеціальні функції.
3. Фонд є юридичною особою публічного права, має відокремлене майно.
4. Фонд створюється та функціонує як незалежний орган. Жоден державний орган, орган місцевого самоврядування або службова чи посадова особа, юридична або фізична особа не можуть здійснювати незаконний вплив на діяльність Фонду. Не допускається будь-яке втручання у діяльність Фонду, зокрема у вигляді надання вказівок чи інструкцій, проведення перевірок, витребування документів, крім випадків, передбачених цим Законом.
5. Фонд є економічно самостійною установою, має самостійний баланс, поточний та інші рахунки в Національному банку України.
6. Фонд має право у встановленому законодавством порядку укладати договори, набувати майнових та особистих немайнових прав, бути позивачем і відповідачем у судах України та інших держав.
7. Фонд веде облік і звітність відповідно до законодавства України.
8. Реорганізація та ліквідація Фонду здійснюються, у разі обґрунтованої необхідності, на підставі окремого закону.

Стаття 3¹. Працівники Фонду.

1. Працівники Фонду, які виконують організаційно-розпорядчі (щодо керівництва Фондом чи його підрозділами), адміністративно-господарські (щодо управління або розпорядження майном Фонду) чи консультативно-дорадчі функції, прирівнюються за своїм статусом до державних службовців.
2. На працівників Фонду поширюють свою дію обмеження та вимоги, встановлені законами України “Про державну службу”, “Про засади запобігання і протидії корупції”.
3. Працівникам Фонду забороняється використовувати Фонд у партійних, групових чи особистих інтересах або з метою, іншою ніж та, що визначена цим Законом. На період роботи у Фонді членство працівників Фонду у політичних партіях зупиняється.

Стаття 4. Місцезнаходження Фонду

1. Місцезнаходження Фонду - місто Київ.

Стаття 5. Відокремленість Фонду

1. Фонд не несе відповідальності за зобов'язаннями Кабінету Міністрів України, центральних органів виконавчої влади, Національного банку України та інших органів державної влади або органів місцевого самоврядування.
2. Фонд не несе відповідальності за зобов'язаннями держави, а держава не несе відповідальності за зобов'язаннями Фонду.

Стаття 6. Управління Фондом

1. Управління Фондом здійснюється на паритетній основі представниками держави (які призначаються Верховною Радою та Президентом України) та громадянського суспільства.
2. Керівними органами Фонду є Наглядова рада та Виконавча дирекція.
3. З урахуванням зазначеного у пункті 4 цієї статті, утримання апарату Фонду, формування і розширення його матеріально-технічної бази здійснюється за рахунок інвестиційного прибутку Фонду.
4. Протягом перших трьох років діяльності Фонду утримання його апарату та формування матеріально-технічної бази на мінімально необхідному рівні здійснюється за рахунок частини коштів від джерел формування Фонду, визначених у статті 10 цього Закону.

Стаття 7. Наглядова рада Фонду

1. Наглядова рада здійснює нагляд за діяльністю, фінансовою стабільністю Фонду і дотриманням ним законодавчо визначеної мети його діяльності.
2. До повноважень Наглядової ради належить:
розробка та затвердження регламенту Наглядової ради;
затвердження щорічного кошторису витрат Фонду;
затвердження стратегії розвитку Фонду та річного плану його діяльності;

розробка та затвердження Порядку управління активами Фонду;

розробка та затвердження Вимог до фінансових активів, в які можуть розміщуватися кошти/активи Фонду;

затвердження Основних напрямків інвестиційної політики Фонду та щорічного інвестиційного плану Фонду;

затвердження порядку проведення відкритих конкурсів проектів для фінансування, вимог до оформлення заявок на участь у конкурсах, правил відбору та формування переліку проектів, які можуть фінансуватися Фондом;

розробка та затвердження порядку проведення відкритих конкурсів на заміщення посад у Виконавчій дирекції Фонду;

проведення конкурсу та затвердження персонального складу Виконавчої дирекції Фонду і директора - розпорядника Фонду за результатами конкурсу серед потенційних кандидатів на публічно оголошені вакансії з переліком посадових обов'язків (при наявності не менше двох заявок на одну оголошену посаду);

визначення структури Фонду;

затвердження положення про Раду з питань розвитку регіонів;

затвердження, за поданням Виконавчої дирекції, штатного розпису Фонду, умов та форми винагороди членам Наглядової ради Фонду, оплати праці працівників Фонду, у тому числі членів Виконавчої дирекції;

затвердження, за поданням Виконавчої дирекції, зовнішніх інвестиційних консультантів, обраних шляхом проведення відкритого конкурсу;

затвердження кандидатури керівника служби внутрішнього аудиту;

визначення щорічно незалежного зовнішнього аудитора для проведення аудиторської перевірки (підтвердження достовірності фінансової звітності) Фонду;

затвердження річного звіту Фонду;

визначення порядку делегування Директором - розпорядником Фонду окремих своїх повноважень членам Виконавчої дирекції або іншим працівникам Фонду;

забезпечення контролю за оприлюдненням інформації про діяльність Фонду; здійснення інших повноважень, як передбачено у цьому Законі.

3. До складу Наглядової ради входить вісім членів, які мають відповідати вимогам, встановленим пунктом 7 цієї статті. По два члени Наглядової ради призначаються Верховною Радою України та Президентом України, а чотири члени делегуються від громадянського суспільства. Не допускається необґрунтованих затримок у призначенні/делегуванні членів Наглядової ради Фонду.

4. Члени Наглядової ради Фонду від громадянського суспільства обираються та достроково відкликаються на спеціальному з'їзді громадських організацій України, кожна з яких повинна відповідати наступним вимогам:

а) статутна діяльність відповідної громадської організації має відповідати

меті Фонду, визначеній у статті 1 цього Закону;

б) строк діяльності у відповідній сфері має становити не менше трьох років до дня подання заяви на участь у спеціальному з'їзді;

в) членами громадського об'єднання є авторитетні у відповідній сфері особи;

г) діяльність громадського об'єднання є активною (упродовж останніх трьох років організувало періодично громадські заходи щодо проблем, які існують у відповідній сфері: ініціювало публічні обговорення актуальних питань, публічні дискусії у професійній сфері тощо).

5. Організаційне сприяння у проведенні спеціального з'їзду громадських організацій у спосіб, що забезпечує максимальну відкритість та прозорість процесу, надає Міністерство юстиції України, яке на підставі письмового звернення не менше трьох громадських організацій, що відповідають вимогам, визначеним у пункті 4 цієї статті:

а) визначає дату проведення спеціального з'їзду громадських організацій;

б) оприлюднює у газеті «Урядовий кур'єр» та на своїй офіційній сторінці в мережі Інтернет (оприлюднення на офіційній сторінці в мережі Інтернет здійснюється у дату виходу публікації у газеті «Урядовий кур'єр») - невідкладно після визначення дати проведення з'їзду громадських організацій, але у будь-якому випадку щонайменше за сорок п'ять календарних днів до проведення відповідного з'їзду - інформацію про:

дату проведення спеціального з'їзду громадських організацій та його орієнтовний порядок денний,

визначені у пункті 4 цієї статті вимоги до громадської організації,

перелік документів, які підтверджують відповідність громадської організації вимогам, визначеним у пункті 4 цієї статті;

адресу, за якою зацікавлені громадські організації можуть надсилати свої заявки на участь разом із документами, що підтверджують відповідність вимогам, визначеним у пункті 4 цієї статті;

кінцеву дату подання заявок, до якої приймаються заявки на участь у спеціальному з'їзді від зацікавлених громадських організацій (строк для подання відповідних заявок повинен становити не менше тридцяти календарних днів з дати оприлюднення вказаної у цій частині інформації).

в) збирає та реєструє всі заявки на участь, які надходять від громадських організацій; протягом двох календарних днів з кінцевої дати подання заявок оприлюднює у своїй офіційній сторінці в мережі Інтернет повний перелік громадських організацій, які подали заявки на участь;

г) визначає відповідність громадських організацій, які подали заявки на участь, вимогам, визначеним у пункті 4 цієї статті; протягом п'яти календарних днів з кінцевої дати подання заявок оприлюднює у своїй офіційній сторінці в мережі Інтернет повний перелік громадських організацій, які відповідають вимогам, визначеним у пункті 4 цієї статті;

д) визначає місце проведення з'їзду громадських організацій та організовує виділення приміщення для його проведення в залежності від кількості громадських організацій, які подали заявки на участь у спеціальному з'їзді та відповідають вимогам, визначеним у пункті 4 цієї статті.

6. Кожна громадська організація, яка подала заявку на участь у спеціальному з'їзді та відповідає вимогам, встановленим пунктом 4 цієї статті, може направити лише одного представника для участі у спеціальному з'їзді громадських організацій. Повноваження такого представника визначаються довіреністю, яка повинна відповідати вимогам законодавства.

Голосування на спеціальному з'їзді громадських організацій здійснюється простою більшістю голосів присутніх зареєстрованих представників громадських організацій.

На початку з'їзду громадських організацій обирається голова та секретар з'їзду. З метою затвердження остаточного порядку денного, висунутих пропозицій та прийнятих рішень на з'їзді громадських організацій ведеться протокол, який засвідчують своїми особистими підписами голова та секретар з'їзду, а також присутній у якості спостерігача представник Міністерства юстиції України (у разі наявності у будь-якої із вказаних осіб заперечень чи зауважень до протоколу, вони зобов'язані його підписати із додаванням письмово викладених заперечень чи зауважень, які мають бути обґрунтованими). Невідкладно після завершення з'їзду громадських організацій відповідний протокол оприлюднюються (разом із поданими запереченнями чи зауваженнями, за наявності) на офіційній сторінці Міністерства юстиції України в мережі Інтернет, на офіційній сторінці Фонду в мережі Інтернет (у разі наявності), а оригінал підписаного протоколу (разом із поданими запереченнями чи зауваженнями, за наявності) передається на зберігання до Міністерства юстиції України.

7. Членом Наглядової ради може бути особа, яка є громадянином України і не має громадянства іншої держави, постійно проживає в Україні, володіє державною мовою, має повну вищу освіту в галузі економіки, фінансів чи права, стаж роботи за фахом не менше десяти років, найкращим чином відповідає критеріям наявності високих професійних та моральних якостей, суспільного авторитету, не має непогашених судимостей за вчинення корисливих злочинів і не була притягнута до відповідальності за вчинення корупційного правопорушення. Член Наглядової ради Фонду не може бути керівником, членом наглядової (спостережної) ради, виконавчого органу або учасником чи акціонером суб'єкта господарювання будь-якої форми власності, у тому числі банку або іншої фінансової установи.

8. Наглядову раду очолює голова, який обирається Наглядовою радою Фонду з числа її членів строком на три роки.

При обранні голови Наглядової ради обов'язково дотримується принцип ротації, згідно з яким після припинення повноважень голови Наглядової ради з числа членів, призначених Верховною Радою України або Президентом України, наступний голова Наглядової ради може бути обраний лише з числа членів Наглядової ради, делегованих від громадянського суспільства, та навпаки.

9. У роботі Наглядової ради бере участь Директор-розпорядник Фонду з правом дорадчого голосу.

10. Строк повноважень члена Наглядової ради становить шість років і може бути продовжений, але не більше ніж на один строк.

11. Повноваження члена Наглядової ради, призначеного Верховною Радою України або Президентом України, можуть бути достроково припинені за обґрунтованим рішенням органу, який призначив відповідного члена Наглядової ради, якщо тільки шість членів Наглядової ради (не враховуючи члена Наглядової ради, про дострокове припинення повноважень якого прийнято рішення Верховною Радою України або Президентом України) не вирішать на її засіданні, яке може бути проведено протягом десяти календарних днів з дати отримання відповідного рішення про дострокове припинення повноважень члена Наглядової ради, що зазначене рішення не є обґрунтованим.

Повноваження члена Наглядової ради, делегованого від громадянського суспільства, можуть бути достроково припинені у порядку, визначеному пунктами 4-6 цієї статті.

Повноваження будь-якого члена Наглядової ради автоматично припиняються у разі:

- 1) подання заяви про припинення повноважень за власним бажанням;
- 2) набрання законної сили обвинувальним вироком суду щодо нього;
- 3) притягнення до відповідальності за вчинення корупційного правопорушення;
- 4) смерті або на підставі рішення суду про визнання його недієздатним, обмежено дієздатним, безвісно відсутнім чи оголошення померлим;
- 5) втрати громадянства України.

Повноваження будь-якого члена Наглядової ради також припиняються за власною ініціативою Наглядової ради у разі:

- 1) неможливості виконання покладених на нього обов'язків, у тому числі за станом здоров'я;
- 2) відсутності без поважних причин на трьох і більше засіданнях Наглядової ради Фонду поспіль;
- 3) виявлення обставин, що свідчать про невідповідність члена Наглядової ради вимогам, визначеним частиною сьомою цієї статті.

12. Членам Наглядової ради виплачується розумна та обґрунтована винагорода за проведену роботу за рахунок частини інвестиційного прибутку Фонду. При цьому протягом перших трьох років діяльності Фонду винагорода членам Наглядової ради виплачується у обґрунтованому розмірі за рахунок частини коштів від джерел формування Фонду, визначених у статті 10 цього Закону.

13. Питання організації діяльності Наглядової ради та порядок діловодства визначаються регламентом, який затверджується на її засіданні.

14. Голова Наглядової ради здійснює такі повноваження:

- 1) організовує засідання Наглядової ради та головує на них;
- 2) підписує протоколи засідань Наглядової ради;
- 3) розподіляє обов'язки між членами Наглядової ради;
- 4) здійснює інші повноваження і функції відповідно до регламенту Наглядової ради.

15. Наглядова ради проводить чергові засідання не рідше чотирьох разів на рік. Наглядова рада може проводити позачергові засідання за ініціативою її голови, на вимогу не менше ніж трьох її членів або на вимогу Виконавчої дирекції Фонду.

16. Голосування на засіданнях Наглядової ради з усіх питань, крім прямо передбачених цим Законом випадків, здійснюється простою більшістю голосів. При рівному розподілі голосів членів Наглядової ради вирішальний голос матиме голова Наглядової ради.

При обранні голови Наглядової ради рішення вважається прийнятим, якщо за нього надали свої голоси не менше шести членів Наглядової ради.

При проведенні початкового засідання новопризначеного складу Наглядової ради, на ньому головує найстарший за віком член Наглядової ради.

Стаття 8. Виконавча дирекція Фонду

1. Управління поточною діяльністю Фонду здійснює Виконавча дирекція, що складається з семи членів.

2. Виконавча дирекція несе відповідальність за ефективність функціонування Фонду.

3. До повноважень Виконавчої дирекції належить:

здійснення управління активами Фонду під контролем Наглядової ради Фонду;

прийняття рішення про розміщення активів / інвестування коштів Фонду відповідно до щорічного інвестиційного плану, затвердженого Наглядовою радою Фонду;

прийняття рішення щодо вчинення правочинів в рамках здійснення стратегічного управління активами Фонду;

визначення структури Фонду;

організація та проведення відкритих конкурсів для обрання:

а) зовнішніх інвестиційних консультантів;

б) проектів для фінансування;

в) зовнішнього аудитора;

прийняття рішень з інших питань, що впливають із закону, мети діяльності Фонду, які не належать до компетенції Наглядової ради Фонду.

4. Членами Виконавчої дирекції можуть бути громадяни України, які не мають громадянства іншої держави, постійно проживають в Україні, володіють державною мовою, мають повну вищу освіту в галузі економіки, фінансів чи права, стаж роботи за фахом не менше семи років, найкращим чином відповідають критеріям наявності високих професійних та моральних якостей, суспільного авторитету, не мають непогашених судимостей за вчинення корисливих злочинів, не були притягнуті до відповідальності за вчинення корупційних правопорушень та працюють у Фонді на постійній основі. Член Виконавчої дирекції не може перебувати у трудових відносинах з іншими юридичними чи фізичними особами. Член Виконавчої дирекції не може бути керівником, членом наглядової (спостережної) ради, виконавчого органу або учасником чи акціонером суб'єкта господарювання будь-якої форми власності, у тому числі банку або іншої фінансової установи.

5. Виконавчу дирекцію очолює Директор-розпорядник Фонду, який призначається на посаду рішенням Наглядової ради Фонду за результатами проведення відкритого конкурсу.

6. Директор - розпорядник Фонду здійснює такі повноваження:

- 1) організовує роботу Фонду та керує його поточною діяльністю;
- 2) діє від імені Фонду і представляє його інтереси без довіреності у відносинах з державними органами, Національним банком України, міжнародними організаціями, громадськими організаціями, іншими юридичними та фізичними особами;
- 3) головує на засіданнях та керує діяльністю Виконавчої дирекції;
- 4) підписує протоколи засідань, рішення Виконавчої дирекції, а також договори, що укладаються Фондом;
- 5) розподіляє обов'язки між членами Виконавчої дирекції;
- 6) видає розпорядчі акти (накази, розпорядження, доручення), обов'язкові до виконання усіма працівниками Фонду;
- 7) призначає на посади та звільняє з посад працівників Фонду відповідно до законодавства України про працю;
- 8) звітує перед Наглядовою радою Фонду про діяльність Фонду

7. Директор - розпорядник Фонду має право делегувати виконання окремих своїх повноважень членам Виконавчої дирекції або іншим працівникам Фонду в порядку, встановленому Наглядовою радою Фонду.

8. Директор - розпорядник Фонду несе персональну відповідальність за діяльність Фонду та виконання покладених на нього завдань.

9. Члени Виконавчої дирекції та Директор – розпорядник Фонду обираються за результатами відкритих конкурсів строком на шість років і приймаються на роботу до Фонду шляхом укладення з ними трудових контрактів.

10. Повноваження члена Виконавчої дирекції або Директора - розпорядника Фонду автоматично припиняються у разі:

- 1) подання заяви про припинення повноважень за власним бажанням;
- 2) набрання законної сили обвинувальним вироком суду щодо нього;
- 3) притягнення до відповідальності за вчинення корупційного правопорушення;
- 4) смерті або на підставі рішення суду про визнання його недієздатним, обмежено дієздатним, безвісно відсутнім чи оголошення померлим;
- 5) втрати громадянства України;

Повноваження члена Виконавчої дирекції або Директора - розпорядника Фонду також достроково припиняються за рішенням Наглядової ради у разі:

- 1) неможливості виконання покладених на нього обов'язків, у тому числі за станом здоров'я;
- 2) виявлення обставин, що свідчать про невідповідність члена Виконавчої дирекції або Директора - розпорядника Фонду вимогам, визначеним частиною четвертою цієї статті;
- 3) у випадках, встановлених Кодексом законів про працю.

Стаття 8¹. Рада з питань розвитку регіонів

1. В якості консультативно-дорадчого органу при Виконавчій дирекції Фонду створюється Рада з питань розвитку регіонів, яка діє на основі положення про неї, затвердженого Наглядовою радою Фонду, та до складу якої входять представники, делеговані відповідним чином обласними радами України (по одному представнику від кожної обласної ради), а також представник Верховної ради Автономної Республіки Крим.

2. Основними завданнями Ради з питань розвитку регіонів є:

- а) надання сприяння Виконавчій раді Фонду у проведенні оцінки та відбору проектів для фінансування Фондом за результатами відкритих конкурсів
- б) інформування місцевих громад про проведення Фондом конкурсів на відбір проектів для фінансування та про правила участі у таких конкурсах;
- в) представництво інтересів областей України та Автономної Республіки Крим при проведенні Фондом конкурсів на відбір проектів для фінансування.

3. Рада з питань розвитку регіонів діє на періодичній основі і скликається Директором - розпорядником Фонду на час підготовки до проведення та проведення Фондом відкритих конкурсів на відбір проектів для фінансування.

Розділ III

ДЖЕРЕЛА ТА МЕХАНІЗМИ ФОРМУВАННЯ ФОНДУ

Стаття 9. Відносини між Фондом та державним бюджетом

1. Кошти Фонду не включаються до державного бюджету України і не підлягають вилученню.

2. Фонд має самостійні джерела надходжень, визначені у статті 10 цього Закону, і здійснює видатки незалежно від державного бюджету України.

3. Платежі для формування Фонду надходять безпосередньо до Фонду, а не до державного бюджету України.

Стаття 10. Джерела формування Фонду

1. Джерелами формування Фонду є:

1) 25 відсотків плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату;

2) кошти, отримувані державою під час укладення та виконання угод про розподіл продукції у нафтогазовому секторі, включаючи:

кошти від плати за участь у конкурсі на укладення угод про розподіл продукції;

кошти від продажу пакетів конкурсної документації на укладення угод про розподіл продукції;

кошти від використання (реалізації, продажу) частини виробленої продукції, що залишається у власності держави (державної частки видобутих корисних копалин) відповідно до угод про розподіл продукції;

бонуси та інші винагороди, що сплачуються інвестором у зв'язку з укладенням та під час виконання угоди про розподіл продукції;

кошти від використання (реалізації, продажу) майна, створеного або придбаного інвестором для виконання угоди про розподіл продукції, право власності на яке перейшло від інвестора до держави згідно з такою угодою;

податки, збори та інші обов'язкові платежі, що сплачуються інвестором під час виконання угоди про розподіл продукції (крім податку на доходи фізичних осіб із заробітної плати та інших винагород та виплат, а також крім єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування українських працівників та іноземців, найнятих на роботу в Україні);

50 відсотків коштів, сплачених інвестором або страховиком у порядку відшкодування (компенсації) шкоди, заподіяної довкіллю у зв'язку з діяльністю інвестора, пов'язаною з виконанням угоди про розподіл продукції;

суми штрафних санкцій, сплачених інвестором за невиконання або неналежне виконання своїх зобов'язань за угодою про розподіл продукції;

3) кошти у сумі перевищення фактичних показників надходжень до Державного бюджету України від суб'єктів господарювання, які здійснюють діяльність з видобування нафти, природного газу та газового конденсату (у вигляді плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату, а також у вигляді збору за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та коштів від продажу таких дозволів або у вигляді платежів, що будуть введені замість вказаної плати та/або збору) над відповідними прогнозними (плановими) показниками, визначеними при прийнятті відповідного закону України про Державний бюджет України (без урахування подальших

змін та доповнень до нього) за результатами відповідного календарного року у порядку, визначеному Наглядовою радою Фонду, який є обов'язковим до виконання органами державної влади України;

4) доходи, одержані у вигляді процентів, нарахованих Національним банком України за залишками коштів на рахунках Фонду, відкритих в Національному банку України;

5) кошти з Державного бюджету України, що можуть бути передбачені з метою формування ресурсів Фонду;

6) податок на прибуток та податок на додану вартість, що нараховується у зв'язку з діяльністю Фонду;

7) добровільні та благодійні внески коштів юридичними і фізичними особами, їх об'єднаннями до Фонду;

8) надходження та прибутки від діяльності, яку здійснює Фонд як юридична особа.

2. Фонд може формуватися з інших джерел, не заборонених законодавством України.

Стаття 11. Кредити і позики

1. Фонду забороняється залучати кошти у вигляді кредитів і позик.

Стаття 12. Питання оподаткування

1. Податок на прибуток та податок на додану вартість у зв'язку з діяльністю Фонду спрямовуються на формування ресурсів Фонду.

Розділ IV

ПРИНЦИПИ ТА МЕХАНІЗМИ СТРАТЕГІЧНОГО УПРАВЛІННЯ РЕСУРСАМИ ФОНДУ

Стаття 13. Банківські рахунки Фонду

1. Кошти Фонду в Україні обліковуються на спеціальних рахунках, відкритих у Національному банку України.

За користування грошовими коштами, розміщеними на спеціальних рахунках з обліку коштів Фонду, Національний банк України сплачує Фонду проценти, встановлені договором банківського рахунка, розмір яких не може бути меншим за облікову ставку Національного банку України, що діє у період розміщення грошових коштів на відповідному рахунку.

2. При здійсненні управління активами Фонду для досягнення Фондом мети його діяльності, визначеної цим Законом, та з урахуванням обмежень, встановлених цим Законом, грошові кошти Фонду можуть розміщуватися в національній та/або іноземній валюті на рахунках в комерційних банках України, які відповідають вимогам довгострокової кредитоспроможності, встановленим Наглядовою Радою Фонду.

3. Фонд має право відкривати в іноземних першокласних банках (не нижче категорії А) стабільних країн (з інвестиційним рейтингом не нижче

класу А за шкалою, встановленою однією із рейтингових компаній Standard and Poor's, Moody's або Fitch) рахунки в національній та/або іноземній валюті, що використовуються виключно для досягнення Фондом мети його діяльності, визначеної цим Законом.

4. Стягнення коштів із банківських рахунків Фонду не може бути здійснено в безспірному порядку.

Стаття 14. Активи Фонду

1. Ресурси (активи) Фонду складаються із:

- 1) активів у грошових коштах, у тому числі в іноземній валюті;
- 2) активів у цінних паперах;
- 3) активів у банківських металах;
- 4) активів нерухомості;
- 5) інших активів, не заборонених законом.

Стаття 15. Активи Фонду у цінних паперах

1. Активи Фонду у цінних паперах складаються виключно з:

1) цінних паперів, погашення та отримання доходу за якими гарантовано Кабінетом Міністрів України;

2) акцій, які відповідно до норм законодавства пройшли лістинг, перебувають в обігу на фондовій біржі, що відповідає вимогам, встановленим Національною комісією з цінних паперів та фондового ринку;

3) облігацій та іпотечних облігацій українських емітентів, кредитний рейтинг яких відповідає інвестиційному рівню за національною шкалою, визначеною законодавством, або які відповідно до норм законодавства пройшли лістинг на фондовій біржі, що відповідає вимогам, установленим Національною комісією з цінних паперів та фондового ринку;

4) цінних паперів, погашення та отримання доходу за якими гарантовано урядами іноземних держав, рейтинг зовнішнього боргу яких є не нижчим класу А за шкалою, встановленою однією із рейтингових компаній Standard and Poor's, Moody's або Fitch;

5) облігацій іноземних емітентів з інвестиційним рейтингом не нижче класу А за шкалою, встановленою однією із рейтингових компаній Standard and Poor's, Moody's або Fitch;

6) акцій іноземних емітентів, що перебувають в обігу на організованих фондових ринках та пройшли лістинг на одній з таких фондових бірж, як Нью-Йоркська, Лондонська, Токійська, Франкфуртська або в торговельно-інформаційній системі NASDAQ.

2. Додатково до вказаних у пункті 1 цієї статті, Наглядова рада Фонду може визначати інші іноземні фондові біржі та торговельно-інформаційні системи, через які здійснюється розміщення активів Фонду у цінних паперах. При цьому емітент, цінні папери якого придбаваються Фондом, має провадити свою

діяльність протягом не менше ніж десяти років і бути резидентом країни, рейтинг зовнішнього боргу якої є не нижчим класу А за шкалою, встановленою однією із рейтингових компаній Standard and Poor's, Moody's або Fitch.

Стаття 16. Управління активами Фонду

1. Управління активами Фонду здійснюється Виконавчою дирекцією під контролем Наглядової ради шляхом:

1) акумулювання коштів, що надходять на рахунки Фонду;

2) інвестування з метою збереження активів та отримання інвестиційного доходу на користь Фонду, в тому числі через придбання, відчуження та здійснення інших операцій з активами та фінансовими інструментами;

3) фінансування проектів за рахунок отриманих прибутків від інвестиційної діяльності Фонду, які мають бути спрямовані виключно на:

підтримку інноваційного потенціалу української економіки з допомогою інвестування в навчання, вищу освіту, наукові дослідження і розвиток;

підтримку проектів енергозбереження;

реалізацію солідарності між поколіннями шляхом підтримки пенсійної системи;

підтримку охорони здоров'я і людського життя.

2. Метою управління активами Фонду є збереження зазначених активів та забезпечення стабільного рівня доходів від їхнього розміщення (інвестування) у довгостроковій перспективі шляхом проведення надійної інвестиційної політики. Управління активами Фонду з метою забезпечення стабільного рівня доходів від їхнього розміщення (інвестування) у довгостроковій перспективі допускає можливість отримання від'ємних (негативних) фінансових результатів у короткостроковому періоді.

Стаття 17. Проведення надійної інвестиційної політики

1. Проведення Фондом надійної інвестиційної політики забезпечується, зокрема:

1) встановленням еталонного портфелю активів Фонду (співвідношення між вкладеннями в акціонерний капітал, у фінансові інструменти та у нерухомість);

2) встановленням вимог щодо диверсифікації активів Фонду;

3) встановленням ліміту для індивідуального емітента;

4) встановленням вимог щодо управління ризиками та проведення періодичної оцінки ризиків;

5) обмеженням валют, в яких можуть розміщуватися активи Фонду;

6) обмеженням територіальної сфери діяльності Фонду.

2. Наглядова Рада затверджує, з урахуванням положень цього Закону, Порядок управління активами Фонду (далі – Порядок управління) та Вимоги до фінансових активів, в які можуть розміщуватися кошти/активи Фонду (далі – Вимоги до фінансових активів).

3. Наглядова Рада не пізніше 01 грудня року, що передує плановому, затверджує, за поданням Виконавчої дирекції, Основні напрями інвестиційної політики та нормативи інвестування активів Фонду у плановому календарному році (далі – Основні напрями) - документ, який відповідно до вимог цього Закону визначає напрями та обмеження інвестування активів Фонду, рівні інвестиційного доходу, суми коштів на адміністративні та інші витрати у відповідному календарному році.

4. Порядок управління, Вимоги до фінансових активів та Основні напрями є обов'язковими для застосування Виконавчою дирекцією Фонду та підлягають обов'язковому оприлюдненню невідкладно після їхнього затвердження.

5. На основі Порядку управління, Вимог до фінансових активів та Основних напрямів Виконавча дирекція визначає та затверджує щорічні пропорції інвестування коштів у кожний окремий вид активів, із визначенням критеріїв вибору об'єктів інвестування з урахуванням конкретних класів інвестиційного рейтингу. Зміст нормативів інвестування активів не повинен суперечити положенням затверджених Основних напрямів та цьому Закону.

Стаття 18. Обмеження інвестиційної політики Фонду

1. При управлінні активами Фонду забороняється:

1) формувати активи Фонду за рахунок позикових (кредитних) коштів або будь-яких інших коштів, які не є коштами Фонду;

2) надавати поруки, майнові гарантії або будь-які кредити (позики) за рахунок активів Фонду;

3) укладати угоди купівлі-продажу або міни активів з обов'язковою умовою зворотного викупу;

4) тримати в грошових коштах на поточному банківському рахунку, на банківських депозитних рахунках та в ощадних сертифікатах банків більше ніж 50 відсотків загальної вартості активів Фонду, при цьому у зобов'язаннях одного банку може знаходитися не більше ніж 10 відсотків загальної вартості активів Фонду;

5) придбавати або додатково інвестувати в цінні папери одного емітента більше ніж 5 відсотків загальної вартості активів та тримати у активах Фонду більше ніж 10 відсотків у цінних паперах одного емітента;

6) придбавати або додатково інвестувати у цінні папери, погашення та отримання доходу за якими гарантовано Кабінетом Міністрів України більше ніж 25 відсотків загальної вартості активів Фонду;

7) придбавати або додатково інвестувати в облігації місцевих позик більше ніж 10 відсотків загальної вартості активів Фонду;

8) придбавати або додатково інвестувати в облігації юридичних осіб України більш як 25 відсотків загальної вартості активів Фонду;

9) придбавати або додатково інвестувати в акції юридичних осіб України більш як 25 відсотків загальної вартості активів Фонду;

10) придбавати або додатково інвестувати у цінні папери, погашення та отримання доходу за якими гарантовано урядами іноземних держав, більше ніж 25 відсотків загальної вартості активів Фонду;

11) придбавати або додатково інвестувати в акції та облігації іноземних емітентів, які пройшли лістинг на організованих фондових ринках іноземних держав, більше ніж 25 відсотків загальної вартості активів Фонду;

12) придбавати або додатково інвестувати в інші активи, не заборонені законодавством України, але не зазначені у цій статті, більше ніж 5 відсотків загальної вартості активів Фонду;

13) придбавати або додатково інвестувати у цінні папери, погашення та отримання доходу за якими гарантовано урядом однієї іноземної держави, більше ніж 10 відсотків загальної вартості активів Фонду;

14) тримати на банківських депозитних рахунках та в ощадних сертифікатах першокласних іноземних банків більше ніж 30 відсотків загальної вартості активів Фонду в доларах США, Євро, швейцарських франках, британських фунтах стерлінгів, при цьому у зобов'язаннях одного банку може бути вкладено не більше ніж 10 відсотків загальної вартості активів Фонду;

15) придбавати або додатково інвестувати в нерухомість більше ніж 10 відсотків загальної вартості активів Фонду.

2. Кошти Фонду, що розміщуються на депозитних рахунках у комерційних банках, не можуть бути розміщені менше ніж у трьох комерційних банках. При цьому розподіл коштів за депозитними рахунками банків повинен бути таким, щоб різниця відхилення в сумах становила не більше ніж 10 відсотків.

3. Купівля-продаж цінних паперів здійснюється з дотриманням вимог цього Закону лише на конкурентних засадах або на одній з таких фондових бірж як Нью-Йоркська, Лондонська, Токійська, Франкфуртська, в торговельно-інформаційній системі NASDAQ чи на фондових біржах або торговельно-інформаційних системах, визначених відповідно до частини другої статті 15 цього Закону.

4. Забороняється розміщення коштів Фонду у банках та фінансових установах:

а) учасником (акціонером) або пов'язаною чи зацікавленою особою в яких є член Наглядової ради чи Виконавчої дирекції Фонду або його родичі, чи працівник Фонду;

б) які протягом поточного чи попереднього календарного року робили добровільні та благодійні внески до Фонду.

5. Забороняється інвестування коштів Фонду у акції, облігації та інші цінні папери емітентів:

а) працівником, учасником (акціонером) або пов'язаною чи зацікавленою особою в яких є член Наглядової ради чи Виконавчої дирекції Фонду або його родичі, чи працівник Фонду;

б) які протягом поточного чи попереднього календарного року робили добровільні та благодійні внески до Фонду.

Стаття 19. Обмеження територіальної сфери діяльності Фонду

1. Фонд має право здійснювати інвестиційну діяльність лише:

- 1) в Україні, та
- 2) в стабільних іноземних державах з рейтингом зовнішнього боргу не менше класу А за шкалою, встановленою однією із рейтингових компаній Standard and Poor's, Moody's або Fitch.

Стаття 20. Валютні обмеження

1. Валютні активи Фонду можуть розміщуватися лише у гривні, доларах США, Євро, швейцарських франках та британських фунтах стерлінгів.

2. На операції Фонду, що здійснюються для реалізації законодавчо закріплених за ним функцій і повноважень, не поширюються передбачені законодавством України обмеження щодо розміщення валютних цінностей на рахунках і у вкладках за межами України, у тому числі вимоги щодо одержання індивідуальної ліцензії Національного банку України.

3. У якості валютних вкладів за кордоном може бути розміщено не більше 50 відсотків від вартості сукупних активів Фонду.

4. В одній іноземній банківській установі може бути розміщено не більше 10 відсотків від вартості сукупних активів Фонду.

Стаття 21. Зовнішні інвестиційні консультанти

1. Фонд має право доручати на договірних засадах іншим особам (які мають необхідні ліцензії, тривалий досвід, кваліфікацію та професійну репутацію), обраним шляхом проведення відкритого конкурсу, виконання функцій з довірчого управління частиною активів Фонду (далі – зовнішні інвестиційні консультанти).

2. Передача активів Фонду у довірче управління зовнішнього інвестиційного консультанта не має наслідком передачу права власності на них зовнішньому інвестиційному консультанту. Доходи від довірчого управління активами Фонду не є власністю зовнішнього інвестиційного консультанта та відносяться на приріст активів Фонду, переданих у довірче управління. Зовнішній інвестиційний консультант зобов'язаний виокремити активи Фонду, передані йому у довірче управління, від власного майна та майна третіх осіб, шляхом окремого обліку активів Фонду, що знаходяться у довірчому управлінні, а також фінансових активів, отриманих в процесі управління активами Фонду.

3. Оплата послуг зовнішнього інвестиційного консультанта здійснюється у вигляді фіксованої частини чистого прибутку, отриманого від довірчого управління таких консультантом частиною активів Фонду. Розмір оплати послуг зовнішнього інвестиційного консультанта визначається у кожному конкретному випадку Наглядовою радою Фонду.

4. В управління одного зовнішнього інвестиційного консультанта може бути передано не більше 10 відсотків від вартості сукупних активів Фонду.

5. Фонд оприлюднює та регулярно оновлює (на щоквартальній основі) інформацію про залучених зовнішніх інвестиційних консультантів, про активи

Фонду, передані в управління кожному з зовнішніх інвестиційних консультантів, та про прибутки або збитки, отримані від управління активами Фонду кожним з зовнішніх інвестиційних консультантів.

6. Істотними умовами угоди, що укладається Фондом з кожним із зовнішніх інвестиційних консультантів, є:

1) положення про припинення дії угоди та про повернення переданих в управління активів, якщо протягом дванадцяти календарних місяців з дати укладення угоди управління переданими активами Фонду є збитковим;

2) положення про здійснення зовнішнім інвестиційним консультантом повного відшкодування збитків, заподіяних Фонду внаслідок навмисних дій чи бездіяльності, грубої недбалості або кримінально караних діянь з боку працівників або посадових осіб зовнішнього інвестиційного консультанта;

3) заборона зовнішньому інвестиційному консультанту передавати активи Фонду в управління третім особам;

4) перелік та структура активів Фонду, переданих у довірче управління;

5) обов'язок зовнішнього інвестиційного консультанта надавати Фонду звіт про діяльність з управління активами Фонду у строки, визначені відповідних договором, але не рідше одного разу протягом календарного кварталу;

6) інші умови, визначені та затверджені Наглядовою радою Фонду.

7. Фінансова (майнова) відповідальність залучених зовнішніх інвестиційних консультантів, у тому числі за шкоду, заподіяну Фонду внаслідок професійної помилки, має бути застрахована.

Розділ V

ПРИНЦИПИ ТА НАПРЯМКИ ВИКОРИСТАННЯ АКТИВІВ ФОНДУ

Стаття 22. Цільове використання активів Фонду

1. Активи Фонду використовуються виключно для досягнення поставленої перед ним мети, визначеної у статті 1 цього Закону.

2. Активи Фонду використовуються з максимальною безпекою, рентабельністю та прозорістю.

Стаття 23. Відокремленість від боргових зобов'язань держави

1. Активи Фонду не можуть використовуватися з метою забезпечення боргових зобов'язань Кабінету Міністрів України, Національного банку або будь-яких інших органів державної влади та органів місцевого самоврядування.

Стаття 24. Обмеження щодо фінансової допомоги

1. Фонду забороняється надавати безповоротну або безпроцентну фінансову допомогу для цілей, прямо не передбачених цим Законом, та/або у порядку, іншому ніж той, що визначений цим Законом.

Стаття 25. Принципи використання активів Фонду

1. Фонд є єдиним розпорядником активів, акумульованих у процесі його діяльності.

2. Надходження та активи Фонду можуть використовувати лише для інвестиційної діяльності на ринкових засадах, а також у порядку, передбаченому статтею 26 цього Закону.

3. Протягом перших десяти років з дати державної реєстрації Фонду, отримані Фондом надходження та активи не можуть бути спрямовані на реалізацію будь-яких проектів, а підлягають лише управлінню (інвестуванню) з метою їхнього акумулювання, збереження та примноження.

4. Для реалізації проектів за рахунок активів Фонду та відповідно до цього Закону може бути використаний лише чистий прибуток від інвестиційної діяльності Фонду.

Стаття 26. Напрямки використання чистого прибутку від інвестиційної діяльності Фонду

1. Чистий прибуток від інвестиційної діяльності Фонду може бути використаний виключно для прямого фінансування конкретних проектів або у формі трансфертів до державного бюджету України для покриття цільових захищених статей витрат у таких сферах як:

підтримка інноваційного потенціалу української економіки з допомогою інвестування в дошкільне виховання, навчання, вищу освіту, наукові дослідження і розвиток;

підтримка проектів енергозбереження;

реалізація солідарності між поколіннями шляхом підтримки пенсійної системи;

підтримка охорони здоров'я і людського життя.

2. Максимальний трансферт до державного бюджету України протягом одного бюджетного року не може перевищувати 50 відсотків від обсягу запланованого річного бюджету витрат Фонду на проектну діяльність. Не допускається трансфертів до державного бюджету України протягом двох послідовних календарних років. При цьому використання чистого прибутку від інвестиційної діяльності Фонду в якості трансфертів до державного бюджету України допускається лише у виключних випадках, за умови наявності значного дефіциту державного бюджету. Рішення про здійснення трансферту до державного бюджету України приймається Наглядовою радою Фонду за поданням Виконавчої дирекції Фонду.

3. Частина чистого прибутку від інвестиційної діяльності Фонду (не менше 25 відсотків, але не більше 50 відсотків на рік) використовується для реалізації проектів, що мають важливе значення для підтримки та соціально-економічного розвитку регіонів (областей України та Автономної Республіки Крим) і відповідають меті діяльності Фонду.

При відборі відповідних проектів пріоритет надається проектам, які:

а) мають важливе значення для соціально-економічного розвитку двох і більше областей України / Автономної Республіки Крим;

б) частково фінансуються за рахунок коштів місцевих бюджетів (бюджетів Автономної Республіки Крим, обласних, районних бюджетів та/або бюджетів місцевого самоврядування);

в) мають комплексний характер (спрямованість на підтримку не окремих підприємств, установ чи організацій, а відповідних сфер чи галузей).

При цьому 50 відсотків частки, яка щороку використовується для фінансування проектів регіонального розвитку, повинні направлятися на реалізацію проектів, що мають важливе значення для розвитку регіонів (областей України / Автономної Республіки Крим), в яких здійснюється видобуток нафти, природного газу та газового конденсату.

Стаття 27. Механізм використання активів Фонду для проектного фінансування

1. Виконавча дирекція Фонду на основі пропозицій центральних та місцевих органів влади, громадських організацій проводить відкритий конкурс, формує перелік проектів, що можуть отримати фінансування від Фонду і до 01 липня кожного року, який передуює плановому календарному року, виносить такий перелік проектів на розгляд та затвердження Верховної Ради України разом з інформацією про обсяг доступного фінансування.

2. Погоджений Верховною Радою України перелік проектів враховується Наглядовою радою Фонду у кошторисі витрат на плановий календарний рік.

3. Фінансування кожного конкретного проекту здійснюється напряму Фондом за результатами розгляду проектних заявок та проведення відкритого конкурсу.

4. Фонд здійснює контроль за ефективністю, законністю і доцільністю використання коштів на реалізацію проектів самостійно та/або із залученням зовнішніх аудиторів.

5. Фонд оприлюднює та регулярно оновлює (на піврічній основі) на своїй офіційній сторінці в мережі Інтернет інформацію про ресурси Фонду, використані для фінансування проектів та про кожний з проектів, що отримав фінансування від Фонду, включаючи інформацію про хід та результати реалізації таких проектів.

Розділ VI

КОНТРОЛЬ ЗА ДІЯЛЬНІСТЮ ФОНДУ

Стаття 28. Види контролю

1. Діяльність Фонду підлягає контролю з боку як органів державної влади, так і громадянського суспільства.

Стаття 29. Звітність Фонду

1. Щорічно Фонд складає місячні та річні звіти, які підлягають оприлюдненню. Річний звіт включає звіт про діяльність Фонду за звітний рік та фінансову звітність.

У місячних та річних звітах обов'язково вказуються відомості про: розмір активів Фонду на початок та кінець відповідного звітного періоду;

формування активів Фонду протягом відповідного звітнього періоду;
зарахування коштів та внесення інших активів до Фонду протягом відповідного звітнього періоду;

розміщення та використання активів Фонду протягом відповідного звітнього періоду із зазначенням найменування та основних характеристик об'єктів інвестування;

розмір ставок процентів, що застосовувалися протягом звітнього періоду до коштів Фонду, розміщених на банківських рахунках, із зазначенням відповідних банківських установ.

2. Достовірність щорічної фінансової звітності Фонду щорічно підтверджується незалежним аудитором (аудиторською компанією), який має досвід у проведенні аудиту за міжнародними стандартами аудиту.

Незалежний аудитор призначається за результатами відкритого конкурсу з обов'язковим оприлюдненням пропозицій кожного учасника конкурсу та результатів конкурсу. Один і той самий аудитор не має права проводити аудит річної фінансової звітності Фонду більше ніж три роки поспіль.

3. Річний звіт Фонду та висновок незалежного аудитора підлягають оприлюдненню до 1 липня наступного за звітним року.

Стаття 30. Внутрішній аудит

1. З метою здійснення внутрішнього контролю та аудиту у Фонді утворюється служба внутрішнього аудиту, яка підзвітна Наглядовій раді, та діє на підставі положення, що затверджується Наглядовою радою. Керівник служби внутрішнього аудиту призначається та звільняється з посади Наглядовою радою Фонду.

2. Служба внутрішнього аудиту виконує такі функції:

1) здійснює періодичні перевірки діяльності Фонду на предмет дотримання вимог законодавства та рішень органів управління Фонду;

2) перевіряє результати фінансової та інвестиційної діяльності Фонду;

3) здійснює інші функції відповідно до положення про службу внутрішнього аудиту.

3. Служба внутрішнього аудиту регулярно (на перше число кожного кварталу) надає звіти Наглядовій раді з висновками та пропозиціями щодо питань, віднесених до її повноважень. Звіти служби внутрішнього аудиту підлягають затвердженню Наглядовою радою Фонду.

4. Висновки та пропозиції служби внутрішнього аудиту є обов'язковими для врахування у діяльності Фонду.

Стаття 31. Незалежні перевірки

1. Не рідше одного разу на два роки проводиться незалежна оцінка активів Фонду та оцінка якості і ефективності управління та/або обслуговування частини активів Фонду (далі – незалежна перевірка).

2. Один і той самий оцінщик не має права проводити незалежну оцінку більше ніж три роки поспіль.

3. Результати незалежної перевірки підлягають негайному оприлюдненню.

Стаття 31¹. Забезпечення відкритості та прозорості діяльності Фонду.

1. Будь-яка інформація, яка знаходиться у розпорядженні Фонду, повинна бути відкрита і доступна для громадськості, за винятком затвердженого Наглядовою радою Фонду переліку відомостей, доступ до яких обмежується законом або є комерційно чутливим з обґрунтованих міркувань.

2. Фонд зобов'язаний оприлюднювати інформацію про себе та свою діяльність, як це передбачено цим Законом. За рішенням Наглядової ради Фонд може оприлюднювати також іншу інформацію.

3. Інформація про Фонд та його діяльність оприлюднюється шляхом:

а) опублікування у засобах масової інформації;

б) розміщення в інформаційних системах та на офіційних веб-сторінках в мережі Інтернет;

в) розміщення на інформаційних стендах;

г) іншими способами, що не заборонені законодавством України.

4. Фонд зобов'язаний створити та вести офіційну веб-сторінку в мережі Інтернет.

Розділ VII ПРИКІНЦЕВІ ПОЛОЖЕННЯ

Стаття 32. Прикінцеві положення

1. Цей Закон набирає чинності з дня, наступного за днем його опублікування, та вводиться в дію з 01 січня календарного року, що слідує за датою набрання чинності цим Законом.

2. Кабінету Міністрів України:

передбачити видатки, необхідні для започаткування діяльності Фонду, у проекті Державного бюджету України на календарний рік, з якого цей Закон вводиться в дію;

до введення цього Закону в дію вирішити питання щодо розміщення Фонду, а також забезпечити вжиття організаційних заходів з метою започаткування діяльності Фонду;

у тримісячний строк з дати набрання чинності цим Законом, але не пізніше дати введення цього Закону в дію, погодити з інвесторами та внести зміни до вже укладених угод про розподіл продукції у нафтогазовому секторі та/або направити офіційні повідомлення інвесторам згідно з положеннями вказаних угод з тим, щоб передбачити перерахування інвесторами коштів, передбачених частиною першою статті 10 цього Закону, безпосередньо на рахунок Фонду;

при підготовці та укладенні угод про розподіл продукції у нафтогазовому

секторі передбачати в них положення, які забезпечать надходження коштів, передбачених частиною першою статті 10 цього Закону, безпосередньо на рахунок Фонду;

до введення цього Закону в дію забезпечити приведення своїх нормативно-правових актів у відповідність із цим Законом, а також відповідно до своєї компетенції забезпечити прийняття нормативно-правових актів, передбачених цим Законом;

забезпечити перегляд і скасування міністерствами та іншими центральними органами виконавчої влади України їх нормативно-правових актів, що суперечать цьому Закону.

3. Внести зміни до таких законодавчих актів України:

1) У Бюджетному кодексі України:

а) частину четверту статті 9 викласти у такій редакції:

«Трансферти - кошти, одержані від інших органів державної влади, органів влади Автономної Республіки Крим, органів місцевого самоврядування, інших держав або міжнародних організацій, позабюджетних цільових фондів на безоплатній та безповоротній основі»;

б) главу 2 доповнити статтею 13-1 такого змісту:

«Стаття 13-1. Національний фонд розвитку

1. Національний фонд розвитку функціонує як позабюджетний загальнодержавний цільовий фонд відповідно до закону.

2. Взаємовідносини між Національним фондом розвитку та Державним бюджетом України регулюються цим Кодексом та окремим законом»;

в) частину другу статті 15 доповнити словами: «а також кошти Національного фонду розвитку (крім трансфертів до Державного бюджету для покриття цільових захищених статей витрат у порядку, передбаченому окремим законом)».

г) у статті 29:

пункт другий викласти у такій редакції: «2) податок на прибуток підприємств (крім податку, визначеного пунктом 2 частини першої статті 69 цього Кодексу та крім податку на прибуток підприємств у зв'язку з діяльністю Національного фонду розвитку, який використовується виключно для формування ресурсів вказаного Фонду)»;

пункт п'ятий викласти у такій редакції: «5) 50 відсотків плати за користування надрами для видобування корисних копалин загальнодержавного значення (крім плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату, 75% якої зараховується до загального фонду державного бюджету, а 25% – перераховується до Національного фонду розвитку)»;

пункт шостий викласти у такій редакції: «податок на додану вартість (крім податку на додану вартість у зв'язку з діяльністю Національного фонду розвитку, який використовується виключно для формування ресурсів вказаного Фонду)»;

2) У Законі України «Про угоди про розподіл продукції»:

а) розділ III доповнити статтею 25-1 такого змісту:

«Стаття 25-1. Цільове використання коштів, отримуваних державою під час виконання угод про розподіл продукції у нафтогазовому секторі

1. Наступні кошти, отримувані державою під час виконання угод про розподіл продукції у нафтогазовому секторі, підлягають перерахуванню до Національного фонду розвитку:

1) кошти від використання (реалізації, продажу) частини виробленої продукції, що залишається у власності держави (державної частки видобутих корисних копалин) відповідно до угод про розподіл продукції;

2) кошти від плати за участь у конкурсі на укладення угод про розподіл продукції;

3) кошти від продажу пакетів конкурсної документації на укладення угод про розподіл продукції;

4) бонуси та інші винагороди, що сплачуються інвестором у зв'язку з укладенням та під час виконання угоди про розподіл продукції;

5) кошти від використання (реалізації, продажу) майна, створеного або придбаного інвестором для виконання угоди про розподіл продукції, право власності на яке перейшло від інвестора до держави згідно з відповідною угодою про розподіл продукції;

6) податки, збори та інші обов'язкові платежі, що сплачуються інвестором під час виконання угоди про розподіл продукції (крім податку на доходи фізичних осіб із заробітної плати та інших винагород та виплат, а також крім єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування українських працівників та іноземців, найнятих на роботу в Україні);

7) 50 відсотків коштів, сплачених інвестором або страховиком у порядку відшкодування (компенсації) шкоди, заподіяної довкіллю у зв'язку з діяльністю інвестора, пов'язаною з виконанням угоди про розподіл продукції;

8) суми штрафних санкцій, сплачених інвестором за невиконання або неналежне виконання своїх зобов'язань за угодою про розподіл продукції.

2. Кошти, вказані у частині першій цієї статті, можуть бути використані лише за цільовим призначенням у порядку, визначеному Законом України «Про Національний фонд розвитку»;

б) перше речення статті 21 викласти у такій редакції:

«Частина виробленої продукції, що залишається у власності держави, реалізується у порядку, визначеному Кабінетом Міністрів України, та використовуються лише за цільовим призначенням у порядку, визначеному Законом України «Про Національний фонд розвитку»;

3) Абзац перший статті 31 Кодексу України про надра викласти у такій редакції:

«Плата за користування надрами зараховується до державного і місцевих бюджетів та до Національного фонду розвитку згідно з Бюджетним кодексом України. При цьому до Національного фонду розвитку зараховується 25% плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату, якщо більший розмір зарахування не передбачений законом про Державний бюджет України на відповідний рік.

Крім того, кошти у сумі перевищення фактичних показників надходжень до Державного бюджету України від суб'єктів господарювання, які здійснюють діяльність з видобування нафти, природного газу та газового конденсату (у вигляді плати за користування надрами для видобування нафти, природного газу та газового конденсату, а також у вигляді збору за видачу спеціальних дозволів на користування надрами та коштів від продажу таких дозволів або у вигляді платежів, що будуть введені замість вказаної плати та/або збору) над відповідними прогностичними (плановими) показниками, визначеними при прийнятті відповідного закону України про Державний бюджет України (без урахування подальших змін та доповнень до нього) за результатами відповідного календарного року у порядку, визначеному Наглядовою радою Фонду, який є обов'язковим до виконання органами державної влади України».

4) У статті 164-12 Кодексу України про адміністративні правопорушення:

а) в частині першій слова «порушення вимог Бюджетного кодексу України при здійсненні витрат державного бюджету (місцевого бюджету) у разі несвоєчасного набрання чинності законом про Державний бюджет України (несвоєчасного прийняття рішення про місцевий бюджет) на відповідний рік» доповнити словами «; порушення вимог Закону України «Про Національний фонд розвитку» щодо здійснення платежів для формування Національного фонду розвитку»;

б) в частині третій:

слова «створення позабюджетних фондів» доповнити словами «(крім Національного фонду розвитку)»;

слова «порушення вимог Бюджетного кодексу України щодо виділення коштів з резервного фонду бюджету» доповнити словами: «; порушення вимог Закону України «Про Національний фонд розвитку» щодо порядку управління ресурсами Національного фонду розвитку або щодо порядку проведення Національним фондом розвитку інвестиційної політики або щодо використання ресурсів Національного фонду розвитку»;

5) Статтю 210 Кримінального кодексу України викласти у такій редакції:

«Стаття 210. Нецільове використання бюджетних коштів або коштів Національного фонду розвитку, здійснення видатків бюджету чи надання кредитів з бюджету без встановлених бюджетних призначень або з їх перевищенням

1. Нецільове використання бюджетних коштів службовою особою, нецільове використання коштів Національного фонду розвитку, а так само здійснення

видатків бюджету чи надання кредитів з бюджету без встановлених бюджетних призначень або з їх перевищенням всупереч Бюджетному кодексу України чи закону про Державний бюджет України на відповідний рік, якщо предметом таких дій були бюджетні кошти або кошти Національного фонду розвитку у великих розмірах, -

караються штрафом від ста до трьохсот неоподатковуваних мінімумів доходів громадян або виправними роботами на строк до двох років, або обмеженням волі на строк до трьох років, з позбавленням права обіймати певні посади чи займатися певною діяльністю на строк до трьох років або без такого.

2. Ті самі діяння, предметом яких були бюджетні кошти або кошти Національного фонду розвитку в особливо великих розмірах або вчинені повторно, або за попередньою змовою групою осіб, -

караються обмеженням волі на строк від двох до п'яти років або позбавленням волі на строк від двох до шести років, з позбавленням права обіймати певні посади чи займатися певною діяльністю на строк до трьох років».

**Голова
Верховної Ради України**

Редакційна група:

Михайло Гончар – керівник проекту, Київський міжнародний енергетичний клуб «Q-Club»

Андрій Чубик – керівник проекту, Аналітичний Центр «Номос-Енергія»

Експертна група:

Сергій Дяченко – експерт з питань функціонування енергетичного сектору

Оксана Іщук – експерт з питань статистики в енергетичному секторі

Олександр Малиновський – експерт з бюджетного та фінансового права

Оксана Мельник – експерт з корпоративного права

Віталій Мельничук – експерт з питань фінансового менеджменту та бюджету

Назарій Тацакович – експерт з питань інвестиційного клімату в енергетичному секторі

Тантелі Ратувухері – експерт з інвестиційного менеджменту та соціальних витрат

Макетування і друк: ТОВ «СиЛа», арт-директор Олена Лановенко

При передруку матеріалів обов'язковим є посилання на Київський міжнародний енергетичний клуб «Q-Club» та Аналітичний Центр «Номос-Енергія».

Адреса:

вул. Січових Стрільців 60, оф. 719,

м. Київ, 04050, Україна

Тел. +380 44 484-04-44

www.geostrategy.org.ua

www.qclub.org.ua