

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

Петрунчак Ірина Михайлівна

УДК 658:622.32(477)

ЕКОНОМІЧНИЙ МЕХАНІЗМ РОЗРОБКИ
НАФТОГАЗОВИДОБУВНИМИ ПІДПРИЄМСТВАМИ РОДОВИЩ
ВУГЛЕВОДНІВ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Спеціальність 08.00.04 – Економіка та управління підприємствами
(за видами економічної діяльності)

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня
кандидата економічних наук

*Ці примірники дисертації
ідентичні за змістом*

*Вашинь
секретар спец. вченої ради
Д-20 052.06 Олександр Кошунин Т.В.*

18.09.2014р.

Науковий керівник:

доктор економічних наук, професор

ВИТВИЦЬКИЙ Ярослав Степанович

Івано-Франківськ 2014



d526

18.09.14

З М І С Т

Вступ.....	4
Розділ 1 Теоретико-методичні основи оцінки економічної ефективності розробки нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації.....	12
1.1 Фактори, особливості та показники, що визначають ефективність проектів дорозробки виснажених нафтових родовищ.....	12
1.2 Методи інтенсифікації видобування нафти на пізній стадії розробки нафтових родовищ та оцінка їх економічної ефективності	26
1.3 Методичні підходи до оцінювання ефективності експлуатації нафтогазовидобувних свердловин.....	54
Висновки до I розділу.....	77
Розділ 2 Аналіз сучасного стану та результатів освоєння залишкових запасів нафтогазових родовищ	79
2.1 Характеристика стану ресурсного забезпечення нафтовидобування в Україні.....	79
2.2 Аналіз фонду низькодебітних свердловин нафтогазовидобувних підприємств України	93
2.3 Ефективність методів інтенсифікації нафтовидобування на пізній стадії розробки нафтогазових родовищ.....	106
Висновки до II розділу	115
Розділ 3 Формування економічного механізму підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств.....	117
3.1 Удосконалення системи ціноутворення у нафтогазовидобуванні.....	117

3.2 Реформування системи оподаткування при освоєнні залишкових запасів та її вплив на економічні показники нафтогазовидобувних підприємств	133
3.3 Економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами	158
Висновки до III розділу	178
Висновки.....	182
Список використаних джерел.....	185
Додатки.....	204

ВСТУП

Актуальність теми. Головною причиною зменшення видобутку нафти в Україні є закономірний перехід більшості основних за запасами та видобутком родовищ у пізню стадію розробки, що характеризується значним їх виснаженням після вилучення 80-85 % нафти від затверджених початкових видобувних запасів. Окрім того, у структурі запасів вуглеводнів постійно збільшується частка важковидобувних запасів, освоєння яких в сучасних економічних умовах є практично нерентабельним і, обсяг яких за останній 30-річний період в Україні збільшився майже втричі та перевищив 68 % від загальних запасів. До цієї категорії відносять і залишкові запаси, які формуються на пізній стадії розробки родовища. Тому головним напрямом збільшення рівня власного видобутку вуглеводнів в Україні та досягнення високих значень кінцевих коефіцієнтів їх вилучення є масштабне вдосконалення існуючих систем розробки родовищ нафти і газу з використанням сучасних наукоємних технологій. Проте вирішення цих питань потребує розв'язання низки важливих економічних завдань, які включають об'єктивну економічну оцінку ефективності проектів дорозробки виснажених родовищ, обґрунтування економічної доцільності застосування методів підвищення нафтовіддачі та інтенсифікації видобування нафти, раціоналізацію використання існуючого фонду свердловин, удосконалення політики ціноутворення та умов оподаткування при освоєнні залишкових запасів нафтових родовищ, застосування відповідного економічного механізму управління цими складними процесами.

Вагомий внесок у дослідження і розроблення теоретичних аспектів освоєння залишкових запасів вуглеводнів зробили О. Акульшин, В. Бойко, А. Боксерман, М. Вуль, М. Галіуллін, Т. Гілязов, В. Дорошенко, М. Євдошук, Д. Єгер, С. Жданов, О. Зейкан, Ю. Капирін, Ю. Качмар, М. Ковалко, Є. Козловський, Р. Кондрат, О. Лукін, І. Міщенко, А. Султанов.

Проблемам підвищення ефективності функціонування, управління і поліпшення на цій основі техніко-економічних показників нафтогазовидобувних підприємств, що розробляють виснажені нафтогазові родовища, вдосконаленню методичних підходів до оцінювання інвестиційно-інноваційних заходів із стабілізації видобування на них вуглеводнів, присвячені праці таких вчених, як П. Арбатов, В. Башко, Я. Витвицький, Д. Гейтлі, П. Гринберг, М. Данилюк, С. Зац, С. Ібатулліна, П. Кауфман, А. Макаров, М. Марн, В. Міщенко, О. Молдован, С. Педько, Н. Подольчак, Т. Савчук, В. Тарасевич, В. Тарасюк, Г. Терегулова, І. Фадєєва, В. Ягуткін.

Враховуючи швидкі якісні та кількісні зміни, що відбуваються у середовищі функціонування нафтогазовидобувних підприємств у сучасних умовах, існує потреба в подальших наукових дослідженнях теоретико-методичних засад, що пов'язані з оцінкою економічної ефективності розробки нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації, та створення відповідного механізму управління нафтогазовидобувними підприємствами, які працюють у цих складних умовах. Все це зумовило вибір теми дисертаційного дослідження, обґрунтування її мети, завдань, а також формування структури змістовної частини дослідження.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертаційна робота виконана відповідно до плану науково-дослідних робіт кафедри економіки підприємства Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за темою: «Теоретичні і прикладні засади формування механізму ефективного функціонування та оптимізації діяльності соціально-економічних систем паливно-енергетичного комплексу» (номер державної реєстрації 0110U003990), в межах якої систематизовано існуючі методи підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобування нафти; запропоновано напрями удосконалення системи ціноутворення у нафтогазовидобуванні та реформування системи оподаткування при освоєнні залишкових запасів нафти і газу. Також, дисертаційна робота виконувалась відповідно до тематичних планів наукових та науково-технічних робіт

проведених протягом 2010-2012 рр. у Науково-дослідному і проектному інституті ПАТ «Укрнафта» за темами: «Аналіз та оцінка економічної ефективності робіт з інтенсифікації видобутку вуглеводнів» (НЗ №101633), в межах якої проведено аналіз економічної ефективності робіт з інтенсифікації видобутку вуглеводнів; «Оцінка економічної доцільності експлуатації низькодебітних свердловин у 2011-2013 рр.» (НЗ № 101644), у якій здійснено аналіз фонду низькодебітних свердловин та розроблено економічно обґрунтовані критерії їх експлуатації.

Мета і завдання дослідження. *Метою* дисертаційної роботи є узагальнення й розвиток теоретико-методичних засад підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств при розробці нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації.

Відповідно до мети визначено такі основні завдання дослідження:

- удосконалити класифікацію факторів, що визначають ефективність та особливості розробки нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації;
- здійснити аналіз фонду низькодебітних свердловин та розробити економічно обґрунтовані критерії їх експлуатації;
- розвинути методи прогнозування собівартості видобування вуглеводневих ресурсів;
- розробити науково-обґрунтовані підходи до вдосконалення системи ціноутворення на вуглеводневі ресурси;
- удосконалити систему оподаткування при освоєнні залишкових запасів нафтових родовищ;
- розробити економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами.

Об'єктом дослідження є процеси виробничої діяльності нафтогазовидобувних підприємств при розробці родовищ вуглеводнів на пізній стадії експлуатації.

Предметом дослідження є теоретико-методичні положення та практичні аспекти формування економічного механізму освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами.

Методи дослідження. Для досягнення мети дисертаційної роботи використано такі методи, зокрема: теоретичний і семантичний аналіз – для дослідження, узагальнення і розвитку існуючих підходів із вдосконалення понятійно-категоріального апарату (п. 1.2, п. 1.3, п. 2.1); логіко-історичний – у дослідженні еволюції методичних підходів до оцінки ефективності методів підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобутку нафти на пізній стадії розробки нафтових родовищ (п. 1.2); класифікаційно-аналітичний метод при класифікації факторів, що визначають ефективність проектів дорозробки виснажених нафтових родовищ (п. 1.1); методи статистики (групування, динамічних порівнянь, табличні та графічні) при дослідженні ресурсного забезпечення підприємств нафтовидобувної галузі, фонду низькодебітних свердловин, ефективності методів підвищення нафтовилучення, політики ціноутворення та податкових платежів у нафтовидобуванні, економічного механізму освоєння залишкових запасів нафти і газу (п. 2.1, п. 2.2, п. 2.3, п. 3.1, п. 3.2, п. 3.3); метод кореляційно-регресійного аналізу для встановлення залежності собівартості видобування нафти від глибини залягання продуктивних горизонтів, коефіцієнтів обводнення та гідропровідності (п. 3.2); спеціальні (моделювання, дисконтування) при розробці методичних підходів до оцінки ефективності експлуатації нафтовидобувних свердловин (п. 1.3).

Інформаційною базою дослідження слугували: наукові публікації вітчизняних та зарубіжних вчених з питань оцінки економічної ефективності розробки нафтових родовищ на пізній стадії їх експлуатації; законодавчі та нормативно-правові акти України; положення і матеріали внутрішньої звітності нафтогазовидобувних підприємств; офіційні дані про результати діяльності підприємств нафтогазовидобувного комплексу України із

матеріалів Державної служби статистики та Державної казначейської служби України; аналітичні розрахунки та результати власних досліджень автора.

Наукова новизна одержаних результатів. . У дисертаційній роботі отримано нові науково-обґрунтовані результати, які в сукупності вирішують завдання, пов'язані з формуванням економічного механізму підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств, що розробляють нафтові родовища на завершальній стадії експлуатації. Найбільш вагомими науковими результатами, що характеризуються науковою новизною, отриманими особисто і подані до захисту, полягають у наступному:

удосконалено:

– економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами, який на відміну від існуючого поєднує інституційно-організаційне, нормативно-правове, фінансове, інформаційне, кадрове, мотиваційне забезпечення, обґрунтовану цінову політику, податкове стимулювання, контролінг, належну функціональну систему, враховує специфіку нафтогазових родовищ на пізній стадії експлуатації, використання якого забезпечить збільшення видобутку вуглеводнів на виснажених родовищах;

– класифікацію основних факторів, що визначають ефективність діяльності нафтогазовидобувних підприємств з поділом їх на соціально-економічні, геолого-промислові, географо-екологічні, організаційно-технічні, що систематизує, розширює і конкретизує їх перелік та дає змогу встановити визначальні фактори щодо впливу на економічні показники основних технологічних процесів видобування вуглеводнів та особливостей розробки нафтових родовищ на пізніх стадіях їх експлуатації;

– методичний підхід для визначення граничних меж технологічної можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації нафтовидобувних свердловин, який на відміну від існуючих методичних підходів базується на помісячному визначенні економічних показників

експлуатації, враховує фактор часу та дає змогу оперативно приймати виважені управлінські рішення щодо доцільності їх подальшої експлуатації;

набули подальшого розвитку:

– економіко-математичне моделювання собівартості видобування нафти, на основі якого встановлено кореляційно-регресійну залежність собівартості 1 т нафти від глибини залягання продуктивного горизонту, обводненості продукції свердловини та коефіцієнту гідропроводності, що дає змогу прогнозувати собівартість видобування нафти для окремих продуктивних горизонтів із врахуванням цих найважливіших гірничо-геологічних та техніко-технологічних факторів;

– методичний підхід до формування ціни нафти при освоєнні залишкових запасів нафтових родовищ, що на відміну від існуючих базується на використанні обґрунтованих нормативів експлуатаційних витрат у нафтогазовидобуванні та введенні інвестиційної складової у формулу для розрахунку, що дає змогу встановити розрахункову ціну для окремого експлуатаційного об'єкта та сприятиме вдосконаленню трансферного ціноутворення і складанню консолідованої звітності у вертикально-інтегрованих нафтогазовидобувних компаніях;

– методичний підхід до встановлення плати за надра для окремих нафтових родовищ та покладів за допомогою диференціюючих коефіцієнтів та індексів, що на відміну від існуючого підходу, дає змогу врахувати фактори, які мають найбільший вплив на формування собівартості видобування нафти, а саме: глибини залягання продуктивних покладів, коефіцієнту їх гідропроводності та обводненості продукції.

Практичне значення одержаних результатів. В дисертаційній роботі сформульовані і обґрунтовані наукові положення, висновки та пропозиції, що дозволяють розробити рекомендації щодо вирішення проблем ефективного управління нафтогазовидобувними підприємствами при розробці родовищ вуглеводнів на пізній стадії експлуатації. Окремі результати дослідження використані у практичній діяльності структурних підрозділів

ПАТ «Укрнафта» – НДП ПАТ «Укрнафта» – довідка № 16-2/2395 від 01.08.2014 р. (реформування систем ціноутворення на вуглеводневі ресурси та оподаткування при освоєнні залишкових запасів), НГВУ «Долинанафтогаз» – довідка № 14к-2728 від 04.08.2014 р. (економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів), НГВУ «Надвірнанафтогаз» – довідка № 02-2/3339 від 04.08.2014 р. (вдосконалений методичний підхід до оцінки експлуатації видобувних свердловин). Також, теоретичні положення, методичні розробки, узагальнення і висновки, що містяться в дисертаційній роботі, використовуються у навчальному процесі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу при викладанні дисциплін «Економіка підприємства» для спеціальності 7.05030401 «Видобування нафти і газу», 7.05030103 «Буріння»; «Організація і планування виробничо-комерційної діяльності» для студентів спеціальності 7.05030401 «Видобування нафти і газу», а також під час дипломного проектування студентів спеціальності «Видобування нафти і газу» (довідка № 29-08-36 від 01.09.2014).

Особистий внесок здобувача. Дисертаційна робота виконана здобувачем самостійно. Наукові результати, що викладені в дисертації, отримані автором особисто. З наукових праць, опублікованих у співавторстві, в дисертації використано лише ті ідеї та положення, які належать здобувачеві особисто.

Апробація результатів дисертації. Основні наукові результати дисертаційного дослідження апробовано автором та отримали позитивні відгуки на всеукраїнських та міжнародних науково-практичних конференціях, зокрема: «Вклад молодих спеціалістів Товариства в розвиток нафтогазового комплексу України» (м. Івано-Франківськ, 28-30 червня, 2008 року); «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи» (м. Івано-Франківськ, 20-23 жовтня, 2009 року); «Еколого-економічні проблеми Карпатського Єврорегіону» (м. Івано-Франківськ, 24-26 травня, 2011 року);

«Теорія і практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем» (м. Івано-Франківськ, 21-22 жовтня, 2011 року); «Нафтогазова енергетика-2011» (м. Івано-Франківськ, 11-13 жовтня, 2011 року); «Проблеми управління виробничо-економічною діяльністю суб'єктів господарювання» (м. Донецьк, 19 квітня, 2012 року); «Вклад молодих спеціалістів Товариства в розвиток нафтогазового комплексу України» (м. Івано-Франківськ, 29-31 травня, 2012 року); «Наукові дослідження та їх практичне застосування. Сучасний стан і шляхи розвитку 2012» (м. Одеса, 2-12 жовтня, 2012 року); «Нафтогазова енергетика-2012» (м. Івано-Франківськ, 5-7 листопада, 2012 року); «Теорія і практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем» (м. Івано-Франківськ, 15-17 травня, 2013 року); «Сучасні проблеми та шляхи їх вирішення в науці, транспорті, виробництві та освіті» (м. Одеса, 17-28 червня, 2014 року).

Публікації. За результатами дисертаційного дослідження опубліковано 16 наукових праць загальним обсягом 6,6 друк. арк., із них одна у наукометричному іноземному виданні, сім у фахових виданнях, автору особисто належить 5,7 друк. арк.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, трьох розділів, висновків, додатків і списку використаних джерел. Загальний обсяг роботи становить 243 сторінки комп'ютерного тексту. Основний її зміст викладено на 184 сторінках. Робота містить 15 таблиць, 27 рисунків, список використаних джерел із 155 найменувань, 6 додатків – на 40 сторінках.

РОЗДІЛ 1

ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ОЦІНКИ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

1.1 Фактори, особливості та показники, що визначають ефективність проектів дорозробки виснажених нафтових родовищ

На сучасному етапі розвитку нафтовидобувної промисловості України особливого значення набуває вирішення проблем підвищення ефективності експлуатації нафтових родовищ, що вже розробляються, використання передових технологій з найбільш повного вилучення запасів та інших заходів з інтенсифікації видобутку нафти, які призводять до зменшення темпів падіння об'єму видобутку вуглеводнів. Підвищення коефіцієнта нафтовилучення низькорентабельних родовищ до 0,65-0,7 за рахунок впровадження новітніх технологій рівноцінне відкриттю і освоєнню нових нафтових родовищ. Також світовий досвід свідчить, що використання високоефективних технологій в умовах освоєння важковидобувних вуглеводнів дозволяє у 2-3 рази зменшити витрати, пов'язані з їх розвідкою та розробкою [51, с. 37-38].

Практика застосування передових нафтогазових технологій показує, що ефективність процесів розробки залежить від того, наскільки запроектована система розміщення свердловин, вибраний метод діяння на поклади і реалізована технологія враховують реальний стан залишкових запасів нафти, а також розподіл нафтонасиченості і властивостей нафти по об'єму покладу в цілому. Багато інвестиційних проектів із застосуванням методів підвищення нафтовилучення (МПН) були безуспішними або з низьким коефіцієнтом ефективності тому, що перед початком їх реалізації склались хибні уявлення про стан залишкової нафтонасиченості, розподіл залишкової нафти в пластах

та техніко-економічні умови її видобування. Так, наприклад, додатковий видобуток нафти за рахунок впровадження нових технологій і методів підвищення нафтовіддачі пластів у 2010 р. по Західному регіону України склав лише 22 % від загального об'єму видобутку нафти [57, с. 73]. Ця ситуація не змінилася на краще і за період 2011-2013 років.

Дослідження проблем підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств дали змогу визначити і класифікувати фактори, що впливають на ефективність нафтовидобування. Вони поділяються на такі групи: соціально-економічні, геолого-промислові, географо-екологічні, організаційно-технічні (рисунок 1.1).

До соціально-економічних факторів, що впливають на ефективність роботи нафтогазовидобувного підприємства, належать: ціни на нафту, рівень попиту і пропозиції на нафту, рівень цін на обладнання, матеріали і послуги, податкове регулювання, рівень інфляції, платіжоспроможність населення, доступ та ціна кредитних ресурсів, інвестиційно-інноваційна активність, матеріаломісткість і енергомісткість виробництва. До соціально-економічних факторів належить також забезпеченість країни даним видом корисної копалини, кон'юнктура світового ринку нафти і газу, рівень та структура споживання енергії [20, с. 167].

Група геолого-промислових факторів включає геологічні, гірничо-геологічні фактори та фізико-хімічні властивості пластових флюїдів. В Україні за величиною видобувних запасів родовища нафти і газу поділяють на 7 груп: унікальні, величезні, великі, середні, невеликі, дрібні, дуже дрібні [66, с. 3]. Від величини запасів, складності геологічної будови родовища залежать обсяг видобутку, можливість використання високопродуктивної техніки і технології, рівень експлуатаційних та інвестиційних витрат.

Важливим показником при оцінці родовищ є режим роботи покладів. Він впливає на тривалість розробки, рівень поточного видобутку вуглеводнів, ступінь їх вилучення з надр, визначає економічні показники розробки.

Глибина залягання продуктивних горизонтів як геологічний фактор суттєво впливає на вибір технічних, технологічних і організаційних рішень при бурінні нафтових і газових свердловин, розробці родовищ, а також є визначальним фактором формування собівартості видобутку вуглеводнів.

Географо-екологічні фактори включають наявність транспортних шляхів, енерго і водозабезпеченість, віддаленість від баз матеріально-технічного постачання, природно-кліматичні умови та географо-екологічні умови розробки.



Рисунок 1.1 – Класифікація основних факторів, що впливають на ефективність діяльності нафтогазовидобувного підприємства

* Джерело: удосконалено автором на основі [20, 51]

Важливими є природно-кліматичні умови, які обумовлюють вибір технічних засобів буріння та експлуатації свердловин, системи розробки покладів, величину витрат при видобутку нафти і газу.

Нарешті, на темпи падіння видобутку нафти значною мірою впливають організаційно-технічні фактори: підтримання належного рівня техніки і технології, організація системи управління підприємством та планування виробничо-господарської діяльності, здійснення постійного контролю за виробничими процесами. Заходи з використання організаційно-технічних резервів, без сумніву, мають забезпечити додаткове вилучення залишкових запасів і прийнятну для надрокористувача дохідність витрачених інвестиційних ресурсів.

Сучасний стан розвитку нафтовидобувної галузі характеризується тим, що у багатьох випадках вичерпані можливості реалізації екстенсивних факторів росту, значна частина родовищ знаходиться на пізній і завершальній стадіях розробки із зростаючим рівнем витрат на видобуток нафти. У зв'язку з цим особливого значення набувають інтенсивні фактори підвищення ефективності нафтовидобувної промисловості (рисунок 1.2).

Саме використання інтенсивних факторів дозволить перевести залишкові важковидобувні запаси родовищ у розряд видобувних та підвищити ефективність роботи нафтових компаній.

Важливо враховувати і особливості, які притаманні ресурсам вуглеводнів загалом [119, с. 17]:

- територіальна локалізація ресурсів у певній нафтогазовій провінції чи регіоні;
- важливість і унікальність нафти, оскільки вона є невідновним і дефіцитним природним ресурсом;
- ресурси нафти володіють структуроутворюючими властивостями, їх освоєння викликає розвиток суміжних виробництв, соціальних структур;

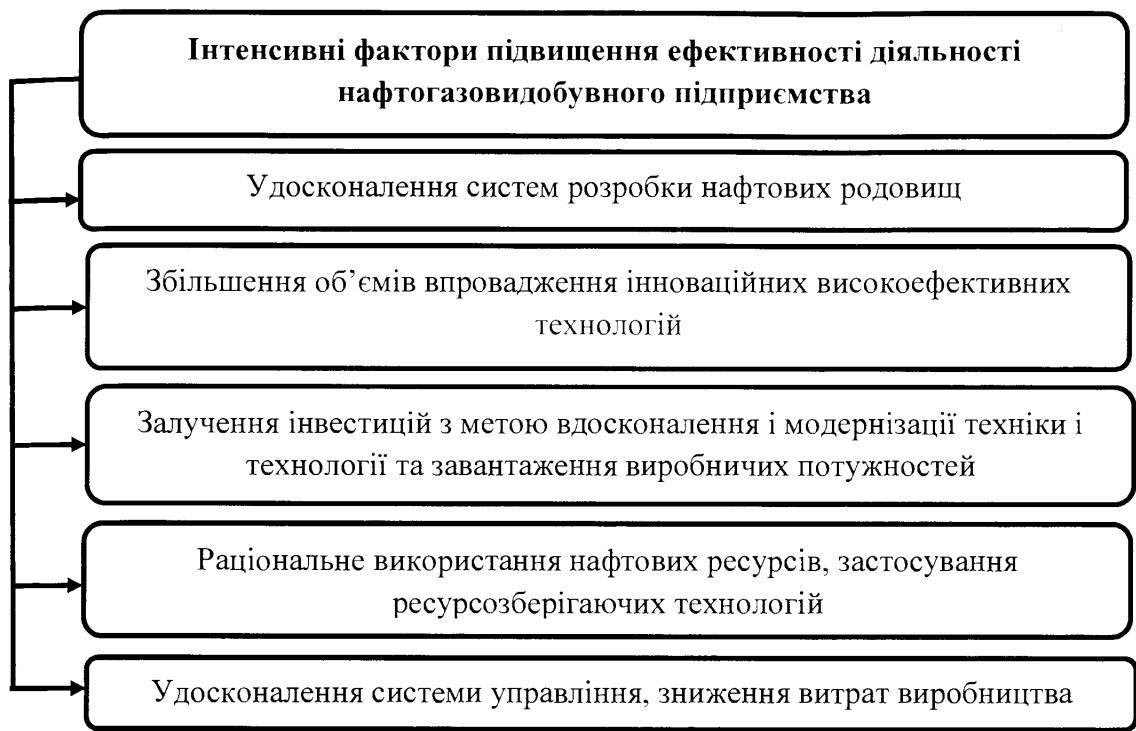


Рисунок 1.2 – Інтенсивні фактори підвищення ефективності роботи нафтогазовидобувних підприємств

– запаси надр визначеного нафтогазовидобувного регіону самі по собі не є економічними ресурсами – такими вони стають лише при наявності відповідних умов геолого-економічного, техніко-економічного, технологічного, екологічного і соціально-економічного характеру.

Окрім цього, нафтові ресурси родовищ, які знаходяться на пізній стадії розробки, характеризуються ще й рядом додаткових особливостей [115, с. 187]:

- ці родовища розміщені здебільшого у промислових регіонах з розвиненою інфраструктурою;
- їх вуглеводневий потенціал представлений залишковими і важковидобувними нафтовими ресурсами;
- найбільші обсяги інвестицій в ці родовища сконцентровані у пробурених свердловинах і об'єктах їх облаштування;
- основні засоби, що використовуються при розробці, переважно характеризуються значним ступенем зносу, і їх фізичний стан потребує

оновлення, тобто реінвестування (заміна трубопроводів, нафтових резервуарів, різного виду обладнання);

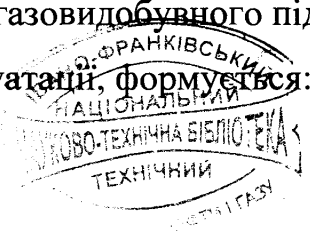
– на більшості таких родовищ існує можливість використання новітніх досягнень у сфері технологій підвищення нафтовилучення (освоєння неохоплених розробкою ділянок нафтових пластів на основі створення адресних гідродинамічних впливів, буріння горизонтальних свердловин, зарізка горизонтальних стовбурів в існуючих вертикальних свердловинах, використання різних методів дії на продуктивний пласт тощо).

В найбільш повному вилученні нафти зацікавлені як нафтовидобувні підприємства, так і держава. Сучасні рівні видобутку нафти досягнені значною мірою за рахунок вироблення найбільш ефективних запасів, про що свідчить значна кількість свердловин у бездії (14 % від експлуатаційного фонду ПАТ «Укрнафта» у 2011 р.). Недобір продукції при цьому склав 64,4 тис. т нафти і 314,4 млн м³ газу, втрати доходу через недобір продукції становили 326,8 млн грн [3, с. 10]. Для будь-якого регіону і країни загалом втрата нафти у надрах означає зниження забезпеченості країни сировиною, недоотримання бюджетних надходжень, скорочення терміну розробки родовищ і, як наслідок, зменшення кількості робочих місць, підвищену соціальну напругу.

Варто також зазначити, що методика економічної оцінки проектів додаткової розробки нафтогазових родовищ значно відрізняється від оцінки проектів розробки нових родовищ.

Насамперед, початковою стадією визначення показників інвестиційних проектів впровадження конкретних технічних і технологічних заходів (ГТЗ) із освоєння нафтових ресурсів є моделювання грошових потоків, які формують чистий прибуток, амортизаційні відрахування і капітальні вкладення.

Як зазначається у роботі [40, с. 61], грошовий потік нафтогазовидобувного підприємства, яке розробляє родовище на пізній стадії експлуатації, формується:



0/526

– позитивним грошовим потоком від видобутку вуглеводнів і експлуатації наявних об'єктів облаштування промислу (трубопроводи, нафтосховища, установки первинної підготовки нафти і т.д.) та нафтових видобувних і нагнітальних свердловин;

– витратами на заміну зношеного обладнання і буріння свердловин-дублерів;

– інвестиціями, спрямованими на більш повне нафтовилучення – буріння експлуатаційних і нагнітальних свердловин на ділянках родовища, не охоплених дренажем, застосування різних технологій інтенсифікації (гідророзрив пласта, закачування полімерів, вирівнювання фронту заводнення). До цього можна додати такий специфічний захід як інвестиції, спрямовані на виведення свердловин із бездії.

При цьому, як зазначає Дунаєв В. Ф. [40, с. 60], використання недосконалих керівних документів на створення проектів дорозробки нафтових родовищ призводять до багатьох помилок в їх економічному обґрунтуванні.

Визначення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств від впровадження інноваційних методів, техніки, передових технологій відноситься до найбільш складних проблем економічної науки. Від правильної та об'єктивної оцінки економічної ефективності інноваційно-інвестиційних заходів при функціонуванні економічних механізмів реалізації організаційно-економічних резервів в нафтовидобуванні залежить ефективність виробничо-господарської діяльності нафтогазовидобувних підприємств.

Згідно «Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу» [122, с. 14] при визначенні оптимального варіанта оцінюваного об'єкта перевагу належить віддавати варіанту, що забезпечує високі коефіцієнти вилучення вуглеводнів та максимальні величини накопиченого чистого грошового потоку. За допомогою розрахунку чистого грошового потоку робиться висновок про

ефективність варіанта розробки в цілому. Також використовується показник внутрішньої норми рентабельності (IRR), який визначає необхідну норму прибутку на інвестований капітал, що порівнюється із діючою ставкою по кредитах. Якщо розрахунковий показник внутрішньої норми прибутковості рівний або більший від процентної ставки, інвестиції в даний проект є доцільними. Тут варто зауважити, що показник IRR відіграє важливу роль при оцінці проектів нових родовищ, які вимагають значних капітальних вкладень.

Що стосується проектів дорозробки родовищ, то можливості для розрахунку таких показників, як внутрішня норма прибутковості, строк окупності, індекс дохідності, максимальний накопичений негативний грошовий потік, що відображає необхідність у зовнішньому фінансуванні, вкрай ускладнені.

Для оцінки ефективності проектів дорозробки родовищ необхідний більш досконалий методичний підхід, який має базуватися на розділенні і окремому аналізі грошових потоків, що виникають при дорозробці родовищ, розрахунку максимально можливої кількості показників інвестиційних проектів, включення у порівняння тільки рентабельних варіантів дорозробки продуктивних покладів і економічно ефективних ГТЗ.

Крім цього, проектам дорозробки нафтових родовищ властиві ряд інших специфічних особливостей:

- геологічний ризик проектів дорозробки мінімальний, оскільки геолого-промислові параметри родовища добре вивчені, і визначаються коефіцієнтом ризику технології, що впроваджується;

- собівартість видобутої нафти містить витрати, пов'язані із дорозробкою родовища, які включають інвестиційну складову, експлуатаційні витрати, витрати, пов'язані із необхідністю досягнення екологічної безпеки реалізації проекту і сплатою податкових платежів;

- для проектів дорозробки, на відміну від проектів освоєння, характерний мінімальний часовий лаг між початком реалізації проекту і

початком експлуатаційних робіт, тобто термін окупності інвестицій значно менший, ніж при освоєнні нового родовища;

– основоположним критерієм оцінки проекту розробки родовищ є отримання максимального прибутку при забезпеченні найбільш повного вироблення освоєних запасів нафти і дотримання екологічної безпеки.

Ефективність проектів розробки виснажених нафтових родовищ варто оцінювати через систему показників, представлених у вигляді двох блоків: блок технологічних показників і блок економічних показників. До технологічних показників відносяться додатково видобутий об'єм нафти, коефіцієнт ризику технології, період реалізації проекту, коефіцієнт зменшення втрат нафти у надрах.

На основі проведеного аналізу наукових праць [4, 51, 52, 59, 80], присвячених обґрунтуванню економічних показників ефективності інвестиційних проектів при застосуванні різних технологій підвищення ефективності нафтовидобування на родовищах, що знаходяться на пізній стадії експлуатації, пропонується наступна вдосконалена система економічних показників.

1. Економічний ефект інвестиційного проекту розробки із впровадженням передових нафтогазових технологій (E).

При умові, що для реалізації технологій підвищення нафтовіддачі вводиться (виводиться) фонд бездіючих (діючих) свердловин, або використовується діючий фонд свердловин, економічний ефект додаткової розробки із впровадженням МПН розраховується за формулою [51, с. 51-57]:

$$E = E_{ГТЗ} - B_{ек} + A_{д}, \quad (1.1)$$

де $E_{гтз}$ – економічний ефект від реалізації ГТЗ, грн;

$B_{ек}$ – величина витрат на заходи, що забезпечують безпеку населення, охорону надр, навколишнього середовища від можливих шкідливих впливів, пов'язаних із реалізацією ГТЗ, грн;

A_0 – альтернативний дохід, грн. Виникає у зв'язку із збільшенням часу експлуатації об'єкту розробки на період реалізації ГТЗ (Т), так як у нафтогазовидобувного підприємства з'являється можливість на період Т відкласти витрати коштів на ліквідаційні роботи і вкласти їх у альтернативний проект.

Якщо для реалізації ГТЗ (впровадження МПН) необхідне облаштування нових свердловин, то показник E розраховується за формулою:

$$E = E_{ГТЗ} - B_{ек} + Л - \Delta Z_n, \quad (1.2)$$

де $Л$ – ліквідаційна вартість основних засобів, введених у експлуатацію у зв'язку із реалізацією технологій підвищення нафтовіддачі, грн;

ΔZ_n – витрати на ліквідацію свердловин внаслідок реалізації технологій.

2. Дисконтований економічний ефект.

Дисконтований економічний ефект необхідно визначати у випадку, якщо реалізація інвестиційного проекту підвищення нафтовіддачі перевищує один рік. У такому випадку доцільно приводити різночасові показники шляхом дисконтування до теперішнього часу. З цією метою використовується ставка дисконту r , що дорівнює прийнятній для інвестора нормі доходу на капітал. Фактор дисконту розраховується за формулою:

$$1/(1+r) = 1/[1 + (r_0 + I + \beta)], \quad (1.3)$$

де r – ставка дисконту;

r_0 – безризикова норма доходу, частка од.;

I – відсоток інфляції, частка од.;

β – ризикова поправка, частка од.

Дисконтований ефект реалізації методів підвищення нафтовіддачі визначається як сума дисконтованих річних ефектів за формулою:

$$DE = \sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}, \quad (1.4)$$

де E_t – економічний ефект проекту розробки із впровадженням МПН t -го року, грн;

r – ставка дисконту проекту із впровадження технології підвищення нафтовилучення, ч. од.;

T – період часу, роки.

3. Реальний ефект (E_p).

При визначенні економічної ефективності проекту реалізації технологій підвищення розробки об'єктів родовища необхідно враховувати можливі відхилення показників від передбачених проектом їх середніх значень. Реальний ефект E_p від заходу, що враховує імовірність прояву впливу факторів, які визначають ефективність проекту дорозробки, розраховують за формулою:

$$E_p = \sum_{i=1}^n E_i \cdot p_i, \quad (1.5)$$

де E_i – ефект i -го сценарію проекту дорозробки, грн;

n – кількість можливих сценаріїв;

p_i – імовірність i -го сценарію, ч. од. ($p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_n = 1$).

4. Дисконтований реальний ефект (DE_p).

Дисконтований реальний ефект, з економічної точки зору, є рентою, яку можна отримати понад величину звичайного прибутку при здійсненні додаткової розробки родовища, із врахуванням оцінки імовірності появи впливу факторів, що визначають ефективність проекту дорозробки. Це інтегральний (комплексний) показник, що характеризується економічними і екологічними ефектами від впровадження проекту із підвищення нафтовіддачі. Така економічна оцінка орієнтована на отримання максимальної величини інтегрального ефекту (DE_p) від додаткового

вилучення нафтових ресурсів із врахуванням обмежень, зумовлених технологічними можливостями, правилами проведення гірничо-геологічних робіт, вимогами охорони навколишнього середовища, попитом на нафту, а також умовами рівня розвитку регіонів. Цей дисконтований реальний ефект реалізації МПН визначається як сума річних дисконтованих реальних ефектів за формулою:

$$DE_p = \sum_{t=0}^T \frac{E_{pt}}{(1+r)^t}, \quad (1.6)$$

де E_{pt} – реальний ефект проекту розробки із впровадженням МПН t -го року, грн.

5. Реальна внутрішня норма рентабельності проекту дорозробки родовища (IRR).

Реальна внутрішня норма рентабельності (IRR) визначається як значення ставки дисконту, при якій величина реального ефекту від реалізації МПН рівна нулю. Величина IRR може давати інформацію про ефективність використання позикових коштів для реалізації проекту дорозробки, так як відповідає значенню максимально допустимої річної відсоткової ставки по кредиту для фінансування проекту.

Внутрішня норма рентабельності проекту розробки розраховується традиційним способом шляхом розв'язання рівняння:

$$\sum_{t=1}^T \frac{E_{pt}}{(1+IRR)^t} = 0, \quad (1.7)$$

Якщо розрахункове значення IRR рівне або більше необхідної для інвестора норми доходу, інвестиції в проект дорозробки є виправдані.

6. Реальна рентабельність загальних витрат (R_e).

Ефективність проекту дорозробки визначають рентабельністю загальних (інтегральних) витрат на реалізацію ГТЗ (R_e). Даний показник є

відношенням дисконтованого реального ефекту до всіх витрат, пов'язаних із впровадженням технологій підвищення нафтовіддачі, із врахуванням їх різночасовості.

$$R_B = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{E_{pt}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{B_t}{(1+r)^t}}, \quad (1.8)$$

де B_t – загальні витрати t -го року, грн. Загальні витрати проекту дорозробки родовища включають інвестиційні витрати, експлуатаційні витрати, витрати, пов'язані із забезпеченням екологічної безпеки реалізації проекту і витрати на сплату позикових відсотків на капітал.

R_B порівнюється із можливостями альтернативного вкладення коштів на нафтогазовидобувному підприємстві. Значення R_B , як мінімум, має перевищувати середню величину норм доходів по депозитних вкладах у банківській системі.

7. Термін окупності проекту підвищення нафтовіддачі ($T_{ок}$).

Термін окупності визначається з наступної нерівності:

$$\sum_{t=0}^{T_{ок}} \frac{E_{pt}}{(1+r)^t} > 0, \quad (1.9)$$

Термін окупності ($T_{ок}$) відповідає періоду, по завершенні якого накопичений DE_p стає і залишається в подальшому позитивним. При оцінці ефективності проектів термін окупності виступає як обмеження періоду розробки.

8. Рівень природоохоронних витрат DB_{np} .

Визначається витратами на заходи, що забезпечують охорону атмосфери, поверхневих і підземних вод, землі, лісів, флори і фауни, надр від можливих шкідливих впливів, пов'язаних із реалізацією ГТЗ. Показує питому

вагу витрат, пов'язаних із забезпеченням екологічної безпеки впровадження МПН, у загальних витратах за весь період реалізації проекту дорозробки із врахуванням фактору часу, і розраховується за формулою:

$$ДВ_{np} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{B_{ек}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{B_{заг}}{(1+r)^t}} \cdot 100\%, \quad (1.10)$$

де $B_{ек}$ – вартість заходів, що забезпечують охорону надр і навколишнього середовища, пов'язаних із впровадженням заходів з підвищення нафтовіддачі та методів інтенсифікації, грн;

$B_{заг}$ – загальні витрати, пов'язані із впровадженням МПН, грн.

9. Критерій доцільності впровадження проекту.

Доцільність впровадження проекту підвищення нафтовилучення родовища визначається, виходячи із наступної нерівності:

$$\Delta Q_n > \Delta Q_{min}, \quad (1.11)$$

де ΔQ_n – додатковий об'єм видобутку нафти в результаті впровадження МПН, т;

ΔQ_{min} – мінімальний додатковий об'єм видобутку нафти, при реалізації якого $ДЕ_p=0$, т.

ΔQ_{min} розраховується як відношення різниці між відтоками і притоками в грошових потоках у межах періоду планування та існуючих цін на нафту.

Загалом, при оцінці економічної ефективності розробки виснажених нафтогазових родовищ необхідне визначення сумарного ефекту, який може бути отримано при переводі ресурсів нафти у залишкові видобувні запаси і подальшої їх розробки із врахуванням впровадження результатів науково-технічного прогресу і використання всіх інших економічних резервів підвищення ефективності нафтовидобування.

Запропонована вдосконалена система економічних показників ґрунтується на аналізі і узагальненні наукових праць та існуючих методичних рекомендацій у цьому напрямі, і є максимально адаптованою до умов функціонування підприємств нафтогазовидобувного комплексу, що розробляють нафтові родовища на пізній стадії експлуатації. Подальші дослідження необхідно спрямувати на вдосконалення методичних підходів із визначення складових, що формують систему розглянутих показників.

1.2 Методи інтенсифікації видобування нафти на пізній стадії розробки нафтових родовищ та оцінка їх економічної ефективності

Як вже зазначалось у розділі 1.1, більшість родовищ України знаходяться на пізній стадії експлуатації, характеризуються значним ступенем вироблення запасів високопродуктивних покладів і високою обводненістю. Протягом тривалого періоду експлуатації відбувається погіршення колекторських властивостей привибійної зони пласта у вигляді забруднення сольовими розчинами при експлуатації свердловин, відкладами асфальто-смолисто-парафінових речовин, термохімічними реакціями, змиканням тріщин і т.п. Залишкові запаси таких родовищ здебільшого відносяться до важковидобувних. Експлуатація свердловин, що знаходяться у даних умовах, ускладнюється низькими дебітами і приймальністю свердловин, високим газовим фактором. У таких умовах, однією із основних задач є підтримання рівня видобутку нафти з метою максимального продовження періоду рентабельної експлуатації. Особливістю даного періоду є також значна кількість пробурених свердловин і висока вартість буріння нових свердловин. Основним способом підтримки і, можливо, збільшення видобутку нафти є інтенсифікація вилучення запасів існуючим фондом свердловин [89, с. 120].

Як зазначено у роботі [45, с. 90], поняття «інтенсифікації видобутку нафти і газу» пов'язане з методами дії на привибійну зону свердловин, хоча може використовуватися значна кількість і інших технологічних процесів та вдосконаленого обладнання, які також збільшують видобуток нафти і газу. Тому, на нашу думку, до інтенсифікації видобутку нафти і газу слід відносити всі процеси, що забезпечують успішну розробку родовищ нафти і газу, з подальшим їх поділом щодо об'єктів і механізмів дії та вирішенням конкретних задач.

Саме за об'єктами дії методи інтенсифікації можна розділити на методи, де об'єктом дії є родовище, поклад, ділянка, привибійна зона пласта та стовбур свердловини з підземним і наземним обладнанням. До методів інтенсифікації, де об'єктом є родовище, поклад, ділянка відносять вторинні та третинні методи підвищення нафтовіддачі, що пов'язані із підвищенням кінцевого коефіцієнту вилучення вуглеводнів і тільки вони дозволяють вилучати важковидобувні запаси [28, с. 86]. До методів інтенсифікації видобутку нафти шляхом дії на привибійну зону пласта у експлуатаційних свердловинах відносять всі методи дії на ПЗП, в тому числі і технології з обмеження водоприпливу [45, с. 90]. Методи інтенсифікації видобутку нафти і газу шляхом дії на свердловину з підземним та наземним обладнанням – це технологічні процеси та оптимізація роботи обладнання.

Розробці методів інтенсифікації видобування вуглеводнів, у тому числі методів підвищення нафтовіддачі (МПН), присвячено багато робіт вітчизняних та зарубіжних вчених: Бойка В. С., Кондрата Р. М. [39], Єгера Д. О. [45], Качмара Ю. Д., Світлицького Ю. М. [67, 68], Акульшина О. І. [144], Боксермана А. А., Міщенко І. Т. [18], Козловського Є. А. [71], Жданова С. А. [46], Галіулліна М. М. [89], Гілязова Т. Ф. [28], Султанова А. С. [100], Капіріна Ю. В. [1] та ін. У цих роботах проведено дослідження методів щодо штучного впливу на об'єкти розробки родовищ, що дають змогу забезпечувати раціональну розробку покладів вуглеводнів із досягненням максимальних коефіцієнтів їх

вилучення та збільшення поточних обсягів видобутку. Ці задачі значно ускладнюються при розробці складно побудованих високо неоднорідних багат шарових покладів та покладів вуглеводнів, що вступили у пізню та завершальну стадії розробки. Тому принципово важливим є науково-обґрунтований вибір технологій та свердловин для успішного впровадження методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

Доцільно більш детально зупинитись на методах підвищення нафтовіддачі. На даний час, у більшості нафтовидобувних країн світу, навіть тих, які забезпечені запасами на 50 і більше років, проблема досягнення високих коефіцієнтів нафтовилучення з надр є пріоритетною. За умов падіння рівня забезпеченості запасами, погіршення їх структури, збільшення частки родовищ з важковидобувними запасами проблема застосування сучасних МПН стає надзвичайно актуальною, адже потенціал сучасних МПН використовується в українському нафтогазовому комплексі недостатньо.

З метою підвищення достовірності аналізу МПН та ефективності, пов'язаних з ними інвестицій, такий аналіз доцільно здійснювати у прив'язці до конкретного періоду розробки родовища, який поділяється на три основних етапи.

На першому етапі для видобутку нафти використовується природна енергія родовищ (пружня енергія, енергія розчиненого газу, енергія законтурних вод, газової шапки, потенційна енергія гравітаційних сил).

На другому етапі реалізуються методи підтримки пластового тиску шляхом закачування води або газу, так звані вторинні методи. При цьому на процеси витіснення нафти вони прямо не впливають, хоча при цьому збільшують ступінь використання запасів родовищ. Тому вторинні методи поряд з природними режимами також відносять до базових.

На третьому етапі для підвищення ефективності розробки родовищ застосовуються сучасні МПН (Enhanced Oil recovery – EOR). Ці методи називаються третинними. Варто зазначити, що поділ методів розробки на первинні, вторинні і третинні було введено у США [18, с. 2]. У більшості

нафтодобувних країн світу під МПН розуміють групу методів, що вирізняються робочими агентами, які підвищують ефективність витіснення нафти.

На даний час у промислових масштабах використовують МПН, які об'єднані у наступні чотири групи:

- фізико-хімічні методи (заводнення із застосуванням поверхнево-активних речовин, полімерне заводнення, міцелярне заводнення і т.п.);
- газові методи (закачування вуглеводневих газів, рідких розчинників, вуглекислого газу, азоту, димових газів);
- теплові методи (витіснення нафти теплоносіями, дія на пласт з допомогою внутрішньопластових екзотермічних окислювальних реакцій);
- мікробіологічні методи (введення у пласт бактеріальних продуктів чи їх утворення безпосередньо у нафтовому пласті).

Дана класифікація прийнята світовим нафтовим співтовариством на основі досвіду, сформованого протягом багатьох років. У процесі освоєння МПН і розширення масштабів їх застосування стає очевидним, що технологічна і економічна ефективність суттєво залежить від часу початку їх реалізації. Якнайшвидше застосування сучасних МПН для розробки родовищ, особливо з важковидобувними запасами, дає можливість отримати вищі технологічні та економічні показники розробки. Тому третинні методи доцільно використовувати навіть на першій або другій стадіях розробки родовищ.

Необхідно зазначити, що крім вищеперерахованих, доцільно виділити додаткову групу фізико-гідродинамічних методів, що включає заводнення, циклічну дію на пласти при заводненні, зміну напрямків фільтраційних потоків, встановлення оптимальних величин репресій і депресій на пласти, часткове зниження тиску нижче тиску насичення нафти [16, с. 185].

Оскільки величини залишкової нафтонасиченості неоднакові, властивості нафти, води і газу в покладах з різними геолого-фізичними умовами також суттєво різняться, то беззаперечним є факт, що не може бути

одного універсального методу підвищення нафтовіддачі, який в будь-яких умовах забезпечував би досягнення позитивного результату [39, с. 264-265]. Тому, на нашу думку, додатково необхідно виділити групу комбінованих методів, у яких поєднують гідродинамічні і теплові, гідродинамічні і фізико-хімічні, теплові і фізико-хімічні методи і т.д. У світовій практиці вони носять назву удосконалених (Improved Oil Recovery) або четвертинних методів. Варто відзначити, що у зарубіжній літературі у групі «удосконалених МПН» згадується метод ущільнення сітки свердловин. У зв'язку з цим під терміном «удосконалених МПН» розуміють реалізацію МПН, що супроводжується використанням всіх технологій і засобів підвищення охоплення процесом витіснення нафти, в тому числі оптимізацію сіток розміщення свердловин і системи залучення в розробку недренованих чи слабодренованих запасів, зміну напрямків фільтраційних потоків, вирівнювання профілю витіснення, бар'єрне заводнення, якщо воно передбачає комплекс технологічних і технічних засобів, які призводять до збільшення нафтовіддачі не на одиниці відсотків, а на 15 відсотків і більше порівняно з проектною величиною [138, с. 45]. Саме з таким рівнем підвищення нафтовіддачі в США пов'язане надання додаткових економічних стимулів нафтогазовидобувним компаніям.

Окремо варто виділити фізичні методи збільшення дебіту свердловин. Об'єднувати їх з МПН вважаємо не зовсім доцільним через використання у МПН робочого агенту з підвищеним потенціалом, а при фізичних методах потенціал агенту, що витісняє нафту, реалізується за рахунок використання природної енергії пласта. Крім цього, фізичні методи в більшості випадків не підвищують кінцеву нафтовіддачу пласта, а тільки призводять до тимчасового збільшення видобутку, тобто підвищення поточної нафтовіддачі пласта. До них відносять гідророзрив пласта, буріння горизонтальних свердловин, електромагнітну, ударно-хвильову дію на пласт та інші аналогічні методи.

Слід зазначити, що застосування горизонтальних свердловин для підвищення нафтовіддачі пов'язують, головним чином, з вирішенням таких

стратегічних задач, як забезпечення вертикального впливу на пласти, підвищення ефективності гравітаційного режиму розробки, вироблення незадіяних в розробку запасів нафти. Тому застосування горизонтальних свердловин не можна розглядати в якості самостійного МПН. Подібна ситуація спостерігається із таким потужним засобом інтенсифікації видобутку як гідророзрив пласта. В багатьох компаніях ці технології ототожнюють із сучасними «прогресивними західними способами розробки» протиставляючи їх «консервативним радянським способам розробки» [138, с. 48]. У такий спосіб здійснюється масштабна вибіркова інтенсифікація розробки активних запасів, з ігноруванням такого важливого компоненту розробки, як необхідність збереження запроектованої системи розміщення свердловин для досягнення проектної нафтовіддачі.

Останнім часом в Україні зростає кількість нерентабельних свердловин, що виводяться із розробки. Скорочуються об'єми використання хімічних реагентів та об'єми додаткового видобутку нафти на родовищах з важковидобувними запасами за рахунок використання третинних МПН, що відносяться до розряду «нерентабельних» чи «консервативних». Це призводить до суттєвого зниження нафтовидобутку.

Проте, як свідчать світові дані, саме використання сучасних МПН дозволяє досягти нафтовіддачі на рівні 30-70 %, в той час як при первинних способах розробки – з використанням пластової енергії – вона становить в середньому 25 %, а при вторинних способах – заводненні і закачці газу для підтримки пластової енергії – 25-40 %. Загалом, застосування сучасних МПН дає можливість збільшити світові видобувні запаси нафти в 1,4 рази, тобто на 65 млрд. т, а середнє значення нафтовіддачі підвищити до 2020 р. з 35 % до 50 %, з перспективою подальшого росту [71, с. 2].

Варто зазначити, що в нафтовому бізнесі нафтовіддача не є першочерговою задачею надрокористувача. Головне для нього – високі прибутки для задоволення економічних інтересів акціонерів компанії та інвесторів. Як правило, це суперечить досягненню максимально можливих

значень нафтовіддачі. В той же час, збільшення нафтовіддачі і використання запасів – основна мета власника надр, тобто держави.

Як вже зазначалось, у зарубіжній практиці створюються такі економічні умови, за яких надрокористувачам вигідно розвивати і використовувати сучасні МПН. Одночасно фіскальна система і система контролю з боку держави не допускають отримання надприбутків за рахунок інтенсивної вибіркової розробки активних запасів. Надрокористувачі, які нехтують застосуванням сучасних МПН, по-перше, платять податки сповна, а по-друге, є загроза знецінення їх акцій. Тому, наприклад, в США надрокористувачі зобов'язані щорічно надавати результати аудиту запасів у Федеральну Комісію з бірж і цінних паперів (SEC) [138, с. 49]. У такий спосіб держава здійснює управління раціональним використанням запасів нафти.

На кожному етапі розробки родовища, при оцінці економічної ефективності його експлуатації, необхідно враховувати особливості конкретного етапу [28, с. 87].

Відомо, що розробку нафтових родовищ поділяють на стадії, що відображають режими роботи пласта. Бойко В. С. [17; 16, с. 55] виділяє чотири стадії розробки покладу у пористих пластах при водонапірному режимі: освоєння експлуатаційного об'єкту, стабільного видобутку нафти, значного зменшення видобутку нафти, завершальну.

На початковій стадії розробки для нафтогазовидобувного підприємства важливо отримати високі дебіти з метою зменшення терміну окупності капітальних вкладень у розвідку і облаштування родовища. Тому доцільним є застосування таких технологій як гідророзрив пласта та буріння горизонтальних стовбурів свердловин. Діючий фонд свердловин зростає до 60..80 % максимальної кількості, різко зменшується пластовий тиск. Тривалість стадії становить 4-5 років і залежить від темпу розбурювання покладу.

Однак при форсуванні відборів нафти, з впевненістю можна прогнозувати зниження коефіцієнта вилучення нафти. З метою уникнення

негативних наслідків, пов'язаних із зменшенням коефіцієнта вилучення, рекомендується виконувати відповідні вимоги, а саме, забезпечувати максимально ефективні норми відбору, при яких видобуток нафти і газу із свердловини проводиться без втрат енергії колектора та незадіяних нафтових запасів.

Протягом другої стадії число свердловин зростає, як правило, до максимуму за рахунок резервного фонду, при цьому більшість свердловин переводять на механізований видобуток, а незначну кількість свердловин виводять із експлуатації у зв'язку із обводненням. Тривалість стадії може бути дуже короткою і досягати 5-7 років, при цьому чим більша в'язкість нафти, тим менша тривалість другої стадії. Високий рівень видобутку нафти забезпечується широким застосуванням методів інтенсифікації припливу нафти до свердловин і приймальності нагнітальних свердловин, бурінням і освоєнням резервних свердловин, оптимізацією роботи видобувних і нагнітальних свердловин. Крім того, робота кожної свердловини повинна бути органічно вбудована в загальну технологічну схему розробки. Наприклад, система підтримки пластового тиску зазвичай застосовується не на початку експлуатації родовища, тому необхідно оцінювати вплив тріщин та інших неоднорідностей пласта, утворених ГРП, майбутнє заводнення [28, с. 88].

Наступні стадії розробки родовища характеризуються зростаючими темпами зниження продуктивності раніше пробурених та введених в експлуатацію свердловин (рисунок 1.3). Прогресує обводненість продукції, і тому головна задача третьої стадії – уповільнити темп падіння видобутку нафти. Виникає необхідність підтримання пластового тиску. Основними технологічними задачами є зменшення видобутку пластової води проведенням водоізоляційних робіт у видобувних свердловинах і вирівнювання профілів припливу і закачування води по товщині продуктивного пласта. Тривалість стадії залежить від тривалостей попередніх стадій і становить 5-10 років і більше.

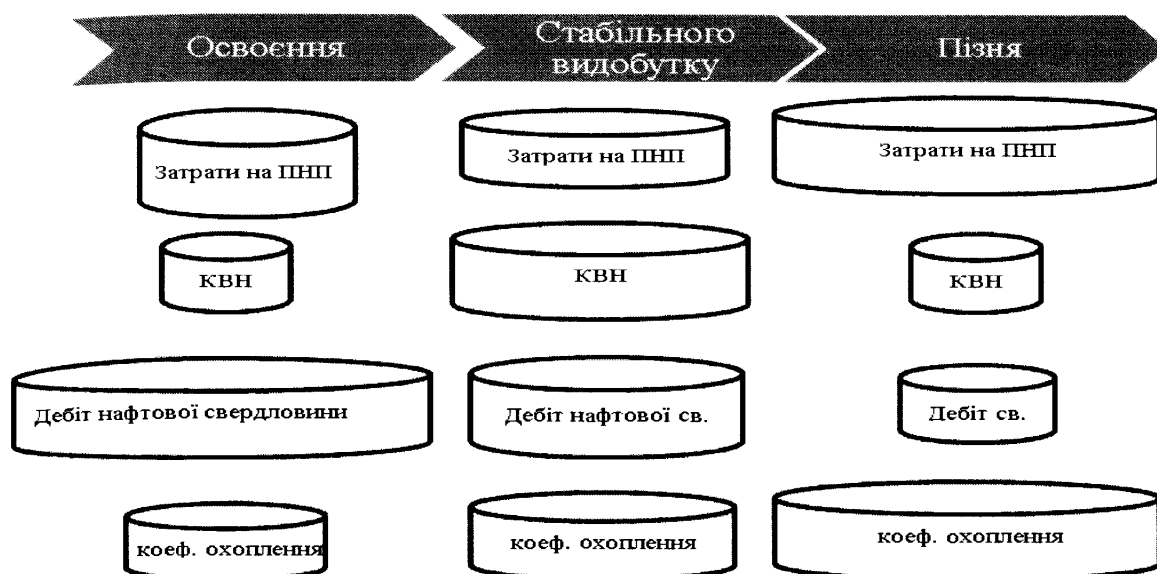


Рисунок 1.3 – Динаміка зміни коефіцієнту охоплення, дебіту свердловин, коефіцієнту вилучення нафти (КВН) і витрат на заходи з підвищення нафтовіддачі пластів (ПНП) в залежності від стадії розробки родовища [28, с. 88]

На четвертій стадії широко застосовують методи регулювання розробки родовища, форсованого відбирання рідини із свердловини, ізоляції припливу води, вирівнювання профілів припливу нафти і закачування води по товщині пласта. Фонд свердловин становить приблизно 40-70 % максимального, іноді знижується до 10 %, внаслідок його старіння доводиться виконувати великі обсяги ремонтних робіт. Тривалість четвертої стадії порівнювана із тривалістю основного періоду розробки і становить 15-20 років і більше, визначається межею економічної рентабельності. Іноді третю і четверту стадії називають разом пізньою стадією розробки родовищ.

Таким чином, методи підвищення нафтовіддачі чітко розподіляються за стадіями розробки родовища, відповідно і оцінка їх ефективності має відрізнятися. Недоцільно оцінювати, а тим більше порівнювати, гідророзрив пласта в щойно пробуреній свердловині та свердловині, що знаходиться на стадії зниження продуктивності (рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 – Основні проблеми нафтогазовидобувної компанії в залежності від стадії розробки родовища і доступні технології ПНП, що сприяють їх вирішенню

* Джерело: складено автором на основі матеріалів робіт [16, 28]

Існує велика кількість технологій, які сприяють вирішенню проблем відновлення продуктивності свердловин (кислотні обробки, повторні ГРП, обмеження водоприпливу у видобувні свердловини, ліквідація вуглеводневих забруднень, обробки з використанням коливань різної частоти та ін.). Вартість цих методів, так як і їх ефективність, варіює у широкому діапазоні. Тому надзвичайно важливим є питання вибору тієї чи іншої технології, що залежить від багатьох факторів, а саме стадії розробки родовища, досвіду застосування даної технології у подібних геологічних умовах і т.п.

Як правило, заходи з інтенсифікації на свердловині плануються без врахування впливу заходів, проведених на сусідніх свердловинах ділянки [100, с. 13]. У зв'язку з цим існує гостра проблема щодо вироблення нових підходів до обґрунтованого та оптимального планування заходів із врахуванням взаємовпливу різноманітних методів дії на ПЗП, проведених у сусідніх свердловинах.

У багатьох випадках для прогнозу ефективності методів інтенсифікації застосовується статистична обробка накопиченого досвіду проведення заходів.

Визначаються свердловини з технологічними параметрами, ідентичними прогнозній свердловині, і на основі фактично проведених заходів розраховується ефект від їх проведення. Але даний підхід не враховує особливостей геологічної будови ділянок, на яких були проведені та плануються заходи, і може бути застосований тільки для родовищ з однорідною структурою колекторів [100, с. 13].

Важливим напрямком подальшого розвитку методів планування заходів дії на ПЗП є класифікація заходів по групах в залежності від сумісності заходів, ефективності при їх одночасному проведенні на об'єктах.

Згідно СОУ [101, с. 14] основним критерієм при виборі об'єктів для інтенсифікації є зниження дебіту свердловини по нафті і рідині протягом останнього періоду (шести місяців експлуатації), або необхідність збільшення темпів видобутку вуглеводнів до базового рівня. Додатковим критерієм для вибору і проведення інтенсифікації є результати гідродинамічних досліджень свердловини. При виборі об'єктів враховується обводненість і місцезнаходження свердловини на структурі, віддаленість від водонафтового і газонафтового контактів, пластовий тиск, проникність привибійної зони у співставленні з проникністю пласта (скін-фактор), наявність запасів та ін. Однак вибрати свердловини, які задовольняли б усім критеріям практично неможливо. Тому до переліку свердловин, в яких планується проведення обробки привибійної зони (ОПЗ), включаються свердловини з високим вмістом води в продукції [1, с. 100].

Основною метою обґрунтування доцільності проведення методів інтенсифікації припливу і приймальності свердловин, підвищення нафтовіддачі є зниження ризику вкладання коштів у ОПЗ пласта неперспективних з геологічних, технологічних та економічних причин.

Таким чином, комплексний підхід до вирішення задач із вибору методів інтенсифікації дозволить зменшити ризики проведення неефективних заходів, призведе до раціональної розробки родовищ і вироблення запасів. Об'єктивна оцінка економічної ефективності заходів із підвищення нафтовіддачі пластів, методів дії на привибійну зону, ГТЗ має бути основою визначення об'ємів їх впровадження на нафтогазовидобувних підприємствах, тому варто детальніше зупинитись на існуючих методичних підходах до оцінки економічної ефективності методів збільшення нафтовилучення.

У процесі розробки родовищ об'єми впровадження методів інтенсифікації видобування вуглеводнів і витрати на їх проведення постійно збільшуються. Прирости видобутку нафти за рахунок заходів з підвищення нафтовіддачі пластів за різними технологіями та інші показники техніко-економічної ефективності розробки родовищ постійно змінюються, що створює труднощі при оцінці ефективності.

Від об'єктивної оцінки економічної ефективності будь-якого науково-технічного заходу залежать обсяги його впровадження і розповсюдження на нафтогазовидобувних підприємствах. Це відноситься також і до робіт із впровадження заходів з підвищення нафтовіддачі пластів, методів дії на привибійну зону, ГТЗ, що є найважливішими у процесі стабілізації видобутку нафти при експлуатації родовищ на пізній стадії розробки [60, с. 28].

Багато дослідників присвятили свої роботи проблемі економічної оцінки заходів із стабілізації видобутку нафти, визначенню ролі досліджуваних процесів для поліпшення техніко-економічних показників нафтогазовидобувного підприємства, визначенню економічного ефекту і виявлення на цій основі найбільш сприятливих умов для застосування методів збільшення нафтовилучення (Зац С. А. [52], Витвицький Я. С. [20, 107], Макаров А. В., Спиридонова Г. П. [81], Ягуткін В. А. [151], Макаров А. В. [80], Тарасюк В. М. [142], Гилязов Т. Ф. [28], Ібатулліна С. І. [53]).

На даний час при оцінці ефективності заходів із підвищення нафтовіддачі пластів (ПНП) та методів інтенсифікації не встановлено загального критерію, вираженого у вартісних чи натуральних показниках, а оцінка ефективності здійснюється за комплексом окремих показників: приросту видобутку нафти, зменшення обводненості продукції, зниження собівартості видобутку нафти, збільшення приймальності нагнітальних свердловин, скорочення непродуктивної закачки води та інших [52, с. 10].

Необхідно зауважити, що методи оцінювання економічної ефективності при проведенні заходів з інтенсифікації видобування нафти пройшли певну еволюцію. Але на всіх етапах удосконалення цих методичних положень основоположним моментом залишалось обґрунтоване визначення витрат або собівартості видобутку нафти в результаті проведених заходів.

У свій час вони відігравали позитивну роль, адже перешкождали прийняттю економічно необґрунтованих рішень. Але в ринкових умовах ці методики втратили свою значущість, оскільки вони не враховують головні особливості ринкового середовища – фактор ризику і пов'язану з ним невизначеність. Як зазначено у роботі [107, с. 117-118] такі показники оцінки ефективності капіталовкладень, як коефіцієнт ефективності та термін окупності, мають суттєві недоліки.

Коефіцієнт ефективності визначався як відношення прибутку до суми капітальних вкладень. Такий підхід не відповідає загальноприйнятому у світовій практиці принципу, згідно з яким доходом від інвестицій виступає не чистий прибуток, а грошовий потік. Крім того, часто при розрахунку коефіцієнта ефективності і терміну окупності використовувались неспівставимі величини: прибуток враховувався в майбутній вартості, а інвестиції – у поточній.

Ще один метод, оцінка інвестицій на основі приведених витрат, характеризувався значною мірою штучністю та умовністю розрахунків. На думку Заца С. А. [52, с. 13-14], такий підхід не може бути застосований для використання в нафтовидобувній промисловості для заходів, що збільшують

обсяги видобутку нафти, оскільки його можна застосовувати тільки у випадках рівного обсягу і якості продукції по варіантах, що порівнюються. Також у базовому варіанті іноді витрати необхідно було штучно збільшувати до такої суми, щоб її вистачило на приріст видобутку нафти, який отримуємо при впровадженні будь-якого із заходів, а потім дану суму витрат порівнювати із витратами нового варіанту. Тільки у цьому випадку можна було отримати достовірний результат. Обмеженість використання приведених витрат полягає і у використанні величини нормативного коефіцієнту порівняльної ефективності капітальних вкладень, який задавався директивно, без належного обґрунтування.

Окрім нормативного коефіцієнту ефективності, проблемою було і визначення собівартості видобування 1 т нафти. В багатьох роботах не вказується, яка собівартість приймається за базову – на рівні підприємства чи окремої свердловини, на якій проводиться ОПЗ. Очевидно, що необхідно використовувати середню собівартість видобутку нафти по родовищу (об'єкту розробки), а не по підприємству, так як відмінність геолого-фізичних характеристик об'єктів розробки визначає і різні витрати на видобуток нафти. Проте, наприклад, у практиці техніко-економічних обґрунтувань коефіцієнтів вилучення вуглеводнів родовищ ПАТ «Укрнафта» здебільшого використовується собівартість видобутку вуглеводнів по підприємству в цілому.

У сучасних умовах існує необхідність постійного контролю за економічними показниками роботи кожної свердловини з метою виявлення нерентабельних свердловин по родовищу, нафтогазовидобувному підприємству і визначення їх впливу на фінансовий стан нафтової компанії. Це потрібно для прийняття обґрунтованих рішень щодо ефективного використання фонду видобувних свердловин. У зв'язку з цим необхідно зазначити, що так звану «свердловинну» собівартість можна і потрібно використовувати для визначення ефективності дії на ПЗП по окремих свердловинах, дослідних роботах, визначенні економічно доцільних меж

експлуатації високообводнених і низькодебітних свердловин, а також для окремих видів аналізу експлуатації свердловин.

Серед методичних підходів визначення собівартості видобутку 1 т нафти по окремих свердловинах, можна виділити методичний прийом [81, с. 77], що ґрунтується на розподілі всіх витрат нафтогазовидобувного підприємства за трьома основними факторами: об'єму рідини, що видобувається, діючому фонду свердловин і об'єму видобутку нафти. Формула розрахунку собівартості 1 т нафти по конкретній свердловині має вигляд:

$$C_n = S_p \cdot F_n + S_n, \quad (1.12)$$

де C_n – собівартість видобутку нафти по свердловині, грн/т;

S_p – питомі витрати, які залежать від видобутку рідини і складаються із витрат на енергію на видобуток нафти, штучну дію на пласт, збір і транспортування нафти, підготовку нафти та частини витрат на утримання і експлуатацію обладнання, грн/т;

F_n – вміст (доля) нафти в рідині, що видобувається;

S_n – питомі витрати, які залежать від видобутку нафти, грн/т.

Із практики роботи нафтових компаній відомо багато випадків, коли проведення методів ПНП на виснажених родовищах призводять до того, що собівартість додатково видобутої нафти є вищою у порівнянні із собівартістю в цілому по НГВУ.

На сьогоднішній день витрати на проведення методів ПНП високі за рахунок погіршених умов розробки нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації, необхідності проведення значної кількості дослідних і підготовчих робіт. Тому визначення ефективності нових методів шляхом порівняння собівартості видобутку нафти до дії на ПЗП і собівартості додатково видобутої нафти може призвести до хибного висновку про недоцільність даного виду робіт. В таких випадках ефективність проведених

методів ПНП доцільніше визначати не через економію експлуатаційних витрат чи умовної ціни продукції, а через приріст чистого грошового потоку, який отримує підприємство у результаті додатково видобутої нафти.

Важливим внеском у проблему оцінки ефективності методів підвищення нафтовилучення були розробки «Методика оцінки технологічної і економічної ефективності робіт з інтенсифікації видобування газу та нафти» [90] та «Методика визначення ефективності впровадження заходів науково-технічного прогресу ПАТ «Укрнафта» [88]. Згідно них ефективність впровадження будь-якого геолого-технічного заходу (ГТЗ) з інтенсифікації видобування вуглеводневої продукції обчислюється за формулою:

$$E = (C - C_2) \cdot Q_2' - (C - C_1) \cdot Q_1', \quad (1.13)$$

де C – середньозважена біржова ціна одиниці продукції (без ПДВ і ренти), грн;

Q_1' – товарний видобуток продукції до впровадження заходу, натуральні одиниці;

Q_2' – товарний видобуток продукції після впровадження заходу, натуральні одиниці;

C_1 – собівартість одиниці товарного обсягу продукції відповідно до застосування заходу, грн;

C_2 – собівартість одиниці товарного обсягу продукції відповідно після застосування заходу, грн.

Варто зазначити, що негативним моментом у даній методиці є те, що при розрахунках не враховується фактор часу. Значні протиріччя виникають при розрахунку фактичного ефекту, оскільки за весь термін дії заходу його не можна визначити, якщо цей термін ще не закінчився.

Для спрощення розрахунків існують також експрес-методи оцінки економічної ефективності методів ПНП. Як зазначається у роботі [151, с. 19], в якості основного критерію приймають додатковий прибуток

нафтогазовидобувного підприємства від використання методів ПНП, який визначають за формулою:

$$\Pi = B - B_e - B_{yz} - \text{ПП} - KB, \quad (1.14)$$

де B – виручка від реалізації додаткової нафти;

B_e – витрати на впровадження технології, включаючи оплату ліцензій на використання авторських прав;

B_{yz} – умовно-змінні витрати на видобуток і підготовку нафти;

ПП – податкові платежі;

KB – комерційні витрати із реалізації нафти.

Із формули (1.14) видно, що одноразові витрати на впровадження технології, що відносяться до реальних інвестицій, прирівняні до поточних витрат.

А. В. Макаров, В. М. Тарасюк [80, с. 125-127; 142, с. 54-57] пропонують визначати економічну ефективність технологій підвищення нафтовіддачі та інтенсифікації нафтовидобування за формулою:

$$E = (C_p - C_o) \cdot Q_{он} - B_{впр}, \quad (1.15)$$

де C_p – ціна реалізації 1 тони нафти, грн.;

C_o – собівартість видобутку нафти за рахунок МПН, грн/т (визначається із врахуванням приросту видобутку нафти і обмеження обсягів супутньо видобувних вод);

$Q_{он}$ – збільшення (приріст) додаткового видобутку нафти на аналізованому об'єкті за розрахунковий період, т;

$B_{впр}$ – витрати на проведення заходів, грн.

Собівартість видобутку нафти (C_o) за рахунок проведених заходів із інтенсифікації визначається умовно-змінними витратами на видобуток нафти, що складаються із витрат на енергію при видобутку нафти, збір і

транспортування рідини, підготовку нафти, закачування води у пласт для підтримання пластового тиску [65].

У багатьох випадках проведення заходів з інтенсифікації видобутку вуглеводнів впливає як на збільшення видобутку нафти, так і на зниження обсягу видобування супутньої води, що викликає зменшення обводненості видобувної продукції [80, с. 125]. Даний фактор враховується економією поточних витрат, що утворюється за рахунок зменшення відборів води. У цьому випадку собівартість додатково видобутої нафти (C_d) визначається за формулою:

$$C_d = (Q_{он} \cdot B_{уз}^н - Q_{ов} \cdot B_{уз}^е) / Q_{он}, \quad (1.16)$$

де $Q_{ов}$ – скорочення об'ємів видобутої супутньої води, т;

$B_{уз}^н$ – умовно-змінні витрати на видобуток нафти, грн/т, які визначаються згідно діючої інструкції з планування, обліку і калькуляції собівартості видобутку нафти і газу;

$B_{уз}^е$ – умовно-змінні витрати на видобуток 1 т видобувної попутної води, грн/т.

У випадку зменшення об'ємів попутно видобутої води, вираз $Q_{ов} \cdot B_{уз}^е$ у формулі (1.16) означає економію витрат, що відноситься тільки до відбору води. Як вказано у роботі [142, с. 55], економічний ефект від збільшення видобутку нафти в результаті проведених заходів з інтенсифікації утворюється за рахунок економії умовно-постійної частини експлуатаційних витрат і відповідно приросту прибутку. Таким чином, економічний ефект від проведених заходів враховує дві складові: перша, приріст прибутку за рахунок більшого видобутку нафти і економії умовно-постійних експлуатаційних витрат, друга, економія умовно-змінної частини поточних витрат, що утворюється за рахунок зменшення обсягів видобування супутньої води.

Розрахунок економії умовно-змінних витрат, що відносяться на зменшення обсягів видобування супутньої з нафтою води, здійснюється так:

– умовно-змінні витрати на електроенергію на видобуток і транспортування рідини відносяться до об'єму рідини, що видобувається і визначається питома вага енергетичних витрат на видобуток 1 т рідини. Витрати на допоміжні матеріали, паливо, теплову енергію також відносяться до об'єму видобутої рідини;

– відношенням змінних витрат на штучну дію на пласт до обсягу закачуваної води у пласт визначається питома вага витрат по цій статті.

Сума витрат за вказаними статтями визначає величину економії умовно-змінних витрат, що утворюються за рахунок обмеження видобутку супутніх пластових вод.

Таким чином, при обмеженні видобутих обсягів супутніх вод, немає необхідності у їх транспортуванні і підготовці та закачуванні води у пласт при розробці об'єктів із системою підтримання пластових тисків.

Складним питанням тут є оцінка економічної ефективності впровадження МПН на нагнітальному фонді свердловин. Як зазначає Тарасюк В. М. [142, с. 57-58], нагнітальні свердловини є важливим елементом системи розробки нафтового родовища і засобом до збільшення рівня видобутку нафти і дотримання раціональних умов розробки покладів. В практиці розробки нафтових покладів, родовищ у системах підтримання пластового тиску використовуються промислові стічні води і при цьому відбуваються такі небажані явища як закупорювання і забруднення фільтраційної зони пласта, і як наслідок – зниження приймальності нагнітальних свердловин. Тому, здійснюючи роботи із відновлення або збільшення приймальності нагнітальних свердловин, прагнуть як до збільшення об'ємів закачування води до необхідного рівня, так і до збільшення видобутку нафти чи недопущення об'ємів її зниження по ділянці чи покладу у цілому.

Важливою складовою ефективності заходів із ПНП та методів дії на ПЗП є визначення економічної доцільності їх проведення. Остання повинна бути обґрунтована технічною чи технологічною необхідністю, вимогами охорони надр, навколишнього середовища і очікуваною економічною ефективністю. Доцільність проведення більшості МПН, ОПЗ, ГТЗ з метою збільшення продуктивності нафтових і приймальності нагнітальних свердловин, а також обмеження об'ємів попутно видобутої води, обґрунтовується їх очікуваною економічною ефективністю. Таким чином, доцільність даних робіт є наближеною оцінкою ефективності запланованих заходів.

В роботі [52, с. 30-31] економічно доцільними вважають роботи при умові, якщо собівартість додатково видобутої нафти (C_d) є нижчою або рівною собівартості продукції підприємства (C_n) без проведення даних робіт.

$$C_d < C_n \quad (1.17)$$

Собівартість додатково видобутої нафти визначається згідно інструкції з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу, але із врахуванням витрат на проведення методу інтенсифікації. Застосування даного критерію можливе при отриманні значного приросту добового дебіту нафти і суттєвого зниження дебіту води, що можливе тільки при експлуатації високодебітних свердловин. До того ж затрати на проведення заходів є достатньо високими, тому даний критерій не буде сприяти розширенню об'ємів даних робіт, а навіть їх скороченню. Також варто зазначити, що межі економічної доцільності проведення методів інтенсифікації видобутку нафти залежать від величини ціни реалізації нафти.

Зац С. А. економічну доцільність проведення заходів із ПНП на низькодебітних свердловинах пропонує визначати, використовуючи наступні нерівності [52, с. 30-31]:

$$(C_{zp} - C_o) \cdot Q_o > B, \quad i \quad (1.18)$$

$$(C_{zp} - C_o) \cdot Q_o > B/K_y, \quad (1.19)$$

де C_{zp} – гранична собівартість видобутку нафти по нафтовидобувному району, грн/т;

C_o – собівартість 1 т додатково видобутої нафти або умовно-змінна частина собівартості 1 т нафти, грн/т;

Q_o – приріст видобутку нафти протягом всієї тривалості заходу із підвищення нафтовіддачі, т;

B – витрати на проведення робіт із збільшення нафтовіддачі, грн;

K_y – коефіцієнт успішності проведення робіт із збільшення нафтовіддачі (визначається як відношення кількості економічно успішних заходів до загальної кількості проведених робіт за однаковий період часу).

Таким чином, економія, отримана за рахунок проведення заходів за весь ефективний період експлуатації свердловини на покращеному режимі без вирахування витрат на проведення робіт повинна бути більшою від витрат на проведення методів ПНП. Власне, це і буде межею ефективності або беззбитковості проведення робіт. На основі умови (1.15) визначається мінімальна кількість додатково видобутої нафти за формулою:

$$Q_{\min} = \frac{B_{\text{анр}}}{(C_p - C_o)} \quad (1.20)$$

Такий мінімальний додатковий видобуток нафти є одним із важливих критеріїв економічної доцільності проведення робіт із збільшення продуктивності нафтових свердловин. Відношенням мінімальної кількості додатково видобутої нафти, яку можна отримати в результаті успішного проведення методу інтенсифікації, на середню тривалість ефекту для даного методу визначається мінімальне збільшення середньодобового дебіту нафти по свердловині [80, с. 129].

На думку Заца С. А. [52, с. 31], коригування витрат на коефіцієнт успішності є не зовсім коректним. Значення коефіцієнту успішності рекомендовано приймати для нафтових свердловин рівним 0,3-0,5, а для нагнітальних – 0,4-0,6 [141, с. 40].

Враховуючи викладене, при плануванні нових методів, приріст видобутку нафти у лівій частині нерівності (1.19) має бути таким, щоб економія витрат була більшою, ніж витрати на проведення методів у нагнітальних свердловинах у два рази, а у нафтових – у 2,5-3 рази, що в багатьох випадках малоімовірно. При цьому може скластись хибне уявлення щодо економічної доцільності проведення робіт із інтенсифікації видобутку нафти.

При оцінці економічної ефективності заходів як фактично проведених, так і запланованих важливе значення має показник терміну окупності витрат, що характеризує період часу, протягом якого витрати на впровадження будуть відшкодовані приростом прибутку, отриманого від реалізації нафти. Даний показник визначається за формулою:

$$T_{ок} = \frac{B_{впр}}{B_p - Q_{дн} \cdot B_{уз}^н + Q_{ов} \cdot B_{уз}^е}, \quad (1.21)$$

де $T_{ок}$ – термін окупності витрат;

B_p – виручка від реалізації додатково видобутої нафти, грн;

$Q_{дн} \cdot B_{уз}^н$ – експлуатаційні витрати на приріст видобутку нафти, грн;

$Q_{ов} \cdot B_{уз}^е$ – економія поточних витрат за рахунок зниження відбору води, грн.

Треба зауважити, що характерною особливістю заходів з ПНП є часовий лаг між початком здійснення заходу (t_0) і моментом завершення отримання додаткового доходу, що відповідає міжремонтному періоду свердловин ($t_{кр}$). Тому основним недоліком більшості розглянутих методів є ігнорування нерівноцінності однакових сум надходжень і платежів в різні періоди часу. Очевидно, що всі економічні показники реалізації заходів,

спрямованих на відновлення продуктивності свердловин, у майбутньому повинні бути відкориговані із врахуванням знецінення грошових ресурсів на завершальній стадії заходу НТП, у міру збільшення періоду ($t_0-t_{кр}$). Отже, для економічного аналізу результатів впровадження заходів на свердловинах мають використовуватись методи оцінки економічної ефективності із врахуванням фактору часу, або так звані динамічні методи.

Визначення економічної ефективності інвестиційних проектів розробки родовищ та інших науково-технічних заходів з врахуванням фактора часу, пропонується у методиках [86, 122].

Основними принципами, на яких базуються дані методики є:

- принцип повернення інвестованого капіталу на основі показника грошового потоку, що формується за рахунок чистого прибутку і суми амортизаційних відрахувань;
- принцип врахування фактору часу при приведенні до теперішньої вартості капітальних вкладень та грошових потоків в період експлуатації об'єкту.

Основними економічними показниками, які визначаються згідно Положення [122] є:

- накопичений чистий дисконтований грошовий потік;
- внутрішня норма прибутковості;
- індекс прибутковості;
- період окупності капітальних вкладень із врахуванням фактору часу ($T_{ок}$).

Накопичений дисконтований грошовий потік визначається, як сума чистого прибутку від реалізації продукції та амортизаційних відрахувань, зменшена на суму капітальних вкладень і розраховується як сума річних грошових потоків, приведених до теперішнього часу.

$$ЧДГП = \sum_{t=0}^T \frac{[(D_t - B_t) - ПП_t] + A_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+r)^t}, \quad (1.22)$$

де $ЧДГП$ – чистий дисконтований грошовий потік, накопичений за весь період майбутньої виробничої діяльності на оцінюваному геологічному об'єкті. У міжнародній практиці цей показник використовується під назвою «Net Present Value (NPV)» – чиста теперішня (поточна) вартість об'єкта оцінки;

r – ставка дисконту;

D_t – річний дохід (виручка) від реалізації товарної продукції в t -му році;

B_t – експлуатаційні витрати, включаючи амортизаційні відрахування, в t -му році;

$ПП_t$ – розмір податків і обов'язкових платежів у t -му році, що не входять до експлуатаційних витрат;

A_t – амортизаційні відрахування в t -му році;

K_t – капітальні вкладення в промислове будівництво в t -му році, включаючи проведення подальших геологорозвідувальних робіт;

T – строк користування надрами оцінюваного геологічного об'єкта для геологічного вивчення та/або видобування вуглеводнів [122].

Якщо величина $ЧДГП$ має позитивне значення, то інвестиційний проект є доцільним. Чим більша величина $ЧДГП$, тим вищою є ефективність заходу із підвищення нафтовіддачі пластів. Негативне значення даного показника вказує на те, що задана норма прибутку не забезпечується і захід є неефективним, збитковим [52, с. 21-22].

Важливим питанням при визначенні $ЧДГП$ є визначення нормативу приведення різночасових грошових потоків до теперішнього часу (ставки дисконту).

Існує чимало різних методик і рекомендацій із визначення даного нормативу, а саме метод кумулятивної побудови, модель оцінки капітальних активів, метод дисконтування потоку дивідендів, метод екстракції з даних про угоди на фондовому ринку, арбітражна модель, метод середньозваженої

вартості капіталу [20, с. 175-186]. В Україні застосування деяких з напрацьованих методичних підходів значно ускладнюються у зв'язку з нестачею інформації про стан ризику та іншими проблемами, пов'язаними з формуванням ринкової економіки. Найбільш поширеним в Україні є метод кумулятивної побудови, згідно якого інвестор зіставляє дохідність даної інвестиції з дохідністю, на яку він може розраховувати, вклавши свої кошти в активи з мінімальним рівнем ризику. Зрозуміло, що дохідність ризикованішої інвестиції повинна бути більшою, ніж дохідність безризикової інвестиції, оскільки саме приріст дохідності є компенсацією за відносно вищий ступінь ризику. Математично величину норми дисконту визначають за формулою:

$$r = r_0 + \sum_{i=1}^n r_i, \quad (1.23)$$

де r_0 – базова норма доходу;

$\sum_{i=1}^n r_i$ – сумарна премія за ризик.

У світовій практиці, за базову приймається норма доходу так званих «безризикових активів» – довгострокових урядових облігацій з терміном погашення 10 і більше років, оскільки саме даний вид інвестицій вважається найменш ризикованим або активи, які є найбільш доступними і потребують мінімального менеджменту від інвестора. Як зазначає Я. С. Витвицький, з цієї точки зору в умовах України найбільш доцільно за базову використовувати норму доходу короткострокових депозитних вкладів у вільно конвертованій валюті. Сумарна премія за ризик має враховувати: компенсацію систематичного ризику, що характерний для всього ринку капіталів; компенсацію несистематичних, специфічних ризиків, що притаманна вкладенням коштів у різні види інвестиційних проектів з пошуків, розвідки та розробки нафтових і газових родовищ; інфляцію, оподаткування, залучення позичкових коштів [20, с. 176-178].

Слід зазначити, що при здійсненні техніко-економічних обґрунтувань інвестиційних проектів у практиці ПАТ «Укрнафта» за ставку дисконту найчастіше приймають величину облікової ставки НБУ. Зрозуміло, що таке наближене значення ставки дисконтування впливає на отримані результати, адже чутливість розрахунків до цієї величини є досить значна. При розрахунку ставки дисконту найбільшою проблемою є врахування специфічних ризиків, які існують на різних стадіях пошуків, розвідки та розробки нафтових і газових родовищ. Витвицьким Я. С. [20, с. 186-212] розроблено методику, яка дозволяє визначати ставки дисконту на основних етапах і стадіях розвідки і розробки нафтових і газових родовищ, враховуючи базові норми доходу, ризики зміни базової норми доходу, сукупність природно-геологічних факторів та коригування на інфляцію.

Перевагами використання ЧДГП є відносна простота і наглядність розрахунків, несуперечливий характер критерію, що дозволяє здійснювати достовірне визначення економічного ефекту за різними заходами, наявність у критерію властивості аддитивності, тобто можливості сумування ефекту від різних заходів.

Недоліками показника ЧДГП при визначенні ефективності заходів із підвищення нафтовіддачі пластів є значна залежність величини критерію від вибраної величини нормативу приведення різночасових грошових потоків; при достатньо високому рівні ставки дисконту грошові потоки, віддалені у часі, мають незначний вплив на величину ЧДГП. Даний показник є неприйнятним для порівняння заходів з однаковою величиною ЧДГП, але з різною капіталоемністю.

У методі ЧДГП невизначеність завжди призводить до зменшення вартості проекту. Чим більша невизначеність, тим більші ризики, вища ставка дисконтування і тим менший економічний ефект від проведеного заходу. Але там, де найбільші небезпеки, там і найбільші сприятливі можливості. Це зумовлює застосування до оцінки інвестиційних проектів (заходів із ПНП) теорії реальних опціонів, а саме модифіковану модель

Блека-Шоулза-Мертонна [20, с. 230]. Метод реальних опціонів дає можливість враховувати зміни у прийнятті управлінських рішень в майбутньому відповідно до нових умов і додаткової інформації, що надходить. Причому можливості приймати і змінювати рішення в майбутньому кількісно оцінюються саме у момент аналізу, тому даний метод заслуговує популяризації в управлінні проектами із ПНП.

Щодо внутрішньої норми прибутковості (ВНП), то це величина ставки дисконту (r), за якої накопичена сума дисконтованих притоків грошового потоку дорівнює накопиченій сумі дисконтованих відтоків грошового потоку, а ЧДГП, накопичений за весь строк користування надрами оцінюваного геологічного об'єкта, дорівнює нулю. При цьому для всіх значень r , що перевищують ВНП, ЧДГП має бути негативним, а для всіх значень r , менших від ВНП, – позитивним. Якщо не виконується хоч одна з наведених умов, ВНП неможливо визначити [122, с. 9]. Крім того, через нелінійність функції ЧДГП= $f(r)$, а також за можливості різних комбінацій елементів грошового потоку дана функція може мати декілька точок перетину з віссю абсцис. В результаті з декількох ВНП необхідно вибирати найменше. Також функція не має властивості аддитивності, а отже цей показник не може відобразити абсолютну величину чистих економічних вигод [52, с. 26]. Тому показник ВНП недоцільно використовувати при оцінці економічної ефективності методів підвищення нафтовіддачі продуктивних пластів.

Індекс прибутковості (ІП) характеризує економічну віддачу капітальних вкладень і є відношенням сумарних чистих надходжень до сумарного дисконтованого об'єму капітальних вкладень. При значенні ІП більше одиниці – ЧДГП позитивний, а значить захід є доцільним. Але заходи з великим значенням ІП не завжди є більш надійними і не завжди відповідають великому значенню ЧДГП. Рейтинг заходів по ІП завжди співпадає з їх рейтингом по величині ЧДГП. Основна перевага даного

показника полягає в тому, що він дозволяє співставити довготривалі затрати з економічними результатами [52, с. 27].

Як зазначено у Положенні [122, с. 9], термін окупності капіталовкладень – відрізок часу в розрахунковому періоді від початкового моменту до моменту окупності. Початковий момент визначається у завданні на розробку техніко-економічного обґрунтування кондицій. Моментом окупності вважається той найбільш ранній крок у розрахунковому періоді, після якого накопичений чистий грошовий потік стає і надалі залишається позитивним.

При розрахунку даного показника необхідно враховувати, що не існує єдиного нормативного періоду окупності інвестицій, тим більше для заходів із підвищення нафтовіддачі пластів. Недоліком показника терміну окупності капіталовкладень є те, що він не враховує грошові потоки після реалізації заходу. По заходах з тривалим періодом технологічного ефекту після періоду повної окупності витрат може бути отримана величина ЧДП значно більша, ніж по заходах із відносно коротким періодом окупності. Аналогічно даний показник не може бути застосований для оцінки заходів з однаковими термінами окупності, але з різними періодами реалізації.

Таким чином, серед розглянутих економічних показників згідно Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу [122] найбільш прийнятним для оцінки ефективності методів підвищення нафтовилучення є абсолютний показник приросту ЧДП при проведенні того чи іншого заходу. Але для розрахунку даного показника потрібна значна кількість вихідних даних і виконання трудомістких розрахунків [61, с. 49].

Отже, незважаючи на значний досвід застосування методів інтенсифікації видобування нафти в Україні, проблеми оцінки їх економічної ефективності залишаються значними і потребують належної уваги.

Варто звернути особливу увагу на проблему обґрунтування величини нормативу для приведення різночасових витрат та його диференціації

залежно від гірничо-геологічних умов розробки родовища, які можуть суттєво змінюватися, по-перше, у часі, а по-друге, не тільки в межах одного родовища, але й покладу. Це зумовлює необхідність застосування диференційованого підходу до їх оцінки.

1.3 Методичні підходи до оцінювання ефективності експлуатації нафтогазовидобувних свердловин

Стратегічною метою кожної нафтової компанії є збереження високих рівнів видобутку нафти та підвищення рентабельності виробництва. У зв'язку з тим, що більшість родовищ, які розробляються в Україні, характеризуються зростаючим обводненням і падінням дебіту нафти, а пізня стадія і висока степінь вироблення запасів обумовлює низькі технологічні параметри розробки, проблема підвищення ефективності експлуатації свердловин є надзвичайно важливою.

Підвищенню ефективності роботи видобувних свердловин, визначенню граничних меж та доцільності їх подальшої експлуатації із врахуванням мінімально рентабельних дебітів присвятили свої роботи значна кількість дослідників: Гринберг П. Б. [29], Терегулова Г.Р. [143], Ганущак О.М. [27], Арбатов П. А. [5] та інші. Тим більше, що у ринкових умовах визначення економічної доцільності подальшої експлуатації як високообводнених родовищ (покладів), так і окремих свердловин після досягнення граничної межі рентабельності є вкрай важливим завданням, яке потребує детального обґрунтування.

Аналіз стану видобутку нафти і газоконденсату на багатьох родовищах свідчить, що однією з основних причин зниження видобутку вуглеводнів є погіршення колекторських властивостей порід у привибійній зоні в процесі розкриття пластів та їх розробки [54]. Також особливістю будови

продуктивних пластів більшості родовищ нафти і газу України є значне поширення низькопроникних колекторів, які вміщують значні запаси нафти.

Численні вітчизняні та зарубіжні дослідження і виробничий промисловий досвід свідчать, що в процесі буріння та освоєння свердловин погіршується фільтраційна характеристика привибійної зони пласта, що обумовлено проникненням у пласт фільтрату і твердої фази промивальної рідини. Залежно від конкретних умов буріння фільтрати бурових розчинів можуть проникати в продуктивні пласти на глибину в середньому до 1,5 м, а інколи і більше. При цьому вода або фільтрат бурового розчину відтісняють нафту з привибійної зони вглиб пласта, зумовлюючи зниження проникності колектора на 50 % і більше відсотків. Недосконалість методів освоєння та експлуатації свердловин призводить до занижених показників їх експлуатації, у результаті чого свердловини часто перебувають у бездії, хоча їх потенціал далеко не вичерпано [29, с. 36].

Раціональне використання видобувних свердловин роками регламентувалось технологічними показниками – встановленням відповідних нормативних значень коефіцієнтів використання і експлуатації фонду свердловин, часом перебування свердловин в експлуатації, облаштуванні, бездії, консервації і все це здійснювалось без належного зв'язку з економічними показниками. У ринкових умовах господарювання тільки цих нормативів явно недостатньо. Необхідно постійно проводити моніторинг роботи кожної свердловини, визначати групи нерентабельних свердловин по родовищу, НГВУ та їхній вплив на фінансовий стан підприємства. Все це необхідне для прийняття обґрунтованих рішень як з точки зору ефективного використання фонду свердловин, так і управління нафтогазовидобувними підприємствами загалом [62].

В останні роки експлуатаційний фонд свердловин нафтогазовидобувних підприємств України має тенденцію до зменшення, наприклад, по ПАТ «Укрнафта» у 2013 р. відбулося зменшення фонду свердловин на 12,5 % відносно рівня 2008 р. [2, с. 11]. Основними причинами

такої тенденції є перевід частини діючих свердловин в інші категорії і консервацію через їх нерентабельність. В той же час зупинка значної частини фонду свердловин порушує вимоги і принципи раціональної розробки покладів і призводить до невироблення частини запасів вуглеводневої сировини. У таких умовах особливо важливою є постійна економічна оцінка експлуатації свердловин, адже рентабельність експлуатації свердловин може змінюватись впродовж одного-двох місяців у зв'язку із коливанням цін на нафту, збільшенням цін на матеріально-технічні ресурси, що використовуються у процесах розробки нафтових родовищ, погіршенням умов експлуатації свердловин тощо [82, с. 8].

Тому одним із важливих завдань є визначення рівня рентабельності та економічної доцільності продовження експлуатації конкретних видобувних свердловин.

Встановлення умов досягнення порогу рентабельності вимагає вирішення наступних завдань (рисунок 1.5):

- проведення оперативної економічної оцінки кожної видобувної свердловини за основними показниками: собівартість видобутку нафти, валовий і чистий прибуток, рентабельність;
- ранжування свердловин за рівнем зменшення рентабельності і визначення кількості рентабельних і нерентабельних свердловин по кожному родовищу, НГВУ і компанії в цілому;
- проведення техніко-економічних розрахунків з оптимізації роботи діючого фонду видобувних нафтових свердловин;
- розробки оптимального поточного плану видобутку нафти по родовищах із визначенням необхідного рівня рентабельності при мінімально необхідних витратах;
- оперативного економічного аналізу експлуатації свердловин і розробки заходів з інтенсифікації нафтовидобутку і покращення економічних показників [51, с. 65].

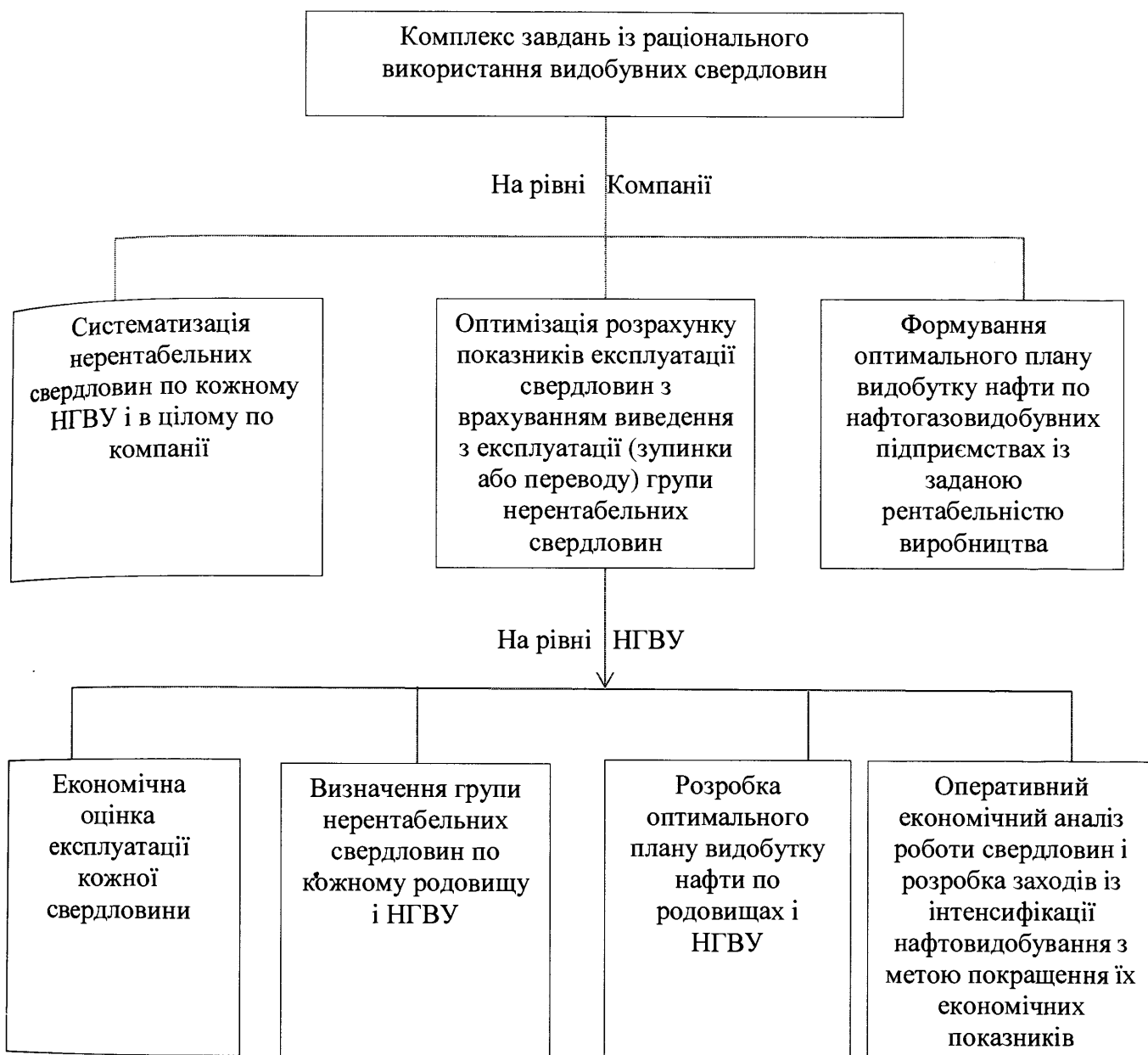


Рисунок 1.5 – Основні завдання раціонального використання свердловин

Російські дослідники [4, 5] зазначають, що аналізуючи рентабельність роботи свердловин, важливо не тільки оцінити доцільність їх експлуатації з економічної точки зору, але визначити і мінімально-рентабельний або граничний дебіт в поточних умовах експлуатації із врахуванням існуючого темпу падіння видобутку нафти, знаючи який, можна розрахувати через скільки днів свердловина може досягти свого «порогового» дебіту і таким чином скласти прогноз вибуття свердловин із рентабельного фонду, умовно

розділивши їх на: нерентабельні; ті, що експлуатуються до ремонту; рентабельні до 6 міс.; рентабельні до року; рентабельні більше року.

Період досягнення «порогу рентабельності» вони пропонують визначати за формулою:

$$t = \left(\frac{1 - q_{\text{мр}} / q_{\text{факт}}}{f(T_{\text{пад}})} \right) \cdot T, \quad (1.24)$$

де t – період досягнення «порогу рентабельності»;

$q_{\text{мр}}$ – граничний дебіт нафти;

$q_{\text{факт}}$ – фактичний дебіт нафти;

$T_{\text{пад}}$ – поточний темп падіння видобутку;

$f(T_{\text{пад}})$ – функція темпу падіння видобутку нафти;

T – період розгляду (рік).

При цьому процес «вибуття» фонду свердловин може змінюватись залежно:

- від зміни темпів падіння видобутку нафти;
- зміни технологічних параметрів;
- зміни економічних параметрів.

Борхович С. Ю. [103, с. 42] у рамках рентабельного фонду пропонує виділяти так звані низькорентабельні свердловини, які не є збитковими, однак не забезпечують підприємству заданого рівня прибутковості.

На даний час у крупних світових нафтогазовидобувних компаніях існують власні методики оцінки ефективності експлуатації свердловин і заходів, що на них проводяться. Однак для більшості із них характерні такі основні недоліки:

1. Переважно усереднений підхід (по родовищу), який не враховує індивідуальні експлуатаційні характеристики роботи кожної свердловини і експлуатаційних та інвестиційних витрат по ній. Отримані результати такого

усередненого аналізу часто дають невірний (негативний чи позитивний) висновок.

2. Відсутність економічної оцінки на етапі планування проведення заходів з підвищення ефективності видобутку. Мова йде переважно про ремонти свердловин, що не передбачають суттєвої зміни поточних параметрів їх роботи і отримання додаткового видобутку. За таких умов часто єдиним критерієм при прийнятті рішення про проведення ремонту є заданий рівень дебіту нафти. Це призводить до виникнення можливості проведення неефективних заходів або відмови від ефективних.

3. Недостатня взаємодія і взаєморозуміння виробничих та економічних служб при аналізі ефективності і прийнятті управлінських рішень щодо оптимізації роботи фонду свердловин. Результатом цього є конфлікти, що виникають при прийнятті управлінських рішень, тобто з точки зору організації виробничого процесу, погіршується оперативна взаємодія виробничих та економічних служб підприємства, що часто є причиною значних втрат часу, ресурсів та погіршення економічних показників [103, с. 41].

В Україні, найбільш обґрунтованою серед існуючих підходів до економічної оцінки ефективності експлуатації видобувних свердловин є «Методика визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин», розроблена відділом техніко-економічних досліджень НДП ПАТ «Укрнафта» [87].

Згідно цієї методики, для оцінки роботи видобувної свердловини необхідне визначення фінансового результату (ΦP) від її експлуатації, як добутку різниці ціни C і собівартості C' одиниці продукції та кількості товарної продукції із окремої свердловини q :

$$\Phi P = (C - C') \cdot q, \quad (1.25)$$

При цьому, виділяють такі області експлуатації свердловини:

– якщо $\Phi P > 0$, свердловина є економічно рентабельна;

– якщо $\Phi P = 0$, свердловина працює на межі рентабельності (беззбиткова експлуатація свердловини);

– якщо $\Phi P < 0$, свердловина є нерентабельна.

Для нерентабельних свердловин виділяють такі додаткові умови:

– якщо ціна $C > C^{yz}$ (C^{yz} – умовно-змінна складова собівартості одиниці товарної продукції), тобто частина прибутку покриває постійні витрати і тоді доцільно продовжувати експлуатацію даної свердловини. Такі свердловини відносяться до категорії умовно-рентабельних і для них, в першу чергу, необхідно застосовувати різні методи підвищення нафтовіддачі пластів;

– якщо $C < C^{yz}$, то свердловина належить до збиткових, з економічної точки зору її варто вивести з видобувного фонду.

Для більш достовірного встановлення доцільності виведення свердловини із видобувного фонду, в якості граничних меж пропонується порівнювати не лише умовно-змінні витрати, а і особливий критерій – вивільнені кошти (B_k).

Вивільнені кошти на одиницю продукції в гривнях розраховують як середні із їхнього максимального і мінімального значення за наступною формулою [87, с. 5]:

$$B_k = 0,5 \cdot \frac{(B_{k_{\min}} + B_{k_{\max}})}{q}, \quad (1.26)$$

де $B_{k_{\min}}$ – мінімальне значення вивільнених коштів, яке включає всі умовно-змінні витрати (крім витрат на підтримання пластового тиску), амортизаційні відрахування для свердловини і наземного обладнання, витрати на ремонтні роботи на конкретній свердловині;

$B_{k_{\max}}$ – максимальне значення вивільнених коштів, яке включає всі умовно-змінні витрати, витрати на підтримання пластового тиску, витрати на оплату праці та нарахування на неї, амортизаційні відрахування для

свердловини і наземного обладнання, витрати на ремонтні роботи на конкретній свердловині, загальновиробничі витрати. При цьому всі витрати по кожній із статей визначаються без врахування амортизації основних засобів, тис. грн;

q'' – товарна кількість продукції із окремої свердловини, тис. т/млн м³.

Якщо виконується умова $B_k > C$, то свердловина вважається нерентабельною.

Як вказано у методиці [87, с. 5], виконання даних умов не є підставою для обов'язкового виведення свердловини із видобувного фонду. Остаточне рішення вимагає детального вивчення всього комплексу технологічних показників експлуатації конкретної свердловини.

Окрім цього, на нашу думку, перш ніж виводити свердловину із видобувного фонду необхідно враховувати ще й такі обставини [56, с. 68]:

– переважно зупинення нерентабельних свердловин призводить до зменшення поточного видобутку вуглеводнів, що, в свою чергу, може привести до зменшення прибутку, так як темпи зменшення видатків на видобування продукції та її підготовку не компенсують темпів зменшення доходу. Як зазначає Кравчук Б. Я. [74, с.16], переведення збиткових свердловин у бездію не призведе до суттєвого зменшення збитків, так як більша частина умовно-постійних витрат і амортизація самої свердловини, що враховуються при визначенні собівартості, не залежать від роботи окремої свердловини. При виведенні свердловини із діючого фонду дані витрати будуть перерозподілені між свердловинами діючого фонду. Для прийняття остаточного рішення про економічну доцільність подальшої експлуатації свердловини в конкретних умовах розробки необхідно порівняти дві величини – збитки від експлуатації свердловини та умовно-постійні витрати. Якщо збитки від експлуатації не більші, ніж умовно-постійні витрати, то недоцільно переводити таку свердловину в бездіючий фонд, а варто застосовувати на ній методи інтенсифікації видобування;

– через інтерференцію свердловин (взаємовплив) виникає ймовірність зменшення видобувних можливостей інших свердловин;

– в умовах неоднорідних пластів зупинення свердловини часто приводить до зниження кінцевої нафтовіддачі;

– можливі негативні екологічні наслідки в результаті такого рішення.

Вказані проблеми обумовлюють необхідність впровадження комплексного методу оцінки економічної ефективності експлуатації фонду свердловин і планування поточних ремонтів, який дозволить аналізувати роботу фонду в режимі *on-line*, із врахуванням унікальності кожної свердловини, визначати групи нерентабельних свердловин по родовищу, НГВУ та їх вплив на фінансовий стан компанії. Все це необхідно для прийняття обґрунтованих рішень з ефективного використання фонду свердловин і управління нафтогазовидобувними підприємствами [51, с. 64].

Також, основними економічними показниками роботи видобувної свердловини є: собівартість одиниці товарної продукції, рентабельність видобутку, граничний дебіт доцільності подальшої експлуатації свердловини, межа обводненості, точка беззбитковості роботи свердловини, кількість діб експлуатації для подолання межі беззбитковості.

Важливим моментом при визначенні економічної доцільності подальшої експлуатації свердловини є розрахунок собівартості видобутку нафти по окремих свердловинах. Облік витрат на видобування продукції по нафтогазовидобувних управліннях здійснюється згідно Інструкції з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу [65], згідно якої розрахунок витрат на видобування продукції ведеться в цілому по підприємству. Визначення собівартості видобутку 1 т нафти по окремих свердловинах пропонується здійснювати розрахунковим шляхом за формулою:

$$C'_n = \frac{B_{уз}^g + B_{ун}^g + B_{ун}^{ППТ} + B_{уз}^n + B_{ун}^n + (A + B_{од}) \cdot \kappa'}{q_n''}, \quad (1.27)$$

де B_{yz}^e – умовно-змінні витрати на видобуток нафти, які враховують витрати на видобуток рідини, газліфтного газу при газліфтній експлуатації свердловин та нафти конкретної свердловини протягом року, грн;

B_{yn}^e – умовно-постійні витрати на видобуток, які включають витрати на оплату праці, амортизацію основних засобів, утримання та експлуатацію обладнання і споруд, загальновиробничі витрати на видобувну свердловину протягом року, грн;

$B_{yn}^{ППТ}$ – витрати на проведення штучної дії на пласт (для свердловин, які експлуатуються на покладах з ППТ) протягом року, грн;

B_{yz}^n – умовно-змінні витрати на підготовку нафти конкретної свердловини протягом року, грн;

B_{yn}^n – умовно-постійні витрати на підготовку нафти конкретної свердловини протягом року, грн;

A – амортизаційні відрахування від вартості свердловини протягом року, грн;

$B_{доо}$ – вартість ремонтних та інших робіт, які проведені на свердловині при здійсненні ГТЗ за розрахунковий період, тис.грн;

k' – коефіцієнт розподілу витрат між основним і супутнім продуктом (якщо із свердловини видобувається два продукти);

q_n'' – кількість видобутої товарної нафти із свердловини протягом року, тис. т.

Рентабельність видобутку пропонується визначати відношенням фінансового результату від експлуатації свердловини до собівартості видобутку нафти.

Що стосується точки беззбитковості роботи свердловини, то це така кількість продукції свердловини за визначений період $Q_{кр}$ в тонах, при якій фінансовий результат від реалізації продукції дорівнює експлуатаційним витратам:

$$Q_{кр} = q_{зр} \cdot T_e, \quad (1.28)$$

де $q_{зр}$ – граничний дебіт нафтової свердловини, т/д;

T_e – термін роботи свердловини для подолання межі беззбитковості, дів.

Звідси ж визначається термін роботи свердловини для подолання межі беззбитковості T_e :

$$T_e = Q_{кр} / q_{ф}, \quad (1.29)$$

де $q_{ф}$ – фактичний середньодобовий дебіт свердловини, т/д.

Величина критичного обсягу товарної продукції $Q''_{кр}$, якій відповідає межа беззбитковості експлуатації свердловини ($\Phi P=0$), визначається за формулою:

$$Q''_{кр} = \frac{E_{yn} + B_{доо}}{Ц - E_{уз}}, \quad (1.30)$$

де E_{yn} – всі постійні витрати на видобуток та підготовку продукції з свердловини, тис. грн;

$E_{уз}$ – змінні витрати на видобуток та підготовку продукції, грн/на од.прод.

На основі (1.30) граничний дебіт $q_{зр}$ для нафтової свердловини згідно методики [87, с. 19] визначають за наступною формулою:

$$q_{зр} = \frac{B_{yn}^a + B_{yn}^n + B_{yn}^{ППП} + (A + B_{доо}) \cdot \kappa'}{K_e \cdot \kappa''' \cdot \kappa'' \cdot \left(Ц - \left(\frac{S_p}{1 - \beta_0} + \frac{+S_e \cdot v}{q_n} + S_n + S_n \cdot \kappa'' \right) \right)}, \quad (1.31)$$

де $Ц$ – ціна 1 т нафти без ПДВ, грн;

S_p – питомі витрати, які залежать від видобутку рідини, грн/т;

β_0 – обводненість продукції, у частках одиниці;

S_2 – питомі витрати, які залежать від кількості газліфтного газу при газліфтній експлуатації свердловин, грн/1000 м³ газліфтного газу;

v – кількість газу для газліфтної експлуатації свердловини, млн м³;

S_n – питомі витрати, які залежать від видобутку нафти, грн/т;

S_n – питомі витрати, які залежать від обсягу напівфабрикату нафти, який передається на підготовку, грн/т;

κ'' – коефіцієнт переведення валового видобутку продукції у напівфабрикат, який розраховується за формулою:

$$\kappa'' = \frac{(Q^g - q_{впр})}{Q^g}, \quad (1.32)$$

де Q^g – власний валовий видобуток продукції у НГВУ, тис. т (млн м³);

$q_{впр}$ – внутрішньовиробничий оборот по напівфабрикату, тис. т (млн м³);

κ''' – коефіцієнт переведення напівфабрикату у товарну продукцію, який розраховується за формулою:

$$\kappa''' = \frac{Q''}{Q_{np}}, \quad (1.33)$$

де Q'' – обсяг товарної продукції у НГВУ, тис. т (млн м³);

Q_{np} – обсяг напівфабрикату на підготовку, тис. т (млн м³);

K_e – фактична кількість відпрацьованих діб, д.

Якщо фактичний чи прогнозний видобуток (дебіт) із свердловини за визначений період буде менший від граничного, то витрати на проведення геолого-технічного заходу (ГТЗ) не окуповуються.

Окрім цього, у методиці [87, с. 7] у якості технологічної межі доцільності проведення ГТЗ пропонується умова перевищення коефіцієнта технологічної ефективності K_{me}^1 після проведення заходу над коефіцієнтом технологічної ефективності K_{me}^0 до проведення заходу:

$$K_{me}^1 > K_{me}^0, \quad \text{або} \quad \frac{q_H^1 \cdot (100 - \beta^1)}{\beta^1} > \frac{q_H^0 \cdot (100 - \beta^0)}{\beta^0}, \quad (1.34)$$

де q_H^1, q_H^0 – середньодобовий дебіт свердловини відповідно після і до проведення ГТЗ, т/д;

β^1, β^0 – обводнення продукції відповідно після і до проведення ГТЗ, %.

Після розрахунку економічних показників роботи свердловини, проводять комплексну оцінку і приймають рішення про її роботу в подальшому (проведення ГТЗ з метою збільшення дебіту свердловини, кількості діб, яка має бути відпрацьована, переведення в інший фонд, консервацію чи ліквідацію свердловини).

Недоліками описаного методичного підходу є таке:

1. Значна періодичність (квартал, півроку, рік) оцінки ефективності роботи свердловин. Це призводить до збільшення збитків від експлуатації свердловин, за період між черговими оцінками, у той час як оцінка в режимі *on-line* дала б змогу одразу виявити нерентабельні свердловини і зменшувати економічно необґрунтовані фінансові втрати. Наприклад, св. 227 Долинського родовища ($Q_H = 0,002$ т/д, $Q_p = 0,109$ т/д) перейшла в категорію умовно-рентабельних із збитком 0,89 тис. грн / добу. Таким чином, здійснюючи аналіз не частіше одного разу на місяць, підприємство може втратити тільки від експлуатації цієї свердловини $0,89 \cdot 30 = 26,9$ тис. грн.

2. Застосування значної кількості коефіцієнтів k', k'', k''' , при цьому деякі із них визначаються не зовсім коректно. Наприклад, k' визначається шляхом ділення обсягів видобування нафти до суми обсягів видобування нафти у тис. тон та обсягів видобування попутного газу у млн m^3 , тобто

здійснюється сумування показників, визначених у різних одиницях виміру. Правильніше було б розраховувати цей коефіцієнт, привівши обсяги видобування нафти і попутного газу до кількості тон умовного палива.

3. Більш точний результат можна отримати визначаючи фінансовий результат на основі сумування доходів від обсягів видобутку окремих видів продукції (нафта, попутний газ, природний газ, конденсат), а не лише від основного продукту видобування (нафта, газ природний, конденсат), як зазначено у методиці [87, с. 3].

4. Не врахування змін вартості отриманих фінансових результатів внаслідок дії фактора часу.

Тому пропонується такий методичний підхід для визначення доцільності експлуатації свердловин, в основу якого покладено визначення фінансового результату за класичною формулою для розрахунку NPV з помісячним дисконтуванням і умову, яка визначається із наступної нерівності:

$$\Phi P = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T \frac{CF_{ti}}{(1+r)^{t/12}} - \sum_{k=0}^m \frac{I_k}{(1+r)^{k/12}} \geq B_K, \quad (1.35)$$

де CF_t – грошовий потік в кінці періоду t . Грошовий потік визначається за формулою:

$$CF_{ti} = (C_{ti} - Ce_{ti}) \cdot q_{ti}, \quad (1.36)$$

де C_{ti} – ціна i -го виду продукції, що видобувається із свердловини (нафта, попутний нафтовий газ, природний газ, конденсат) на момент оцінки доцільності експлуатації свердловини;

Ce_{ti} – собівартість видобування одиниці i -го виду продукції по даній свердловині, яка визначається на основі вдосконаленої методики розрахунку

нормативів експлуатаційних витрат [20, с. 216-219] в t -ому місяці (при цьому, зі складу експлуатаційних витрат слід виключити амортизаційні відрахування по свердловині, які є неявними доходами, і на їх величину повинні збільшуватись позитивні грошові потоки);

q_{it} – обсяг видобутку i -го виду продукції зі свердловини в t -ому місяці;

r – ставка дисконту;

T – кількість періодів, протягом яких будуть мати місце надходження грошових потоків при експлуатації свердловини, у місяцях;

k – кількість періодів, протягом яких будуть здійснюватися інвестиційні витрати на ГТЗ;

I_k – інвестиційні витрати, спрямовані на здійснення ГТЗ з підвищення ефективності роботи свердловини за період k ;

n – кількість видів продукції (нафта, попутний нафтовий газ, природний газ, конденсат), що видобувається із свердловини;

B_k – вивільнені кошти у результаті припинення експлуатації свердловини, які включають всі умовно-змінні та умовно-постійні витрати – на підтримання пластового тиску, витрати на оплату праці та нарахування на неї, загальновиробничі витрати та витрати на ремонтні роботи на конкретній свердловині.

Найбільш важливою складовою при розрахунках фінансових результатів є визначення експлуатаційних витрат для окремої свердловини. Як вже зазначалось, в Україні при нафтогазовидобуванні облік витрат за окремими об'єктами розробки (родовищами, покладами, свердловинами) не проводиться, і тому експлуатаційні витрати визначаються на 1 т нафти, 1000 м³ природного газу, 1000 м³ нафтового газу та 1 т конденсату на основі фактичних даних калькуляції нафтогазовидобувних підприємств загалом, з подальшим перерахунком на обсяги видобутку з конкретного об'єкта розробки чи свердловини.

Для їх визначення пропонується використати методику розрахунку нормативів експлуатаційних витрат [20, 107] для кожного виду продукції

нафтогазовидобувного підприємства, яка вдосконалена нами шляхом уточнення визначення окремих нормативів та скоригована із врахуванням змін, які відбулися у діючих на даний час в Україні методиках калькуляції витрат (таблиця 1.1).

При цьому експлуатаційні витрати з видобутку нафти і газу поділяються на дві групи:

змінні витрати, які залежать від обсягів видобутку продукції; до них належать витрати на сировину, основні і допоміжні матеріали, паливо, відрахування в бюджетні фонди, оплата послуг сторонніх організацій та ін.;

постійні витрати, які залежать від кількості свердловин. Сюди включаються витрати на оплату праці, відрахування на соціальні заходи, витрати на проведення поточних і капітальних ремонтів [107, с. 146].

Що стосується амортизації свердловин, то вона нараховується згідно встановлених у Податковому кодексі норм. Норми амортизації для свердловин встановлюються у відсотках до їх первісної вартості у такому розмірі (в розрахунку на рік) [116]:

1-й рік експлуатації – 10%;

2-й рік експлуатації – 18%;

3-й рік експлуатації – 14%;

4-й рік експлуатації – 12%;

5-й рік експлуатації – 9%;

6-й рік експлуатації – 7%;

7-й рік експлуатації – 7%;

8-й рік експлуатації – 7%;

9-й рік експлуатації – 7%;

10-й рік експлуатації – 6%;

11-й рік експлуатації – 3%.

Таблиця 1.1 – Нормативи експлуатаційних витрат при видобуванні нафти і газу*

Елементи витрат	Нормативи витрат				
	на 1 т нафти	на 1000 м ³ природного газу	на 1000 м ³ нафтового газу	на 1 т конденсату	
1	2	3	4	5	
1. Матеріали					
1.1 матеріали на видобуток нафти	грн/обсяг видобутку нафти	грн/обсяг видобутку газу	грн/обсяг видобутку газу	грн/обсяг видобутку конденсату	
1.2 матеріали на штучну дію на пласт	грн/обсяг видобутку нафти				
1.3 матеріали на збирання і транспортування нафти і газу	грн/обсяг видобутку нафти	грн/обсяг видобутку газу		грн/обсяг видобутку конденсату	
1.4 матеріали на підготовку нафти	грн/обсяг видобутку нафти				
2. Паливо і енергія на технологічні цілі					
2.1 електроенергія на технологічні цілі	грн/обсяг видобутку нафти	грн/обсяг видобутку газу		грн/обсяг видобутку конденсату	
2.2 енергія на газліфтну експлуатацію	грн/обсяг видобутку нафти грн/обсяг закачки води у пласт				
2.3 електроенергія на штучну дію на пласт					
2.4 електроенергія на збирання і транспортування нафти і газу	грн/обсяг видобутку нафти	грн/обсяг видобутку газу		грн/обсяг видобутку конденсату	
2.5 теплова енергія на збирання і транспортування нафти	грн/обсяг видобутку нафти	грн/обсяг видобутку газу			
2.6 електроенергія на підготовку нафти	грн/обсяг видобутку нафти				
2.7 теплова енергія на підготовку нафти	грн/обсяг видобутку нафти				
2.8 паливо на збирання і транспортування нафти і газу	грн/обсяг видобутку нафти	грн/обсяг видобутку газу		грн/обсяг видобутку конденсату	
2.9 паливо на підготовку нафти	грн/обсяг видобутку нафти				
3. Витрати на оплату праці					
3.1 Основна заробітна плата					
3.1.1 основна заробітна плата на видобуток	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. і нагніт. свердловин	
3.1.2 основна заробітна плата на штучну дію на пласт	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин				
3.1.3 основна заробітна плата на збирання і транспортування нафти	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин				
3.1.4 основна заробітна плата на підготовку нафти	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин				

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5
3.2. Додаткова заробітна плата				
3.2.1 додаткова заробітна плата на видобуток нафти	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. і нагніт. свердловин
3.2.2 додаткова заробітна плата на штучну дію на пласт	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин		грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	
3.2.3 додаткова заробітна плата на збирання і транспортування нафти	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин		грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	
3.2.4 додаткова заробітна плата на підготовку нафти	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин		грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	
4. Відрахування на соціальні заходи				
4.1 відрахування на соціальні заходи на видобуток нафти і газу	грн/фонд видоб. нафтових і нагнітальних свердловин	грн/фонд видоб. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. і нагніт. свердловин
4.2 відрахування на соціальні заходи на штучну дію на пласт	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин		грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	
4.3 відрахування на соціальні заходи на збирання і транспортування нафти	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин		грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	
4.4 відрахування на соціальні заходи на підготовку нафти	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин		грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	
5. Амортизація				
5.1 амортизація свердловин	грн/балансова вартість нафт. і нагніт. свердловин	грн/балансова вартість видоб. газ. свердловин	грн/балансова вартість видоб. нафт. свердловин	грн/балансова вартість видоб. газ. свердловин
5.2 амортизація решти основних засобів	грн/балансова вартість осн. засобів	грн/балансова вартість осн. засобів	грн/балансова вартість осн. засобів	грн/балансова вартість осн. засобів
6. Послуги з утримання та експлуатації обладнання				
6.1 послуги утримання та експлуатації обладнання та споруд	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин
6.1.1 послуги з ремонту експлуатаційного обладнання	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин
6.1.2 послуги з ремонту електрообладнання	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин
6.1.3 послуги з ремонту контрольно-вимірювальних приладів	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин
6.1.4 послуги з прокату експлуатаційного обладнання	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин
6.1.5 послуги з прокату електрозаглибних установок	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин

Закінчення таблиці 1.1

1	2	3	4	5
6.1.6 витрати на утримання і експлуатацію обладнання персоналом цехів основного виробництва	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин
6.1.7 витрати на ремонтні та неремонтні роботи в свердловинах	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин
6.1.8 витрати на ремонт інших споруд	грн/балансова вартість осн. засобів	грн/балансова вартість осн. засобів	грн/балансова вартість осн. засобів	грн/балансова вартість осн. засобів
6.2 Оренда	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. свердловин	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. свердловин
6.3 Страхування	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газових свердловин	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газових свердловин
6.4 Інші витрати	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видобувних газових свердловин	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видобувних газових свердловин
7. Послуги виробничого характеру				
7.1 структурних одиниць	грн/обсяг видобутку нафти	грн/обсяг видобутку газу	грн/обсяг видобутку газу	грн/обсяг видобутку конденсату
7.2 сторонніх організацій	грн/обсяг видобутку нафти	грн/обсяг видобутку газу	грн/обсяг видобутку газу	грн/обсяг видобутку конденсату
8. Загально-виробничі витрати:				
8.1 цехів основного виробництва	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин
8.2 структурних підрозділів загально-виробничого призначення	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин
9. Адміністративні витрати	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин
10. Витрати на збут	грн/обсяг видобутку нафти	грн/обсяг видобутку газу	грн/обсяг видобутку газу	грн/обсяг видобутку конденсату
11. Інші операційні витрати	грн/фонд видоб. нафт. і нагніт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин	грн/фонд видобув. нафт. свердловин	грн/фонд видоб. газ. свердловин

* складено автором з використанням «Інструкції з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу» ПАТ «Укрнафта»

При розрахунку амортизаційних відрахувань по свердловинах необхідно враховувати збільшення їх балансової вартості внаслідок проведення капітальних ремонтів, реконструкцій, модернізацій та інших поліпшень.

Підприємства мають право протягом звітного року віднести до валових витрат будь-які витрати, пов'язані з проведенням ремонту, реконструкції, модернізації та іншим поліпшенням свердловин, що використовуються для розробки нафтових та газових родовищ, у сумі, що не перевищує 10% вартості свердловин. Витрати, що перевищують зазначену суму, включають до балансової вартості відповідної групи основних засобів та підлягають амортизації.

Індексація балансової вартості свердловин, що використовуються для розробки нафтових та газових родовищ, не проводиться.

З метою належного врахування фактора часу ставку дисконту пропонується визначати за методичним підходом, запропонованим Я. С. Витвицьким [20, с. 192], який дозволяє враховувати ризики, що існують при розробці конкретного нафтового родовища (Додаток А, таблиця А.1).

Оскільки передбачається помісячне дисконтування грошових потоків необхідно отриману ставку дисконту розділити на 12.

На основі удосконаленого методичного підходу для визначення доцільності експлуатації свердловин проведемо розрахунок економічних показників роботи нафтових свердловин – свердловини 24 Качанівського родовища і свердловини 191 Північно-Долинського родовища. Результати розрахунку представимо у Додатку Б.

У результаті проведених розрахунків визначено, що в цілому за рік роботи свердловини 24-Качанівська дисконтований фінансовий результат від реалізації нафти і нафтового газу склав 7,6 млн грн, що свідчить про рентабельність експлуатації свердловини. Фінансовий результат від реалізації лише нафти, обчислений згідно методики [87], склав би 7,1 млн грн.

Для свердловини 191-Північно-Долинська дисконтований фінансовий результат від реалізації продукції склав 1995,8 тис. грн із врахуванням витрат на проведення кислотного гідророзриву пласта у розмірі 694,5 тис. грн, що свідчить про рентабельність її експлуатації. Розрахувавши аналогічні показники роботи свердловини згідно методики [87], зроблено висновок, що свердловину варто віднести до категорії умовно-рентабельних.

Таким чином, запропонований удосконалений методичний підхід забезпечує більшу точність і вірогідність прийняття правильного управлінського рішення щодо подальшої експлуатації свердловини.

Технологія прийняття управлінських рішень щодо економічної доцільності подальшої експлуатації свердловини зображена на рисунку 1.6.

На першому етапі здійснюється аналіз фонду свердловин з метою виявлення свердловин зі значно погіршеними за час експлуатації характеристиками, робота яких із різних причин не може вважатися ефективною (малодебітні, закольматовані, значно обводнені тощо).

На другому етапі здійснюють аналіз динаміки дебітності та витрат на видобуток нафти протягом часу експлуатації свердловини та їх порівняння з проектними показниками.

На третьому етапі здійснюється розрахунок величини витрат, які можуть бути вивільнені у результаті зупинення роботи свердловини.

На четвертому етапі на свердловині доцільно провести гідродинамічні та геофізичні дослідження для виявлення причини низької ефективності роботи свердловини. Грунтуючись на результатах цих досліджень, обирають заходи, які мають бути спрямовані на покращення техніко-економічних показників роботи свердловини. Проте до проведення таких заходів необхідно визначити їх ефективність.

Тому, на п'ятому етапі визначається доцільність проведення ГТЗ, розраховується межа беззбитковості експлуатації свердловини після проведення заходу.

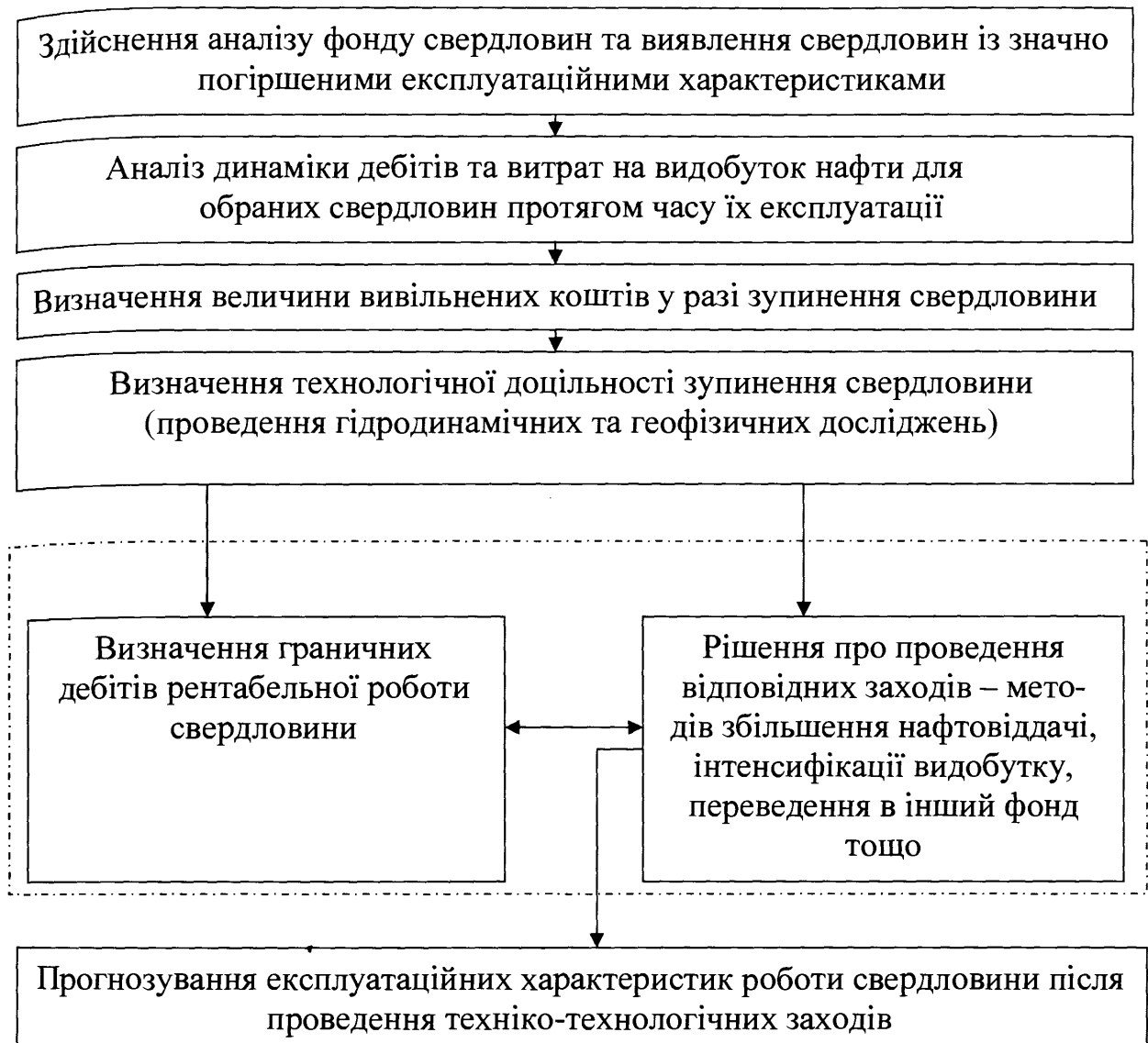


Рисунок 1.6 – Процедура прийняття управлінських рішень про економічну доцільність подальшої експлуатації свердловини

* Джерело: удосконалено автором на основі [87]

Останній етап включає в себе розрахунок технічно можливого обсягу видобутку продукції і періоду роботи свердловини, протягом якого вона буде рентабельною.

З метою оптимізації діючого фонду видобувних свердловин нами запропоновано введення методу покрокової ітерації у формі, представленій у таблиці 1.2, починаючи з першого базового варіанту.

Під останнім розуміють повне використання видобувних можливостей діючого фонду свердловин і відповідні йому техніко-економічні показники.

Кількість кроків ітерації визначається аналізом розриву між рівнем рентабельності базового варіанту і необхідного значення рентабельності для компанії загалом.

Таблиця 1.2 – Ітерація варіантів оптимізації діючого фонду свердловин

Показники	Базовий варіант	Варіанти покрокової ітерації			
		1	2	...	i
Кількість свердловин	+	+	+		+
Кількість свердловин, що виводяться	-	+	+		+
Видобуток нафти, тис. т	+	+	+		+
Втрати у видобутку нафти, тис. т	-	+	+		+
Виручка від реалізації нафти, тис. т	+	+	+		+
Експлуатаційні витрати, тис. грн	+	+	+		+
Вивільнені експлуатаційні витрати, тис. грн	-	+	+		+
Прибуток, тис. грн	+	+	+		+
Рентабельність, %	+	+	+		+

Треба зазначити, що важливим і достатньо складним питанням є визначення вивільнених коштів в результаті зупинки окремих свердловин. При їх визначенні, на основі аналізу статей калькуляції і їх розшифровки виділяються умовно-змінні витрати, які залежать від зміни основних об'ємних показників видобутку нафти і умовно-постійні витрати, що відносяться на свердловину діючого фонду. При цьому розмір вивільнених витрат визначається часткою умовно-змінних витрат в загальній сумі експлуатаційних витрат по групі нерентабельних свердловин.

По варіанту, що забезпечує необхідний рівень рентабельності для компанії в цілому, встановлюються номери нерентабельних свердловин, родовища і приналежність їх до НГВУ. Після цього геологічні і економічні служби визначають групу свердловин, які необхідно зупинити чи перевести в інші категорії.

Оскільки всі НГВУ є структурними одиницями нафтових компаній, прийняття рішень в НГВУ, що стосуються зупинки окремих видобувних свердловин, повинні бути узгодженими з економічними інтересами компанії. У

зв'язку з цим, рішення про експлуатацію свердловин необхідно приймати послідовно на двох рівнях: нижньому – НГВУ за диференційованими цінами, верхньому – компанії в цілому за єдиною ціною реалізації нафти.

Використання на практиці розробленого методичного підходу дасть можливість проводити на нафтогазовидобувних підприємствах цілеспрямовану роботу із покращення використання фонду свердловин як на стадії проектування, так і розробки, визначати групи нерентабельних свердловин, розробляти заходи із інтенсифікації видобування нафти для конкретних свердловин, що в свою чергу впливатиме на ефективність роботи нафтогазовидобувного підприємства загалом.

Висновки до I розділу:

1. Розроблено класифікацію основних факторів, що впливають на ефективність нафтовидобування за наступними ознаками: соціально-економічні, геолого-промислові, географо-екологічні, організаційно-технічні. Визначено, що для оцінки ефективності проектів дорозробки родовищ необхідний принципово інший методичний підхід, який буде базуватися на поділі і окремому аналізі грошових потоків, що виникають при дорозробці родовища, розрахунку всіх показників інвестиційного проекту, включення у порівнювані варіанти дорозробки тільки рентабельного розбурювання продуктивних покладів і економічно ефективних ГТЗ.

2. Запропоновано вдосконалену систему показників, що ґрунтується на методичних рекомендаціях з оцінки ефективності інвестиційних проектів і адаптована до умов нафтовидобувного комплексу із врахуванням стану вироблених родовищ на пізній стадії експлуатації. Це наступні показники: економічний ефект інвестиційного проекту розробки; дисконтований економічний ефект; реальний ефект; дисконтований реальний ефект; реальна внутрішня норма рентабельності проекту дорозробки родовища; реальна

рентабельність загальних витрат; термін окупності проекту підвищення нафтовіддачі; екологічний ефект (рівень природоохоронних витрат); критерій доцільності впровадження проекту підвищення нафтовилучення родовища.

3. Систематизовано існуючі методи інтенсифікації видобування нафти, проаналізовано світовий досвід застосування МПН, виявлено взаємозв'язок між стадіями розробки родовищ і застосуванням на них методів інтенсифікації видобування вуглеводнів. Також проаналізовано існуючі підходи до оцінки економічної ефективності МПН і зроблено висновок, що незважаючи на значний досвід застосування МПН та інтенсифікації в нашій країні, проблеми при оцінці економічної ефективності їх використання залишаються значними і потребують удосконалення. Особливої уваги заслуговує проблема обґрунтування величини нормативу для приведення різночасових витрат та його диференціації залежно від гірничо-геологічних умов розробки родовища, які можуть суттєво змінюватися, по-перше, у часі, а по-друге, не тільки в межах одного родовища, але й покладу. Це зумовлює необхідність застосування диференційованого підходу до їх оцінки, що і буде здійснено у наступних розділах дисертаційної роботи.

4. Визначено основні завдання раціонального використання свердловин та розроблено удосконалений методичний підхід для визначення граничних меж технологічної можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин, який на відміну від існуючих методичних підходів базується на помісячному визначенні економічних показників експлуатації нафтогазовидобувних свердловин, враховує фактор часу та дає змогу оперативно приймати виважені управлінські рішення щодо доцільності їх подальшої експлуатації.

Основні результати розділу опубліковані у працях [56], [57], [59], [60], [61], [62], [114], [115].

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТА РЕЗУЛЬТАТІВ ОСВОЄННЯ ЗАЛИШКОВИХ ЗАПАСІВ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

2.1 Характеристика стану ресурсного забезпечення нафтовидобування в Україні

Згідно з існуючими прогнозами питома частка вуглеводнів у світовому балансі виробництва та споживання енергоносіїв збережеться на теперішньому рівні щонайменше до 2050 року [109]. В Україні вуглеводні також є основними енергоносіями, так як їх частка серед первинних енергоресурсів перевищує 40 відсотків загального енергоспоживання. Тим часом, за наявності значних запасів вуглеводнів Україні вдається за останні роки лише зберігати щорічний обсяг видобутку вуглеводнів, в середньому, на рівні 4 млн т нафти з конденсатом та 18-20 млрд м³ газу, що, відповідно, дорівнює 10 і 20 відсоткам від їх загального споживання [49]. Це створює для України, з її виключно великою енергоємністю промисловості, значні економічні та політичні труднощі. Тому забезпеченість власною вуглеводневою сировиною – це стратегічно важливе завдання для нашої держави [79, с. 56]. Для його вирішення необхідно надавати належну увагу розвитку нафтогазового комплексу і його науковому супроводу.

Україна є державою зі значним вуглеводневим потенціалом надр [49, 79, 109]. Її геологічна будова з Українським щитом посередині, що облямований зонами перикратонного опущення, глибокими різновіковими прогинами, складчасто-орогенними спорудами, характеризується наявністю всіх основних типів геологічних структур континентального, а, враховуючи особливості западини Чорного моря, деякою мірою і океанського блоків.

Проблеми ресурсного забезпечення нафтовидобувної галузі розглядалися у роботах значної кількості дослідників: Лукіна О. Ю. [79], Євдошук М. І. [44], Ковалка М. П. [95], Вуля М. А. [24], Зейкана О. [111]. Однак, у цих роботах не

акцентувалась увага на суто економічних проблемах, розв'язання яких має сприяти збільшенню обсягів власного нафтовидобування в Україні.

Початкові потенційні ресурси вуглеводнів України, в переліку на умовне паливо оцінюються в 9322,7 млн т, з яких нафта з конденсатом складає 1643,4 млн т (17,6 %). Початкові розвідані запаси вуглеводнів (кат. А+В+С₁), що розробляються, складають 3501,1 млн т у.п. Ресурси нафти розвідані на 37 %, вільного газу – на 39 %, а ступінь виробленості (частина накопиченого видобутку в початкових потенційних ресурсах) складає відповідно 27,4 % і 25,5 %, тобто 7004,3 млн т у.п. (75,1 %) початкових потенційних ресурсів залишаються ще в надрах, з яких 5 821,6 млн т у.п. відносяться до категорії нерозвіданих [105].

Ресурси вуглеводневої сировини в Україні приурочені до трьох регіонів: Східного (Дніпровсько-Донецька западина і північно-західна частина Донбасу) – 42 %, Західного (Волино-Подільська плита, Прикарпаття, Карпати і Закарпаття) – 23,5 % і Південного (Причорномор'я, Крим та шельф у межах виключно морської економічної зони Чорного та Азовського морів) – 34,5 % [49].

Майже половина із нерозвіданих ресурсів вуглеводнів пов'язана з надрами Східного регіону, де не розвідано від початкових сумарних ресурсів – 2565,2 млн т у.п., у тому числі газу – 2181,4 млрд м³, нафти і конденсату – 383,8 млн т [49]. У Чернігівському відділенні УкрДГРІ на основі апробованого в Західному Сибіру геолого-математичного моделювання визначено, що у Дніпровсько-Донецькому басейні має бути відкрито принаймні ще 5 великих, 20 середніх і більше 500 дрібних родовищ [109].

Однак зазначені ресурси Східного регіону – це лише частина його значно більших диверсифікованих геологічних вуглеводневих ресурсів. За даними О.Ю. Лукіна, ще не менше 5 млрд т у.п. зосереджено в різновікових рифогенно-карбонатних комплексах. В Україні їх перспективність доведена відкриттям низки нафтових і газоконденсатних родовищ та покладів, хоча ступінь освоєння їх ресурсів не перевищує 10 % [109]. Значні нерозвідані

ресурси пов'язані з так званими неантиклінальними пастками та безкорінними структурами. Кількість таких об'єктів дуже велика, але для створення на їх основі відповідного резервного фонду структур необхідні роботи з наукового прогнозування і детальні геофізичні роботи на рівні сучасних світових технологій.

Дуже великий вуглеводневий потенціал зосереджений в інтервалі глибин від 5 до 10 км. Тут варто згадати, що Дніпровсько-Донецька западина займає одне з перших місць у світі за кількістю родовищ з покладами на глибинах більше 5 км, які відкриті за радянських часів за рекомендаціями вчених Національної академії наук та УкрДГРІ [109]. Таким чином, у Східному регіоні є достатній потенціал для нарощування обсягів видобутку нафти та газу.

Початкові сумарні ресурси Західного регіону станом на 1 січня 2010 р. становили 1464,2 млн т у.п., з них 988,2 млрд м³ газу та 476 млн т нафти і конденсату. Ступінь реалізації початкових сумарних ресурсів вуглеводнів тут становить 41,8 %. Нерозвідана залишкова частина запасів становить 867,4 млн т у.п. Поточна кількість прогнозних і перспективних ресурсів нафти і газу, яка може бути першочерговою основною для відкриття нових родовищ та приросту запасів вуглеводнів, досягає 2603 млн т нафти і 157,7 млрд м³ вільного газу. Є певні перспективи відкриття значних за запасами родовищ у піднасувній частині Передкарпаття (Карпатський автохтон) та в інших ділянках Західного регіону, великі території якого, зокрема Волинське Поділля, характеризуються дуже низькою щільністю буріння. Отже, і у Західному регіоні також є значні перспективи для нарощування розвіданих запасів вуглеводнів та їх видобутку [49].

У Південному регіоні – це Причорномор'я, Крим та шельф у межах морської економічної зони Чорного та Азовського морів – реалізовано тільки 4,4 % початкових сумарних ресурсів, що загалом становлять 2619,6 млн т вуглеводнів, з яких газ – 2208,0 млрд м³ і нафта з конденсатом – 411,6 млн т. Причому, у Чорному морі існує велика ймовірність відкриття родовищ-гігантів.

Отже, потенціал цього регіону для приросту запасів вуглеводнів є найбільш перспективним.

Якщо згадати ще і додаткові нерозвідані науково-обґрунтовані ресурси вуглеводнів України, що залягають до глибини 7 км, то за даними О. Ю. Лукіна [79, с. 63] вони оцінюються мінімально у 50 млрд т у.п., у тому числі: традиційні ресурси вуглеводнів 20 млрд т у.п.; нетрадиційні ресурси (важкі нафти, бітуми, залишкова нафта – не менше 2 млрд т у.п.); центральнобасейновий газ – не менше 10 млрд т у.п.; вугільний метан – не менше 10 млрд т у.п.; газогідратний метан (український сектор Чорного моря) – 7 млрд т у.п. М. І. Євдощук [44, с. 16] вважає, що з урахуванням поповнення газоконденсатних, газових і нафтових родовищ з глибинних джерел вуглеводнів, нерозвідані додаткові ресурси вуглеводнів України можуть досягати щонайменше 80 млрд т у.п.

Ступінь освоєння початкових сумарних видобувних ресурсів становить: у Східному регіоні – 58 %, у Західному – 45 %, у Південному – 8 %, загалом по Україні – 37 %. Таким чином, за умови належного організаційного, економічного та технологічного розвитку галузі у найближчі 10-15 років в Україні може бути видобуто з традиційних родовищ на помірних глибинах не менше вуглеводневої сировини, ніж видобуто за весь попередній час експлуатації українських надр. Причому мова йде лише про ті ресурси, що мають забезпечення значним резервним фондом виявлених та підготовлених для буріння локальних структур. Про реальність цих перспектив свідчить відкриття, причому з великим коефіцієнтом успішності, за десять років ХХІ століття 50 родовищ, пов'язаних саме з такими об'єктами [109].

Загалом у Східному, Західному та Південному нафтогазовидобувних регіонах, а це майже 81 % загальної території України [109], станом на 01.01.2011 р. відкрито 387 родовищ нафти, газу і газового конденсату (відповідно 230, 112 і 46) [109].

З українських надр за всі попередні роки видобуто близько 396,4 млн т нафти і конденсату та близько 1,9 трлн м³ вільного газу [49]. Після досягнення

максимального видобутку нафти – 13,9 млн т у 1972 р. і газу – 68,7 млрд м³ у 1975 р., незважаючи на введення в розробку низки нових родовищ, рівень видобутку вуглеводневої сировини поступово почав знижуватись, а приріст розвіданих запасів перестав його випереджати [95, с. 18-19].

Падіння видобутку нафти і газу в Україні з кінця 70-х років було зумовлене, передусім, значною виснаженістю найбільших родовищ, а не різким зменшенням ресурсної бази, яка і тепер продовжує залишатися значною [24, с. 33]. Одночасно з падінням видобутку вуглеводнів на великих родовищах не залучались до розробки менші за запасами поклади, що залягають на більших глибинах, які важко освоювати. У той час, це б спричинило зниження ефективності геологорозвідувальних робіт, що суперечило концепції розвитку нафтогазового комплексу СРСР. Після розпаду СРСР у зв'язку з кризовим станом економіки України до цих причин додалися інші: скорочення обсягів глибокого пошуково-розвідувального буріння, різке зменшення капіталовкладень у модернізацію та реконструкцію об'єктів нафтогазового комплексу, призупинення вдосконалення технологічних процесів у нафтогазовидобуванні, згортання дослідно-промислових робіт із підвищення нафтовіддачі пластів, несприятлива рентна та податкова політика, низький рівень розрахунків за видобуті та спожиті нафту і газ [20, с. 80-81].

На жаль, занепад української нафтогазовидобувної індустрії наприкінці минулого століття зумовив кризу вітчизняного паливно-енергетичного комплексу. Обсяг власного видобутку в Україні у 2012 році становив 19,9 млрд м³ газу та 3,4 млн т нафти з конденсатом. Зокрема, підприємствами НАК «Нафтогаз України» видобуто понад 2,9 млн т нафти і газового конденсату та 18,2 млрд м³ газу. НАК «Надра України» та інші підприємства за цей період видобули 294 тис. т нафти і 1,7 млрд м³ газу.

Але було б помилкою робити на цій підставі висновок про виснаження потенціалу надр України і доцільність остаточного згортання геологорозвідувальних робіт. В Україні має змінитись стратегія розвитку нафтогазового комплексу у зв'язку з необхідністю забезпечення максимально

можливого рівня власного видобутку нафти і газу, навіть ціною зниження ефективності робіт, адже імпортне вуглеводневе паливо значно дорожче.

Вирішення цього завдання можливе через збільшення обсягу та підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт, відкриття нових родовищ та нових нафтогазоносних горизонтів на існуючих родовищах. Здійснити це можна тільки за умови належного фінансування перспективних робіт, зосередження зусиль і фінансових потоків у напрямі забезпечення щорічного приросту ресурсної бази вуглеводнів.

Якщо розглядати структуру виконаних геологорозвідувальних робіт, то останніми роками майже 80 % обсягів пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ в Україні і 90 % приросту розвіданих запасів вуглеводнів забезпечує НАК «Нафтогаз України». Національною програмою «Нафта і газ України до 2010 року» передбачалось, що у 2010 році підприємство НАК «Нафтогаз України» доведе обсяг пошуково-розвідувального буріння до 418 тис. м, а приріст розвіданих запасів вуглеводів – до 46,6 млн т у.п. Нинішніми обсягами пошуково-розвідувального буріння компанії фактично вдається компенсувати приростом запасів поточний видобуток, у той час як для стабільного нарощення видобутку, як свідчить світова практика, приріст запасів у 2-3 рази повинен перевищувати обсяг видобутку [111, с. 59].

Основною причиною такого стану справ є недостатній обсяг коштів для проведення геологорозвідувальних робіт. Слід зазначити, що джерелами фінансування геологорозвідувальних робіт, які використовуються для забезпечення приросту видобутку вуглеводів, є видатки із спеціального фонду державного бюджету, що формуються за рахунок надходжень від зборів, які сплачують гірничодобувні підприємства за геологорозвідувальні роботи.

Наприклад, у 2010 році підприємствами НАК «Нафтогаз України» нараховано і перераховано до державного бюджету збір за геологорозвідувальні роботи в сумі 251 млн грн, а отримано на проведення геологорозвідувальних робіт 63 млн гривень, за ліміту 191 млн гривень [109].

Однак подолати хронічне недофінансування геологорозвідувальних робіт в умовах фінансової кризи найближчим часом навряд чи вдасться. Необхідно докорінно змінювати фінансування геологічної галузі за цільовим призначенням [137]. З радянських часів і до тепер існує система проведення пошукового буріння за кошти держбюджету, а критерієм ефективності є приріст запасів в одиницях умовного палива. Причому враховується приріст запасів по всіх, без виключення родовищах, основна частина яких відноситься до дрібних і дуже дрібних. Якщо врахувати, що в Україні вже більше 20-ти років не відкриваються навіть середні родовища, то стає зрозумілим, що накопичення запасів за рахунок дрібних і дуже дрібних родовищ є економічно недоцільним [44, с. 18].

У таких умовах необхідно сконцентрувати обмежені ресурси на здійснення комплексу геолого-економічних досліджень по переінтерпретації результатів геологорозвідувальних робіт нетрадиційними методами, економічній оцінці запасів і ресурсів вуглеводнів у надрах із застосуванням концепції дисконтування, теорії реальних опціонів [20, с. 394], економічній оцінці проектів і варіантів розробки із застосуванням буріння похилоспрямованих свердловин з боковими стовбурами, інших сучасних технічних і технологічних рішень і на цій основі здійснити обґрунтування черговості введення в розробку найбільш перспективних малих родовищ. Навіть Росія з її гігантськими запасами приступила до їх активного освоєння. Також треба зазначити, що малі родовища можуть бути освоєні на місцевому рівні шляхом залучення приватних інвестицій і це буде значним резервом і допомогою в нарощенні власного видобутку вуглеводнів.

Окрім нарощування розвіданих запасів та їх введення у розробку, як зазначено в роботі [79, с. 64], самостійним значним резервом вуглеводневої сировини в Україні є залишкова нафта і конденсат родовищ, що вже тривалий час експлуатуються. Зокрема, аналіз коефіцієнтів вилучення нафти в різних регіонах показує, що він у середньому становить 22,2 % (Східний регіон – 28,5 %, Західний регіон – 16,5 %). По більшості нафтових родовищ досягнутий

поточний коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 25-33 %, а в окремих випадках – не перевищує 10-20 %. Для родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів кінцевий коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 10-15 %, а у деяких випадках – він менший 10 %. За сучасних технологій і техніки нафтовидобування очікуваний коефіцієнт нафтовилучення родовищ України становитиме близько 35,2 % (Східний регіон – 45,7 %, Західний регіон – 25,5 %). Це дозволяє лише на відомих нафтових родовищах оцінювати ресурси залишкової нафти в обсязі понад 500 млн м³. Тому на найближчу перспективу основний видобуток вуглеводневої сировини в Україні забезпечуватиметься здебільшого з родовищ, що вже розробляються [72, с. 7].

Розподіл залишкових запасів нафти (за кат. A+B+C₁) по нафтогазопромислових регіонах України станом на 01.01.2010 р. зображено на рисунку 2.1.

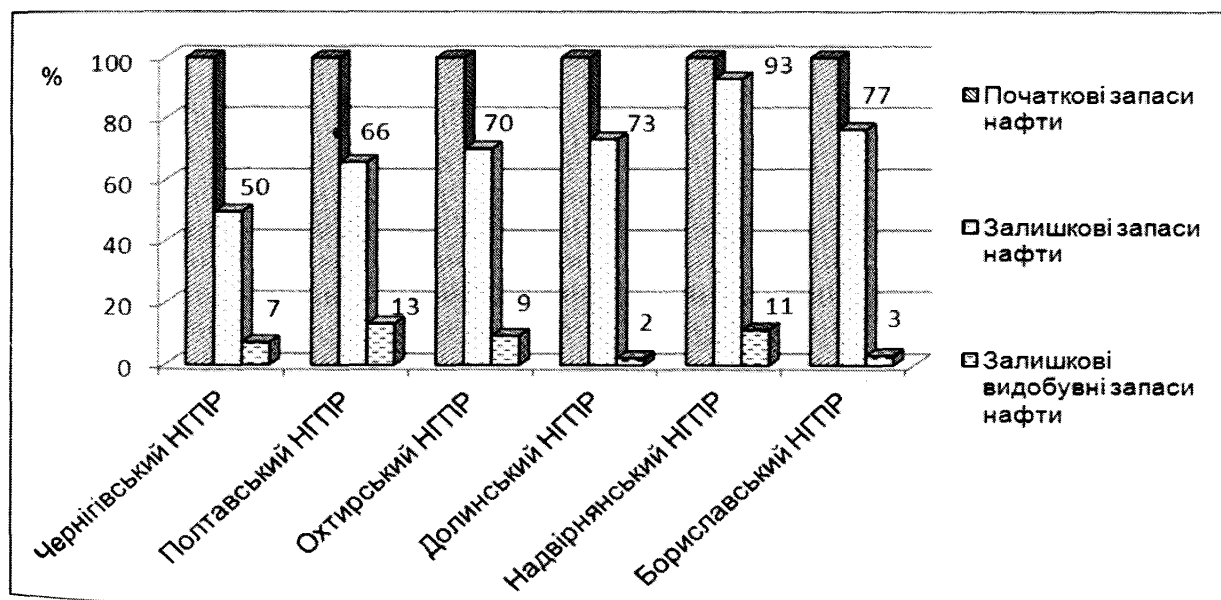


Рисунок 2.1 – Розподіл залишкових запасів нафти в регіонах України

Структура запасів нафти показує, що частка залишкових запасів нафти в цілому по Україні складає 71 %, причому видобувних із них (за класом 111, 121) – 7 %. По Східному регіону величина залишкових запасів нафти становить 63 % від початкових, по Західному регіону відповідно 78 %. Питома вага видобувних залишкових запасів по Східному і Західному регіонах становить

9,4 % і 4 % відповідно, що свідчить про необхідність підвищення ефективності та збільшення обсягів робіт з інтенсифікації видобутку нафти і газу, залучення у розробку важковидобувних запасів [21, с. 26].

В основу віднесення запасів вуглеводнів до категорії важковидобувних покладено геолого-промислові умови їх залягання, фізичні властивості вуглеводнів, ступінь вироблення запасів та співвідношення фаз. Запаси вуглеводнів відносяться до важковидобувних за умов [66, с. 4]:

- залягання в низькопроникних колекторах (менше $0,05 \text{ мкм}^2$ для нафти і менше $0,02 \text{ мкм}^2$ для природного газу);

- наявності нафтових облямівок і підгазових зон нафтогазоконденсатних родовищ з ефективною потужністю нафтового покладу менше 30 м і шириною до 200 м;

- розташування в морських акваторіях;

- розташування в межах державних заповідників, заказників та охоронних зон виробленості запасів нафти понад 80 % і газу понад 85 %;

- обводненості понад 80 % при вилученні більше 60 % видобувних запасів;

- динамічної в'язкості нафти в пластових умовах більше 30 мПа·с.

Поняття «важковидобувні запаси» на сьогодні сформульовано, виходячи з виробничих критеріїв, які зумовлюються затратними, високотехнологічними, науко і капіталоємними процесами для розробки нафтових і газових родовищ з важковидобувними запасами. Однак по суті розробка родовищ з такими запасами є малорентабельна або взагалі збиткова.

Проблема розробки родовищ з важковидобувними запасами у першу чергу економічна, а не технологічна. Указ Президента України [134] щодо розробки родовищ з важковидобувними запасами надавав певні податкові пільги підприємствам, що розробляють такі родовища, тобто покращував рентабельність їх розробки. Також диференціація запасів на активні і важковидобувні дозволяє оцінювати стан ресурсної бази та частково стан та умови розробки родовищ.

Характерно, що дві третини важковидобувних запасів залягають у покладах на глибинах більше 2500 м і більше 57 % зосереджені на родовищах Прикарпаття, де практично всі запаси нафти відносяться до категорії важковидобувних [45, с. 30].

Загалом, із середини 70-х років спостерігається постійне погіршення структури геологічних запасів нафти і газу, що пов'язано з неухильним збільшенням частки важковидобувних запасів у загальних їх обсягах. Це обумовлено двома причинами.

До першої і основної причини можна віднести випереджувальне вилучення активних запасів у порівнянні з важковидобувними.

До другої причини можна віднести незначні прирости нових запасів вуглеводнів, які кратно менші поточних обсягів видобутку і, до того ж, як правило, належать до важковидобувних.

Особливості розробки важковидобувних запасів нафти зумовлені критеріями їх віднесення до важковидобувних, а це формує і особливі підходи як до проектування процесів їх розробки, так і до технічного та технологічного їх забезпечення.

За особливостями розробки важковидобувних запасів вуглеводнів родовища нафти і газу можна розділити на дві групи – це родовища, які мали початково активні запаси і в процесі довготривалої розробки перейшли до категорії важковидобувних як виснажені, і родовища, запаси яких з початку їх відкриття відносяться до важковидобувних [45, с. 30].

Щодо виснажених родовищ, то на сьогодні конкретного визначення й оцінки виснаження родовища немає. Це пов'язано з тим, що категорія виснаження родовищ належить до якісних характеристик. На думку авторів [139, с. 63], основним критерієм для віднесення родовища до категорії виснажених можуть слугувати поточні економічні показники його розробки. Як правило, під цим розуміють стадію розробки родовища, на якій продовження видобутку вуглеводнів завдає підприємству збитків або кошти, що вкладаються в розробку родовища з метою підтримання видобутку вуглеводнів,

забезпечують прибуток, але менший від ставки рефінансування Національного Банку України.

Нечіткість формулювання та визначення категорії виснаженого родовища зумовлені низкою об'єктивних причин [139, с. 63]:

- економічні показники розробки родовища можуть бути негативними, але залишкові видобувні запаси є значними;
- неможливість чітко сформулювати вимоги до сучасних техніки і технологій, якими визначаються як рівні видобутку вуглеводнів, так і поточні витрати на їх забезпечення;
- економічні показники залежать від кон'юнктури ринку, існуючої системи оподаткування, ефективності систем менеджменту і маркетингу підприємства.

З технологічних позицій до категорії виснажених родовищ необхідно відносити ті, на яких досягнута гранична частка повноти вилучення запасів вуглеводнів на сучасному рівні техніки і технологій.

У зв'язку з цим до виснажених треба відносити родовища, виходячи з двох критеріїв:

- економічного – за досягнення межі рентабельності видобутку вуглеводнів на родовищі, після чого необхідне застосування економічного стимулювання для проведення подальшого видобутку на ньому;
- технологічного – за досягнення граничних коефіцієнтів нафтовилучення на родовищі поряд з економічним стимулюванням необхідне впровадження якісно нових технологічних і технічних рішень.

У виснажених родовищах ще містяться значні залишкові запаси вуглеводнів. У більшості виснажених нафтових родовищ досягнутий коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 25-33 %, а в окремих випадках дорівнює лише 10-20 % [139, с. 63]. В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні залучення в розробку залишкових запасів вуглеводнів виснажених родовищ має державне значення, що потребує пошуку нових технологій, у тому числі нетрадиційних, з метою продовження розробки родовищ.

Як зазначено в роботі [20, с. 111], повніше вилучення вуглеводневої сировини з уже розвіданих покладів дасть змогу поліпшити поточний рівень видобутку у старих нафтових районах на підготовлених, облаштованих площах, забезпечених кваліфікованою робочою силою. Слід зазначити, що підвищення нафтовилучення зі старих родовищ на 1% рівноцінно відкриттю нового родовища з видобувними запасами понад 10 млн т нафти [20, с. 111].

Цього можна досягнути шляхом удосконалення системи розробки родовищ нафти і газу, впровадження технологій підтримання пластового тиску, вилучення залишкової нафти із обводнених нафтових родовищ і сконденсованих вуглеводнів із виснажених газоконденсатних родовищ, залучення у розробку нафти зі слабодренованих і застійних зон, оптимізацією систем розміщення свердловин на площі родовищ тощо. Але всі проекти такого типу повинні також мати належне техніко-економічне обґрунтування та проходити економічну експертизу [146].

Не менш важливим завданням є розроблення гнучкого та зрозумілого механізму оподаткування галузі з досягненням максимального балансу інтересів держави та надрокористувачів за умови збереження економічних мотивацій для них.

На даний час в Україні законодавчо не врегульовано процес отримання податкових пільг для нафтогазовидобувних підприємств, які займаються розробкою виснажених родовищ, впроваджують методи підвищення нафтовіддачі і експлуатують фонд нерентабельних свердловин. Система оподаткування не враховує індивідуальні характеристики родовищ і створює нерівні конкурентні умови для нафтогазовидобувних підприємств.

Окрім недостатніх обсягів фінансування, видів та якості геологорозвідувальних робіт, недоліків системи оподаткування сучасний стан сировинної бази нафтогазової промисловості України характеризується низкою інших проблем, які необхідно враховувати при реформуванні роботи галузі.

Неузгодженість деяких нормативних актів призводить до сповільнення процесу отримання спеціальних дозволів на користування надрами. Так,

зокрема, у НАК «Нафтогаз України» багато випадків, коли отримано позитивне рішення міжвідомчої робочої групи з питань надрокористування, але спеціальний дозвіл не отримано. Постійні зміни законодавства в частині ліцензування діяльності з користування надрами призвели до того, що на НАК «Нафтогаз України», частка якої у видобутку газу і нафти з конденсатом у державі перевищує 94 %, припадає тільки 60 % виданих в Україні спеціальних дозволів на користування нафтогазоносними надрами. Крім того, щороку виникає необхідність подовження терміну дії ліцензії через надання їх на короткий термін — 5 років [109]. Також нафтогазовидобувні компанії вимагають законодавчо закріпити право за державними компаніями отримувати ліцензії на нафтогазові ділянки без аукціонів.

Нерозподілений за ліцензіями фонд перспективних структур є непривабливим для залучення недержавного капіталу через те, що немає оцінки економічних показників ефективності інвестицій за світовими стандартами. Також однією з проблем є те, що у методиці визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами [130] нічого не обумовлено про отримання ліцензій на розробку важковидобувних запасів, що вимагає застосування відповідного підходу до економічної оцінки таких родовищ [20, с. 174].

Що стосується запровадження державної монополії на видобування нафти і газу, то це не стимулюватиме розвиток конкурентного середовища у цій сфері. Норми Кодексу України про надра не містять обмежень, пов'язаних з формою власності користувачів надр, що створює умови для розвитку конкурентного середовища у нафто- та газовидобувній сфері.

Особливої актуальності набуває ця проблема у зв'язку з необхідністю підвищення ефективності розробки родовищ із складною геологічною будовою, ускладненими умовами розподілу вуглеводів. Зокрема, необхідні нові технології, що вимагають значних додаткових інвестицій на їх реалізацію. Україна не є винятком у цьому процесі. За оцінками Світового банку нафтогазовому сектору України необхідні інвестиції у розмірі 1,5 млрд дол

США на рік [109]. Найвні інвестиції становлять лише незначну частку цієї потреби.

Додаткове надходження інвестицій може реалізуватись шляхом застосування механізму державно-приватних партнерств, що дає змогу залучення технологій і практичного досвіду світового рівня, а також багатомільйонних доларових інвестицій в енергетичний сектор України.

Загалом в Україні можливі три форми партнерства в нафтогазовому секторі – спільне підприємство, спільна діяльність та угода про розподіл продукції. Кожен з цих механізмів має проблемні питання, які необхідно вирішити, і ключ до їх вирішення знаходиться у законодавчій та науковій сферах.

Також треба зазначити, що існує певна проблема непрозорості трансформацій форм власності, яка вимагає прийняття рішень щодо проведення інвентаризації, репаспортизації та люстрації власності у нафтогазовому секторі. Є ряд міжнародних ініціатив і стандартів, які забезпечують, можливо, не необхідний, але достатній рівень прозорості за умови їх імплементації в галузі. Одна з них називається «Ініціатива забезпечення прозорості видобувних галузей» і є незалежним, добровільно підтримуваним на міжнародному рівні стандартом розвитку прозорості, передусім, у нафто- та газовидобувному комплексі, а також у гірничовидобувній галузі. Ініціатива ця була проголошена у 2002 році на світовому саміті сталого розвитку в Йоганнесбурзі, в якому брала участь і українська делегація на чолі з Президентом України. Саме державні виробничі, наукові установи мають здійснювати постійний економічний, фінансовий та організаційний контроль з метою дотримання відповідної стабільності геологорозвідувального процесу, запобігання неякісному бурінню та розкриттю продуктивних горизонтів, хижацькій розробці покладів тощо.

Необхідно також враховувати екологічну складову при реалізації проектів з нафтогазовидобування через значну техногенну небезпеку багатьох технологічних процесів та загрозу забруднення довкілля. Це засвідчує недавня

катастрофа на глибоководній платформі у Мексиканській затоці, численні аварії у місцях нафтогазовидобування на території України, через значну зношеність обладнання та старіння технологій. В Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу є напрацювання, які дозволяють удосконалити механізм управління техногенно небезпечними нафтогазовими підприємствами з використанням концептуальних засад сталого розвитку та екологічного менеджменту [25, 145].

Таким чином, посилення позитивних тенденцій у нафтовидобуванні України значною мірою залежить від врахування всіх складових економіко-правового функціонування нафтовидобувної галузі з досягненням максимального балансу інтересів держави та надрокористувачів, забезпеченості інвестиційними ресурсами. Інвестицій потребують як проекти на проведення геологорозвідувальних робіт, так і проекти з дорозробки та підвищення нафтовилучення з уже розвіданих родовищ нафти і газу. Також нарощування власного видобутку не може бути досягнуто без вирішення низки економічних завдань, пов'язаних з оптимізацією фінансування, збільшенням обсягів та ефективності геолого-пошукових робіт, удосконаленням податкової політики та законодавчої бази в галузі, трансформацій форм власності і на цій основі залучення як вітчизняних, так і зарубіжних інвестицій. Вирішення цих проблем значною мірою залежить також від підвищення ефективності використання існуючого фонду свердловин та нарощування на цій основі власного видобутку вуглеводнів.

2.2 Аналіз фонду низькодебітних свердловин нафтогазовидобувних підприємств України

Як уже зазначалось, за сьогоденних умов значна кількість родовищ України перебуває на завершальній стадії розробки і тому вирішення проблеми сповільнення темпів падіння обсягів видобування нафти є надзвичайно

актуальним. Кількість низькодебітних свердловин невпинно зростає, а від ефективності роботи з таким фондом залежить як загальний видобуток нафти в країні, так і його економічні наслідки. Різке погіршення структури запасів, обмеженість фінансових ресурсів для модернізації виробництва ускладнюють дане завдання. Проблема оптимізації розробки нафтових родовищ зумовлює необхідність використання високообводненого низькодебітного фонду свердловин, який належить до низькорентабельного, у погіршених умовах розробки і, як наслідок, до встановлення економічної доцільності експлуатації такого фонду, що потребує належного обґрунтування.

Так, згідно Правил розробки родовищ нафти і газу [124, с. 13], до низькодебітних свердловин відносять свердловини із дебітом нафти $q_n \leq 5$ т/добу. По нафтогазовидобувних управліннях України загалом за останній час питома вага низькодебітних свердловин становила 81,6 % від загального фонду свердловин, забезпечуючи при цьому 23,7 % видобутку нафти. Розподіл фонду свердловин за продуктивністю та видобутком нафти у 2012 р. наведено на рисунку 2.2.

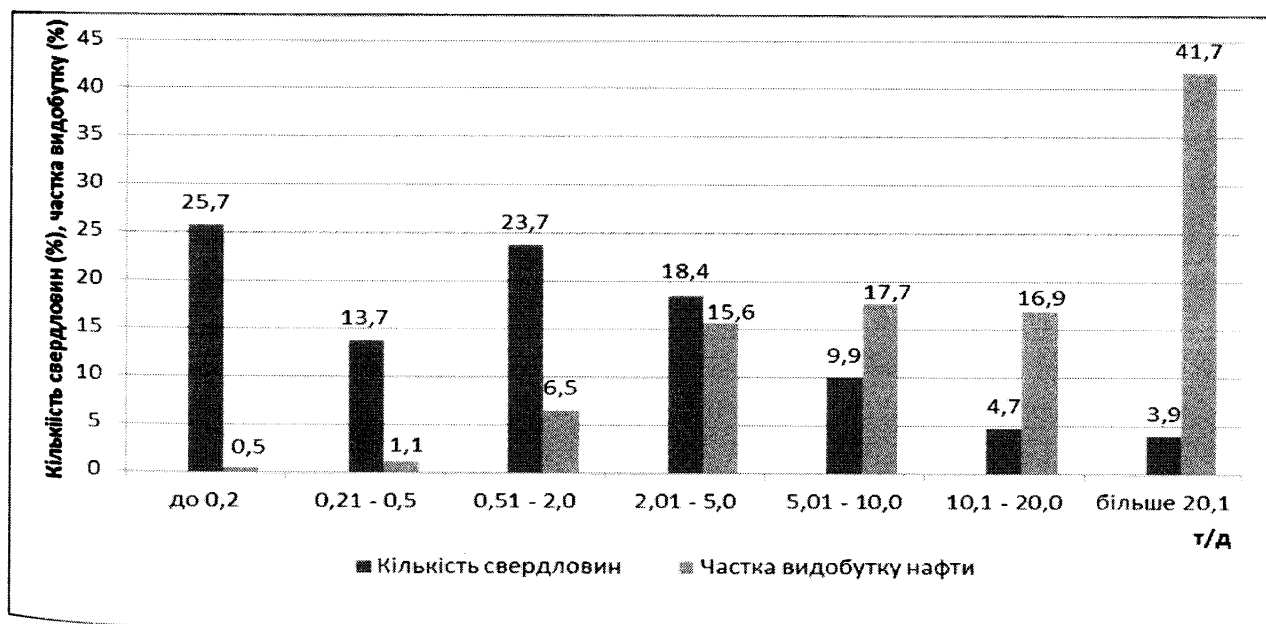


Рисунок 2.2 – Розподіл фонду свердловин за продуктивністю та видобутком нафти у 2012 р. по НГВУ ПАТ «Укрнафта»

* Джерело: складено автором на основі звітних даних НГВУ ПАТ «Укрнафта»

У таблиці 2.1 представлено розподіл фонду свердловин по нафтогазовидобувних управліннях України. Так, по НГВУ «Охтирканафтогаз» питома вага даних свердловин становить 58,0 % від загального фонду, видобуток нафти – 12,7 %; по НГВУ «Полтаванафтогаз» питома вага таких свердловин становить 88,2 % від загального фонду, видобуток нафти – 49,2 %; по НГВУ «Чернігівнафтогаз» питома вага таких свердловин становить 71,7 % від загального фонду, видобуток нафти – 20,3 %; по НГВУ «Долинанфтогаз» питома вага низькодебітних свердловин становить 84,2 % від загального фонду, видобуток нафти – 38,1 %; по НГВУ «Надвірнанафтогаз» відповідно 95,3 % і 76,3 %, по НГВУ «Бориславнафтогаз» відповідно 96,7 % і 49,9 %.

Таблиця 2.1 – Розподіл фонду низькодебітних свердловин за продуктивністю по НГВУ ПАТ «Укрнафта» у 2012 р.

Показники	Продуктивність свердловин, т/д				
	до 0,2	0,21 - 0,5	0,51 - 2,0	2,01 - 5,0	>5,0
1	2	3	4	5	6
НГВУ «Охтирканафтогаз»					
Кількість свердловин, шт.	26	14	75	102	157
з них рентабельні	0	0	29	91	156
Питома вага свердловин, %	7,0	3,7	20,0	27,3	42,0
Питома вага видобутку нафти, %	0,03	0,12	2,5	10,05	87,3
НГВУ «Полтаванафтогаз»					
Кількість свердловин, шт.	28	17	63	34	19
з них рентабельні	0	4	52	32	19
Питома вага свердловин, %	17,4	10,6	39,1	21,1	11,8
Питома вага видобутку нафти, %	0,7	1,4	19,9	27,2	50,8
НГВУ «Чернігівнафтогаз»					
Кількість свердловин, шт.	9	12	55	71	58
з них рентабельні	0	0	12	60	58
Питома вага свердловин, %	4,4	5,9	26,8	34,6	28,3
Питома вага видобутку нафти, %	0,1	0,2	3,8	16,3	79,7
НГВУ «Долинанфтогаз»					
Кількість свердловин, шт.	89	54	76	63	53
з них рентабельні	0	7	53	61	53
Питома вага свердловин, %	26,6	16,1	22,7	18,8	15,8
Питома вага видобутку нафти, %	0,7	2,1	10,6	24,7	61,9

Закінчення таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6
НГВУ «Надвірна нафтогаз»					
Кількість свердловин, шт.	14	42	63	21	7
з них рентабельні	1	18	56	20	7
Питома вага свердловин, %	9,5	28,6	42,9	14,3	4,7
Питома вага видобутку нафти, %	0,6	8,2	31,5	36,0	23,7
НГВУ «Бориславнафтогаз»					
Кількість свердловин, шт.	265	91	65	18	15
з них рентабельні	5	49	55	17	15
Питома вага свердловин, %	58,4	20,0	14,3	4,0	3,3
Питома вага видобутку нафти, %	6,6	7,9	16,8	18,6	50,1

* Джерело: складено автором на основі аналітичних та звітних даних нафтогазовидобувних управлінь ПАТ «Укрнафта»

У таблиці 2.2 представлено розподіл низькодебітних свердловин за продуктивністю по найбільших за запасами нафти родовищах Східного регіону.

Таблиця 2.2 – Розподіл фонду низькодебітних свердловин за продуктивністю найбільших по запасах нафти родовищ Східного регіону у 2012 році

Назва родовища	Продуктивність свердловин, т/д				
	до 0,2	0,21 - 0,5	0,51 - 2,0	2,01 - 5,0	>5,0
1	2	3	4	5	6
Лесяківське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	0	4,6	31,8	50,0	13,6
Питома вага видобутку нафти, %	0	0,8	9,8	58,5	30,9
Гнідинцівське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	2,4	0	14,6	43,9	39,0
Питома вага видобутку нафти, %	0,04	0	3,23	19,17	77,6
Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	20,3	16,9	37,3	18,6	6,9
Питома вага видобутку нафти, %	1,0	2,9	22,3	39,8	34,0
Бугруватівське нафтове					
Питома вага свердловин, %	1,3	2,6	22,4	35,3	38,5
Питома вага видобутку нафти, %	0	0,1	3,9	16,8	79,2
Качанівське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	4,8	7,2	33,3	35,7	19,0
Питома вага видобутку нафти, %	0,1	0,6	8,3	25,7	65,3
Анастасівське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	8,0	4,0	4,0	20,0	64,0
Питома вага видобутку нафти, %	0,03	0,11	0,56	4,02	95,28
Рибальське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	10,7	7,1	25,1	21,4	35,7
Питома вага видобутку нафти, %	0,1	0,5	5,3	13,3	80,8

Закінчення таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6
Скороходівське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	3,3	13,3	36,7	20,0	26,7
Питома вага видобутку нафти, %	0,1	0,4	6,3	16,1	77,1
Малодівицьке нафтове					
Питома вага свердловин, %	0	11,1	22,2	44,4	22,3
Питома вага видобутку нафти, %	0	0,6	3,2	27,9	68,3
Перекопівське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	9,0	18,2	0	27,3	45,5
Питома вага видобутку нафти, %	0,02	0,31	0	5,04	94,63
Коржівське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	12,5	0	25,0	0	62,5
Питома вага видобутку нафти, %	0	0	3,1	0	96,9
Прилуцьке нафтове					
Питома вага свердловин, %	0	0	15,3	46,2	38,5
Питома вага видобутку нафти, %	0	0	4,5	38,9	56,6

* Джерело: складено автором на основі аналітичних та звітних даних нафтогазовидобувних управлінь ПАТ «Укрнафта»

З таблиці 2.2 бачимо, що серед родовищ Східного регіону найбільша питома вага свердловин із дебітом нафти до 5 т/д належить Глинсько-Розбишівському родовищу – 93,1 %, питома вага видобутку нафти з яких – 66 %; Леляківському родовищу – 86,4 %, частка видобутку нафти – 69,1 %; Качанівському – 81 % з питомою вагою видобутку нафти 34,7 %; Малодівицькому – 77,7 % і часткою видобутку 31,7 % і Скороходівському – 73,3 %, а питома вага видобутку складає лише 22,9 %, решту забезпечують свердловини із дебітом понад 5 т/д. Варто зазначити, що за теперішніх умов експлуатація свердловин із дебітом нафти більше 2 т/д є рентабельною, і в більшості випадків такі свердловини не потребують проведення негайних геолого-технічних заходів з метою підвищення ефективності їх роботи. Тому варто розглянути також розподіл свердловин і видобутків нафти з них із дебітом менше 2 т/д.

Так, по Глинсько-Розбишівському родовищу частка зазначених свердловин складає 74,5 % від видобувного фонду, забезпечуючи при цьому 26,2 % видобутку нафти; Скороходівському – 53,3 % із видобутком нафти із них у розмірі 6,8%; Качанівському – 45,3 %, питома вага видобутку нафти – 9 %;

Рибальському – 42,9 % із часткою видобутку нафти лише 5,9 %. Отже, з наведених даних бачимо значні резерви підвищення рівнів видобування нафти за рахунок проведення заходів з інтенсифікації, методів підвищення нафтовіддачі на існуючих низькодебітних свердловинах.

Розподіл фонду низькодебітних свердловин за продуктивністю родовищ Західного регіону представимо у таблиці 2.3.

Варто зазначити, що для більшості родовищ Західного регіону характерна висока частка свердловин із продуктивністю до 2 т/д, що пояснюється виснаженістю родовищ та перебуванням їх на завершальних стадіях розробки. Так, для Бориславського родовища питома вага таких свердловин складає 99,1 %, забезпечують вони при цьому 91,4 % видобутку нафти від загального видобутку по родовищу, причому 62,8 % фонду видобувних свердловин працюють із продуктивністю до 0,2 т/д. По Східницькому родовищу весь фонд свердловин працює із дебітом до 0,2 т/д, по Пасічнянському частка зазначених свердловин складає 80 % (частка видобутку з них – 44,6 %), Орів-Уличнянському родовищу – 72,2 % (частка видобутку – 38,3 %). По решті родовищ питома вага даних свердловин складає більше 50 %.

Таблиця 2.3 – Розподіл фонду низькодебітних свердловин за продуктивністю найбільших по запасах нафти родовищ Західного регіону у 2012 році

Назва родовища	Продуктивність свердловин, т/д				
	до 0,2	0,21 - 0,5	0,51 - 2,0	2,01 - 5,0	>5,0
1	2	3	4	5	6
Бориславське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	62,8	24,3	12,0	0,9	0
Питома вага видобутку нафти, %	24,7	28,6	38,1	8,6	0
Долинське нафтове					
Питома вага свердловин, %	22,6	13,5	21,3	21,3	21,3
Питома вага видобутку нафти, %	0,4	1,4	8,2	25,5	64,5
Північно-Долинське нафтогазоконденсатне					
Питома вага свердловин, %	33,9	15,3	13,6	18,5	18,7
Питома вага видобутку нафти, %	0,4	1,2	3,9	14,5	80,0
Лопушнянське нафтове					
Питома вага свердловин, %	20,0	0	40,0	0	40,0
Питома вага видобутку нафти, %	0,01	0	8,53	0	91,46

Закінчення таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6
Струтинське газонафтове					
Питома вага свердловин, %	23,9	21,7	23,9	15,2	15,3
Питома вага видобутку нафти, %	1,7	4,3	15,2	24,9	53,9
Пасічнянське нафтове					
Питома вага свердловин, %	0	10,0	70,0	20,0	0
Питома вага видобутку нафти, %	0	3,2	41,4	55,4	0
Орив-Уличнянське нафтове					
Питома вага свердловин, %	5,6	22,2	44,4	27,8	0
Питома вага видобутку нафти, %	0,8	5,2	32,3	61,7	0
Східницьке нафтове					
Питома вага свердловин, %	100,0	-	-	-	-
Питома вага видобутку нафти, %	100,0	-	-	-	-
Заводівське нафтове					
Питома вага свердловин, %	16,7	0	41,6	41,7	0
Питома вага видобутку нафти, %	1,0	0	27,1	71,9	0
Старосамбірське нафтове					
Питома вага свердловин, %	0,0	5,3	36,9	10,5	47,3
Питома вага видобутку нафти, %	0,0	0,3	5,8	5,7	88,2

* Джерело: складено автором на основі аналітичних та звітних даних нафтогазовидобувних управлінь ПАТ «Укрнафта»

З наведених даних видно, що є значні резерви підвищення видобутку нафти за рахунок низькодебітних свердловин. Але постає також проблема економічної доцільності подальшої експлуатації нерентабельних свердловин [64, с. 52].

Згідно Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу [122, с. 25] за рентабельний період розробки приймається період отримання позитивних значень річного дисконтованого грошового потоку. Даний критерій допускає одночасну експлуатацію об'єкта як свердловинами, які приносять дохід підприємству, тобто рентабельними, так і збитковими свердловинами.

При цьому збитки від експлуатації нерентабельних свердловин повинні покриватися доходами рентабельних свердловин, тобто дохід повинен бути позитивним. При такому підході прибутковість розробки об'єкта загалом складатиметься із суми доходів (збитків) від експлуатації окремих свердловин [143, с. 35].

Поки висока ефективність роботи окремих високодебітних свердловин дозволяє продовжувати експлуатацію окремих низькодебітних свердловин без значних збитків, проблем, пов'язаних з рентабельністю роботи НГВУ, не виникає. Але з вичерпанням запасів рівень видобутку по високодебітних свердловинах знизиться, і постає питання за рахунок чого тоді проходитиме вирівнювання і підтримання середньої рентабельності. Визначення рентабельності кожної свердловини дозволить встановити економічну межу її експлуатації і прийняти важливе рішення щодо доцільності подальшої експлуатації свердловини.

Нами за допомогою програмного продукту Ecolimit [135] був проведений розрахунок показників рентабельності та граничного дебіту для свердловин ПАТ «Укрнафта».

Встановлено, що значний фонд свердловин родовищ ПАТ «Укрнафта», особливо низькодебітних та високообводнених, за економічними умовами експлуатації є умовно-рентабельним (41,7 %) і нерентабельним (2,8 %), що погіршує фінансовий стан компанії, в той же час перевести їх в тривалу консервацію не є можливим з цілого ряду причин (гірничо-геологічних, економічних, соціальних).

Динаміка падіння дебітів нафти і зростання обводнення, що спостерігається в останні роки, безперечно відображається на збільшенні експлуатаційних витрат на видобуток 1 т нафти і як наслідок – на зростанні собівартості в цілому по родовищу. Так, в динаміці зміни виробничих показників за період з 2008-2012 рр. по ПАТ «Укрнафта» прослідковується зниження дебіту нафти по свердловинах з 4,4 до 3,2 т/д при збільшенні обводнення з 81,9 до 86,8 % (рисунок 2.3). Така тенденція спостерігається у зв'язку із виснаженістю більшості запасів родовищ.

Першочерговим завданням за таких умов є забезпечення оптимального видобутку нафти з кожної свердловини у відповідності із заданим режимом розробки родовища, проведення методів дії на привибійну зону пласта, геолого-технічних заходів, методів збільшення нафтовіддачі пластів з

послідуочим аналізом експлуатації низькодебітних і високообводнених свердловин та ін.

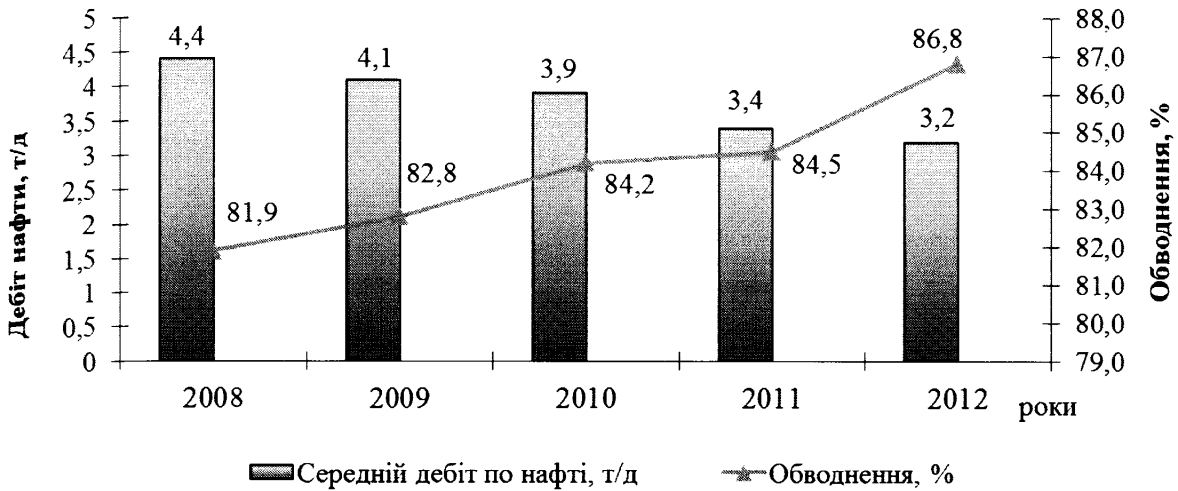


Рисунок 2.3 – Динаміка зміни дебіту по нафті і обводнення

При цьому експлуатаційні витрати на видобуток 1 т нафти за останні п'ять років збільшились на 71 % (рисунок 2.4). Основними причинами такого росту є зростання вартості матеріалів, утримання та експлуатації обладнання і споруд, послуг виробничого характеру, вартості палива і енергії на технологічні цілі.

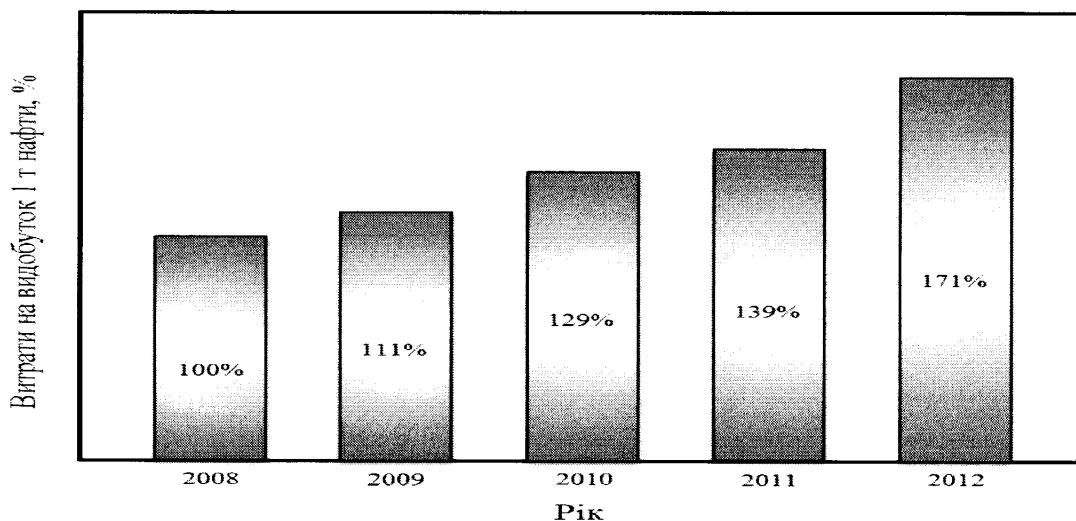


Рисунок 2.4 – Динаміка росту експлуатаційних витрат на видобування 1 т нафти

Узагальнені дані дослідження рентабельності нафтових свердловин по нафтогазовидобувних управліннях наведено у таблиці 2.4 та на рисунку 2.5.

Таблиця 2.4 – Основні техніко-економічні показники експлуатації нафтових свердловин

Показники	Всього по ПАТ «Укрнафта»	НГВУ «Борислав-нафтогаз»	НГВУ «Надвірна-нафтогаз»	НГВУ «Долина-нафтогаз»	НГВУ «Полтава-нафтогаз»	НГВУ «Чернігів-нафтогаз»	НГВУ «Охтирка-нафтогаз»
Частка кількості свердловин, %							
– рентабельні	55,5	31,0	69,4	51,9	66,0	63,0	74,0
– ум.-рентабельні	41,7	62,6	30,6	47,1	32,0	34,0	24,0
– нерентабельні	2,8	6,4	–	1	2,0	3,0	2,0
Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини, т/д	3,4	0,57	1,17	2,46	2,32	7,36	9,48
Середньодобовий дебіт однієї свердловини рентабельного фонду, т/д	6,49	2,07	1,85	4,42	3,0	9,76	11,69
Середньодобовий дебіт однієї свердловини умовно-рентабельного фонду, т/д	0,4	0,16	0,45	0,25	0,51	0,98	0,97
Середньодобовий дебіт однієї свердловини нерентабельного фонду, т/д	0,09	0,07	–	0,05	0,15	0,27	0,06
Питома вага видобутку нафти, %							
– рентабельних свердловин	96,30	88,61	91,63	95,19	94,22	96,27	97,85
– ум.-рентабельних свердловин	3,65	10,87	8,37	4,80	5,71	3,67	2,149
– нерентабельних свердловин	0,04	0,52	–	0,01	0,07	0,06	0,001

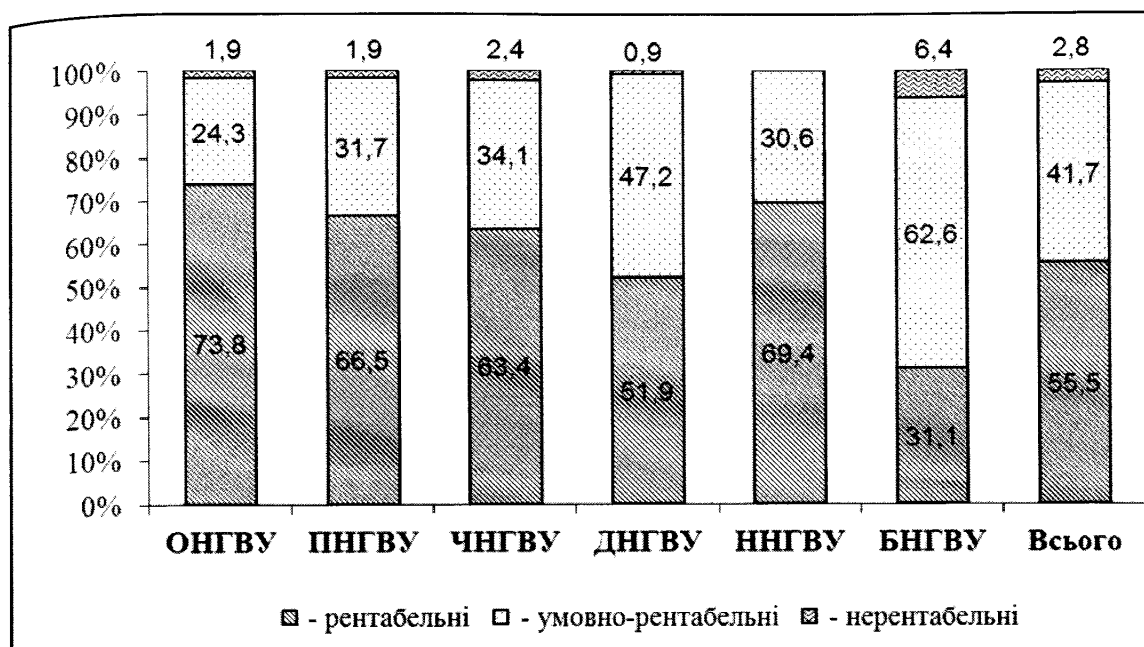


Рисунок 2.5 – Структура рентабельності свердловин у ПАТ «Укрнафта»

Свердловини, що працювали з середньодобовим дебітом понад 2,0 т/д потрапили в категорію умовно-рентабельних, в основному, через недостатню кількість відпрацьованих днів (проведення довготривалих вартісних ремонтів, перебування у бездіючому фонді, введення в експлуатацію в кінці року тощо). Високопродуктивні свердловини, з дебітом понад 20,0 т/д, забезпечили 41,6 % від всього видобутку.

У таблиці 2.5 наведено розподіл нафтових свердловин за продуктивністю та рентабельністю. До категорії умовно-рентабельних потрапили свердловини, більшість яких працювали із дебітом нафти менше 2,0 т/д, до нерентабельних, які експлуатуються відповідно із дебітом менше 0,5 т/д, питома вага видобутку нафти – 8,1 %.

Для рентабельних свердловин, фактичний дебіт яких більший за граничний не більше як у 1,5 разів з врахуванням тенденцій коефіцієнта місячної зміни дебіту, було розраховано кількість днів, через які вони досягнуть свого граничного дебіту.

Таблиця 2.5 – Розподіл діючого фонду нафтових свердловин за продуктивністю у ПАТ «Укрнафта»

Показники	Продуктивність свердловин, т/д							
	до 0,2	0,21 - 0,5	0,51- 1,0	1,01 - 2,0	2,01 - 5,0	5,01 - 10,0	10,01 - 20,0	більше 20,01
Питома вага свердловин, %								
в т.ч. рентабельні	1,4	33,9	56,1	71,2	90,9	99,4	100,0	100,0
ум.-рентабельні	88,6	64,4	43,9	28,8	9,1	0,6	-	-
нерентабельні	10,0	1,7	-	-	-	-	-	-
Питома вага видобутку нафти, %								
в т.ч з рентаб. свердловин	3,73	42,66	64,44	78,71	94,40	99,74	100,00	100,00
з ум.-рентаб. свердловин	89,99	56,39	35,56	21,29	5,60	0,26	-	-
з нерентаб. свердловин	6,28	0,95	-	-	-	-	-	-
Питома вага свердловин, %	25,7	13,7	10,2	13,5	18,4	9,9	4,7	3,9
Питома вага видобутку нафти, %	0,5	1,1	1,8	4,7	15,6	17,6	17,1	41,6

По окремих НГВУ кількість таких свердловин наступна: для ДНГВУ – 11,3 % від свердловин, що експлуатуються, для ННГВУ – 14,9 %, для БНГВУ – 5 %, для ОНГВУ – 8,7 %, для ПНГВУ – 17,8 %, для ЧНГВУ – 11,9 %. Отже, прогнозується, що протягом першого півріччя 2014 р., за умов стабільної роботи свердловин, тобто без проведення ГТЗ, 159 свердловин ПАТ «Укрнафта» може перейти в категорію збиткових.

На прикладі Північно-Долинського родовища нами також здійснено прогноз вибуття свердловин з рентабельного фонду згідно методики, описаної у розділі 1.3 (рисунок 2.6).

Отже, прогнозується, що 35 свердловин Північно-Долинського родовища будуть експлуатуватись до ремонту, сім свердловин до шести місяців, 10 свердловин до одного року і сім свердловин перебуватимуть в експлуатації більше року за умов стабільної роботи свердловин і без проведення ГТЗ.

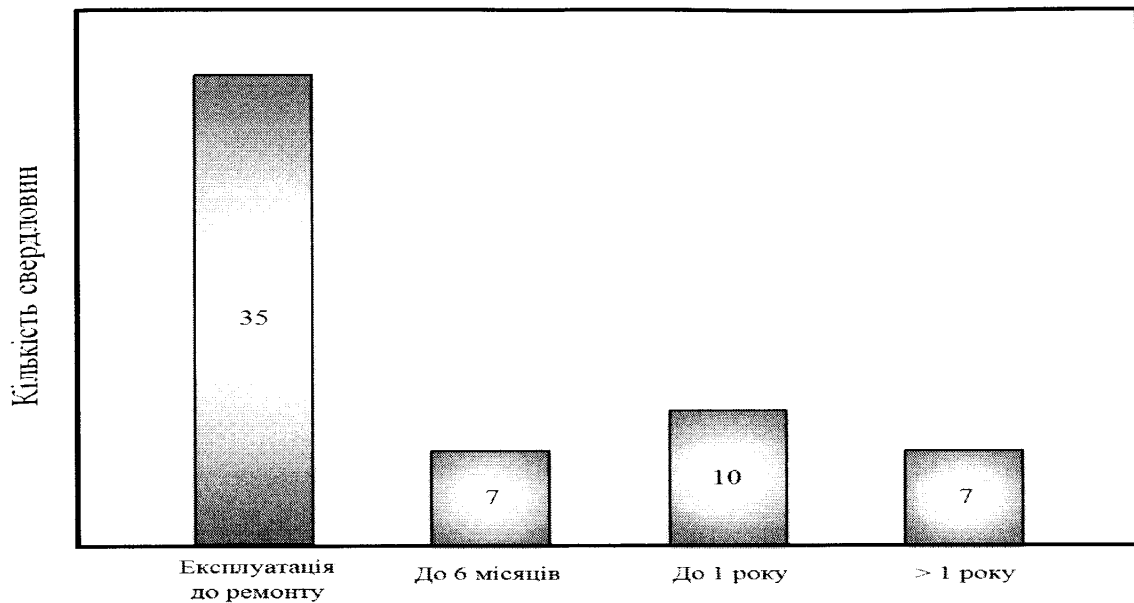


Рисунок 2.6 – Прогноз вибуття свердловин із рентабельного фонду

У таблиці 2.6 наведено кількість умовно-рентабельних свердловин, на яких, з економічної точки зору, необхідно запланувати проведення ГТЗ, та мінімальну величину коштів (умовно-змінні витрати), які вивільнюються при їх зупинці.

Таблиця 2.6 – Величина вивільнених коштів при припиненні експлуатації свердловин, на яких доцільно провести ГТЗ

Показники	Кількість свердловин	Видобуток		Дохід, тис.грн	Мінімальна величина вивільнених коштів, тис. грн
		нафти, т	рідини, т		
ПНГВУ	41	3588,816	72794,901	11726,4	2411,9
ОНГВУ	38	3336,195	108304,577	10901,0	2640,8
ЧНГВУ	21	2258,805	104770,694	7380,6	1791,4
ДНГВУ	109	4646,811	76660,152	15183,4	1669,3
ННГВУ	10	563,560	820,915	1841,4	170,0
БНГВУ	28	1471,173	23685,929	4807,0	1489,0
ПАТ «Укрнафта»	247	15865,360	386473,605	51839,8	10172,4

За умови припинення експлуатації 247 свердловин недобір нафти становитиме 15,86 тис.т (1% від загального видобутку нафти), або

51,84 млн грн (в розрахунку прийнята середньозважена ціна (без ПДВ і ренти) 1 т нафти – 3267,48 грн), мінімальна величина вивільнених коштів – 10,17 млн грн.

Отже, за умов значних темпів падіння видобування нафти в Україні є значні резерви підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних управлінь за рахунок раціональної експлуатації низькодебітних свердловин. За допомогою оперативного моніторингу рівня рентабельності свердловин є можливість виділяти групи свердловин, щодо яких необхідно приймати рішення про доцільність їх подальшої експлуатації шляхом застосування на них методів інтенсифікації. Стимулювання розвитку даних методів дозволить в стислі терміни кардинально підвищити потенціал нафтовіддачі важковидобувних запасів і, таким чином, змінити негативну тенденцію зниження видобування нафти. Тому значний інтерес представляє аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку нафти та підвищення коефіцієнту нафтовилучення.

2.3 Ефективність методів інтенсифікації нафтовидобування на пізній стадії розробки нафтогазових родовищ

Стабілізації видобування нафти і газу для покладів, що знаходяться на пізній стадії розробки, можна досягти завдяки широкому впровадженню методів підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобування нафти і газу [136, с. 5].

Як вже зазначалось у розділі 1.2, на нафтогазових родовищах України застосовуються гідродинамічні, теплові, хімічні МПН (таблиця 2.7).

Таблиця 2.7 – Результати впровадження МПН по ПАТ «Укрнафта» у 2005-2012 рр.

Показники	Рік									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Видобуто нафти за рахунок МПН, всього, тис. т	312,34	320,6	309,4	297,74	285,89	280,74	258,09	256,78		
1 Гідродинамічні методи	295,86	301,54	292,71	277,17	264,46	259,80	233,86	237,06		
1.1 Нестационарне заводнення, що спричинило додатковий видобуток нафти, тис. т	243,0	250	230	210	190	190	160	160		
1.2 Вироблення застійних зон шляхом згущення сіток св., що дало додатковий видобуток нафти, тис. т	52,66	51,54	62,71	67,17	74,46	69,80	73,86	77,06		
1.3 Форсований відбір, що спричинив додатковий видобуток нафти, тис. т	0,2	–	–	–	–	–	–	–		
2 Теплові методи	16,48	16,43	14,39	18,37	19,43	19,04	19,63	18,16		
2.1 Внутрішньопластове горіння, що дало додатковий видобуток нафти, тис. т	0,549	–	–	–	–	–	–	–		
2.2 Витіснення нафти гарячою водою, що дало додатковий видобуток нафти, тис. т	15,93	16,43	14,39	18,37	19,43	19,04	19,63	18,16		
3 Хімічні методи	–	2,63	2,3	2,2	2,0	1,9	4,6	1,6		
3.1 Закачка ПАР з просуванням облямівки закачкою води, що дала додатковий видобуток нафти, тис. т	–	2,3	2,3	2,2	2,0	1,9	4,6	1,6		
3.2 Закачка водних розчинів ПАПС, що дала додатковий видобуток нафти, тис. т	–	0,33	–	–	–	–	–	–		

За період 2005-2012 рр. додатковий видобуток нафти за рахунок МПН в абсолютній величині зменшився до 256,78 тис.т, що пов'язано із зменшенням загального обсягу видобутку нафти. Цей об'єм додаткового видобутку відповідає в середньому 13,1 % від загального видобутку нафти нафтогазовидобувних управлінь ПАТ «Укрнафта». Розподіл додаткового видобутку нафти за рахунок МПН представлено на рисунку 2.7. Найбільша частка у додатковому видобутку нафти належить гідродинамічним методам (92,3 %), відповідно технології ГРП – 12,1 %, тепловим – 7,1 %, хімічним методам – 0,6 %.

Слід звернути увагу на гостру необхідність розширення застосування сучасних МПН, адже роботи з їх впровадження ведуться лише на шести-восьми родовищах України в силу технічних і економічних причин.

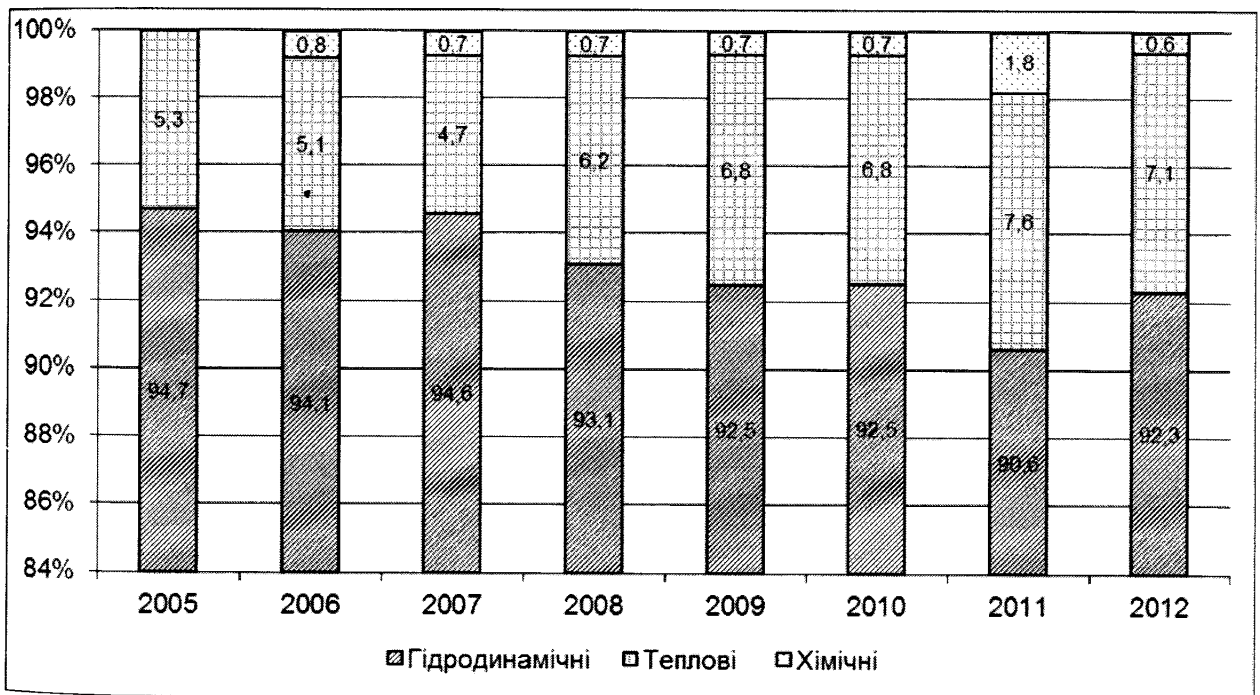


Рисунок 2.7 – Розподіл додаткового видобутку нафти за рахунок МПН на нафтових родовищах ПАТ «Укрнафта» за 2005-2012 рр.

Так наприклад, одним із таких методів є метод імплузії (локальний гідророзрив пласта) [123, с. 63-64], який на противагу методу ГРП, що є складним і високозатратним, рекомендовано застосовувати при проникненні

фільтрату в пласт на глибину від 1,5 м і більше. Даний метод є простим, доступним і забезпечує утворення тріщин у привибійній зоні свердловини без закачування в них закріплюючих матеріалів. При цьому структура основного нафтового пласта не порушується. За даними досліджень [123], приплив нафти після імпульсу може зрости у декілька раз. Висока ефективність методу при застосуванні у свердловинах з малою проникністю порід-колекторів пояснюється утворенням вертикальних тріщин, що забезпечують значний приплив рідини із пласта до вибою свердловини.

Також, на даний час найбільш перспективним напрямком є створення і використання комплексних технологій, що забезпечували б багатofакторний вплив на пласт і флюїди, що його насичують. До прикладу, у світовій практиці найбільш застосовувані є теплові та газові МПН, частка додаткового видобутку за рахунок яких складає більше 95 % [59].

Аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів на прикладі свердловин родовищ ПАТ «Укрнафта» проведено за період 2007-2012 рр. Так, у 2012 р. було реалізовано 52 технології з інтенсифікації видобутку нафти і газу, відповідно до яких проведено 247 свердловино-операцій, з них 206 на видобувних свердловинах.

Одним із важливих показників при проведенні інтенсифікації видобутку нафти є коефіцієнт успішності обробок, який при виконанні даних робіт у 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 рр. становив відповідно 82 %, 86 %, 85 %, 90 %, 91 % і 86 %.

Обсяг додаткового видобутку нафти з конденсатом з врахуванням перехідного технологічного ефекту становив у 2012 р. 317373,72 т, причому 72164,9 т нафти з конденсатом (або 22,7 %) отримано в результаті обробок, які проведені у 2012 р. Частка додаткового видобутку нафти з конденсатом від загального видобутку по ПАТ «Укрнафта» склала 16,0 %. Зазначимо, що в розрізі НГВУ частка додаткового видобутку нафти з конденсатом значно відрізняється від середньої. Так для НГВУ Західного регіону вона

знаходилася на рівні від 18,3 % (БНГВУ) до 24,1 % (ДНГВУ), для НГВУ Східного регіону – від 9,1 % (ЧНГВУ) до 17,0 % (ПНГВУ).

На рисунку 2.8 приведено структуру результатів впровадження технологій з інтенсифікації видобутку нафти і газу у 2012 р. [55, с. 76].

З приведених результатів, динаміка яких практично не відрізняється за аналізований період, бачимо, що найбільша частка серед технологій з інтенсифікації у кількості свердловино-операцій належить кислотним обробкам (31,1 %), технологіям з ліквідації вуглеводневих забруднень (24,7 %), обробці свердловин з використанням розчинів ПАР (17,5 %) [22, с. 226].

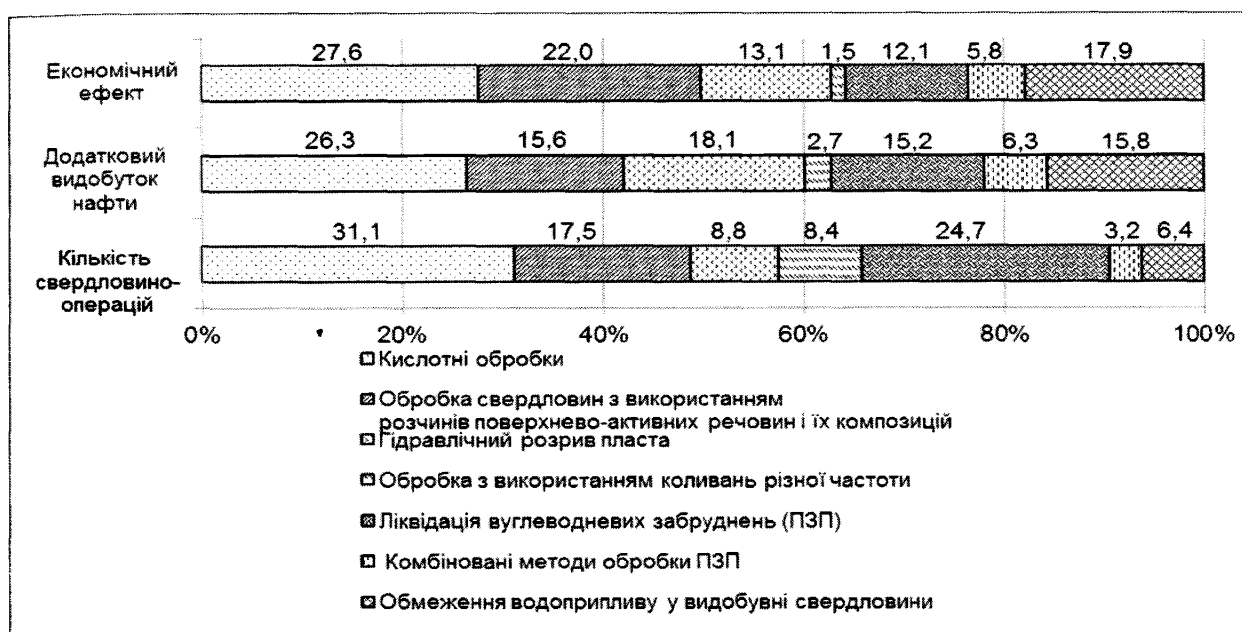


Рисунок 2.8 – Структура результатів впровадження технологій з інтенсифікації видобутку нафти і газу

Як зазначено у роботі [136, с. 13], саме для покладів на пізній стадії розробки використання поверхнево-активних речовин значно підвищує ефективність кислотної дії. Завдяки комплексній дії кислотних розчинів та розчинів ПАР технологічний ефект досягається вже в процесі нагнітання вказаної суміші через свердловини в пласт. Тому для умов розробки родовищ нафти, які постійно ускладнюються, актуальним є дослідження кислотних

систем та кислотних мікроемульсій з додаванням ПАР та розроблення нових і вдосконалення існуючих технологій з їх використанням.

Відповідно зазначені технології поряд із технологіями гідравлічного розриву пласта та обмеженням водоприпливу у видобувні свердловини забезпечують найбільший додатковий видобуток нафти та економічний ефект. Найменша частка серед технологій, що впроваджуються у ПАТ «Укрнафта», належить комбінованим методам обробки ПЗП та обробки з використанням коливань різної частоти.

Економічну та технологічну ефективність зазначених технологій представлено на рисунках 2.9-2.12.

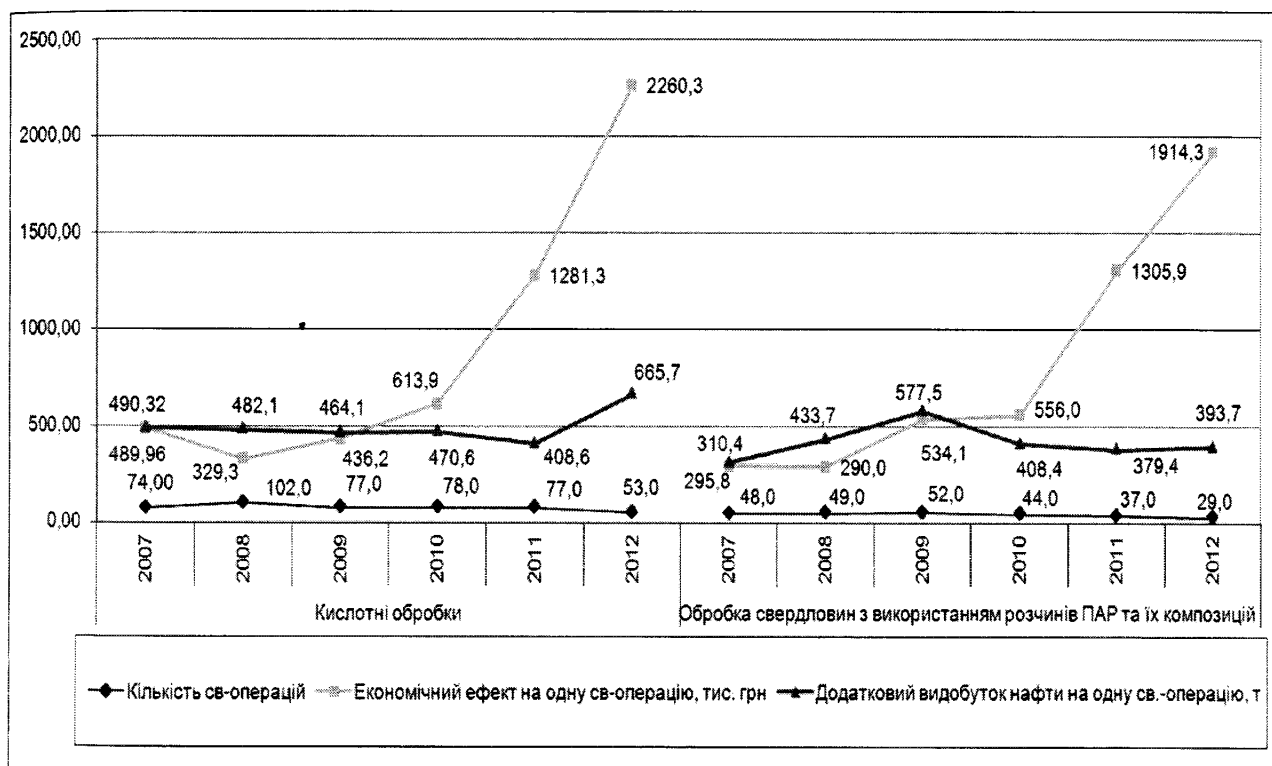


Рисунок 2.9 – Динаміка показників ефективності проведення кислотних обробок та обробок свердловин з використанням розчинів ПАР та їх композицій

Як бачимо з рисунку 2.9, за аналізований період по кислотним обробкам простежується зростання додаткового видобутку нафти на одну св.-операцію із врахуванням перехідного технологічного ефекту до 665,7 т (в

1,6 рази відносно 2011 р.), і суттєве зростання економічного ефекту – до 2260,3 тис. грн, що пояснюється як збільшенням обсягу вуглеводнів, так і зростанням ціни на нафту (у 1,5 рази відносно 2011 р.). А кількість кислотних обробок у 2012 р. зменшилась до 53 св.-операцій, що на 24 операції менше у порівнянні із 2011 р.

Що стосується технології обробки свердловин з використанням розчинів ПАР та їх композицій, то кількість проведених св.-операцій у 2012 р. скоротилася до 29. Додатковий видобуток нафти на одну св.-операцію залишився практично на рівні 2011 р. і склав 393 т, економічний ефект на одну св.-операцію збільшився до 1914,3 тис. грн із врахуванням перехідного технологічного ефекту, що у півтора рази більше значення 2011 р.

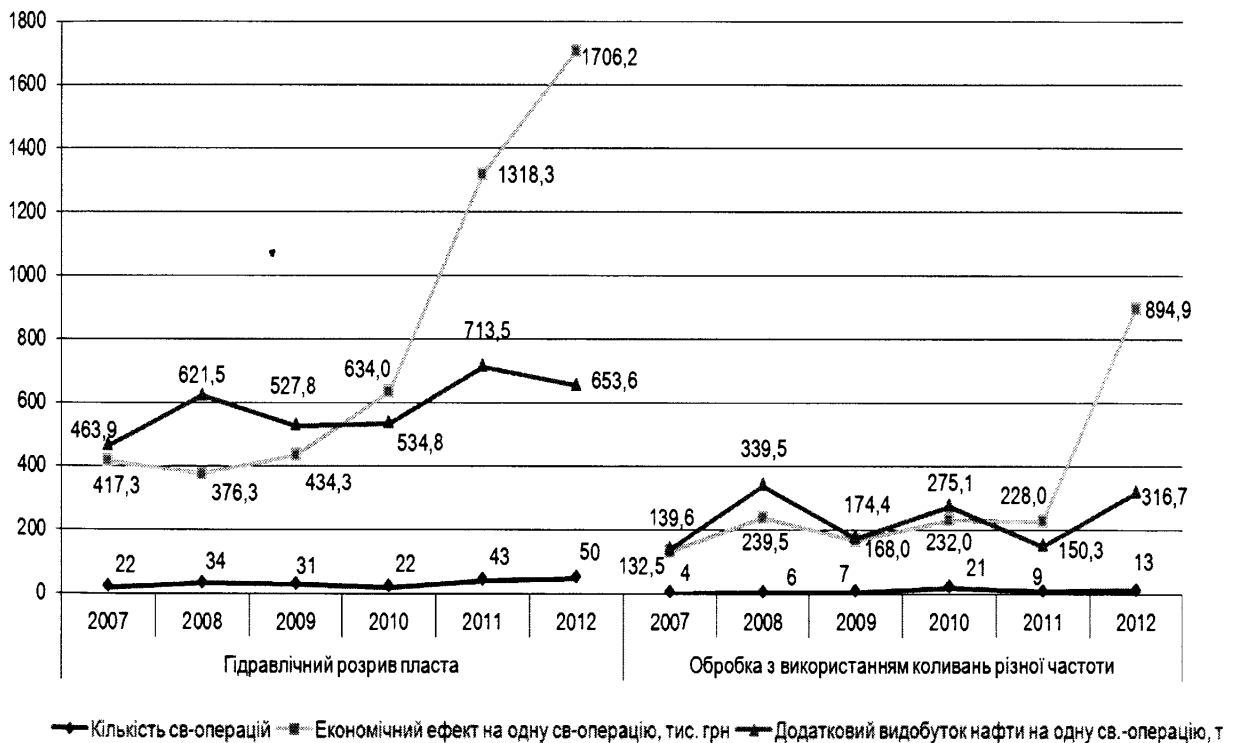


Рисунок 2.10 – Динаміка показників ефективності проведення ГРП та обробок з використанням коливань різної частоти

Технологія гідравлічного розриву пласта є однією з найбільш ефективних. В результаті проведення 50 св.-операцій у 2012 р. отримано 653,6 т додаткового видобутку нафти на одну св.-операцію з врахуванням

перехідного технологічного ефекту та 1706 тис. грн економічного ефекту, що у чотири рази більше аналогічного показника у 2007 р.

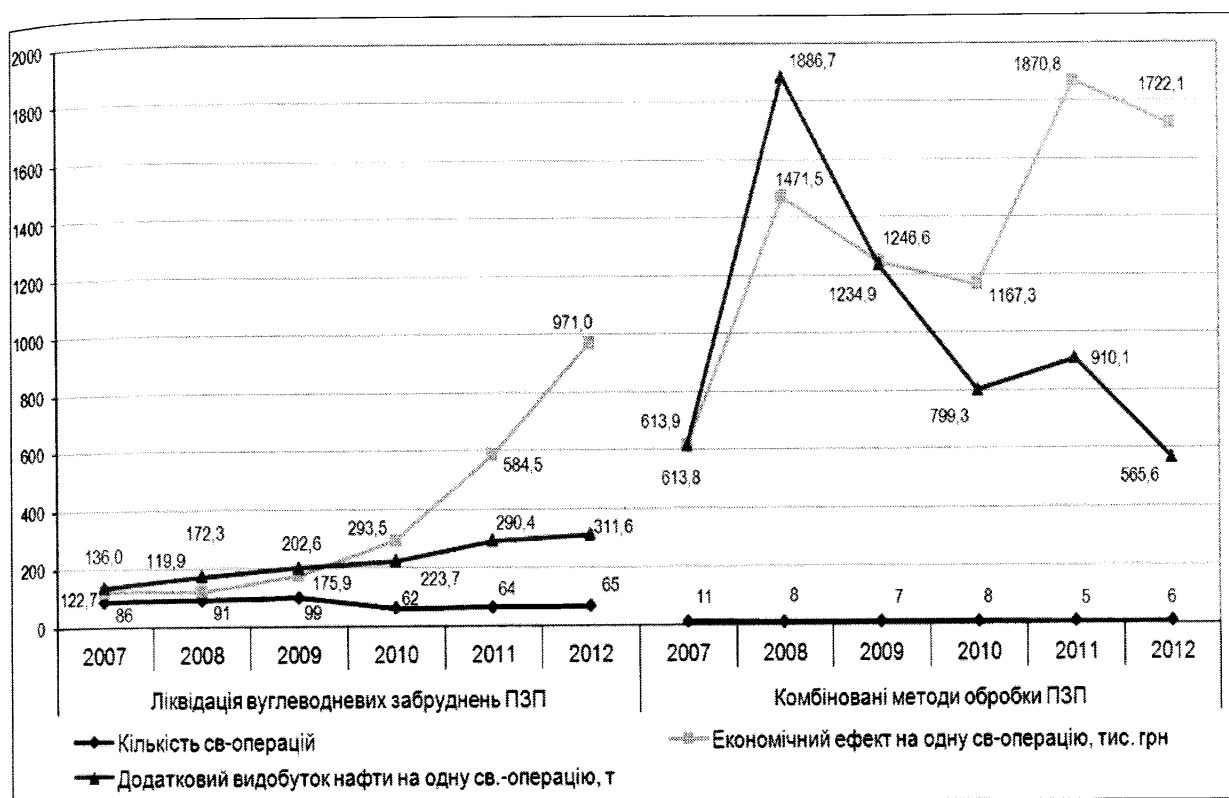


Рисунок 2.11 – Динаміка показників ефективності проведення ліквідації вуглеводневих забруднень ПЗП та комбінованих методів обробок ПЗП

Технології з ліквідації вуглеводневих забруднень є одними з найбільш застосовуваних, хоча за аналізований період спостерігається зменшення кількості проведених св.-операцій до 65. Додатковий видобуток на одну св.-операцію, так як і економічний ефект мають тенденцію до збільшення. Темп росту додаткового видобутку нафти у 2012 р. склав 129 % відносно 2007 р., а економічний ефект збільшився у вісім разів відносно рівня 2007 р.

Серед застосовуваних технологій найменша частка належить комбінованим методам обробки ПЗП. Їх кількість у 2012 р. становила лише 6 св.-операцій. Додатковий видобуток нафти на одну св.-операцію має стрибкоподібний характер, що пояснюється перехідним технологічним ефектом, і у 2012 р. склав 565,6 т. Аналогічна ситуація із економічним

ефектом, який у 2012 р. склав 1722,1 тис. грн, що у 2,8 рази більше показника 2007 р.

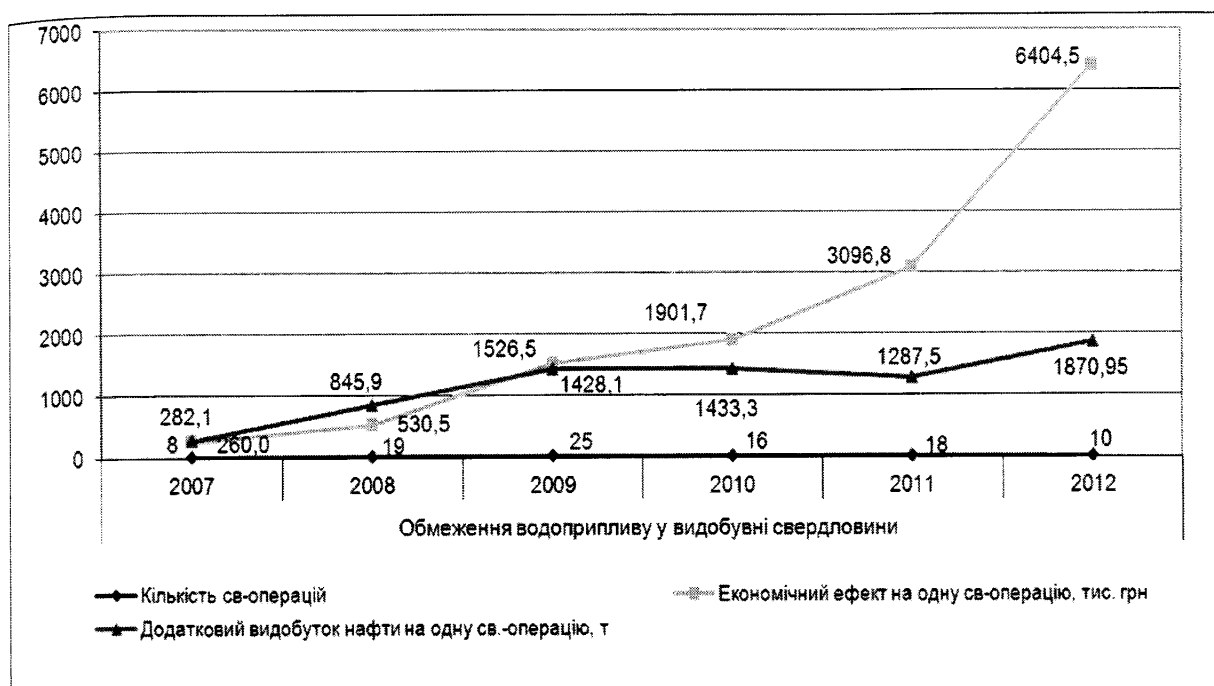


Рисунок 2.12 – Динаміка показників ефективності проведення обмеження водоприпливу у видобувні свердловини

Як бачимо, технологія обмеження водоприпливу у видобувні свердловини є найбільш ефективною. Додатковий видобуток нафти на одну св.-операцію склав 1870,95 т, а економічний ефект – 6404,5 тис. грн/св.-операцію, причому тенденція до зростання зберігається протягом аналізованого періоду.

На нашу думку, врахування взаємовпливу проведених заходів може призвести до виникнення синергетичного ефекту з видобутку нафти, при якому сумарний додатковий видобуток нафти, отриманий в результаті окремо проведених заходів, менший, ніж при проведенні даних заходів в комплексі. Комплексний підхід до вирішення оптимізаційних задач по вибору методів інтенсифікації дозволить зменшити ризики проведення неефективних заходів, призведе до раціональної розробки родовищ і вироблення запасів.

Висновок до II розділу:

1. Проведено аналіз ресурсного забезпечення нафтогазовидобувних підприємств в Україні та виявлено шляхи підвищення ефективності його використання. Варто зазначити, що Україна має надзвичайно великий ресурсний потенціал, адже ресурси нафти розвідані на 37 %, вільного газу – на 39 %, а ступінь виробленості складає відповідно 27,4 % і 25,5 %, тобто 75,1 % початкових потенційних ресурсів залишаються ще в надрах. Окрім нарощування розвіданих запасів та їх введення у розробку самостійним значним резервом вуглеводневої сировини в Україні є залишкова нафта і конденсат родовищ, що вже тривалий час експлуатуються (71 %, 7% видобувних). На основі проведеного аналізу доведено, що нарощування власного видобутку не може бути досягнуто без вирішення низки економічних завдань, пов'язаних з оптимізацією фінансування, збільшенням обсягів та ефективності геолого-пошукових робіт, удосконаленням податкової політики та законодавчої бази в галузі, трансформацій форм власності і на цій основі залучення як вітчизняних, так і зарубіжних інвестицій.

2. Проведено оцінку роботи свердловин ПАТ «Укрнафта», розподіл фонду низькодебітних свердловин найбільших по запасах нафти родовищ Східного і Західного регіону, визначено групи умовно-рентабельних та нерентабельних свердловин свердловин (44,5 %) і запропоновано проведення для них відповідних геолого-технічних заходів з метою покращення їх економічних показників, що в свою чергу вплине на ефективність роботи нафтогазовидобувного підприємства.

3. Здійснено аналіз ефективності МПН та інтенсифікації видобування в умовах нафтових родовищ України. За період 2005-2012 рр. додатковий видобуток нафти за рахунок МПН в абсолютній величині зменшився до 256,78 тис.т, що пов'язано із зменшенням загального обсягу видобутку нафти. Цей об'єм додаткового видобутку відповідає в середньому 13,1 % від

загального видобутку нафти нафтогазовидобувних управлінь ПАТ «Укрнафта». Найбільша частка у додатковому видобутку нафти належить гідродинамічним методам (92,3 %), відповідно технології ГРП – 12,1 %, тепловим – 7,1 %, хімічним методам – 0,6 %. Обсяг додаткового видобутку нафти з конденсатом від проведених методів інтенсифікації з врахуванням перехідного технологічного ефекту становив 253,9 тис. т (10 %), найбільша частка серед технологій з інтенсифікації у кількості свердловино-операцій належить кислотним обробкам (31,1 %), технологіям з ліквідації вуглеводневих забруднень (24,7 %), обробці свердловин з використанням розчинів ПАР (17,5 %). Обробки свердловин з використанням розчинів ПАР поряд із технологіями гідравлічного розриву пласта та обмеженням водопритоку у видобувні свердловини забезпечують найбільший додатковий видобуток нафти та економічний ефект і тому їх можна рекомендувати для найбільш широкого впровадження.

Але, на даний час існуюча законодавча база є такою, що недостатньо стимулює нафтогазовидобувні підприємства до підвищення нафтовіддачі та інтенсифікації нафтогазовидобування. У першу чергу, це пов'язано із проблемами ціноутворення на видобуті нафту і газу і системою оподаткування, основні напрямки вирішення яких представлені у розділі 3 дисертаційної роботи.

Основні результати розділу опубліковані у працях [21], [22], [55], [64].

РОЗДІЛ 3

ФОРМУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОГО МЕХАНІЗМУ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ

3.1 Удосконалення системи ціноутворення у нафтогазовидобуванні

Проблеми ціноутворення стосовно вуглеводневої сировини останнім часом є актуальними як на вітчизняному, так і на світовому ринку. Це обумовлено особливою роллю, яку нафта і газ відіграють у світі, дефіцитністю вуглеводневих ресурсів, їх вичерпністю. Постійні коливання цін на світових ринках вуглеводнів ускладнюють можливість їх прогнозування з метою резервування фінансових ресурсів в бюджеті чи інших державних фондах для стабілізації цін. До того ж проблеми з постачанням російських вуглеводнів, особливо, газу щороку стають каменем спотикання і ускладнення міждержавних відносин Росії і України.

Тому дослідження проблеми ціноутворення на нафтовому та газовому ринках за умов нестабільності чинного законодавства та низького платоспроможного попиту підприємств та населення є вкрай актуальною за сьогоднішніх умов. Критична залежність організаційної структури внутрішнього ринку нафти і газу від умов імпорту вимагає нових рекомендацій щодо вдосконалення існуючих підходів до формування цін, які виключатимуть надмірну політизацію питання поставок енергоресурсів і створюватимуть основу для фінансової стабільності та розвитку нафтогазовидобувних підприємств [63, с. 30].

Проблеми ціноутворення завжди знаходились у центрі уваги таких зарубіжних вчених, як Кауфман П. [154], Марн М. [84], Єсипова В. Е. [148], Тарасевича В. М. [147] та ін., які досліджували методи ціноутворення на засадах витратного підходу та його пристосування до умов ринкової економіки. Серед вітчизняних вчених теоретичні основи ціноутворення у

нафтогазовій сфері знайшли відображення у наукових працях Лукінова І. І. [43], Беленького П. Ю. [14], Мельника А. Ф. [96], Дзьоби О. Г. [37] та інших, які досліджували зазначені проблеми передусім в контексті управління витратами, результатами та державного регулювання. Зазначимо, що дослідженню механізмів ціноутворення на вітчизняному та світовому нафтовому ринку приділялась не достатня увага як з причини його відносної закритості, так і на підставі відсутності інтересу серед дослідників, оскільки цей ринок майже завжди був найбільш регульованим [13, с. 178]. Та в умовах усе більшої лібералізації цього ринку в процесі глобалізації економіки проблема дослідження процесів ціноутворення на нафту, природний газ та газовий конденсат стає надзвичайно актуальною, а інтерес до неї підсилюється через посилення політичних факторів впливу на механізми ціноутворення.

Процес побудови відкритої ринкової економіки в Україні призвів до стрімкого максимального наближення цін у нашій країні до світових цін на енергоресурси. Ні для кого вже не секрет, що ціна російської нафти в Україні є світовою та ринковою і нижчою від ціни цієї нафти у Європі лише на вартість її транспортування до східного кордону України. Тому усі цінові тенденції, які притаманні світовому ринку нафти, віддзеркалюються на українському ринку вуглеводнів.

Як зазначає Конопляник А. К. у роботі [73, с. 24], сучасна контрактна структура світового ринку нафти і механізми ціноутворення на ньому вибудовувались протягом останніх 30-ти років в рамках англо-саксонської моделі побудови відкритого, конкурентного, високоліквідного, саморегулюючого глобального ринку. Справа в тому, що на нафтовому ринку відбувалася постійна зміна домінуючих видів договорів – від внутрішньокорпоративних в рамках вертикально-інтегрованих компаній до довгострокових, а потім і до короткострокових. Пізніше з'являються разові договори – спотові (з негайною поставкою) і форвардні (з відкладеною

поставкою реального товару), що зумовили появу на нафтовому ринку ф'ючерсів і опціонів [41, с. 339].

Основними світовими біржовими майданчиками на ринку нафти є Нью-Йоркська товарно-сировинна біржа (NYMEX) і Міжнародна Нафтова біржа (IPE) в Лондоні. Маркерний сорт нафти WTI (західно-техаська легка суміш), що є предметом торгівлі на Нью-Йоркській товарно-сировинній біржі, є найліквіднішим енерго-сировинним товаром в світі, на основі якого обчислюється показник рівня ліквідності «черн» (як відношення об'єму відкритих біржових позицій до об'єму фізичної поставки реального товару). Для WTI даний показник становить порядка 700, проти 40 для бензину і 10 для котельного палива.

Ціноутворення на світовому ринку нафти прив'язане до котирувань нафтових ф'ючерсів на маркерні сорти нафти. Основну роль на цьому ринку відіграють дві групи гравців: хеджери і спекулянти. Хеджери – це виробники і продавці реального товару, тобто «фізичної нафти», які зацікавлені у стабілізації цінних коливань, у встановленні передбачених на довгострокову перспективу цін на нафту. Спекулянти на нафтовому ринку – це торговці нафтовими контрактами, переважно інвестиційні банки та інші категорії фінансових інвесторів, які відкривають свої позиції на ринку, роблячи ставку на те, що ціна буде підвищуватися або знижуватися. Гроші спекулянтів – це високоліквідні фінансові ресурси, які характеризуються мобільністю і здатністю до оперативної міграції у ті сегменти світових валютно-фінансових ринків, де їм забезпечена найвища віддача. Співвідношення частки хеджерів / спекулянтів на ринку може бути різною.

Так, за даними Комісії з торгівлі товарно-сировинними ф'ючерсами (КТТСФ) США, у лютому 2007 р. частка спекулянтів на NYMEX склала 30%, у червні 2008 р. – уже 70%. За результатами неформальних опитувань європейських нафтових брокерів, частка спекулянтів на нафтовому ринку складала в кінці 2008 р. 70-80%. З січня 2004 р. по червень 2008 р. число відкритих позицій спекулянтами на NYMEX збільшилось із 900 тис. до

2,9 млн. Протягом цього ж періоду кількість великих гравців також зросла з 220 до 400 [73, с. 7]. Багато хто з аналітиків пов'язують зростання цін на нафту в кінці 2007 р. – першій половині 2008 р. саме з діяльністю нафтових спекулянтів.

Цікаво простежити тенденції у формуванні цін на нафту на світовому ринку у кризовий період 2008 р. Відомо, що зростання попиту на нафту приводить до росту цін на неї. За даними джерел [152, 153], ціна на нафту марки BRENT тільки за 2000-2008 рр. зросла з 29 дол./бар. у 2000 р. до 97 дол./бар. у 2008 р., або у 3,3 рази. Аналізуючи дані 2008 р., можна зауважити, що у липні 2008 р. був зафіксований пік світової ціни на нафту, коли ціна досягнула 134 дол./бар.

У цей час деякі експерти вважали, що подальше підняття цін призупиниться на межі 150-170 дол./бар., інші не виключали нового стрибка цін до 200 дол./бар. і вище до початку 2009 р. Однак цього не відбулося і вже у грудні 2008 р. ціна одного бареля нафти знизилася на 31 % і склала 42 дол./бар. Пізніше відбулося зростання ціни, і на початок 2014 року ціна на нафту становила 107,57 дол./бар.

Згідно з прогнозами експертів, до 2030 року, найімовірніше спостерігатиметься тенденція повільного росту цін на нафту, оскільки впродовж тривалого періоду 1970-2013 років, незважаючи на значні коливання цін на нафту як у бік зростання, так і у бік зниження, простежується генеральний тренд повільного зростання цін [41, с. 339].

Рівень цін української вуглеводневої сировини, починаючи з 2000 року, визначається за результатами аукціонних біржових торгів, які проводяться згідно з Постановою Кабінету Міністрів України від 04.04.2000 р. № 599 «Про запровадження аукціонів з продажу нафти, газового конденсату, природного, скрапленого газу та вугілля».

За результатами конкурсу, що проводився Міністерством економіки України у 2000 р., Українська міжбанківська валютна біржа (УМВБ) стала біржою, що уповноважена на проведення аукціонів з продажу нафти,

газового конденсату та вугілля, з червня 2013 р. нафта і газовий конденсат почали реалізовуватись на аукціонних торгах Першої незалежної біржі, яка належала «сім'ї», і припинила своє існування з політичних причин.

Варто зазначити, що на українському ринку нафти існує практика занижування вартості нафти. Це прослідковується на рисунку 3.1, що відображає динаміку світових цін на нафту та нафту українського видобутку.

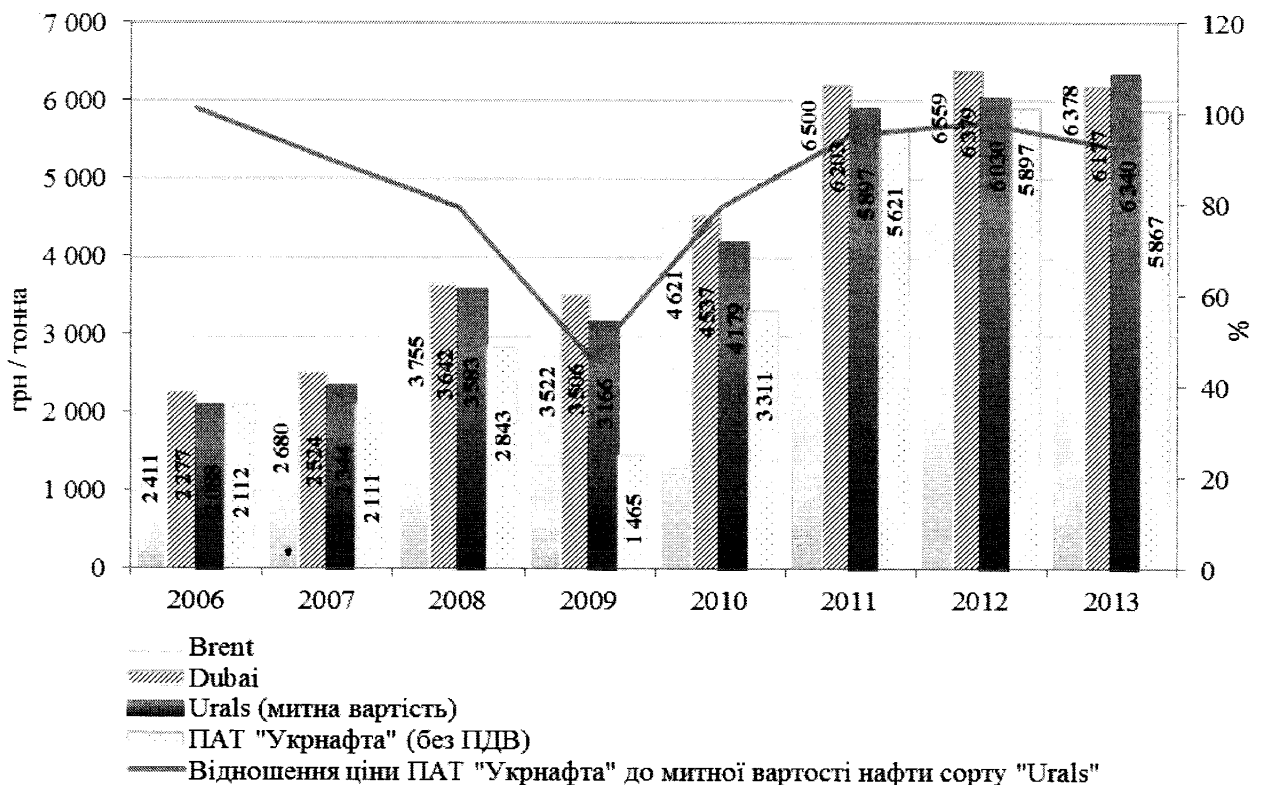


Рисунок 3.1 – Динаміка світових цін на нафту та нафту українського видобутку

Так за період 2008-2010 рр. ціни на нафту вітчизняного видобутку були суттєво нижчими за ціни на нафту, що імпортувалася, через корупцію в органах державної влади та оскарження підзаконних актів у судовому порядку. Як зазначає С. Куюн [78], «з допомогою маніпуляцій у регламенті торгів (умови доставки, зрив аукціонів) і за лояльності Аукціонного комітету, що має доглядати за правильністю проведення торгів, коло учасників відкритого аукціону звузилося до одного покупця (формально в аукціонах

брала участь група афілійованих компаній)». У 2010 р. уряд імплементував норми щодо оцінки справедливої вартості нафти у закон про державний бюджет на відповідний рік [11, с. 11], один з пунктів якого передбачав встановлення рівня стартових цін на біржових аукціонах для нафти та газового конденсату на підставі митної вартості нафти з урахуванням надбавки за якість для нафти сирої та газового конденсату. Однак навіть в умовах чітко виписаної процедури, спрямованої на недопущення схем ухилення від сплати податків у 2010 р. нафтогазовидобувні підприємства знизили вартість вітчизняної нафти. Зокрема, керуючись нормою, що вартість нафти сирої не повинна бути нижчою за митну вартість нафти, вони реалізували продукцію власного видобутку за цінами на 20 % нижчими від справедливих, оскільки митна вартість не враховує податку на додану вартість.

У жовтні 2011 р. КМУ прийняв постанову № 1064 «Деякі питання організації та проведення біржових аукціонів з продажу нафти сирої, газового конденсату власного видобутку і скрапленого газу» [36]. Зазначена постанова встановлювала таку процедуру визначення стартових цін на нафту та конденсат:

– рівень стартової ціни (без урахування податку на додану вартість та витрат на транспортування, постачання і зберігання) на аукціонах для нафти сирої та газового конденсату визначається аукціонним комітетом на підставі митної вартості нафти сорту «Юралс» за даними Держмитслужби за 15 днів, що передують даті реєстрації заявок на участь в аукціоні, із відповідними надбавками за якість нафти сирої та газового конденсату;

– у разі ненадходження у зазначений період на митну територію України нафти сорту «Юралс» та надходження нафти сорту «Айзері» стартова ціна на аукціонах для нафти сирої визначається на підставі даних Держмитслужби із застосуванням перевідного коефіцієнта 0,85.

У зв'язку із зупинкою багатьох нафтопереробних заводів в Україні, у 2012 р. обсяги імпорту нафти значно скоротилося, що не давало змоги

визначити рівень стартових цін. Тому у серпні 2012 р. уряд доповнив постанову № 1064 від 2011 р. положенням, що у разі ненадходження на митну територію України нафти сортів «Юралс» та «Айзері» стартова ціна на аукціонах для нафти сирої визначається як середнє значення ціни фактичних угод з продажу нафти сорту «Юралс» на умовах поставки FOB Новоросійськ та FOB Приморськ згідно з даними видання «Crude Oil Marketwire» агентства «Platts» відповідно до довідки Міненерговугілля, яку воно надає аукціонному комітету згідно з даними видання «Crude Oil Marketwire» агентства «Platts» [128].

У 2012-2013 рр. маніпуляції з аукціонами хоча й відбувалися [77], однак їх кількість була значно меншою порівняно із попередніми роками.

На даний час погоджується проект постанови «Про внесення змін до порядку організації та проведення біржових аукціонів з продажу нафти сирої, газового конденсату власного видобутку і скрапленого газу», який змінює механізм ціноутворення на аукціоні з продажу нафти та скрапленого газу.

Раніше стартові ціни на скраплений газ формував продавець «з урахуванням світових цін», фактично ж у 2013 р. була закріплена спеціальна соціальна ціна у розмірі 2130 грн за 1000 м³ скрапленого газу. Передбачається, що стартові ціни будуть формуватися «за даними видання Argus International LPG компанії Argus Media Ltd на умовах поставки FOB Black Sea propane-butane mix та визначатися як середнє значення за 15 днів, що передують даті реєстрації заявок». Також проект постанови передбачає новий механізм індексації ціни на «побутовий» газ, який продається населенню у балонах, тобто закладається поступовий механізм підвищення ціни.

Що стосується формування ціни на нафту, то до варіанту, що передбачав ненадходження у зазначений період на митну територію України нафти сорту «Юралс» та надходження нафти сорту «Айзері» додається ще пункт «або інших сортів легкої нафти Каспійського регіону». Тоді вартість української нафти має становити 85 % від митної вартості такої сировини.

На даний час російська нафта в Україну не надходить у зв'язку з існуючою політичною ситуацією, тому основна увага прикута до формування ціни на імпортовану нафту сорту «Айзері».

Як зазначає Нестеров Д. [98], тут також існують значні можливості для маніпуляцій із цінами. До прикладу, при купівлі 10 т нафти «Айзері» з офшору за 80 дол./бар., при характеристиках схожих на азербайджанську нафту, вартість української нафти становитиме 68 дол./бар. із врахуванням 15 % дисконту.

На переконання деяких експертів норма про «інші сорти легких нафт Каспійського регіону» дає можливість маніпулювати даними Держмитслужби. Адже єдиний завод, що здатний переробляти азербайджанську нафту, – це Кременчуцький нафтопереробний завод. Отже, «раптових» постачань легкої нафти в Україну не буде.

Також на думку експертів, завадити цим маніпуляціям можна було б через обмеження розміру мінімальної партії нафти, наприклад, 20 тис. т, або ж якщо за основу визначення стартової ціни взяти котирування агентства «Platts» для нафти, наближеної за властивостями до української.

На нашу думку, для успішного функціонування нафтовидобувної галузі необхідно забезпечувати рівні правила участі в аукціонах підприємств різних форм власності, що уможливить на ринкових засадах встановити ціну на вуглеводневий ресурс, поєднуючи попит та пропозицію, а також запровадити такий механізм ціноутворення на нафту для підприємств, який забезпечував би покриття витрат на видобування та отримання прибутку, достатнього для інвестиційної діяльності і сплати всіх податків та зборів.

На прикладі ПАТ «Укрнафта» проаналізуємо формування ринкової ціни нафти та конденсату за період 2006-2013 рр. (таблиця 3.1). У Додатку В представлені вихідні дані до розрахунку економічних показників.

Таблиця 3.1 – Динаміка та складові формування ціни нафти та конденсату на прикладі ПАТ «Укрнафта»

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ціна нафти та конденсату, грн/т	2188	2438	3679	3269	4284	5999	6151	6466
нормальний прибуток, грн/т	279	333	339	382	569	598	678	818
загальні витрати без урахування подагкових платежів, грн/т	311	370	441	525	626	745	887	1057
Сума природної ренти, грн/т	1599	1735	2899	2361	3089	4656	4586	4591
сплачені податкові платежі, грн/т	762	1086	1448	1023	1523	3575	2398	2090
не вилучена сума природної ренти, грн/т	836	648	1450	1338	1567	1081	2188	2501
Частка природної ренти, що вилучається до бюджету, %	47,7	62,6	50,0	43,3	49,3	76,8	52,3	45,5

У цих розрахунках ціну нафти і конденсату визначено на основі митної вартості нафти сорту «Юралс». Середньозважена ринкова ціна нафти та конденсату змінювалась від 2,2 тис. грн./т у 2006 р. до 6,5 тис. грн./т у 2013 р. Обсяг прибутку на одиницю видобутої нафти та конденсату розраховано, виходячи із нормального рівня рентабельності та вартості балансових активів на основі даних ПАТ «Укрнафта». «Нормальний» прибуток при видобутку нафти та конденсату встановлено використовуючи методичний підхід, описаний у джерелі [12, с. 5]. Загальні витрати без урахування податкових платежів розраховано, виходячи із даних про фактичну собівартість видобутку нафти.

Також, до доходів від природної ренти, яку отримують видобувні підприємства, нами було віднесено: плату за користування надрами; збір за геологорозвідувальні роботи, виконані за рахунок державного бюджету; надходження коштів від продажу спеціальних дозволів на користування надрами та збору за видачу таких дозволів; рентну плату за нафту та газовий конденсат, що видобуваються в Україні на основі даних державної казначейської служби за період 2006-2013 рр. [33].

Шляхом віднімання від середньозваженої ціни нафти та конденсату нормального прибутку та загальних витрат без урахування податкових платежів, визначено суму природної ренти. Різниця між нею та середньозваженим показником податкових платежів за 1 тону видобутої нафти та конденсату відображає не вилучену до бюджету суму природної ренти [12, с. 16].

Її величина, із врахуванням кількості видобутої нафти та конденсату, у 2006-2013 рр. становила в середньому 45 % від усієї суми природної ренти, що виникає при видобутку нафти та конденсату.

Варто зазначити, що уряди більшості країн не вилучають всієї суми природної ренти. До прикладу, частка природної ренти, що вилучається у федеральний бюджет Росії, у структурі ціни нафти складала від 66 до 78 % [31, с. 5]. У Норвегії держава крім податку на прибуток, що становить 28 % у

нафтогазовидобувних компаній вилучає додатково ще 50 % від прибутку до оподаткування, тобто в цілому ставка податку на прибуток становить 78 %.

В Україні використання такого рівня оподаткування в умовах структури ціни нафти ПАТ «Укрнафта» дало б змогу вилучати близько 93 % від обсягу природної ренти, що в перерахунку на відсоток від отриманих доходів від реалізації нафти становило б в середньому 67 %.

Основні причини невилучення державою всього обсягу природної ренти полягають у наступному [11, с. 18]:

– недосконале податкове законодавство та лобіювання власниками видобувних підприємств власних інтересів у інституційно слабкому суспільстві (у випадку значної частки не вилученої державою природної ренти);

– цілеспрямована політика уряду, спрямована на збільшення інвестицій у розвідку та видобування нафти в майбутньому у зв'язку із погіршенням умов її видобутку та / або намагання уникнути вилучення у доходи бюджету «нормального» прибутку, виходячи із того, що краще недоотримати частину природної ренти ніж вилучити зайве (у випадку невеликої частки не вилученої державою природної ренти).

Поряд із нафтою нафтогазовидобувні підприємства видобувають значні обсяги природного і попутного газу. Тому визначення справедливої ціни на газ, собівартості його видобутку на рівні підприємства також залишаються проблемними питаннями при визначенні природної ренти та необхідного розміру податкових платежів для її вилучення.

Варто зазначити, що основними підприємствами з видобутку газу в Україні є ПАТ «Укргазвидобування», ПАТ «Укрнафта» та до недавнього часу ПАТ «Чорноморнафтогаз». Зокрема, у 2013 р. видобуток газу у ПАТ «Укргазвидобування» склав 15,1 млрд м³ (74 % від сукупного видобутку газу в Україні), у ПАТ «Укрнафта» – 1,9 млрд м³ (відповідно 9,3 %), у ПАТ «Чорноморнафтогаз» – 1,65 млрд м³ (8 %). Решту природного та нафтового газу видобувають приватні газовидобувні підприємства.

Як і у випадку із формуванням ціни на нафту, при формуванні ціни на газ повинні враховуватись як економічно обґрунтовані витрати, так і одержання необхідного прибутку, достатнього для забезпечення інвестиційних програм. Метод розрахунку ціни «витрати плюс», при якому ціна на товар (послугу) визначається як сума фактичних витрат і необхідної суми прибутку, як один із можливих методів застосовується і в Європі [74, с. 59].

Згідно постанови НКРЕ №1177 «Про затвердження Порядку формування, розрахунку та встановлення цін на природний газ для суб'єктів господарювання, що здійснюють його видобуток» із змінами від 31.12.2013 [133], ціна на природний газ власного видобутку повинна забезпечувати покриття економічно обґрунтованих витрат виробництва, отримання прибутку, достатнього для інвестиційної діяльності і сплату всіх податків і зборів і визначається за наступною формулою:

$$C_{вид} = (B_{вид} + \Pi_{вид}) / V_{вид} , \quad (3.1)$$

$B_{вид}$ – економічно обґрунтовані витрати суб'єкта господарювання з видобутку природного газу, що складаються з операційних та фінансових витрат з видобутку природного газу;

$\Pi_{вид}$ – розрахунковий прибуток суб'єкта господарювання з видобутку природного газу;

$V_{вид}$ – обсяг товарного природного газу, що визначається шляхом застосування відповідної системи вимірювання його кількості або приймається у відповідності із запланованими обсягами у плановому періоді.

У таблиці 3.2 представимо встановлені НКРЕ ціни на товарний природний газ для підприємств, частка держави у статутному фонді яких становить 50 відсотків та більше, за період з 2012 р. по 2014 р.

Таблиця 3.2 – Ціни на товарний газ власного видобутку (без ПДВ) [97],
грн/1000м³

Назва підприємства	Роки		
	2012	2013	2014
ПАТ «Укрнафта»	458	492,6	562,5
ПАТ «Укргазвидобування»	350	349,2	349,2
ПАТ «Чорноморнафтогаз»	456	440	452
СД між ПАТ «Укрнафта» (Україна) і Приватною компанією «Регал Петролеум Корпорейшн Лімітед» (Великобританія)	412	–	–
СД між НГВУ «Полтаванафтогаз» ПАТ «Укрнафта» (Україна) і ТОВ «Надра-Інвест» (Україна)	928	1130	1496
СД між ПАТ «Укрнафта» (Україна) і Компанією «Моментум Ентерпрайзис (Істерн Юрол) ЛТД» (Кіпр)	553	–	–

Як бачимо, встановлені ціни у декілька разів нижчі за ціни імпортованого газу з Росії.

Крім постанови НКРЕ №1177, діє також закон №2467 «Про засади функціонування ринку природного газу» із змінами від 10.04.2014 р. [129], який теж передбачає норму про обов'язковий продаж підконтрольними уряду підприємствами газу власного видобутку для потреб населення, а також підтверджує повноваження НКРЕ встановлювати граничні ціни на газ власного видобутку для державних підприємств.

Хоча ПАТ «Укрнафта» формально підпорядковується НАК «Нафтогаз України», контроль над нею здійснює група «Приват». Всупереч постанові уряду та НКРЕ ПАТ «Укрнафта» реалізує видобутий газ або промисловим споживачам за ринковими цінами або підприємствам, які є власністю групи «Приват», за собівартістю видобування і навіть нижче. Так, у 2013 р. при собівартості видобування у 752 грн/1000 м³ газу ціна його реалізації склала 508,66 грн/1000 м³, що призводить в кінцевому результаті до збитковості його видобування.

Варто також зазначити, що частка реалізації газу природного товарного в структурі доходів ПАТ «Укрнафта» при видобутку в 1,9 млрд м³ і ціні реалізації 492,6 грн/1000 м³ (за даними НКРЕ у 2013 р.) за наближеними розрахунками склала би 20,7 % при існуючій частці в 1,2 % і реалізації лише 106 млн м³ газу. При ринкових цінах на газ питома вага реалізації газу зросла би до 34 %. Таким чином, бачимо значну невідповідність, по-перше між обсягами видобування і реалізації газу, по-друге, між цінами, встановленими НКРЕ на товарний природний газ, і ринковими цінами.

Існуючий механізм цінового регулювання по суті зводиться до періодичного розгляду фактичних та планових витрат суб'єктів господарювання та адміністративного встановлення цін на рівні, що навіть не перевищує зазначені витрати. Крім того, система розрахунку, обґрунтування і затвердження цін НКРЕ є непрозорою, середні експлуатаційні витрати не оприлюднюються, не враховуються інфляційні очікування. Планова сума прибутку визначається здебільшого не нормою, а обсягами інвестиційних витрат суб'єкта господарювання, які подаються на розгляд НКРЕ у формі інвестиційної програми. Як вказує Дзьоба О. Г. [37, с. 220], такий підхід не стимулює виробників до підвищення економічної ефективності виробничо-господарської діяльності за рахунок скорочення витрат, раціонального використання ресурсів та модернізації виробництва.

Принцип ціноутворення «витрати плюс» в даному випадку не включає інвестиційної складової, необхідної для модернізації та розвитку нафтогазовидобувної галузі. Базою для розрахунку ціни на вуглеводневі ресурси є повна собівартість на видобуток вуглеводнів, а при розрахунку прибутку не використовуються такі поняття, як регульована база активів та дозволена норма доходу, тобто не враховується сума інвестованого капіталу. Цей факт особливо важливий, оскільки потенційні інвестори не мають реальних стимулів вкладати інвестиційні ресурси у нафтовидобування.

Тому для створення прозорого та ефективного механізму інвестування при формуванні цін на вуглеводневі ресурси пропонується застосування

відомого підходу, що використовується у системі RAB-регулювання тарифів (Regulated Asset Based), який дозволить залучати значні кошти на модернізацію та розвиток нафтогазових активів, і який використовується в більшості країн Європи, США, Канади, Австралії [15]. Формула розрахунку ціни на вуглеводневі ресурси (C_H) у найбільш загальному вигляді така:

$$C_H = (\sum_{i=1}^n q_i B_i + \Phi + P_{вид} + VKI) / Q_{вид}, \quad (3.2)$$

де q_i – річний обсяг видобутку нафти з i -го родовища (покладу), що визначається шляхом застосування відповідної системи вимірювання її кількості або приймається у відповідності із запланованими обсягами у плановому періоді, т;

B_i – економічно обґрунтовані операційні витрати суб'єкта господарювання з видобутку вуглеводневих ресурсів на i -ому родовищі;

Φ – фінансові витрати, що пов'язані із обслуговуванням позичкових коштів;

$P_{вид}$ – розрахунковий прибуток суб'єкта господарювання з видобутку вуглеводнів;

VKI – щорічне повернення інвестованого капіталу, який включає інвестиційні витрати на капітальний ремонт свердловин, впровадження технологій з інтенсифікації видобування залишкових запасів вуглеводнів, модернізації існуючої техніки та нафтового обладнання;

$Q_{вид}$ – річний обсяг товарного видобутку нафти по НГВУ, т;

n – кількість родовищ (покладів), що розробляються НГВУ.

Привабливість цього підходу адекватна вимогам «справедливої ціни», яка покладається в основу розробки моделі гармонізації діяльності у випадку залучення інвесторів на умовах державно-приватних партнерств. Адже відомо, що ніщо так не гармонізує відносини партнерів, як справедливий розподіл того, що зроблене ними разом.

Впровадження такої системи передбачає розробку інвестиційних програм для кожного нафтогазовидобувного підприємства. Реалізація таких програм надасть можливість прийняття економічно обґрунтованих рішень із вибору об'єктів інвестування на основі принципу повернення витрат на вкладений капітал, адже у ціну на вуглеводневі ресурси, крім покриття операційних витрат, має бути закладено щорічне повернення інвестованого капіталу та дохід на інвестований капітал, що дасть можливість забезпечити стабільність і прогнозованість ситуації для інвесторів та знизити їхні ризики.

Така програма має містити план впровадження новітніх технологій з інтенсифікації видобування залишкових запасів вуглеводнів, модернізацію існуючої техніки і обладнання та повинна бути погоджена з Держгірпромнаглядом в частині першочерговості та доцільності об'єктів інвестування, з місцевою владою – в частині перспективних планів розвитку інфраструктури регіонів. Все це при умові, якщо будуть діяти концесійні угоди та програми інвестиційного розвитку.

Шляхом введення інвестиційної складової у формування цін на вуглеводневі ресурси підприємства отримують можливість та зобов'язання підтримувати ефективну роботу у нафтогазовидобуванні, а держава в особі компетентних органів – контролювати виконання компанією таких зобов'язань.

Таким чином для нафтогазовидобувних підприємств реформування механізму ціноутворення слід здійснювати на основі:

- застосування запропонованих у роботі нормативів експлуатаційних витрат;

- введенні інвестиційної складової у формулу для встановлення ціни нафти, що дає змогу розрахувати її величину для окремого експлуатаційного об'єкта і сприятиме вдосконаленню трансферного ціноутворення у вертикально-інтегрованих нафтогазовидобувних компаніях;

- удосконалення методології встановлення нормативів плати за надра, чому присвячений розділ 3.2 даної дисертаційної роботи.

Кінцевою метою реформ системи ціноутворення стосовно нафтогазовидобувних підприємств має стати забезпечення вискоєфективної їх роботи та збільшення обсягів видобування вуглеводнів.

3.2 Реформування системи оподаткування при освоєнні залишкових запасів та її вплив на економічні показники нафтогазовидобувних підприємств

Специфіка гірничовидобувної промисловості з її високими ризиками, обмеженістю і вичерпністю запасів корисних копалин обумовила поширення у світовій практиці спеціальних підходів до її оподаткування. Основною особливістю є збалансоване використання часто підвищених податкових зобов'язань із системою пільг та знижок, що стимулюють надкористувача.

Значна кількість дослідників присвячують свої роботи питанням законодавчого урегулювання видів і нормативів податкових платежів при видобутку вуглеводнів, впливу податкового навантаження на економіку конкретних підприємств та пошуку шляхів оптимізації рентабельності і рівня податкових платежів [20, 26, 30, 42, 110, 139]. Разом з тим, проблемними і такими, що потребують детального вивчення, залишаються питання економічного стимулювання господарюючих суб'єктів, які займаються розробкою виснажених родовищ нафти і газу, особливо на завершальній її стадії, та забезпечення державних інтересів щодо ефективного використання існуючих запасів.

Гострота проблем розробки виснажених нафтових і газових родовищ, включаючи і завершальну стадію розробки, насамперед визначається низькою рентабельністю видобування нафти і газу, тобто суто економічним чинником. При цьому, держава як власник ресурсів може регулювати рентабельність видобування нафти і газу для кожного господарюючого суб'єкта (нафтогазовидобувного підприємства). Але при цьому необхідно

зберегти системний баланс інтересів держави (максимально можливе вилучення вуглеводнів, застосування високотехнологічних, високоефективних процесів та обладнання, збереження довкілля та кількості робочих місць, отримання оптимального інтегрального податку упродовж усього терміну розробки родовища) та господарюючого суб'єкта (забезпечення хоча б мінімальної прибутковості видобування нафти і газу). Такі збалансовані умови досягаються відповідним законодавчим регулюванням, передусім у сфері нафтогазовидобування та охорони навколишнього середовища [42, с. 11].

Варто зазначити, що в Україні за період з 2006 по 2012 рр. існувала досить складна система справляння податкових платежів за видобуток вуглеводнів. До недавнього часу сплачувались такі види платежів, спрямованих на вилучення у видобувних підприємств природної ренти [11]: рентна плата, плата за користування надрами, збір за геологорозвідувальні роботи, збори за видачу спеціальних дозволів на користування надрами.

На рисунках 3.2, 3.3 представлено динаміку рентних платежів за видобуток вуглеводнів в Україні за період 2006-2012 рр.

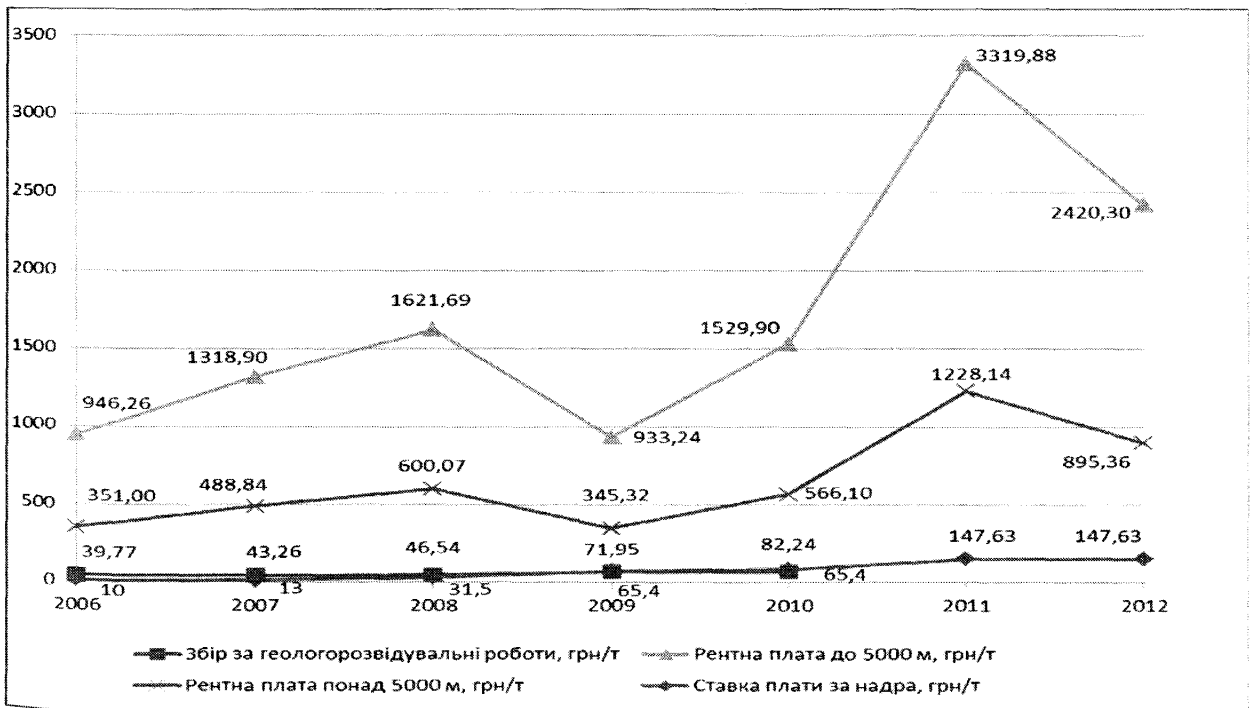


Рисунок 3.2 – Ставки рентних платежів за видобуток нафти і газового конденсату у 2006-2012 рр.

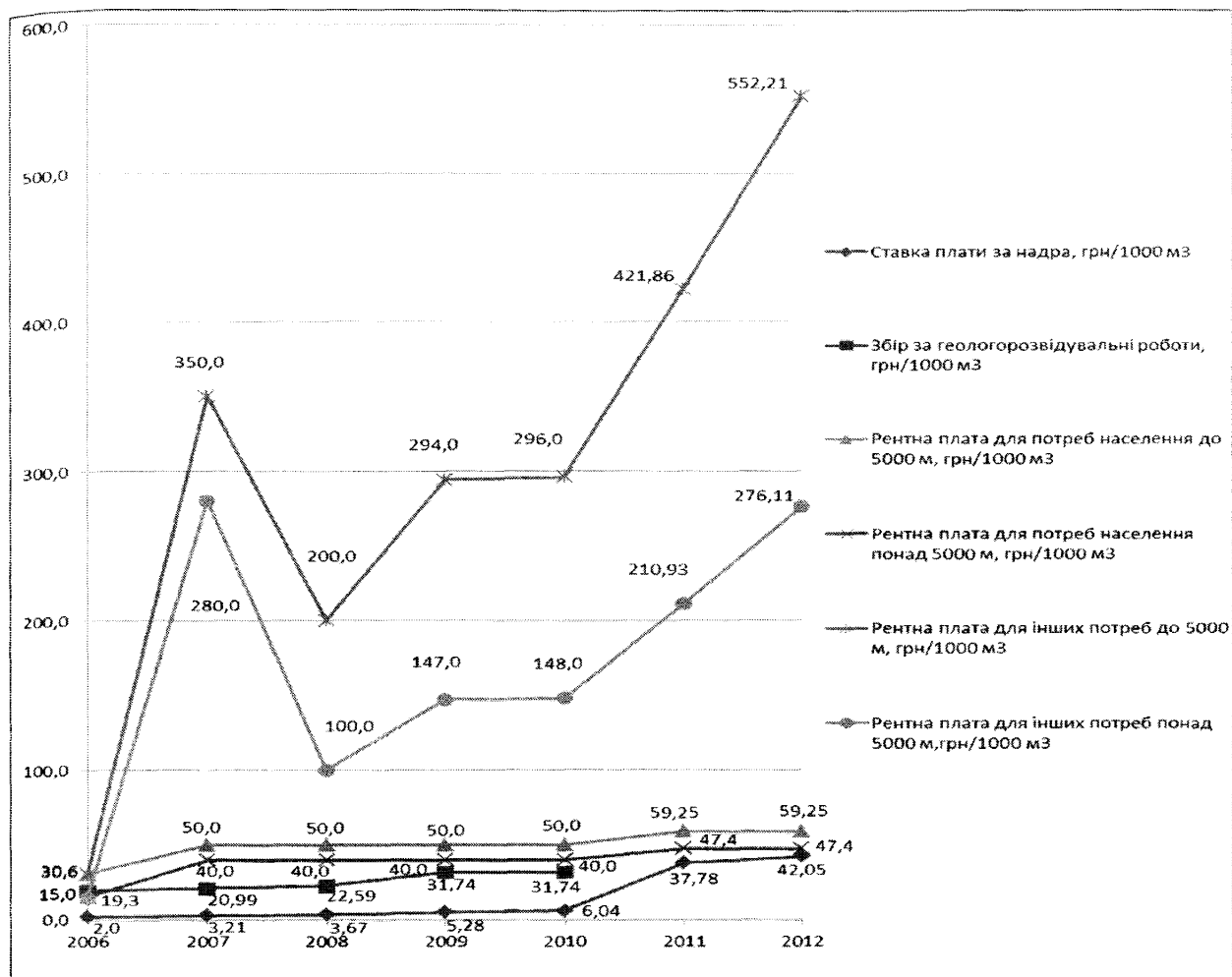


Рисунок 3.3 – Ставки рентних платежів за видобуток природного газу у 2006-2012 рр.

* Джерело: складено автором за даними [47, 48, 116, 126, 127, 131, 132]

Ставки рентної плати та процедура справляння цього виду платежу до 2011 р. визначалися постановою КМУ від 22.03.01 № 256 «Про затвердження Порядку обчислення та внесення до Державного бюджету України рентної плати за нафту, природний газ і газовий конденсат» [132] із змінами, законами про бюджет на відповідний рік та законами, що передбачали коригування податкових норм (зокрема, ЗУ № 398-V від 30.11.2006 р. [47], № 309-VI від 03.06.2008 р. [48]).

У 2006 р. ставки рентної плати були визначені у законі про державний бюджет і до них застосовувався коригуючий коефіцієнт за видобуток нафти та конденсату, що враховував рівень цін на них (визначався шляхом ділення

середньозваженої ціни 1 тонни нафти, що склалася на останньому аукціоні, до середньозваженої ціни 1 тонни нафти, що склалася на аукціоні, який проводився у жовтні 2005 року – 1940,3 грн). Проте, як вказано у роботі [11], збільшення рентної плати за видобуток нафти внаслідок застосування коригуючого коефіцієнту та зростання цін на нафту не зацікавлювало видобувні підприємства належним чином. Тому видобувні підприємства почали знижувати вартість нафти на внутрішньому ринку, реалізуючи її підставним особам. У відповідь на це було прийнято постанову № 785 «Про внесення зміни до Порядку обчислення та внесення до Державного бюджету України рентної плати за нафту, природний газ і газовий конденсат» [127], в якій визначалося, що якщо величина коригуючого коефіцієнту, обчисленого Мінекономіки була нижчою за величину, обчислену за митною вартістю нафти, або у разі відсутності аукціонів застосовувався коефіцієнт, обчислений за динамікою митної вартості нафти.

У 2007 р., відповідно до ЗУ «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України з питань оподаткування» № 398-V від 30.11.2006 р. [47], ставки рентної плати за видобуток вуглеводневої сировини зросли за деякими позиціями майже в два рази. Також було запроваджено диференційовані ставки рентної плати за видобуток природного газу призначеного для населення та для інших потреб.

Наступна зміна процедури та ставок рентних платежів за видобуток вуглеводнів відбулась у зв'язку із прийняттям ЗУ «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України» № 309-VI від 03.06.2008 р. [48]. Було суттєво збільшено плату за видобуток нафти, а також змінено формулу розрахунку коригуючого коефіцієнта до рентної плати за видобуток нафти. Він став визначатися шляхом ділення середньої ціни одного бареля нафти «Urals», що склалася на Лондонській біржі на базову ціну нафти – у розмірі 100 доларів США за барель. У 2009 р. змінами до вищезазначеного закону [48] було запроваджено коригуючий коефіцієнт до ставки рентної плати за видобуток природного газу, призначеного для інших потреб.

У прийнятому законі «Про державний бюджет на 2010 р.» базові ставки рентної плати також залишились незмінними. Водночас було змінено формулу розрахунку коригуючого коефіцієнту до ставок рентної плати за нафту та газовий конденсат, за рахунок зменшення базової ціни нафти до 560 грн. за барель. Тобто ціна одного бареля нафти «Urals», що склалася на Лондонській біржі ділилась не на 100 доларів США як раніше, а на 560 грн. Також було визначено, що якщо величина коригуючого коефіцієнта, яка застосовується до ставок рентної плати за нафту та газовий конденсат, є меншою одиниці, такий коригуючий коефіцієнт застосовується із значенням 1 (одиниця).

Із прийняттям Податкового кодексу [116], у 2011 р. ставки рентної плати за видобуток нафти та конденсату з глибини до 5000 м зросли із 1529,9 грн за тону до 2141,86 грн, а з глибин понад 5000 м – з 566,1 грн до 792,35 грн за тону. Ставки рентної плати за видобуток природного газу зросли несуттєво.

У травні 2012 р. було прийнято закон № 4834-VI «Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо удосконалення деяких податкових норм» із змінами від 05.07.2012 р. [126], який суттєво спрощував систему податкових платежів в Україні за видобуток вуглеводнів в Україні. Згідно цього документу з 1 січня 2013 р. було скасовано рентну плату та збільшено плату за користування надрами, яка встановлена у відсотках від вартості видобутих вуглеводнів.

Що стосується плати за користування надрами за вуглеводні, то вона була нижчою за рентну плату. Розміри її специфічної ставки не залежали від умов видобутку сировини та її призначення [11].

Щодо збору за геологорозвідувальні роботи, то з огляду на низькі ставки плати цей збір суттєво не впливав на перерозподіл природної ренти. Його справляння регулювалось постановою КМУ від 29.01.99 №115 «Про затвердження Порядку встановлення нормативів збору за геологорозвідувальні роботи, виконані за рахунок державного бюджету, та

його справляння» [131]. Зазначена постанова передбачала щорічну індексацію базової ставки збору на індекс споживчих цін. Із прийняттям Податкового кодексу, починаючи з 2011 р. збір за геологорозвідувальні роботи був скасований, а натомість збільшено ставки за користування надрами.

Необхідно зазначити, що на даний час в Україні поки що законодавчо не врегульовано процес отримання податкових пільг для нафтогазовидобувних підприємств, які займаються розробкою виснажених родовищ, впроваджують методи підвищення нафтовіддачі і експлуатують фонд нерентабельних свердловин [58, с. 88]. Розроблене у свій час положення Держнафтогазпрому «Про порядок віднесення запасів нафти і газу до категорії важковидобувних та виснажених» [121] на виконання Указу Президента «Про заходи щодо залучення інвестицій для дорозробки нафтових родовищ із важковидобувними та виснаженими запасами» [134] сприяло вирішенню проблеми розробки виснажених родовищ. Даний Указ надавав певні податкові пільги господарюючим суб'єктам, але втратив чинність на підставі Указу Президента України від 28.12.2005 р. №1858/2005.

Також знаковою подією для нафтогазовидобувної галузі було прийняття ЗУ «Про рентні платежі за нафту, природний газ і газовий конденсат» від 05.02.2004 № 1456-IV [50]. Одним з основних принципів, закладених у цьому законі, було те, що рентні платежі за нафту, природний газ і газовий конденсат визначаються, виходячи з обсягів видобутих нафти, природного газу і газового конденсату, гірничо-геологічних умов їх видобутку та ціни реалізації. Ставки рентних платежів для них диференційовані по середній глибині свердловин на родовищі та середньому по родовищу дебіту однієї експлуатаційної свердловини. Саме цей законодавчий акт можна вважати таким, що виконував значну регуляторну та стабілізуючу функції [110, с. 96]. Однак, і цей законодавчий акт втратив свою чинність спочатку на 2004-2006 рр., а потім на безстроковий термін.

Згідно змін до Податкового Кодексу України від 24.05.2012 р. [126] податкових пільг на розробку важковидобувних запасів не передбачено, що істотно ускладнює розробку родовищ на завершальній стадії. Вказано лише, що додаткові обсяги вуглеводневої сировини, видобуті внаслідок реалізації діючих або нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини, на ділянках надр, що характеризуються погіршеними гірничо-геологічними умовами, мають оподатковуватись за ставкою 2 % від вартості додаткового видобутку відповідної вуглеводневої сировини.

Як уже було зазначено, оподаткування нафтогазовидобувної галузі України, починаючи з 1 січня 2013 р. суттєво змінене. Було відмінено специфічні ставки на видобуток вуглеводнів (рентну плату та плату за надра) Оподаткування здійснюється за фіксованими адвалерними ставками плати за користування надрами для видобування нафти і конденсату у розмірі 39 % та 17 % від їх вартості у випадку видобутку на глибині до 5000 м і більше 5000 м відповідно [125].

В умовах дії угоди про розподіл продукції для нафти та конденсату, видобутих в межах території України, континентального шельфу, виключної (морської) економічної зони України, плата за користування надрами справляється із застосуванням ставки у розмірі 2% від вартості видобутих корисних копалин.

Адвалерна ставка плати за користування надрами для видобування природного газу становить: для потреб населення – у розмірі 20 % та 14 % від вартості в залежності від глибини залягання покладу; для інших потреб – у розмірі 25 % та 14 % відповідно; в умовах дії угоди про розподіл продукції – 1,25 % [125].

На даний час плата за надра на видобування нафти становить 2489,96 грн/т і 1085,37 грн/т (за фактичними цінами реалізації нафти за грудень 2013 р.) при видобуванні на глибині до 5000 м і більше 5000 м відповідно при середній собівартості 1 т нафти у Західному регіоні на рівні

1365,07 грн/т, у Східному – 834,45 грн/т і ціні реалізації 1 т нафти 6925 грн (бюлетень біржового аукціону з продажу нафти № 185-186 від 23.01.2014 р.). у 2012 р. рентна плата та плата за надра на видобування нафти складали 2567,93 грн/т та 1042,99 грн/т в залежності від глибини залягання покладу, тобто бачимо незначні відхилення внаслідок заміни специфічних ставок плати за користування надрами на адвалерні у 2013 р.

Що стосується плати за користування надрами для видобування газу для потреб населення, то за фактичними цінами реалізації газу за грудень 2013 р. вона становила 627,15 грн/1000 м³ та 439 грн/1000 м³ в залежності від глибини залягання покладу (проти 101,3 грн/1000 м³ і 89,45 грн/1000 м³ у 2012 р.); для інших потреб – 783,93 грн/1000 м³ і 439,0 грн/1000 м³ відповідно (проти 594,26 грн/1000 м³ і 318,16 грн/1000 м³ у 2012 р.). Тобто спостерігається суттєве збільшення плати за користування надрами для потреб населення у 6,2 рази та 4,9 рази відповідно у порівнянні із показниками 2012 р.. Для інших потреб – відповідно на 189,67 грн/1000 м³ та 120,84 грн/1000 м³.

При цьому середня собівартість видобування 1000 м³ газу у Західному регіоні становила 1050,43 грн, у східному – 645,29 грн, а ціна реалізації газу, встановлена НКРЕ на 2014 рік для ПАТ «Укрнафта» – 562,5 грн. Як видно, спостерігається значна невідповідність між ціною і собівартістю видобування природного газу, що призводить до збитковості видобування природного газу у системі ПАТ «Укрнафта».

Тому, як зазначає Мясоєдов С. А. [93], існуючий фіскальний механізм справляння податку на видобуток корисних копалин слабо стимулює надрокористувачів до розробки важковидобувних запасів вуглеводнів, впровадження нової техніки і застосування нових технологій. Основна причина полягає в тому, що при розрахунку податку не враховується рівень витрат підприємства на придбання нової техніки, впровадження інноваційних технологій, розробку важковидобувних ділянок родовищ. Таким чином, підприємство, що розробляє родовище, не зацікавлене у зниженні своїх

витрат за рахунок розробки і впровадження іноді ризикових інноваційних рішень, оскільки при визначенні бази для оподаткування не враховується рівень прибутку, не порівнюється виручка із витратами, тобто не прибуток є базою для оподаткування. Виникає питання доцільності збільшення нафтогазовидобувним підприємствам собівартості видобутку за рахунок збільшення витрат при розробці менш рентабельних родовищ, якщо база оподаткування формується із виручки, а не з прибутку. Тобто, при діючій системі оподаткування нафтовидобування, економічно доцільним є освоєння родовищ тільки з кращими характеристиками при мінімальному інвестуванні коштів. Тому у довгостроковому періоді, після того як ціни реалізації продукції видобувних підприємств відповідатимуть ринковим, а витрати не будуть завищуватись, доцільно розглянути варіант щодо встановлення податкових платежів у відсотках до чистого прибутку за прикладом Австралії та Норвегії.

Варто також зазначити, що ефективна податкова система, крім фіскальної має також виконувати стимулюючу і регулюючу функції. Перша полягає в тому, щоб стимулювати освоєння низькорентабельних родовищ і не зупиняти розробку покладів в періоди низьких цін на нафту. Регулююча функція полягає у вилученні надприбутків, що утворюються при експлуатації високоефективних нафтовидобувних об'єктів. На жаль, державна податкова політика в області нафтовидобування в Україні не здійснює стимулюючої дії і потребує перегляду методології оподаткування нафтогазовидобутку з наближенням її до тих підходів, що є характерними для розвинених країн.

Зарубіжний досвід вилучення рентних доходів у нафтогазовидобувних підприємств представляє для України великий інтерес, адже вивчаючи його, можна виявити найбільш позитивні моменти, які в подальшому можна буде використати у законодавстві країни, створивши при цьому сприятливі умови для ефективної роботи нафтовидобувної промисловості із залученням інвестицій [112, с. 172].

У зв'язку з цим доцільно розглянути досвід економічного стимулювання господарюючих суб'єктів США, Канади, Норвегії та інших країн світу в умовах розробки виснажених родовищ нафти і газу та забезпечення державних інтересів щодо ефективного використання запасів.

Всі нафтовидобувні компанії США, Великобританії, Канади і Норвегії сплачують власнику надр орендну плату за право розробки родовищ (роялті). Оскільки родовища відрізняються між собою умовами розробки, то і розмір роялті для кожного родовища, встановлюється індивідуальний. Наприклад, ставка роялті у США коливається від 0,5 до 12,5 % відсотка, в Норвегії – від 8 до 16 відсотків від обсягів чистого прибутку. У Канаді ставка роялті щомісячно перераховується із врахуванням внутрішніх і зовнішніх умов, пов'язаних як із зміною цінової кон'юнктури на нафту, так із технологічними змінами умов розробки родовища [42].

Однак, у деяких країнах вибрано інший підхід при встановленні ставки роялті. Так, наприклад, у Великобританії ставка роялті єдина на всій території і становить 12,5 %. Такий підхід у встановленні ставки роялті пояснюється тим, що відмінності в економіко-географічних і техніко-економічних показниках держава намагається врахувати при встановленні інших більш гнучких податків. До їх числа належить податок на дохід від видобутку нафти. Згідно положень Закону «Про оподаткування доходів від видобутку нафти» податок сплачується по відношенню до прибутку від видобутку нафти і газу за період в 6 місяців по кожному родовищу, розмір якого становить 75 % від доходів кожного родовища за вирахуванням роялті і податкових знижок [69]. Знижка на доходи від видобутку нафти означає, що нафтовидобувні підприємства сплачують податок тільки у тих випадках, коли прибуток перевищує величину знижки на нафту. Таким чином, податок на доходи від видобутку нафти не залежить від доходів і витрат компанії в цілому, а залежить лише від продуктивності родовищ, а також їх виробленості.

У Норвегії принцип балансу інтересів держави та господарюючих суб'єктів з видобування нафти та газу розглядається по кожному окремому одиничному проекту розробки Стортинга (Парламенту) у рамках основних напрямків розвитку нафтової і газової промисловості Норвегії, що також затверджується Стортингом. На міністерство нафти і енергетики покладено загальну адміністративну відповідальність за всі види діяльності нафтових компаній у зоні норвезького континентального шельфу відповідно до сформованої політики парламенту. Зокрема, виконання пошуково-розвідувальних робіт в зоні норвезького континентального шельфу здійснюється на пільгових умовах оподаткування. Крім цього, розроблено пільговий механізм сприяння впровадженню методів підвищення нафтогазоконденсатовилучення, новітніх технологій будівництва та експлуатації свердловин.

Діяльність нафтових компаній регулюється, виходячи з того, що держава є власником нафтогазових родовищ і має виключні права на управління цими ресурсами із забезпеченням довгострокової перспективи на користь норвезького суспільства [42]. Саме із таких міркувань у 1990 р. було створено нафтовий фонд Норвегії, однією із головних цілей якого є забезпечення благополуччя країни у випадку зниження надходжень від експорту нафти і газу. Відрахування у фонд здійснюються в період росту світових цін на нафту і нафтопродукти і тільки у тому випадку, якщо бюджет уряду виконується із профіцитом. По суті, державний нафтовий фонд в Норвегії – це фонд наступних поколінь, тому що передбачено його використовувати не при виникненні короткострокових кон'юнктурних проблем держбюджету або нафтових компаній, а в період вичерпання нафтових запасів [30]. Досвід Норвегії наглядно демонструє можливість досягнення балансу інтересів більшої частини населення і нафтових компаній.

У США для вирішення зазначених проблем найширше використовується державна регресивна політика щодо підприємств, що

розробляють виснажені і нерентабельні родовища нафти і газу, і яка спрямована на забезпечення мінімальної прибутковості таких родовищ в ринкових умовах [139]. Суть регресивної податкової політики сформовано у США ще у 1918 р., коли Конгрес прийняв податкову знижку на виснаження надр, що передбачала повне звільнення від податків певної частини прибутку. На початковій стадії розробки, тобто за незначного виснаження запасів нафти чи газу, пільги незначні, а на завершальній (особливо у разі впровадження методів підвищення нафтогазоконденсатовилучення) – значні, аж до повного звільнення від податків. Пільгова знижка величини податку на прибуток виснажених надр становить 30-70 % залежно від стадії і системи розробки родовищ [42].

Цю законодавчу ініціативу підтримали ряд штатів, зокрема Техас, Луїзіана, Міссісіпі, Оклахома. У штаті Техас був прийнятий закон з податковими пільгами податку на прибуток до 50 % на час розробки родовищ із застосуванням прогресивних технологій. При цьому для отримання пільг нафтовидобувна компанія має надати проект щодо збільшення відборів нафти на родовищі або проект, який забезпечує стабілізацію рівня видобутку вуглеводнів. Після узгодження проекту нафтовидобувна компанія упродовж трьох років має отримувати гарантовані прибутки від заводнення й упродовж п'яти років – від впровадження третинних методів. Загальний термін дії пільг – 10 років [139].

Загалом, у світовій практиці виділяють певні групи об'єктів, по відношенню до яких застосовують методи економічного стимулювання видобутку нафти.

Перша група – нафта, що видобувається із діючих малодобітних нерентабельних свердловин. У США до малодобітних відносять свердловини, видобуток із яких не перевищує 10 барелів на добу (1,36 т/д). Як зазначено у роботі [110], у Північній Америці із 6 млн діючих свердловин 450 тис. низькодобітні (7,5%), з яких малі компанії видобувають 40% нафти та 65% природного газу. При цьому треба враховувати, що згідно із

законодавством США, до низькодебітних (малопродуктивних) відносяться виснажені родовища, а також малі родовища. Малими вважаються родовища нафти, видобувні запаси яких становлять до 25 млн т, і родовища газу із запасами до 25 млрд м³ (в Україні родовища з такими об'ємами видобувних запасів відносяться до категорії середніх, а малими називаються родовища нафти, видобувні запаси яких складають від 1 до 5 млн т, і родовища природного газу із запасами від 1 до 5 млрд м³ [20]). Також, у США впродовж багатьох років діяла єдина ставка роялті у розмірі 12,5 % в залежності від ринкової ціни на нафту, пізніше ставка роялті на малодебітних свердловинах була знижена з 12,5 % до 0,5 % для дебіту в 1 барель на добу плюс 0,8 % за кожний наступний барель на добу до рівня 15 барелів/добу [110].

Друга група – нафта, що видобувається із повторно введених в експлуатацію свердловин. В абсолютному виразі податки на видобуту нафту з повторно введених в експлуатацію свердловин знижено. У штаті Луїзіана їх зменшено на період з 36 до 24 місяців, упродовж якого свердловини вважаються недіючими і відповідно потрапляють у пільгову категорію, що стало додатковим стимулом для прискореного введення бездіючих свердловин в експлуатацію. У штаті Міссісіпі період звільнення нафтовидобувної компанії від податків на видобуту нафту з цієї категорії свердловин становить три роки, а в штаті Оклахома – 28 місяців [42].

У Канаді також введено додаткові категорії податкових пільг у разі видобування нафти із повторно введених в експлуатацію свердловин, а саме роялті не сплачувалось з перших 3600 т нафти, що видобувалась із зазначених свердловин.

Слід зазначити, що пільгове оподаткування сприяє зменшенню недіючого фонду свердловин, а також постійній експлуатації малодебітного і нерентабельного фонду. Все це певною мірою ослаблює техногенний вплив на навколишнє середовище, оскільки недіючі свердловини більш небезпечні, ніж діючі. Крім того, знімається соціальне напруження в регіоні.

Третя група – нафта, що видобувається із застосуванням методів підвищення нафтовіддачі. У Канаді, в провінції Альберта, нафта, видобута за рахунок впровадження методів підвищення нафтовилучення, а також, видобута із горизонтальних свердловин, включається в категорію із мінімальною ставкою роялті [42].

Четверта група – нафта, що видобувається за рахунок буріння горизонтальних стовбурів старих свердловин або нафта горизонтальних свердловин.

П'ята група – нафта, що видобувається із глибоких свердловин, як правило, глибиною більше 4500 м. У штаті Луїзіана з метою переведення родовищ з нерентабельних в рентабельні введено податкові пільги на продукцію з глибоких свердловин (понад 4500 м), оскільки витрати на буріння таких свердловин є значними, і компанії намагаються не вкладати кошти у такі проекти.

Шоста група – важка нафта. Так, Бюро з керування земельними ресурсами США запропонувала застосовувати біжучу шкалу сплати роялті на видобуток важкої нафти густиною понад 20° АНИ (934 кг/м^3) з федеральних ділянок, тобто ділянок, що перебувають у державній власності, наприклад при густині 934 кг/м^3 ставка роялті визначена у максимальному розмірі 12,5 %, при густині 1029 кг/м^3 – як мінімальне значення 0,5 % [42].

Введення диференційованої ставки роялті стало значним стимулом для нафтових компаній, що працюють на федеральних ділянках. Зокрема, це сприяло введенню в експлуатацію родовищ з важкою та високов'язкою нафтою, розробка яких була нерентабельною [112].

Міністерство енергетики США провело модельні випробування диференційованого підходу до визначення ставки роялті, запропоновані Бюро з керування земельними ресурсами, і визнало економічну доцільність цього підходу для всіх штатів.

Таким чином, базуючись на аналізі економічного стимулювання видобутку нафти з виснажених надр в зарубіжних країнах, можна зробити

висновок, що доцільно якомога швидше розпочати впровадження цього позитивного досвіду на території України, забезпечуючи при цьому баланс інтересів держави та надрокористувачів.

В Україні проблемами ефективності та удосконалення механізму справляння податкових платежів займалися О. Молдован [92], В. Міщенко [91], Я. Витвицький [20, 23], М. Данилюк [32], С. Педько [110], В. Башко [12] та інші. Проте досі невирішеними залишаються питання визначення базової величини оподаткування, що є вихідною умовою для її диференціації, а також поєднання економічних нормативів з гірничо-геологічними факторами диференціації.

При цьому, в українській науковій школі домінував погляд про необхідність урахування при встановленні величини рентних платежів максимально широкого кола гірничо-геологічних параметрів родовищ. Однак, тут виникають певні проблеми, оскільки практично важко врахувати всю сукупність параметрів родовищ. Тому доцільно розглянути існуючі методичні підходи до вирішення цих проблем.

Одним із підходів, що базується на врахуванні основних гірничо-геологічних умов експлуатації родовищ вуглеводнів, реалізовано науково-виробничою фірмою «Геран» у 1995 р. [99]. На їх думку, до основних параметрів, які найбільш узагальнено характеризують родовище, варто відносити середній по родовищу поточний дебіт нафти і газу на одну свердловину та середню глибину цих свердловин. Проте, як вказано у роботі [110, с. 137], дебіт свердловини може забезпечуватись як природними факторами, так і технологічними (депресія на пласт) та застосуванням вторинних і третинних методів підвищення нафтовіддачі на виснажених родовищах. В такому випадку інтенсифікація видобутку при зростанні експлуатаційних витрат буде супроводжуватись і зростанням податкових платежів. Також у зазначеному підході був відсутній критерій визначення абсолютного рівня рентної плати, а також існувала деяка некоректність в розрахунках величини відсотка від натурального показника. Незважаючи на

зазначені недоліки, даний метод було покладено в основу формули, яку було застосовано в Законі України «Про рентні платежі за нафту, природний газ і газовий конденсат» [50].

Ще один метод, який враховує собівартість продукції, було запропоновано у роботі [32]. Норматив рентної плати визначається за формулою:

$$P_n = Q_p \cdot N_{\max} \cdot \left(1 - \frac{C_i}{C_{zp}}\right), \quad (3.3)$$

де Q_p – вартість видобутих нафти (газу, конденсату) за цінами підприємства у плановому році, грн.;

N_{\max} – максимальний норматив рентної плати, %;

C_{zp} – собівартість одиниці продукції по родовищу, яке експлуатується в найгірших природних умовах (максимальна), грн;

C_i – собівартість одиниці видобутої продукції i -го родовища, грн.

Приведений підхід також характеризується певними недоліками, зокрема немає критеріїв визначення максимального нормативу рентної плати, а також є проблеми із обґрунтуванням вибору родовища, яке експлуатується в найгірших умовах.

Особливої уваги заслуговує методологічний підхід, запропонований Витвицьким Я. С., що дозволяє здійснювати диференціацію рентних платежів залежно від природно-геологічних факторів. До природно-геологічних та технологічних факторів, від яких залежить значення рентних платежів, віднесено [20, с. 400-408]: величину видобувних запасів, глибину залягання покладів, проникність колектора, в'язкість нафти, природно-екологічні умови розташування, складність геологічної будови родовища, стадію розробки родовища, обводненість, темп відбору запасів, режим роботи покладів, вміст сірки у нафті, рівень досягнення проектних коефіцієнтів нафтовилучення. Методом попарних порівнянь виявлено

можливий ступінь зміни рентних платежів залежно від впливу певного чинника, тобто рентний коефіцієнт.

Наступним етапом у цьому підході є розрахунок величини рентної плати для конкретного родовища. Для цього визначаються рентні коефіцієнти для всіх нафтових родовищ України і знаходиться середнє значення рентного коефіцієнта.

На цій основі пропонувалось розраховувати рентоутворюючий індекс для конкретного родовища за формулою:

$$i_p = k_{pi} / k_{pcep}, \quad (3.4)$$

де k_{pi} – рентний коефіцієнт для i -го нафтового родовища;

k_{pcep} – середнє значення рентних коефіцієнтів для всіх нафтових родовищ України.

Величина рентної плати для конкретного родовища (P_i) знаходиться за формулою:

$$P_i = P_{баз} \cdot i_p, \quad (3.5)$$

де $P_{баз}$ – базове значення рентної плати, яке повинно встановлюватись на основі аналізу цін на нафту і визначення її прогнозного рівня на найближчий рік, урахування рівня існуючих податків і платежів, прийнятних норм доходу на капітал для інвестора.

Наведена методика усуває основні недоліки існуючого механізму податкових платежів при видобуванні нафти, об'єктивно відображає особливості умов видобування на родовищах з різними природно-геологічними умовами. Проте, одним із її недоліків є значна кількість природно-геологічних факторів, які мають властивість змінюватись у часі та під впливом методів інтенсифікації видобування, і вимагають постійного коригування.

Також її застосування вимагає значних обсягів аналітичної роботи для обґрунтування параметрів по кожному окремому родовищу.

Окрім того, метод попарних порівнянь містить елементи експертних методів, тобто не позбавлений впливу суб'єктивних факторів.

Тому у розвиток цього підходу нами запропоновано обмежитись факторами, що мають найбільший вплив на формування собівартості видобування нафти, а саме: глибиною залягання продуктивних покладів, коефіцієнтом гідропровідності та коефіцієнтом обводнення.

Що стосується глибини залягання покладу, то цей фактор суттєво впливає на вибір технічних, технологічних і організаційних рішень при розробці родовищ, а також є визначальним при формуванні витрат видобутку. Зрозуміло, що із збільшенням глибини нафтовидобувні податкові платежі мають зменшуватись.

Коефіцієнт гідропровідності є комплексним параметром, який визначає найважливіші параметри розробки, а саме проникність (k), ефективну потужність (h) і в'язкість нафти (μ). Саме коефіцієнт гідропровідності визначає дебітність свердловин конкретного родовища (покладу, пласта), виходячи із формули притоку нафти у свердловину [16, с. 105]:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_{nl} - p_e)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (3.6)$$

де kh/μ – коефіцієнт гідропровідності пласта, $\text{м}^2 \cdot \text{м} / \text{Па} \cdot \text{с}$;

$(p_{nl} - p_{воб})$ – депресія на пласт, якою можна регулювати дебітність свердловини, Па;

R_k – радіус контура живлення свердловини, м;

r_c – радіус свердловини за долотом в інтервалі розкриття пласта, м.

Зрозуміло, що тільки коефіцієнт гідропровідності виступає природно-геологічним фактором. Чим вищий коефіцієнт гідропровідності, тим сприятливіші умови розробки, а отже більшими мають бути величини податкових платежів.

Фактор обводнення пластів і свердловин на завершальних стадіях розробки родовищ призводить до істотного зниження поточного видобутку нафти, газу і кінцевого нафто вилучення і до значних додаткових витрат, пов'язаних із підніманням на поверхню, транспортуванням, підготовкою, та зворотнім запомповуванням у пласт великих об'ємів води [20, с. 403]. Очевидно, що чим вищий коефіцієнт обводнення, тим меншими повинні бути податкові платежі.

Окрім цього, з метою усунення недоліків експертних методів при застосуванні методу попарних порівнянь, нами пропонується використати кореляційно-регресійну модель, яка дає можливість виявити зв'язок між собівартістю видобування нафти і приведеними факторами.

У Додатку Г (таблиця Г.1) представлено вихідні дані для здійснення кореляційно-регресійного аналізу. Вибірку вихідних даних сформовано по основних родовищах Східного і Західного регіонів України. Значення собівартості видобутку 1 т нафти було визначено для кожного родовища (покладу) станом на 2012 рік. Основою формування даних були джерела [6-10]. Співставлення собівартості видобування нафти від кожної із незалежних змінних подано на рисунках 3.4 – 3.6.

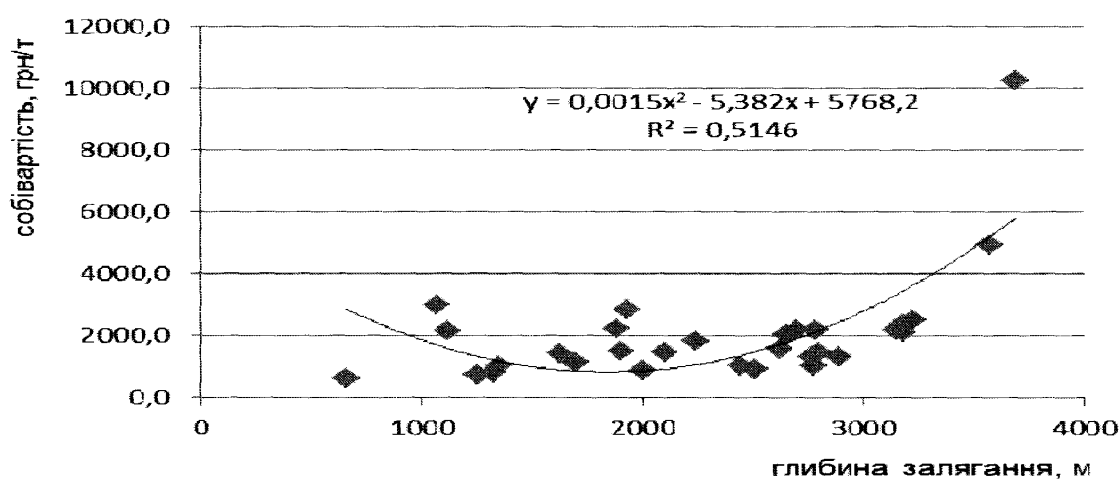


Рисунок 3.4 – Залежність собівартості видобування 1 т нафти від глибини залягання продуктивних горизонтів

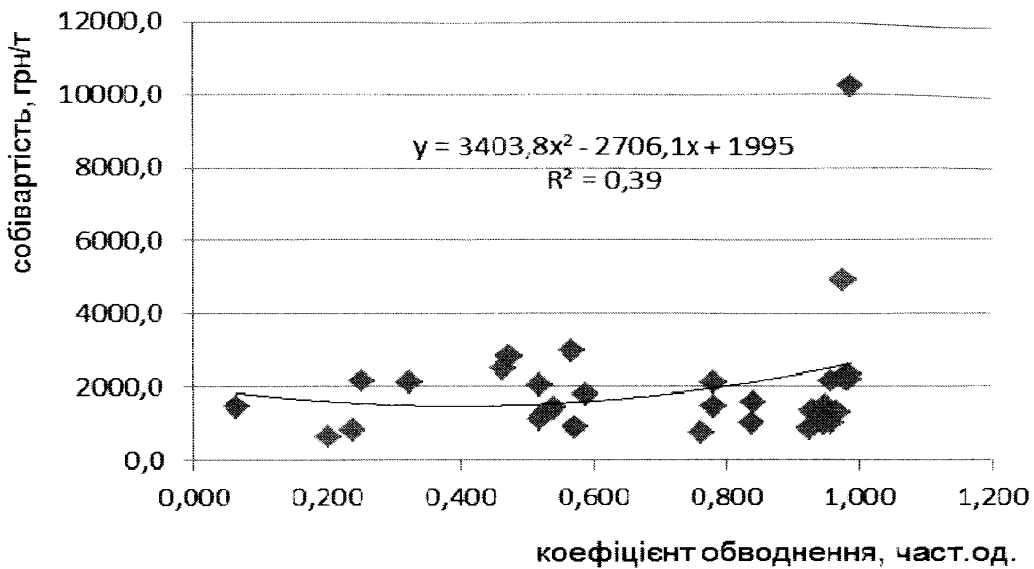


Рисунок 3.5 – Залежність собівартості видобування 1 т нафти від коефіцієнта обводнення

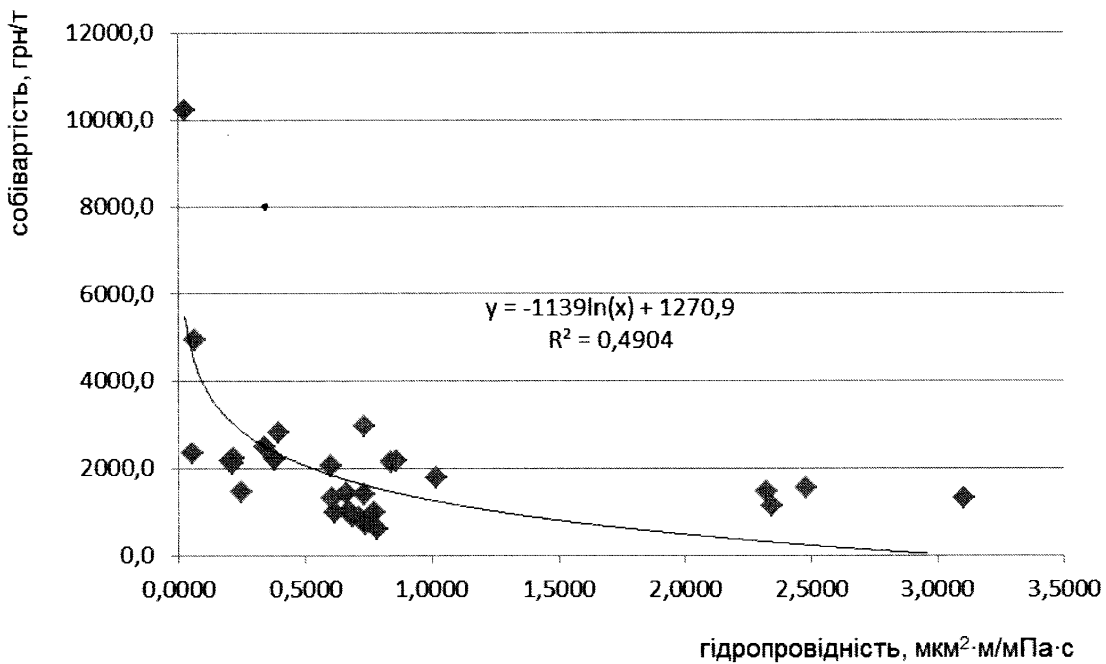


Рисунок 3.6 – Залежність собівартості видобування 1 т нафти від коефіцієнта гідропровідності

Характер залежності собівартості від коефіцієнта гідропровідності дає підстави стверджувати про нелінійний зв'язок залежності між даними

параметрами. Тому нами побудовано полігон розподілу гідропровідності, а у таблиці 3.3 подано його основні статистичні характеристики.

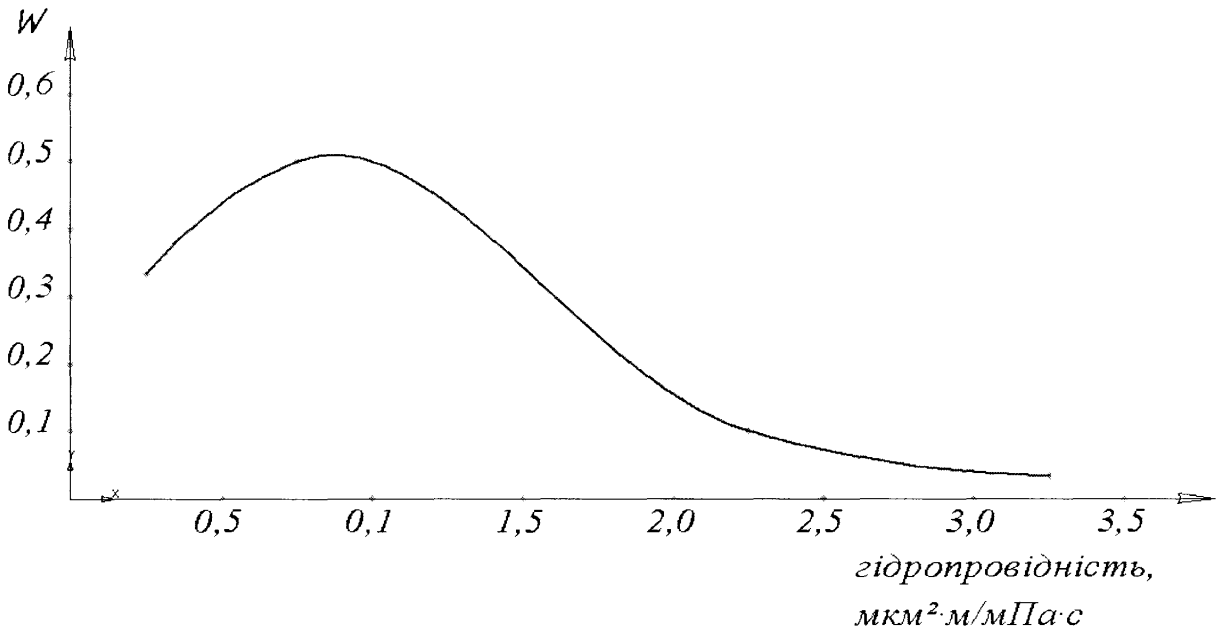


Рисунок 3.7 – Розподіл коефіцієнту гідропровідності

Таблиця 3.3 – Статистичні характеристики розподілу коефіцієнта гідропровідності

Об'єм вибірки	Середнє значення	Медіана	Мінімальне значення	Максимальне значення	Стандартне відхилення	Дисперсія
30	0,8	0,6	0,02	3,1	0,8	0,57

Аналіз цього розподілу показав, що він підпорядковується чітко вираженому логнормальному закону. Тому для проведення регресійного аналізу використаємо значення натуральних логарифмів коефіцієнту гідропровідності, так як у цьому випадку статистичні параметри розподілу гідропровідності будуть незміщеними і об'єктивними.

В результаті проведеного регресійного аналізу (таблиці Г.2 – Г.4) отримали наступну залежність собівартості видобування від відібраних факторів:

$$Y = 330,36 + 0,383 \cdot H + 220,33 \cdot k_{обв} - 992,13 \cdot \ln kh/\mu$$

Коефіцієнт детермінації склав 0,72, що означає, що зміна собівартості видобування 1 т нафти на 72 % обумовлена зміною включених у рівняння

факторів. Стандартна статистична перевірка коефіцієнтів лінійної кореляції виконується за допомогою критерію Фішера, розрахункові значення якого більші за табличні ($F=9,31 > 3,95$) на рівні значущості 0,05, дане співвідношення табличного і розрахункового значень критерію Фішера підтверджує адекватність моделі, а розрахункові значення критерію Стьюдента (більші за критичні значення), свідчать про інформаційність і достовірність моделі.

Підставивши середні значення факторів (глибини залягання, коефіцієнту обводнення та гідропровідності) у отримане рівняння, встановлено, що ступінь впливу глибини залягання покладу на собівартість видобування нафти складає 70 %, коефіцієнта гідропровідності – 18 %, коефіцієнта обводнення – 12 % (таблиця 3.4).

Таблиця 3.4 – Розрахунок ступеня впливу факторів на собівартість видобування 1 т нафти

Фактори		Питома вага, %
Глибина залягання	$(2304 \cdot 0,383) / (2304 \cdot 0,383 + 220,33 \cdot 0,696 - 992,13 \cdot \ln(0,8046))$	70,0
Коефіцієнт обводнення	$(220,33 \cdot 0,696) / (2304 \cdot 0,383 + 220,33 \cdot 0,696 - 992,13 \cdot \ln(0,8046))$	12,0
Коефіцієнт гідропровідності	$(-992,13 \cdot \ln(0,8046)) / (2304 \cdot 0,383 + 220,33 \cdot 0,696 - 992,13 \cdot \ln(0,8046))$	18,0

Далі можемо розрахувати індекс плати за надра для конкретного родовища. Для цього визначимо середнє значення коефіцієнту плати за надра на основі вибірки із 50 родовищ східного та західного регіонів України, представленої у Додатку Г (таблиця Г.5), що дорівнює 0,704.

На основі проведених розрахунків отримано диференціюючий коефіцієнт для встановлення плати за надра, що дорівнює 0,54 (таблиця 3.5). Таким чином, індекс плати за надра для горизонту В-16 Бугруватівського родовища становитиме: $i_p = 0,54 / 0,704 = 0,77$.

Таблиця 3.5 – Розрахунок диференціюючого коефіцієнта для встановлення плати за надра на прикладі нафтового родовища

Найменування критерію	Величина та приналежність до певної групи	Чутливість до фактора, част. од.	Величина ризику у межах групи, в част. од.	Загальна частка диференціюючого коефіцієнта, %
1	2	3	4	5
1. Глибина залягання продуктивних пластів, м				
до 2000			1	
2000-3000			0,8	
3000-4000	+	0,70	0,5	0,35
4000-5000			0,2	
понад 5000			0	
2. Коефіцієнт гідропровідності, мкм²·м /мПа·с				
дуже високий – понад 0,5			1	
високий – 0,1-0,5		0,18	0,8	
середній – 0,01-0,1	+		0,5	0,09
низький – 0,001-0,01			0,2	
дуже низький – до 0,001			0	
3. Обводненість, %				
дуже низька – до 20			1	
низька – 20-50	+		0,8	0,10
середня – 50-70		0,12	0,5	
висока – 70-90			0,2	
дуже висока – понад 90			0	
Коефіцієнт плати за надра, част. од.				0,54

Для оцінки впливу запропонованої методики диференціації коефіцієнта плати за надра нами здійснено її апробацію на прикладі розрахунку економічних показників проекту дорозробки горизонту В-16 Великоозерного склепіння Бугруватівського родовища, яку пропонується здійснювати із застосування сучасної технології підвищення нафтовіддачі – полімерного заводнення. Дана технологія передбачає застосування полімерів виробництва компанії SNF sas (Франція).

Основні технологічні та економічні показники розробки об'єкту наведено у Додатку Д. Полімерне заводнення планується здійснювати

протягом 2014-2024 рр., інвестиційні кошти необхідні у розмірі 566,0 тис. грн.

Для розрахунку економічного обґрунтування варіанту розробки із застосуванням полімерного заводнення використовувались наступні показники: вартість реагенту – 3,97 євро за 1 кг, вартість обладнання для дозування реагенту – 48300 євро, тривалість монтажних робіт – 5 діб, оплата персоналу SNF sas – 1020,0 євро за зміну.

Як видно з таблиці Д.1, за рентабельний період (2013-2030 рр.) з горизонту буде видобуто 82,9 тис. т нафти, 5,4 млн м³ нафтового газу. Капітальні вкладення складуть 3,6 млн грн., експлуатаційні витрати – 315,9 млн грн, в тому числі вартість реагентів – 35,5 млн грн. Чистий прибуток складе 154,3 млн грн. Накопичений грошовий потік до 2030 р. досягає 158 млн грн, дисконтований грошовий потік – 118,4 млн грн. До бюджету будуть здійснені відрахування у розмірі 329,3 млн грн.

У другому варіанті розробки горизонту В-16 Бугруватівського родовища застосуємо у розрахунках показників плати за надра, отриманий нами індекс плати за надра 0,77. Результати розрахунків представлено у таблиці Д.2.

Порівняльну характеристику варіантів розробки гор. В-16 Бугруватівського родовища за різних умов оподаткування представлено у таблиці 3.6.

Як бачимо з отриманих результатів, за умови реалізації варіанту із застосуванням при оподаткуванні індексу плати за надра, отримуємо значення чистого прибутку у розмірі 195,2 млн грн, що на 40,9 млн грн більше показника першого варіанту. Аналогічна ситуація із показниками грошового потоку та дисконтованого грошового потоку. Що стосується податків та відрахувань до бюджету, то величина відрахувань до бюджету складе 288,4 млн грн проти 329,3 млн грн за умов першого варіанту.

Таблиця 3.6 – Порівняльна характеристика економічних показників розробки горизонту В-16 Бугруватівського родовища

Показники	Варіанти	
	перший	другий
1	2	3
Експлуатаційні витрати на видобуток вуглеводнів, млн грн		
за рентабельний період	315,9	267,0
за весь період	318,7	269,7
Чистий прибуток, млн грн		
за рентабельний період	154,3	195,2
за весь період	152,6	193,6
Грошовий потік, млн грн		
за рентабельний період	158,0	198,9
за весь період	156,3	197,3
Дисконтований грошовий потік, млн грн		
за рентабельний період	118,4	148,9
за весь період	117,9	148,5
Індекс прибутковості (PI)		
за рентабельний період	44,9	56,2
за весь період	43,9	55,1
Податки та відрахування до бюджету, млн грн		
за рентабельний період	329,3	288,4
за весь період	329,9	288,9

Зазначену економію у розмірі 40,9 млн грн підприємство зможе використати на модернізацію своїх виробничих потужностей та впровадження сучасних методів підвищення нафтовіддачі, реалізацію геолого-технічних заходів на свердловинах з метою нарощування обсягів видобування вуглеводнів.

Таким чином, запропонований методичний підхід диференціації податкових платежів у нафтовидобуванні об'єктивно відображає особливості умов видобутку на родовищах з різними природно-геологічними умовами, є простим і зрозумілим та покликаний стимулювати нафтогазовидобувні компанії до розробки виснажених родовищ, а також сприятиме впровадженню досягнень науково-технічного прогресу у нафтовидобуванні.

3.3 Економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами

Функціонування нафтогазовидобувних підприємств має органічно поєднувати ринковий механізм та державне регулювання економічними та правовими методами. Необхідність у такому регулюванні виникає внаслідок того, що інтереси держави з однієї сторони і надкористувача та інвесторів з іншої – не співпадають. Основною метою держави, як власника запасів своїх надр, є найбільш повне, раціональне їх використання та підвищення коефіцієнту нафтовіддачі. Нафтогазовидобувні підприємства, навпаки, прагнуть в першу чергу до того, щоб видобування нафти було рентабельним, а термін повернення інвестицій якомога коротшим. Що стосується підвищення нафтовіддачі, то ця робота проводиться нафтогазовидобувними підприємствами тільки тоді, коли економічні показники їх діяльності, принаймні, не погіршуються.

Завданням економічного механізму освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувними підприємствами має бути ефективне регулювання і вирішення існуючих проблем із збільшення рівнів видобутку вуглеводнів на виснажених родовищах, що містить цілу низку геолого-промислових, техніко-технологічних, екологічних, економічних та соціальних питань [94, с. 17].

Основні елементи механізму освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувними підприємствами представлено на рисунку 3.8.

Пропонований механізм управління щодо освоєння залишкових запасів, в першу чергу, має базуватись на світовому досвіді роботи галузей, пов'язаних із видобуванням корисних копалин.

До елементів макросередовища можемо віднести світову, державну та регіональну політику раціонального використання запасів вуглеводнів.

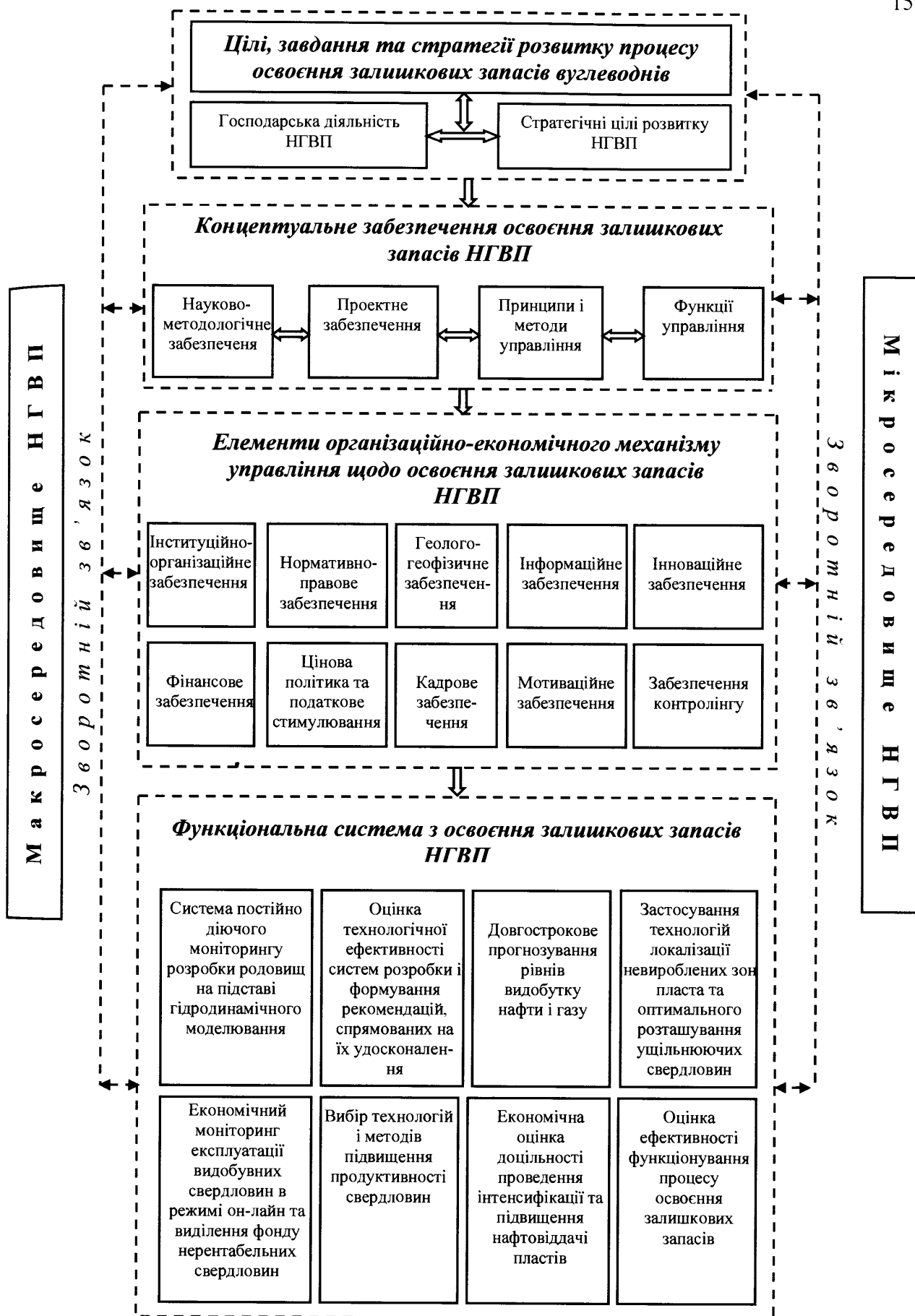


Рисунок 3.8 – Структура економічного механізму освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами

* Джерело: складено автором

Світова політика раціонального використання запасів ґрунтується на принципах прозорості видобувних галузей. У більш ніж 40 країнах світу впроваджений міжнародний стандарт забезпечення прозорості – ініціатива забезпечення прозорості видобувних галузей (Extractive Industries Transparency Initiative, EITI).

Перевагами приєднання до EITI є наступні чинники [38, с. 15]:

- забезпечення використання більшої частини доходів від видобутку нафти та інших корисних копалин на благо населення країни;
- посилення бюджетного контролю і нагляду;
- прийняття різнобічних програм, спрямованих на боротьбу з корупцією і забезпечення добросовісного управління. Завдяки ефективним програмам EITI корупцію набагато важче приховати. Виступаючи за прозорість у тих областях, де зазвичай переважає скритність, EITI може створити прецеденти, які, у свою чергу, приведуть до посилення прозорості в інших державних органах;
- встановлення довіри громадян до державних установ;
- сприяння пом'якшенню конфліктів між урядами, компаніями та населенням;
- покращення інвестиційного клімату. Запровадження EITI у країні посиляє міжнародним інвесторам і компаніям сигнал про прихильність уряду до посилення прозорості і підзвітності. Країна в такому випадку може сприйматись як більш привабливий об'єкт інвестицій, що, у свою чергу, може сприяти швидкому економічному зростанню в інших областях.

В даному контексті надзвичайно важливим є той факт, що 17 жовтня 2013 р. Україна отримала статус країни-кандидата Ініціативи прозорості видобувних галузей. Ставши країною-кандидатом, Україна тільки почала свій шлях в Ініціативі прозорості. Вимоги стандарту в Україні мають, в першу чергу, застосовуватися у сферах видобування і транспортування вуглеводнів, передусім нафти і газу. Згідно цього стандарту країна повинна щорічно готувати та публікувати звіти про платежі видобувної галузі, що

включатимуть контекстуальну інформацію, яка може бути корисною для громадськості. Це інформація про правову основу та фіскальний режим, короткий опис видобувних галузей, дані щодо їх внеску в економіку країни, дані про обсяги видобутку, розподіл доходів, ліцензійні реєстри та надання ліцензій, дані з бенефіціарного права. Звіт має містити дані про всі істотні платежі, які здійснюють компанії, а також звіт про доходи уряду. Також у звіт мають включати такі потоки доходів, як частка продукції, що належить державі – власниці надр, частка продукції, яка належить національним державним компаніям, податки на прибуток, роялті, дивіденди, бонуси, ліцензійні платежі, орендні платежі тощо. Уряд і державні підприємства зобов'язані розкривати доходи від продажу державної частки видобутку, чого, на жаль, поки що не робиться.

Звіт також має розкривати соціальні витрати, які вимагаються за законом або контрактом з урядом. Однак, як зазначено у роботі [108], одного звіту недостатньо. Багатостороння група (створена 10 жовтня 2012 р. наказом Міненерговугільпрому із зацікавлених осіб з питання імплементації ЕІТІ в Україні, до якої на паритетних засадах увійшли представники органів влади, видобувних компаній і громадськості) повинна обрати адміністратора для звірки даних, наданих компаніями та урядом, який має застосовувати міжнародні стандарти оцінки. Ініціатива прозорості вимагає, щоб звіт був зрозумілим, активно поширювався серед громадськості, був доступним. Основною аудиторією звіту мають бути уряд, парламент, громадськість, компанії та засоби масової інформації. Після опублікування звіту, країна має пройти так звану валідацію – незалежну оцінку звітів і всього процесу виконання стандарту. Для запобігання корупції цю оцінку має робити міжнародна компанія зі списку рекомендованих секретаріатом ЕІТІ.

Що стосується рівня державного управління раціональним використанням запасів нафти і газу, то тут також необхідна системна і кропітка праця.

Як приклад, можна навести досвід США, де проводиться і вдосконалюється системна робота із державного управління раціональним використанням запасів нафти протягом декількох десятиліть. Сам механізм державного управління є достатньо простим і гнучким, характеризується прозорістю і формалізацією, не залишаючи місця для лобіювання і корупції. Створюються привабливі для надрокористувачів економічні умови, що стимулюють застосування досягнень науково-технічного прогресу у сфері збільшення нафтовіддачі і інтенсифікації видобування нафти. Саме тому жорсткий контроль з боку держави не викликає «алергії» у надрокористувачів [138, с. 52]. Державне регулювання і управління нафтовидобувним сектором економіки США здійснюють декілька федеральних відомств:

- міністерство енергетики, що відповідає за збільшення ефективності використання національних природних ресурсів і реалізацію федеральних програм (промислових і наукових) освоєння і розвитку наукоємних методів і технічних засобів збільшення вилучення запасів нафти;

- міністерство внутрішніх справ від імені служби з управління мінеральними ресурсами здійснює обґрунтовану оцінку ресурсів нафти, контроль за виконанням надрокористувачами умов оренди і права розробки нафтових родовищ, а також забезпечення охорони навколишнього середовища;

- федеральна комісія із цінних паперів і бірж, що здійснює захист інтересів акціонерів на основі регулювання ринку цінних паперів надрокористувачів, забезпечення прозорості результатів фінансової і виробничої діяльності нафтових компаній, контроль за щорічною незалежною експертизою видобутих запасів нафтових компаній;

- галузеві комісії, що здійснюють поточний контроль основних технологічних параметрів розробки нафтових родовищ, розвідувальних робіт, видобування нафти, раціонального використання надр, безпечного ведення робіт.

В основі оптимізації інтересів всіх учасників нафтового бізнесу лежить щорічна незалежна експертиза запасів, що видобуваються, яка є обов'язковою відповідно до вимог Федеральної комісії з цінних паперів і бірж. Без виконання даної вимоги жодна нафтова компанія не може розмістити на біржі свої акції з метою залучення інвесторів. Інтересів держави експертні фірми повинні дотримуватись на основі економічних і технологічних критеріїв, вироблених федеральними і штатними органами. Ці критерії спрямовані на стимулювання і обов'язкове застосування науково-технічного прогресу в області раціонального використання надр.

З метою реалізації проектів освоєння нових методів підвищення нафтовіддачі відбувається періодичне оновлення федеральних програм. Відбір проектів здійснюється на конкурсній основі. Активну участь у формуванні і виконанні Федеральної програми приймає Національний Інститут США із досліджень в області нафти і енергетики. При виявленні переможців конкурсу враховується не лише ефективність технології, але й той факт наскільки широке розповсюдження вона може отримати в нафтовидобувній галузі, тобто кінцевою метою уряду є організація розповсюдження нової технології і підвищення технологічного рівня галузі в цілому [138, с. 57].

Використання подібного досвіду в Україні дало б змогу суттєво прискорити впровадження ринкового механізму раціонального використання надр. Основою роботи із підвищення ефективності використання та освоєння залишкових запасів нафти має бути формування державної програми з випробування і освоєння методів збільшення нафтовіддачі.

Прямим наслідком включення проекту в цю програму для надрокористувача – автора проекту повинна стати можливість використання економічних стимулів, спеціально встановлених для реалізації програми. Ці економічні стимули мають бути у вигляді прямої фінансової підтримки, а також у формі системи податкових пільг. З ціллю фінансового забезпечення необхідне створення спеціального фонду нафтовіддачі. Джерелами

формування такого фонду можуть стати відрахування частини податку з видобутку нафти (плати за надра); частка від додаткових доходів надрокористувачів, отриманих за рахунок економічних стимулів; відрахування надрокористувачів на експертизу; частка від штрафних санкцій надрокористувачів при порушенні умов реалізації державної програми.

Фонд нафтовіддачі зможе використовуватись лише у наступних цілях:

- відрахування надрокористувачам для компенсації зростаючих витрат при промислових випробуваннях нових технологій і технічних засобів для збільшення нафтовіддачі;
- розвиток наукових досліджень, спрямованих на створення і удосконалення нових технологій із збільшення нафтовіддачі;
- розширення масштабів застосування нових технологій і технічних засобів;
- експертиза технологічних документів всіх надрокористувачів з метою оцінки виконання вимог раціонального використання надр.

Варто зазначити, що реалізація Програми із освоєння залишкових запасів не вимагає жодних додаткових бюджетних коштів. Потрібно лише надати існуючим і додатковим пільгам цільового призначення [113].

Відповідно до основних принципів державного управління раціонального використання надр ця діяльність в більшості країн розмежована і проводиться декількома державними органами і відомствами. Розмежування їх функцій, координація і контроль здійснюється спеціальним органом в уряді країни чи безпосередньо в структурі президента. Цей державний орган визначає основні стратегічні цілі і напрямки діяльності в області раціонального використання запасів. В нашій країні такого владного органу немає, і, на нашу думку, саме цей фактор в значній мірі пояснює неефективність роботи державних органів в напрямку кардинального збільшення коефіцієнта нафтовіддачі. Таким органом може стати комісія із нафтовіддачі при Президенті України.

Основними функціями комісії із нафтовіддачі будуть:

- визначення основних стратегічних цілей в області раціонального використання запасів нафти і розвиток вітчизняного науково-технічного прогресу у досягненні цих цілей;
- визначення і розмежування функцій і повноважень державних і регіональних органів влади;
- координація і контроль за діяльністю нафтогазовидобувних підприємств і регіонів в області раціонального використання на основі збільшення ступеня використання запасів нафти;
- формування і впровадження цивілізованого ринкового механізму економічного стимулювання і обов'язкового застосування досягнень науково-технічного прогресу в області збільшення повноти вилучення нафти із надр, кінцевою метою якого є поповнення державного бюджету;
- затвердження і контроль за виконанням державної (галузевої, виробничої) програми випробування і освоєння методів збільшення нафтовіддачі;
- контроль за формуванням і використанням фонду нафтовіддачі.

Необхідність створення такої комісії, особливо на початковому етапі формування механізму і системи державного управління раціонального використання та освоєння залишкових запасів нафти визначається, по-перше, тим фактором, що саме адміністративний ресурс у змозі в короткі терміни вирішити поставлену задачу. По-друге, в теперішній час функції із управління і контролю за раціональним використанням запасів нафти розсосереджені по багатьох міністерствах, відомствах, регіонах, координація роботи яких неефективна.

Тому на державному рівні має працювати ряд галузевих структур по управлінню і контролю за раціональним використанням запасів нафти в Україні (рисунок 3.9):

- міністерство енергетики та вугільної промисловості, яке на теперішній час є головним органом виконавчої влади з питань забезпечення реалізації державної політики в паливно-енергетичному комплексі.

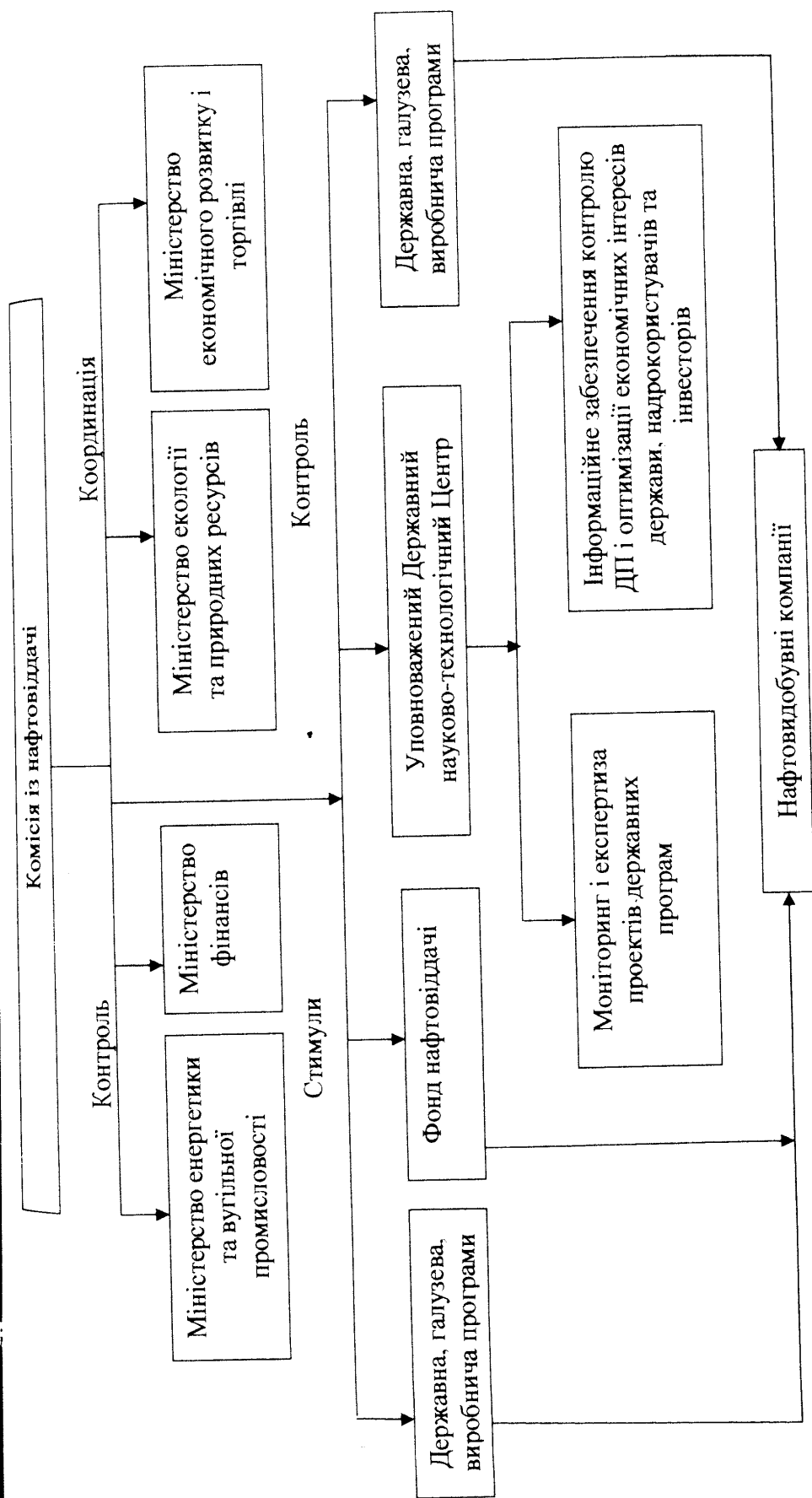


Рисунок 3.9 – Структура управління і контролю раціонального використання запасів нафти

Основними функціями в структурі управління раціональним використанням запасів нафти мають бути забезпечення підвищення ефективності використання запасів нафти; формування і забезпечення реалізації державних, галузевих програм випробування, освоєння і розвитку вітчизняних методів підвищення нафтовіддачі пластів; організація щорічного контролю видобутих запасів надрокористувачами; формування пропозицій із ухвалення адміністративних заходів і штрафних санкцій за невиконання надрокористувачами умов раціонального використання запасів нафти за умов повноти її вилучення і темпів відбору;

– міністерство економічного розвитку і торгівлі повинно відповідати за забезпечення економічних інтересів держави на основі їх оптимізації з інтересами інвесторів і надрокористувачів; удосконалення економічного механізму державного управління раціональним використанням запасів нафти; забезпечення прозорості техніко-економічної діяльності надрокористувачів в напрямку підвищення ступеня вилучення нафти із надр; контроль за виконанням умов договорів про розподіл продукції; контроль за правильністю використання надрокористувачами та інвесторами економічних стимулів для реалізації державних (галузевих) програм;

– міністерство екології та природних ресурсів, основними напрямками діяльності якого повинні бути забезпечення обґрунтованої оцінки ресурсів нафти; видача ліцензій на право розробки нафтових родовищ спільно із Державною службою геології та надр України та контроль за виконанням умов ліцензій; забезпечення екологічної безпеки робіт при розробці родовищ із застосуванням методів і технічних засобів збільшення нафтовіддачі;

– міністерство фінансів з функціями, що передбачають формування фонду нафтовіддачі і контролю за його використанням; збір податків за результатами реалізації проектів державних (галузевих, виробничих) програм та відрахування частки від них у фонд нафтовіддачі; удосконалення системи економічних стимулів реалізації вищезгаданих програм;

– державна служба гірничого нагляду та промислової безпеки, що здійснює контроль за виконанням правил, положень, стандартів, норм і інструкцій з охорони навколишнього середовища під час розвідки, розбурювання і розробки родовищ нафти і газу;

– державна служба геології та надр (Держгеонадра), що здійснює державний контроль за геологічним вивченням надр та раціональним і ефективним їх використанням [120];

– регіональні органи з основною функцією, що передбачає контроль за відхиленням поточних техніко-економічних показників розробки родовища від проектних.

У структурі управління на державному рівні необхідно передбачити також формування державного науково-технологічного центру, основна роль якого – забезпечення прозорості і рівновіддаленості в процесі моніторингу і експертизи проектів держаних, регіональних програм, а також створення інформаційної бази, необхідної для здійснення контролю за раціональним використанням надр. Функціонування центру не повинно мати матеріальної залежності від видобувних організацій. Наприклад, у США роль такого центру виконують тільки організації із 100 %-ою залежністю від держави. В Україні такими організаціями можуть стати існуючі науково-дослідні інститути та університети. Однак проблема полягає в тому, що частина з них перейшла в приватні руки, інша знаходиться в тяжкому фінансовому стані, і значною мірою залежить від замовлень нафтогазовидобувних підприємств. В цих умовах запобігти лобіюванню особистих інтересів проблематично. Тому вихід, на нашу думку, вбачається у формуванні консорціуму із діючих інститутів ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України», Українського нафтогазового інституту, Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, Науково-дослідного проектного інституту ПАТ «Укрнафта» та провідних науковців, спеціалістів, та аналітиків у нафтогазовій сфері.

На рівні окремого нафтогазовидобувного підприємства (НГВП) проблеми освоєння залишкових та важковидобувних запасів нафти мають реалізовуватися, перш за все, у стратегічному плануванні. Варто зазначити, що обґрунтування цілей, завдань, стратегій розвитку освоєння залишкових запасів вуглеводнів має бути тісно пов'язане із стратегічними цілями розвитку НГВП загалом та господарською і операційною діяльністю НГВП.

Стратегією нафтогазовидобувного підприємства в умовах зменшення обсягів видобування та переходу більшості родовищ на завершальну стадію експлуатації є підвищення нафтовіддачі за рахунок використання нових технологій на старих родовищах, пошук інвестиційних джерел, оптимізація структури управління, що дозволить зосередити максимум зусиль на розвитку ключових напрямків бізнесу та покращенні фінансових показників.

Стратегічне планування розробки нафтових і газових родовищ і успішна його реалізація на рівні нафтогазовидобувних підприємств неможливі без чітко визначеного концептуального забезпечення, що, як відомо, є особливою формою пізнання дійсності.

У свою чергу, концептуальне забезпечення є неможливим без належного науково-методологічного супроводу. Важко перебільшити значення науково-методологічного забезпечення, зокрема таких його складових як фундаментальні наукові дослідження, прикладні дослідження та дослідно-конструкторські роботи [145]. Всі ці види наукових досліджень мають здійснюватись як власними силами нафтогазовидобувних підприємств, так із найширшим залученням академічних і галузевих наукових установ та вищих навчальних закладів.

Варто також відмітити у науково-методологічному забезпеченні розробки родовищ нафти і газу особливу роль методів фізичного і математичного моделювання, як непрямих, посередкових методів наукового дослідження. Моделювання і, як його результат, моделі процесу розробки забезпечують можливості за порівняно невеликих витрат у короткий термін багатоваріантно дослідити повільні процеси розробки у різних технологічних

умовах і таким чином обрати раціональну технологію розробки нафтових і газових родовищ [19, с. 76].

Для ефективної розробки нафтових і газових родовищ не менш важливе значення має належне проектне забезпечення. На даний час уряд України затвердив «Порядок відбору інвестиційних проектів», «Порядок визначення додаткових обсягів вуглеводнів» і «Порядок здійснення контролю за виконанням інвестпроектів». Цей порядок визначає механізм відбору та затвердження нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини на ділянках надр (родовищах, покладах), що характеризуються погіршеними гірничо-геологічними умовами (важковидобувні) або виснаженістю і в процесі розробки в попередніх періодах, на окремих діючих свердловинах після капітального ремонту, свердловинах, що відновлюються з числа ліквідованих, нових свердловин чи групах свердловин, що розташовані на таких ділянках надр.

Постановою передбачено також запровадження 2% податку на вартість додаткового видобутку вуглеводнів, що є значно нижче чинних ставок. Очікується, що наведені норми дозволять залучити в галузь значні інвестиції, і Україна найближчими роками зможе збільшити обсяги нафтогазовидобування. В той же час важливим елементом механізму освоєння залишкових важковидобувних запасів є забезпечення прозорості експертизи проектів та порядку їх відбору.

Результативність і ефективність управління, у тому числі щодо освоєння залишкових запасів вуглеводнів, значною мірою залежить від принципів, яких дотримується керівник при реалізації управлінських рішень. Принципи управління – правила, норми управлінської діяльності, відповідно до яких створюється, функціонує і розвивається система менеджменту організації. Загальні принципи управління мають універсальний характер і впливають на всі сфери управління, до них належать: принцип

цілеспрямованості, системності, науковості, компетентності, плановості, законності, економічної ефективності [104, с. 201].

Окрім загальних принципів для ефективного управління щодо освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувними підприємствами слід застосовувати систему спеціальних принципів:

- необхідність оптимізації економічних інтересів держави, надрокористувача та інвестора;
- необхідність забезпечення прозорості і максимально можливої формалізації критеріїв контролю за раціональним використанням запасів нафти;
- необхідність забезпечення рівнодоступності надрокористувачів та інвесторів до економічних стимулів підвищення нафтовіддачі.

Для ефективного функціонування механізму управління процесом освоєння залишкових запасів нафти необхідним є застосування усього комплексу існуючих адміністративних, економічних та соціально-психологічних методів управління.

Адміністративні методи управління (організаційно-розпорядчі) – сукупність способів впливу, завдяки яким відбувається вплив на діяльність організації в цілому та на окремих її працівників. Адміністративні методи включають: а) організаційні способи впливу, що реалізуються через документи тривалої дії – закони, положення, статuti, укази, інструкції, правила, вимоги, норми, акти, протоколи тощо; б) розпорядчі способи впливу – реалізуються через накази, розпорядження, вказівки; в) дисциплінарні способи впливу – виражаються у зауваженнях, доганах, подяках, переміщеннях і звільненнях посадових осіб тощо [76, с. 110]. Перевагою цих методів є швидкість і конкретність дії, а недоліком відсутність стимулювання при прийнятті рішень для досягнення поставлених цілей із підвищення нафтовіддачі.

Економічні методи управління процесу освоєння залишкових запасів вуглеводнів з позицій теорії мотивації є ефективнішими, а їх застосування

можливе за допомогою різноманітних економічних інструментів та важелів (цін, платежів, податкових пільг, штрафних санкцій). Держава має робити вигіднішим і прибутковішим застосування нових методів і засобів підвищення нафтовіддачі з метою освоєння залишкових запасів вуглеводнів, бо тільки при такому підході вона може отримати більші доходи та інші економічні вигоди.

Соціально-психологічні методи управління реалізують закономірності функціонування і розвитку діяльності з раціонального використання запасів і зводяться до управління інтересами НГВП [85]. Варто зазначити, що при належній увазі до питання формування і розвитку кадрового потенціалу можна забезпечити максимальний ефект від прийняття та реалізації прийнятих такими фахівцями рішень, а, отже, і на максимальний позитивний ефект у довгостроковій перспективі у напрямі освоєння залишкових запасів вуглеводнів та збільшення коефіцієнтів нафтовіддачі.

Методи управління не можна розглядати відокремлено від функцій управління і без зв'язку з організаційно-економічним забезпеченням діяльності з освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувних підприємств.

Функції механізму освоєння залишкових запасів вуглеводнів в межах діяльності нафтогазовидобувних підприємств мають базуватись на класичних функціях теорії управління підприємством: планування, організація, мотивація, контроль [150].

Планування і організація діяльності з освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувними підприємствами має здійснюватись згідно встановлених річних планів підприємства, відповідних галузевих програм в рамках державної політики раціонального використання запасів. Адже згідно проведеного прогнозу сценаріїв приросту запасів [102, с. 29], визначено, що економічно та технологічно виправданим є залучення в розробку на родовищах України 100...150 млн т нафти від поточних залишкових запасів, що рівнозначно досягненню кінцевого коефіцієнта нафтовилучення у 46...51 %, що відповідає рівню сучасних світових систем розробки [155].

Тому належна організація та «прозорий» відбір інвестиційних проектів, що передбачають нарощування видобутку вуглеводневої сировини, сприятимуть залученню фінансових ресурсів із бюджетних фондів.

Мотивація діяльності з освоєння залишкових запасів підприємством має здійснюватися в межах податкової політики держави шляхом зменшення податкових платежів чи надання пільг, дотацій при застосуванні третинних і четвертинних методів підвищення нафтовіддачі і забезпечувати перерозподіл і акумулювання фінансових ресурсів.

Контроль за діяльністю підприємства в напрямку освоєння залишкових запасів вуглеводнів повинен здійснюватися і здійснюється внутрішніми підрозділами підприємства, а також органами територіальних управлінь Держгірпромнагляду, міжрегіональними територіальними органами, які є структурними підрозділами апарату Держгеонадр України, комісією із нафтовіддачі.

Для реалізації концептуального забезпечення розробки залишкових запасів нафти і газу механізм управління на рівні НГВП має містити певні складові елементи.

Перш за все, ефективне управління процесами розробки залишкових запасів родовищ нафти і газу має відбуватись через створення відповідних організаційних структур, тобто спеціалізованих структурних підрозділів. У складі НГВП дану роботу виконують відділи контролю за розробкою, інтенсифікації і підвищення нафтовіддачі, розробки родовищ та техніко-економічних досліджень.

Також в умовах виснажених нафтових ресурсів з метою підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувних компаній треба звернути увагу на певні резерви щодо покращення інституційно-організаційного забезпечення.

Як вказує Ковалко О. М. [70], для підвищення ефективності діяльності компанії необхідно змінити її структуру шляхом виведення за межі компанії підприємств, що не мають відношення до основної діяльності компанії, та

об'єднавши в межах окремої нафтосервісної компанії всі обслуговуючі виробництва – будівельні, ремонтні, автотранспортні, бурові підприємства тощо. Така нафтосервісна компанія повинна мати економічні можливості для сучасного програмного та технічного оснащення вітчизняних технологій. Ці можливості повинна створити держава, адже в кінцевому результаті це економічно вигідно.

Доцільною може бути передача бездіючих свердловин незалежним компаніям. Перевагою виводу із діючого фонду бездіючих, нерентабельних свердловин та передачу їх незалежним компаніям є впровадження останніми ефективних технологій експлуатації низькодебітних свердловин.

Також можливе виділення сервісних організацій із ремонту свердловин в рамках спеціалізованого управління капітальним ремонтом свердловин.

Організаційно-економічне забезпечення тісно пов'язане з нормативно-правовим забезпеченням, оскільки організація освоєння залишкових запасів вуглеводнів не повинна суперечити регіональній, державній та міжнародній політиці в галузі раціонального використання запасів вуглеводнів, котра в свою чергу опирається на низку нормативно-правових державних і світових документів.

Безперервне та ефективне функціонування процесу освоєння залишкових запасів потребує забезпечення фінансовими ресурсами. Основними формами фінансового забезпечення є самофінансування і створення спеціальних фондів нафтовіддачі, механізм функціонування яких був описаний вище.

Що стосується цінової політики, то вона полягає у встановленні такого механізму ціноутворення на вуглеводневі ресурси для підприємств, який забезпечував би покриття витрат на видобування та отримання прибутку, достатнього для інвестиційної діяльності і сплату всіх податків і зборів. Податкове стимулювання, в свою чергу, – у встановленні системи податкових пільг до проектів дорозробки родовищ із застосуванням третинних методів підвищення нафтовіддачі.

Позитивним кроком у цьому напрямку стало прийняття Кабінетом Міністрів України у листопаді 2013 р. постанови «Деякі питання виконання діючих та нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини» [35].

Важливе значення у процесі освоєння залишкових запасів вуглеводнів має геолого-геофізичне забезпечення, яке є основою ефективної розробки родовищ вуглеводнів. Значна увага має надаватися також розвитку інформаційних технологій і удосконаленню їх інформаційного забезпечення, що полягає у побудові єдиного автоматизованого інформаційного простору і охоплює всі рівні управління виробництвом нафтогазовидобувних підприємств. Автоматизація інформаційного простору дозволить підвищити «прозорість» діяльності низових структурних підрозділів (нафтогазовидобувних управлінь) та приймати управлінські рішення в області тактичного і стратегічного планування на основі достовірнішої і оперативної інформації, що характеризує поточну діяльність виробничих підрозділів.

Як вказано у роботі [102, с. 28], залишкові запаси родовищ, що перебувають на державному балансі, складають більше 740 млн т, що суттєво перевищує величину поточних видобувних запасів. За результатами численних досліджень встановлено, що близько двох третин залишкової нафти виникає через неповне охоплення пласта розробкою, а її решту утримують у поровому просторі капілярні та поверхневі сили. Тому головним напрямом збільшення рівнів видобутку вуглеводнів та досягнення високих значень кінцевих коефіцієнтів їх вилучення є масштабне вдосконалення існуючих систем розробки родовищ нафти і газу з використанням сучасних інноваційних технологій [83]. З цією метою необхідно також вирішити такі технологічні завдання:

- розгортання широких промислових і наукових досліджень для локалізації залишкової нафти;
- запровадження сучасних методів нафтовилучення;

- оптимізацію сітки видобувних свердловин;
- буріння свердловин складної архітектури, у тому числі багатовибійних, із горизонтальними стовбурами;
- якісне первинне і вторинне розкриття продуктивних пластів;
- застосування потоковідхиляючих технологій, спрямованих методів інтенсифікації видобутку і обмеження припливу пластових вод тощо.

Впровадження сучасних інноваційних технологій обумовлює необхідність поліпшення якості та підвищення кваліфікації задіяного як на виробництві, так і в системі управління щодо освоєння залишкових запасів персоналу. Загалом, концепція підготовки кадрів передбачає орієнтацію на підготовку висококваліфікованих і високоінтелектуальних спеціалістів, створення системи підвищення кваліфікації кадрів, розгляд навчання і підготовки кадрів як складової частини виробничого процесу, а витрат на підготовку кадрів – як довгострокових інвестицій, необхідних для розвитку підприємства, постійну спрямованість на генерацію перспективних науково-технічних нововведень, використання творчого потенціалу персоналу [145, с. 100].

Досягнення успішного функціонування механізму освоєння залишкових запасів нерозривно пов'язане з мотивуванням працівників відповідних структурних підрозділів. Елементами системи мотивування є суб'єкти (підлеглі і керівники) і методи мотивування. У мотиваційному процесі керівники зобов'язані сформувати у підлеглих зацікавленість щодо виконання поставлених завдань. Це завдання можна реалізувати за допомогою методів матеріального або морального стимулювання праці. Матеріальне стимулювання передбачає вплив на діяльність працівників через заробітну плату, премії, надбавки, соціальні виплати тощо [117, 118].

Важливим інструментом механізму освоєння залишкових запасів має бути контролінг. Перевагою впровадження тотального контролінгу процесів і процедур, які мають місце в діяльності нафтогазовидобувних підприємств, є те, що своєчасна і достовірна інформація про реальний стан справ потрапляє

на всі рівні управлінської ієрархії ще до формування кінцевого результату. Адже контроль кінцевого результату у вигляді реакції ринку є уже заздалегідь неефективним, а контролінг множини проміжних параметрів і оцінок, що характеризують поточний стан бізнес-процесів, забезпечує можливість попередження отримання неефективних кінцевих результатів задовго до їх появи [149, с. 153].

Контроль надрокористувачів за раціональним використанням запасів полягає у встановленні технологічних критеріїв, виконання яких повинно бути обов'язковим для нафтогазовидобувних компаній. Головними із них є наступні:

- необхідність щорічного перерахунку вилучених запасів нафти та їх аудит;
- щомісячний контроль основних параметрів видобутку флюїдів по свердловинам, пластам, об'єкту (дебіт нафти, обводненість, газовий фактор, вибійний і пластовий тиск, об'єм закачування витісняючи агентів);
- узгодження місць буріння свердловин;
- обмеження відстані між свердловинами;
- обмеження верхньої межі дебіту свердловин;
- обмеження нижньої межі темпу відбору нафти від поточних видобувних запасів;
- регламентація частоти проведення досліджень на свердловинах [138, с. 61].

Зазначені критерії прямо чи опосередковано спрямовані на підвищення ефективності розробки родовищ і, в першу чергу, на підвищення нафтовіддачі та видобувних запасів.

Невиконання зазначених вимог повинно призводити до серйозних штрафних і адміністративних санкцій.

Функціональна система з освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувними підприємствами передбачає виконання таких функцій:

- постійно діючий моніторинг розробки родовищ на підставі гідродинамічного моделювання;
- оперативна оцінка технологічної ефективності систем розробки родовищ нафти і газу та формування першочергових рекомендацій, спрямованих на їх удосконалення;
- довгострокове прогнозування рівнів видобутку нафти і газу;
- застосування технологій локалізації невироблених зон пласта та оптимального розташування ущільнюючих свердловин;
- економічний моніторинг експлуатації видобувних свердловин в режимі on-line та виділення фонду нерентабельних свердловин;
- вибір технологій і методів підвищення продуктивності свердловин;
- економічна оцінка доцільності впровадження заходів з інтенсифікації нафтовидобування та підвищення нафтовіддачі пластів та ефективності освоєння залишкових запасів загалом.

Таким чином, запропонований механізм освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувними підприємствами сприятиме підвищенню ефективності їх діяльності за рахунок використання всіх його структурних елементів в межах стратегії розвитку підприємства.

Висновки до III розділу:

1. На основі аналізу і порівняння механізмів ціноутворення на вуглеводневі ресурси в Україні і світі встановлено, що на українському ринку нафти досить давно існує практика занижування вартості цін сирової нафти, що утруднює можливості успішного функціонування підприємств нафтогазовидобувної галузі. Зроблено висновок про необхідність забезпечення рівноправності участі в аукціонах нафтогазовидобувних підприємств різних форм власності, що уможливить встановлювати ціни на вуглеводневі ресурси на ринкових засадах, поєднуючи попит та пропозицію,

а також запровадити такий механізм ціноутворення, який забезпечував би покриття витрат на видобування та отримання прибутку, достатнього для інвестиційної діяльності і сплату всіх податків та зборів.

2. Встановлено та проаналізовано структуру ринкової ціни нафти та конденсату за період 2006-2013 рр. на прикладі ПАТ «Укрнафта». Визначено, що із врахуванням кількості видобутої нафти не вилучена сума природної ренти у 2006-2013 рр. становила в середньому 45 % від усієї суми природної ренти, що виникає при видобутку нафти та конденсату. Зазначено, що уряди більшості країн світу не вилучають усієї суми природної ренти, а частка природної ренти у структурі ціни нафти складає близько 78 %. Необхідне удосконалення механізмів ціноутворення та оподаткування українських нафтогазовидобувних підприємств та доведення обсягу вилучення природної ренти до світових норм, що може стати важливим джерелом наповнення державного бюджету.

3. Визначення справедливої ціни на природний газ, собівартості його видобутку на рівні підприємства також залишаються проблемними питаннями при визначенні природної ренти та необхідного розміру рентних платежів для її вилучення. Особливо це актуально для державних підприємств, які зобов'язані реалізовувати газ власного видобутку для потреб населення за встановленими НКРЕ цінами, які є у декілька разів нижчими порівняно із цінами, імпортованого газу з Росії. Такий підхід не стимулює виробників до підвищення економічної ефективності виробничо-господарської діяльності за рахунок скорочення витрат, раціонального використання ресурсів та модернізації виробництва.

4. Зроблено висновок про доцільність реформування механізму ціноутворення при видобуванні вуглеводнів, а саме запропоновано методичний підхід до формування ціни нафти при освоєнні залишкових запасів нафтових родовищ, що базується на використанні обґрунтованих нормативів експлуатаційних витрат у нафтогазовидобуванні та введенні інвестиційної складової у формулу для розрахунку, що дає змогу встановити

розрахункову ціну для окремого експлуатаційного об'єкта, сприятиме удосконаленню системи трансферного ціноутворення у нафтогазовидобуванні та справедливому перерозподілу доходів у вертикально інтегрованих нафтогазовидобувних компаніях.

5. На основі аналізу системи справляння податкових платежів за видобуток вуглеводнів за період з 2006 по 2012 рр. визначено, що в Україні діяла досить складна система оподаткування у нафтовидобувній галузі. Зокрема, до недавнього часу сплачувались такі види платежів: рентна плата, плата за користування надрами, збір за геологорозвідувальні роботи, збори за видачу спеціальних дозволів на користування надрами. З 1 січня 2013 р., були відмінені специфічні ставки на видобуток вуглеводнів (рентну плату та плату за надра) і введені адвалерні ставки плати за користування надрами. При цьому досі законодавчо не врегульованим залишається процес отримання податкових пільг для нафтогазовидобувних підприємств, які займаються розробкою виснажених родовищ, впроваджують інноваційні методи підвищення нафтовіддачі і експлуатують фонд нерентабельних свердловин. У зв'язку з чим зроблено висновок про необхідність впровадження економічного стимулювання видобутку нафти з виснажених надр на території України.

6. Проаналізовано існуючі пропозиції щодо справляння податкових платежів у нафтовидобуванні, що характеризуються або занадто спрощеними або, навпаки, ускладненими підходами. Запропоновано при запровадженні системи оподаткування у нафтовидобувній сфері використовувати фактори, що мають найбільший вплив на формування собівартості видобування нафти: глибину залягання продуктивних покладів, коефіцієнт гідропровідності та коефіцієнт обводнення. За допомогою регресійного аналізу отримано залежність собівартості від цих факторів, визначено ступінь їх впливу на собівартість видобування 1 т нафти та на цій основі розраховано диференціюючий коефіцієнт для встановлення плати за надра. Для оцінки впливу запропонованої методики диференціації коефіцієнта плати за надра

здійснено її апробацію на прикладі розрахунку економічних показників проекту дорозробки горизонту В-16 Бугруватівського родовища.

7. Розроблено економічний механізм управління нафтогазовидобувними підприємствами щодо освоєння залишкових запасів нафти і газу. Визначено, що реалізація цілей, завдань та стратегії розвитку процесу освоєння залишкових запасів вуглеводнів має здійснюватись за допомогою концептуального забезпечення, елементів організаційно-економічного механізму управління та функціональної системи з освоєння залишкових запасів в межах макро- і мікросередовища НГВП. До елементів організаційно-економічного механізму управління щодо освоєння залишкових запасів має належати інституційно-організаційне, нормативно-правове, геолого-геофізичне, інформаційне, інноваційне, фінансове, кадрове, мотиваційне забезпечення, цінова політика, податкове стимулювання та забезпечення контролінгу. Пропонований механізм освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувними підприємствами сприятиме підвищенню ефективності їх діяльності за рахунок комплексного використання всіх його структурних елементів.

Основні результати розділу опубліковані у працях [58], [63], [112], [113].

ВИСНОВКИ

У дисертації здійснено теоретичне узагальнення та запропоновані нові підходи до вирішення науково-практичних завдань, які пов'язані з формуванням економічного механізму підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств, що розробляють нафтові родовища на пізній стадії експлуатації. За результатами проведеного дослідження сформульовано висновки, пропозиції та рекомендації, які відображають вирішення основних завдань дисертаційної роботи відповідно до поставленої мети:

1. На основі проведеного аналізу встановлено, що на формування ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств впливає чимало факторів, які класифіковано за наступними ознаками: соціально-економічні, геолого-промислові, географо-екологічні, організаційно-технічні. Сформовано їх розширений перелік, який дав змогу встановити вплив на економічні показники функціонування нафтогазовидобувних підприємств основних технологічних процесів видобутку вуглеводнів та особливостей розробки нафтових родовищ на завершальних стадіях їх експлуатації. Із врахуванням цього, запропоновано систему економічних показників, адаптовану до умов функціонування підприємств нафтогазовидобувного комплексу, що розробляють нафтові родовища на пізній стадії експлуатації.

2. Систематизовано існуючі методи інтенсифікації видобування нафти, що дало змогу виявити взаємозв'язок між стадіями розробки родовищ і використаними методами інтенсифікації на різних стадіях нафтовидобування. Проведено аналіз економічної ефективності методів інтенсифікації в умовах нафтогазових родовищ України. На цій основі встановлено, що на завершальних стадіях розробки економічно доцільно застосовувати методи форсованого відбирання рідини із свердловин, ізоляції припливу води, вирівнювання профілів припливу нафти і закачування води по всій ефективній товщині пласта. Доведено, що і методичні підходи до

оцінки економічної ефективності цих методів також мають відрізнятися в залежності від стадії розробки родовища, що збільшить достовірність таких оцінок, сприятиме раціональній розробці родовищ і більш повному виробленню залишкових запасів.

3. Здійснено аналіз фонду низькодебітних свердловин нафтогазовидобувних підприємств ПАТ «Укрнафта». Запропоновано удосконалений методичний підхід для визначення граничних меж технологічної можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин, який базується на використанні обґрунтованих нормативів експлуатаційних витрат для конкретної свердловини, помісячному визначенні економічних показників експлуатації нафтовидобувних свердловин, враховує фактор часу та забезпечує більшу точність і обґрунтованість прийняття управлінських рішень щодо подальшої експлуатації свердловин.

4. На основі проведеного аналізу встановлено, що окрім нарощування розвіданих запасів та їх введення у розробку самостійним значним резервом вуглеводневої сировини є залишкова нафта і конденсат родовищ, що вже тривалий час експлуатуються (71 %, 7 % видобувних запасів). Доведено, що нарощування власного видобутку із цих родовищ не може бути досягнуто без вирішення низки економічних завдань, пов'язаних з оптимізацією фінансування, збільшення обсягів та ефективності геолого-пошукових робіт, удосконаленням податкової політики та законодавчої бази в галузі, трансформацій форм власності і на цій основі залучення як вітчизняних, так і зарубіжних інвестицій.

5. Проведений аналіз структури цін нафти та конденсату за період 2006-2013 рр. на прикладі ПАТ «Укрнафта» показав доцільність реформування механізму ціноутворення при видобуванні вуглеводнів. Запропоновано методичний підхід до формування ціни нафти при освоєнні залишкових запасів нафтових родовищ, який базується на використанні обґрунтованих нормативів експлуатаційних витрат та введенні інвестиційної

складової у формулу для розрахунку, що дає змогу встановити розрахункову ціну для окремого експлуатаційного об'єкта і сприятиме удосконаленню системи трансферного ціноутворення у нафтогазовидобуванні та справедливому перерозподілу доходів у вертикально-інтегрованих нафтогазовидобувних компаніях.

6. На основі економіко-математичного моделювання встановлено кореляційну залежність для прогнозування собівартості видобування нафти залежно від глибини залягання, обводненості продукції та коефіцієнтів гідропровідності продуктивних горизонтів. Цю залежність також використано для встановлення вагомості впливу цих факторів на величину плати за надра. Запропоновано методичний підхід до встановлення плати за надра при розробці нафтогазових родовищ та покладів за допомогою диференціюючих коефіцієнтів, що залежать від глибини залягання продуктивних горизонтів, коефіцієнту їх гідропровідності та обводненості продукції. Здійснено апробацію цього методичного підходу на прикладі розрахунку економічних показників проекту дорозробки горизонту В-16 Бугруватівського нафтового родовища.

7. Розроблено економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами. До елементів цього організаційно-економічного механізму належить інституційно-організаційне, нормативно-правове, геолого-геофізичне, інформаційне, інноваційне, фінансове, кадрове, мотиваційне забезпечення, цінова політика, податкове стимулювання та забезпечення тотального контролінгу. Пропонований механізм управління нафтогазовидобувними підприємствами сприятиме підвищенню ефективності їх діяльності та збільшенню обсягів видобутку залишкової нафти.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Анализ эффективности интенсификации добычи нефти на примере скважин НГДУ «Сергиевскнефть» [Текст] / Ю.В. Капырин, Е.И. Храпова, В.Я. Шпан // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №9. – С.99-101.
2. Аналіз економічної ефективності експлуатації видобувних свердловин у 2012 р. [Текст] // Звіт про надання науково-технічних послуг НЗ №101631: НДП ПАТ «Укрнафта», 2013 р. – 159 с.
3. Аналіз стану та потенційних можливостей бездіючого фонду свердловин [Текст] // Звіт про надання науково-технічних послуг НЗ №101626: НДП ПАТ «Укрнафта», 2012 р. – 123 с.
4. Андреев А.Ф. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности [Текст] / А.Ф. Андреев, В.Ф. Дунаев, В.Д. Зубарева / под ред. д-ра экон. наук, проф. В.Ф. Дунаева. – Москва: Олита, 1997. – 342 с.
5. Арбатов П.А. Проблемы определения минимального текущего рентабельного дебита [Текст] / П.А. Арбатов // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №6. – С.58-59.
6. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.1 : Східний нафтогазоносний регіон. – 494 с.
7. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.2 : Східний нафтогазоносний регіон. – 924 с.
8. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.3 : Східний нафтогазоносний регіон. – 1424 с.
9. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.4 : Західний нафтогазоносний регіон. – 328 с.

10. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.5 : Західний нафтогазоносний регіон. – 713 с.
11. Башко В. Підвищення ефективності справляння рентних платежів за видобуток нафти та газу / В. Башко. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://ecofin.org.ua/renta_3/.
12. Башко В. Фіскальна та економічна ефективність справляння рентної плати та плати за користування надрами в Україні. / В. Башко. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://ecofin.org.ua/wp-content/uploads/2013/01/renta_1.pdf
13. Безсмертна О. Ціноутворення на ринку нафти і газу через механізм біржових торгів [Текст] / О. Безсмертна // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2007. – №594. – С.178-182.
14. Беленький П.Ю. Механізми розвитку ринкової інфраструктури в Україні [Текст] / П.Ю. Беленький // Вісник Національної академії наук України – 2002. – №.4. – С.15-25.
15. Боднар Г.Ф. Управління державно-приватними партнерствами на засадах гармонізації інтересів сторін [Текст] : автореф. дис. на здобуття ступеня канд. економ. наук. : спец. 08.00.04 – «Економіка і управління підприємствами (нафтова і газова промисловість)» / Боднар Галина Федорівна. – Івано-Франківськ, 2010. – 20 с.
16. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ [Текст] : навч. посіб. / В.С. Бойко. – Вид. 3, доп. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
17. Бойко В.С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу (5-ти-мовний – українсько-російсько-англійсько-французько-німецький). У двох томах. [Текст] / В.С. Бойко, Р.В. Бойко – Том 2. – Львів: «Апріорі», «Міжнародна економічна фундація», 2006. – 800 с.
18. Боксерман А.А. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / А.А. Боксерман, И.Т. Мищенко // Технологии ТЭК. – 2006. – Режим доступу:<http://www.mdk-nano.ru/articles/2006/potential>.

19. Видобування нафти в ускладнених умовах [Текст] / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Р.В. Грабовський [та ін.] ; за ред. В.С. Бойка. – Івано-Франківськ: «Нова Зоря», 2013. – 771 с.
20. Витвицький Я.С. Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній [Текст] : наукова монографія / Я.С. Витвицький. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.
21. Витвицький Я.С. Економічні проблеми використання ресурсного потенціалу нафтовидобування в Україні [Текст] / Я.С. Витвицький, І.М. Іванченко // Економіка природокористування і охорони довкілля: [зб. наук. пр.] / Державна установа «Інститут економіки природокористування та сталого розвитку Національної академії наук України». – К.: ДУ ІЕПСР НАН України, 2012. – С.21-29.
22. Витвицький Я.С. Методи інтенсифікації видобутку нафти на нафтових родовищах України [Текст] / Я.С. Витвицький, І.М. Іванченко // Матеріали VI Міжнародної наукової конференції молодих вчених і студентів «Проблеми управління виробничо-економічною діяльністю суб'єктів господарювання» (Донецьк, ДонНТУ, 19 квітня 2012 р.). – Т.1. – ДонНТУ, 2012 р. – С.224-227.
23. Витвицький Я.С. Методика диференціації рентних платежів у нафтовидобуванні [Текст] / Я.С. Витвицький, М.О. Данилюк // Матеріали міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 17 травня 2007 р.) : у 3 ч. / РВПС України НАН України. – К.: РВПС України НАН України, 2007. – Ч. 2. – С.56–65.
24. Вуль М.А. Сучасний стан ресурсної бази вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України [Текст] / М.А. Вуль, В.М. Гаврилко, Б.М. Полухтович // Газ і нафта. – 2006. – №11. – С.32-36.
25. Гавадзин Н.О. Економічне оцінювання ефективності природоохоронних інвестицій нафтогазових підприємств. [Текст] : дис. ... канд. екон. наук : 08.00.04 / Гавадзин Наталія Олегівна. – Івано-Франківськ, 2012. – 188 с.

26. Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Текст] / В.Е. Гавура. – М.: ВНИИОЭНГ, 2001. – 304 с.

27. Ганущак О.М. Визначення граничних меж можливості та доцільності подальшої експлуатації свердловин [Текст] / О.М. Ганущак, Т.А. Бабій // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №2. – С.24-26.

28. Гилязов Т.Ф. Методологические подходы к решению организационно-экономических проблем повышения нефтеотдачи пластов на предприятиях нефтедобывающего комплекса [Текст] :дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Гилязов Тимур Филаритович. – Москва, 2010. – 153 с.

29. Гринберг П.Б. Большие резервы малодебитных скважин. Как экономно извлечь их [Текст] / П. Гринберг, В. Совпель // Нефть и газ Сибири. – 2010. – №1. – С.36-37.

30. Грязнухина-Степанова В.Р. Налогообложение недропользования в нефтегазовой отрасли: мировой опыт [Текст] / В.Р. Грязнухина-Степанова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2009. – №5. – С.34-39.

31. Гурвич Е. Нефтегазовая рента в российской экономике. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.eeg.ru/files/renta2010.pdf>.

32. Данилюк М.О. Організаційно-економічні основи реформування нафтогазового комплексу України [Текст] / М.О. Данилюк. – К.: Манускрипт, 1998. – 237 с.

33. Державна казначейська служба України. [Електронний ресурс]. – Режим доступу:http://treasury.gov.ua/main/uk/doccatalog/list?currDir=212666&&documentList_stind=21.

34. Державна комісія з цінних паперів і фондового ринку. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://escriin.nssmc.gov.ua/rpt3834_sect4.aspx.

35. Деякі питання виконання діючих та нових інвестиційних проєктів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку

вуглеводневої сировини: постанова КМУ від 7 листопада 2013 р. № 838 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/838-2013-%D0%BF>.

36. Деякі питання організації та проведення біржових аукціонів з продажу нафти сирої, газового конденсату власного видобутку і скрапленого газу: постанова КМУ від 03.10.11 р. № 1064 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1064-2011-%D0%BF/ed20111003/print1333372128917335>.

37. Дзьоба О. Г. Теоретико-методологічні засади управління трансформаціями і розвитком системи газозабезпечення [Текст] : дис. ... докт. екон. наук : спец. 08.00.03 «Економіка та управління національним господарством» / Дзьоба Олег Григорович. – Івано-Франківськ, 2012. – 449 с.

38. До імплементації ініціативи забезпечення прозорості у видобувних галузях в Україні: збірник матеріалів для законодавців та урядовців. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://ua-energy.org/upload/files/EITI_Lawmakers_Nomos.pdf.

39. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / за заг. ред. д.т.н В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

40. Дунаев В.Ф. Методы оценки экономической эффективности доработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Текст] / В.Ф. Дунаев, А.К. Максимов // Нефть, газ и бизнес. – 2000. – №2. – С.59-63.

41. Економіка нафтогазових підприємств [Текст] : навч. посіб. / [Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, І.М. Метошоп, В.М. Кузьмин та ін.] ; за заг. та наук. ред. Я.С. Витвицького та М.О. Данилюка. – Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2013. – 604 с.

42. Економічні передумови та нормативно-правове забезпечення розробки виснажених родовищ нафти і газу [Текст] / Д.О. Єгер, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №5. – С.5-15.

43. Економічні трансформації (наприкінці ХХ сторіччя) / за ред. І. І. Лукінова. – Київ : Нац. АН України. Ін-т економіки, 1997. – 455 с.
44. Євдошук М.І. Стан та перспективи формування ресурсної бази нафтогазовидобутку в Україні [Текст] / М.І. Євдошук // Колега. – 2011. – № 1. – С.14-18.
45. Єгер Д.О. Підвищення вуглеводневилучення із покладів упорядкованою дією на привибійну зону пласта [Текст] : дис. ... докт. техн. наук : 05.15.06 / Єгер Дмитро Олександрович. – Івано-Франківськ, 2003. – 350 с.
46. Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: состояние, проблемы, перспективы [Текст] / С.А. Жданов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №4 – С.38-40.
47. Закон України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України з питань оподаткування» від 30.11.2006 № 398-V [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/398-16/ed20061130>.
48. Закон України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України» від 03.06.2008 № 309-VI [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/309-17/ed20080603/print1333372128917335>
49. Закон України «Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року» від 21 квітня 2011 року №3268-VI [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/3268-17>.
50. Закон України «Про рентні платежі за нафту, природний газ і газовий конденсат» від 05.02.04 № 1456-IV [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/1456-15>.
51. Заступов А.В. Механизмы реализации организационно-экономических резервов повышения эффективности нефтедобывающих предприятий [Текст] : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Заступов Андрей Владимирович. – Самара, 2007. – 168 с.

52. Зац С.А. Оценка экономической эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов при планировании производственной программы предприятия [Текст] : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Зац Сергей Алексеевич. – Тюмень, 2008. – 164 с.
53. Ибатуллина С.И. Совершенствование методов оценки экономической эффективности технологических решений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений Татарстана [Текст] : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Ибатуллина Светлана Ильинична. – Бугульма, 2000. – 122 с.
54. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам [Текст] / С.И. Иванов. – М.: Недра, 2006. – 565 с.
55. Иванченко І.М. Аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку нафти на нафтових родовищах України [Текст] / І.М. Иванченко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2012. – №4. – С.71-77.
56. Иванченко І.М. Аналіз фонду низькодебітних свердловин Західного регіону [Текст] / І.М. Иванченко // Матеріали III Всеукраїнської науково-практичної конференції «Теорія і практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем» (Івано-Франківськ, 21-22 жовтня 2011 р.). – 2011. – С.66-69.
57. Иванченко І.М. Використання методів підвищення нафтовіддачі на нафтогазових родовищах західного регіону [Текст] / І.М. Иванченко // Науковий вісник ІФНТУНГ. Серія Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості. – 2011. – №1 (3). – С.71-75.
58. Иванченко І.М. Вплив податкового навантаження при освоєнні важковидобувних запасів вуглеводнів [Текст] / І.М. Иванченко // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції молодих вчених і студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2012» (Івано-Франківськ, 5-7 листопада 2012 р.). – ІФНТУНГ, 2012 р. – С.87-90.
59. Иванченко І.М. Ефективність методів підвищення нафтовіддачі на нафтогазових родовищах Західного регіону [Текст] / І.М. Иванченко //

Матеріали VIII Міжнародної науково-технічної конференції «Еколого-економічні проблеми Карпатського Єврорегіону «ЕЕПКЄ» (Івано-Франківськ, 24-26 травня 2011 р.). – ІМЕ «Галицька Академія», 2011 р. – С.125-128.

60. Іванченко І.М. Інструментарій оцінки економічної ефективності методів підвищення нафтовіддачі [Текст] / І.М. Іванченко // Зб. наук. праць SWorld Міжнародної науково-практичної конференції «Наукові дослідження та їх практичне застосування. Сучасний стан і шляхи розвитку 2012». – Випуск 3. Т.24. – Одеса : Купрієнко, 2012. – С.28-30.

61. Іванченко І.М. Методичні підходи до оцінювання економічної ефективності методів збільшення нафтовилучення [Текст] / І.М. Іванченко // Галицький економічний вісник. Тернопільський національний технічний університет ім. І. Пулюя. – 2012. – №6 (39). – С.41-52.

62. Іванченко І.М. Оцінка первинних чинників впровадження інвестиційного проекту розробки нафтових родовищ [Текст] / І.М. Іванченко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2008. – №2 (18). – С.157-160.

63. Іванченко І.М. Проблеми ціноутворення на вуглеводневу сировину в Україні [Текст] / І.М. Іванченко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2009. – №4 (22). – С.30-37.

64. Іванченко І.М. Резерви видобування нафти за рахунок низькодебітних свердловин у Західному регіоні України [Текст] / І.М. Іванченко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – №4 (30). – С.51-54.

65. Інструкція з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу [Текст]. – К.: ВАТ «Укрнафта», 2007. – 203 с.

66. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу [Текст]. – К.: ДКЗ України, 1998. – 45 с.

67. Інтенсифікація припливів вуглеводнів у свердловину [Текст] / Ю.Д. Качмар, Ю.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 1. – 352 с.

68. Інтенсифікація припливів вуглеводнів у свердловину [Текст] / Ю.Д. Качмар, Ю.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2005. – Книга 2. – 414 с.

69. Княжанський В. Видобутку потрібні не гальма, а прискорювач: фахівці пропонують альтернативний підхід до обчислення рентної плати [Текст] / В. Княжанський // Газета «День». – 2005. – № 216. – Режим доступу: <http://www.day.kiev.ua/uk/article/ekonomika/vidobutku-potribni-ne-galma-priskoryuvach>.

70. Ковалко О.М. Стратегія управління нафтогазовим комплексом України в умовах інституційно-інноваційних перетворень [Текст] : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. економ. наук : спец. 08.02.03 «Організація управління, планування і регулювання економікою» / Ковалко Олександр Михайлович. – Київ, 2002. – 20 с.

71. Козловский Е.А. Увеличение отдачи нефтяных месторождений как стратегия оптимального воспроизводства нефтедобычи [Текст] / Е.А. Козловский, А.А. Боксерман // Промышленные ведомости. – 2005. – №11. Режим доступу: <http://www.promved.ru/articles/article.phtml?id=642&number=24>.

72. Кондрат Р.М. Науково-технічні проблеми нафтогазовидобування та деякі напрямки їх вирішення [Текст] / Р.М. Кондрат // Колега. – 2011. – №1. – С.7-13.

73. Конопляник А. О причинах взлета и падения нефтяных цен [Текст] / Андрей Конопляник // Нефть и газ. – 2009. – №2. – С.24-36.

74. Конопляник А. Ценообразование на газ в континентальной Европе: формулы привязки в рамках долгосрочных контрактов и (или?) конкуренция «газ-газ» на рынке разовых сделок? [Текст] / Андрей Конопляник // Нефть и газ. – 2008. – №10. – С.58-76.

75. Кравчук Б.Я. Фактор рентабельности. Анализ эффективности проводимых в ОАО «ЛУКОЙЛ» капитальных ремонтов скважин [Текст] / Б.Я. Кравчук // Нефтегазовая вертикаль. – 2006. – №2. – С.15-18.

76. Кузьмін О.Є. Теоретичні та прикладні засади менеджменту [Текст] : навч. посіб. / О.Є. Кузьмін, О.Г. Мельник ; Національний університет «Львівська політехніка». – Львів : «ІНТЕЛЕКТ+», «Інтелект-Захід», 2002. – 228 с.

77. Куюн С. Гра у свої ворота [Текст] / С. Куюн // Дзеркало тижня. – 2012. – № 18. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/ECONOMICS/gra_u_svoyi_vorota.html.

78. Куюн С. Грабіж у рамках чинного законодавства [Текст] / С. Куюн // Дзеркало тижня. – 2010. – № 27. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/ECONOMICS/grabizh_u_ramkah_chinnogo_zakonodavstva.html.

79. Лукін О.Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрями його освоєння [Текст] / О.Ю. Лукін // Вісник НАН України. – 2008. – №4. – С.56-67.

80. Макаров А.В. Основы повышения эффективности нефтедобывающего производства в условиях истощения ресурсов [Текст] : дис. ... докт. экон. наук : 08.00.05 / Макаров Анатолий Васильевич. – Уфа, 2003. – 253 с.

81. Макаров А.В. Экономические критерии пределов эксплуатации добывающих скважин в условиях рыночных отношений [Текст] / А.В. Макаров, Г.П. Спиридонова // Проблемы формирования механизма эффективного функционирования производственной деятельности компании. Сборник научных трудов. – Уфа.: Башнипинефть. – 2000 – С.76-80.

82. Макаров А.В. Экономический механизм управления фондом нефтяных добывающих скважин [Текст] / А.В. Макаров, С.А. Пономарев // Нефтяное хозяйство. – 1999. – №1. – С.8-9.

83. Мамонтова Н.А. Управління вартістю компаній нафтогазового комплексу в умовах інноваційного розвитку [Текст] : монографія / Н.А. Мамонтова. – Львів : ПАІС, 2011. – 484 с.

84. Марн М.В. Ценовое преимущество [Текст] : пер. с англ. / М.В. Марн, Э.В. Регнер, К.К. Завада – М.: Альпина Бизнес Букс, 2004. – 316 с.

85. Мацьків Р.Т. Управління соціальною відповідальністю підприємств нафтогазового комплексу [Текст] : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. екон. наук: спец. 08.00.04 «Економіка та управління підприємствами (нафтова та газова промисловість)» / Мацьків Романа Тарасівна; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2011. – 20 с.

86. Методика визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надаються у користування [Текст] : постанова КМУ від 25.08.2004 №1117 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://dtkt.com.ua/show/2cid10746.html?lang=ukr>.

87. Методика визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин [Текст]. – [Чинний від 2009-12-01]. – ПАТ «Укрнафта», 2009. – 54 с.

88. Методика визначення ефективності впровадження заходів науково-технічного прогресу ПАТ «Укрнафта» : СОУ 73.1-00135390-038:2007. – [Чинний від 2008-05-01]. – ПАТ «Укрнафта», 2008. – 169 с.

89. Методика выбора скважин-кандидатов для интенсификации добычи с использованием математического аппарата нечеткой логики [Текст] / М.М. Галиуллин, П.В. Зимин, В.В. Васильев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №6. – С.120-123.

90. Методика оцінки технологічної і економічної ефективності робіт з інтенсифікації видобування газу та нафти [Текст]. – Київ: ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України», 2008. – 88 с.

91. Міщенко В. С. Реформування платежів за користування надрами: методологія і практика [Текст] / В.С. Міщенко // Фінанси України – 2010. – № 3. – С.38-49.
92. Молдован О. Щодо реформування оподаткування господарської діяльності, пов'язаної з експлуатацією природних ресурсів України. Аналітична записка. [Текст] / О. Молдован. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.niss.gov.ua/articles/281/>.
93. Мясоедов С.А. Эволюция налогового механизма изъятия горных рентных доходов у недропользователей [Текст] / С.А. Мясоедов // Сибирская финансовая школа. – 2009. – №5. – С.79-82.
94. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу [Текст] / В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, Р.М. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – №4 (25). – С.17-19.
95. Нафта і газ України [Текст] / за заг. ред. М.П. Ковалко. – К.: Наукова думка, 1997. – 363 с.
96. Національна економіка [Текст] : навч. посіб. / [А.Ф. Мельник, А.Ю. Васіна, Т.Л. Желюк, Т.М. Попович]. – Київ : Знання, 2011. – 463 с.
97. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/index.php?id=3798>.
98. Нестеров Д. Аукціони нової влади [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.epravda.com.ua/publications/2014/04/10/437985/>.
99. Обґрунтування диференційованих нормативів рентних платежів за видобуті нафту і газ в залежності від гірничо-геологічних умов розробки нафтогазових родовищ України [Текст] // Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: Науково-виробнича фірма «Геран», 1995. – 47 с.
100. Обоснование комплексного планирования геолого-технических мероприятий с учетом их взаимовлияния [Текст] / А.С. Султанов,

М.Н. Ханипов, А.В. Насыбуллин [и др.] // Нефтепромышленное дело. – 2011. – №5. – С.13-17.

101. Організація і процедура управління роботами, які виконують бригади поточного і капітального ремонту свердловин [Текст] : СОУ 11.1-00135390-010:2011. – [Чинний від 2011–06–23]. – ПАТ «Укрнафта», 2011. – 94 с.

102. Основні напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні [Текст] / В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, В.П. Гришаненко [та ін.] // Нафтогазова галузь України. – 2013. – №2. – С.27-30.

103. Особенности методического подхода к оценки эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности [Текст] / С.Ю. Борхович, В.А. Волгин, О.И. Дьяченко [и др.] // Нефтепромышленное дело. – 2011. – №5. – С.40-47.

104. Осовська Г.В. Менеджмент організацій [Текст] : навч. посіб. / Г.В. Осовська, О.А. Осовський. – К.: «Кондор», 2007. – 676 с.

105. Офіційний сайт Державної служби геології та надр України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.geo.gov.ua/palivno-energetichna-sirovina.html>.

106. Офіційний сайт ПАТ «Укрнафта» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.ukrnafta.com/ua/investors/financial_results.

107. Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових родовищ [Текст] : монографія / Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, І.М. Метошоп, І.Р. Михайлів. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2006.– 248 с. – ISBN 966-694-053-1.

108. Павленко О. Україна – кандидат ЕІПІ: що новий статус нам готує [Текст] / О. Павленко // Дзеркало тижня. – 2013. – №40. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/energy_market/ukrayina-kandidat-eiti-scho-noviy-status-nam-gotuye-.html.

109. Парламентські слухання: «Про стан та перспективи видобутку вуглеводнів в Україні та запровадження державної монополії на цю діяльність» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://portal.rada.gov.ua/rada/control/uk/publish/article>.

110. Педько С.Б. Рентне регулювання природно-ресурсних платежів у нафтогазовидобувній сфері України. [Текст] : дис. ... канд. екон. наук : 08.00.06 / Педько Сергій Борисович. – Київ, 2008. – 261 с.

111. Перспективи нарощування геологорозвідувальних робіт Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» до 2015 року [Текст] / О. Зейкан, В. Гладун, П. Чепіль [та ін.] // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – №1-2. – С.59-61.

112. Петрунчак І.М. Особенности налогообложения нефтедобывающей отрасли в условиях разработки истощенных месторождений нефти и газа [Текст] / И.М. Петрунчак // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – №4 (11). – С.170-176.

113. Петрунчак І.М. Економічний механізм управління щодо освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувними підприємствами [Текст] / І.М. Петрунчак // Зб. наук. праць SWorld Міжнародної науково-практичної конференції «Сучасні проблеми та шляхи їх вирішення в науці, транспорті, виробництві та освіті 2014». – Випуск 2. Т.25. – Іваново: МАРКОВА АД, 2014 – С.33-36.

114. Петрунчак І.М. Особливості оцінки економічної ефективності дорозробки нафтових родовищ [Текст] / І.М. Петрунчак // Матеріали IV Всеукраїнської науково-практичної конференції «Теорія і практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем» (м. Івано-Франківськ, 15-17 травня 2013 р.). – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – С.164-167.

115. Петрунчак І.М. Фактори, особливості та показники, що визначають ефективність проектів дорозробки виснажених нафтових

родовищ [Текст] / І.М. Петрунчак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2014. – №1 (36). – С.185-191.

116. Податковий кодекс України від 02.12.2010 № 2755-VI. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/2755-17>.

117. Подольчак Н.Ю. Ідентифікування та дослідження сезонності управлінських витрат [Текст] / Н.Ю. Подольчак, Б.А. Чепіль // Вісник Національного університету «Львівська політехніка» «Менеджмент та підприємництво в Україні: етапи становлення та проблеми розвитку». – Львів: Видавництво Львівської політехніки. – 2012. – № 748. – С.232-238.

118. Подольчак Н.Ю. Управлінські витрати підприємств газової сфери: адміністрування та оптимізування [Текст] : монографія / Н.Ю. Подольчак, Б.А. Чепіль. – Львів : Міські інформаційні системи, 2014. – 166 с.

119. Подосенова Н.С. Учет вариаций извлекаемых запасов при экономической оценке проектов доразработки нефтегазовых залежей [Текст] / Н.С. Подсенова, С.О. Урсегов // Нефть, газ и бизнес. – 1999. – №6. – С.15-18.

120. Положення про державну службу геології та надр України: затв. Указом Президента України від 6.04.2011р. № 391/2011 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://geo.gov.ua/polozhennya-pro-derzhavnu-sluzhbu-geologyi-ta-nadr-ukrayini.html>.

121. Положення про порядок віднесення запасів нафти і газу до категорії важковидобувних та виснажених [Текст]. – К.: Держнафтогазпром України, 1996.

122. Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу [Текст]. – К.: ДКЗ України, 2006. – 26 с.

123. Попов А.А. Имплоссия в процессе нефтедобычи [Текст] / А.А. Попов. – М.: Недра, 1996. – 186 с.

124. Правила розробки нафтових, нафтогазових, газових і газоконденсатних родовищ України [Текст]. – К.: Міністерство паливо та енергетики України, 2004. – 107 с.

125. Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо державної податкової служби та у зв'язку з проведенням адміністративної реформи в Україні: закон України від 05.07.2012 р. № 5083-VI [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5083-17/page>.

126. Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо удосконалення деяких податкових норм: закон України від 24.05.2012 р. № 4834-VI [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/4834-17/print1333372128917335>.

127. Про внесення зміни до Порядку обчислення та внесення до Державного бюджету України рентної плати за нафту, природний газ і газовий конденсат: постанова КМУ від 05.06.06 № 785 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/785-2006-%D0%BF>.

128. Про внесення зміни до пункту 38 Порядку організації та проведення біржових аукціонів з продажу нафти сирової, газового конденсату власного видобутку і скрапленого газу: постанова КМУ від 28 травня 2012 р. № 488 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/488-2012-%D0%BF>.

129. Про засади функціонування ринку природного газу: закон України від 08.07.2010 №2467-VI [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2467-17>.

130. Про затвердження Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами: постанова КМУ від 15 жовтня 2004 р. №1374 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/1374-2004-%D0%BF>.

131. Про затвердження Порядку встановлення нормативів збору за геологорозвідувальні роботи, виконані за рахунок державного бюджету, та його справляння: постанова КМУ від 29.01.99 №115 [Електронний ресурс]. –

Режим доступу: <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/115-99-%D0%BF/ed20070718>.

132. Про затвердження Порядку обчислення та внесення до Державного бюджету України рентної плати за нафту, природний газ і газовий конденсат: постанова КМУ від 22.03.01 № 256 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/256-2001-%D0%BF/ed20070101>.

133. Про затвердження порядку формування, розрахунку та встановлення цін на природний газ для суб'єктів господарювання, що здійснюють його видобуток: постанова НКРЕ від 13.09.2012 № 1177 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z1705-12>.

134. Про заходи щодо залучення інвестицій для дорозробки нафтових родовищ із важковидобувними та виснаженими запасами: Указ Президента України від 17.06.96 № 433/96 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/433/96>.

135. Програма розрахунку граничних меж та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин «Ecolimit». – Івано-Франківськ: НДПІ ПАТ «Укрнафта», 2009 р.

136. Рудий М.І. Нові технології кислотної дії на привибійну зону пласта [Текст]: наукова монографія / М.І. Рудий. – Івано-Франківськ: “Галицька друкарня плюс”, 2010. – 296 с.

137. Савчук Т.В. Концептуальні підходи до відображення витрат розвідки і оцінки корисних копалин видобувними підприємствами [Текст] / Т.В. Савчук // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2009. – №2 (20). – С.24-31.

138. Спиридонов Ю.А. Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи [Текст] : монография / Ю.А. Спиридонов, Р.А. Храмов, Н.К. Байбаков. – М.: Госдума РФ, 2006.– 144 с.

139. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України [Текст] : монографія / [І.М. Карп, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін та ін.] ; за заг. ред.

О.Г. Івченка ; НАК «Нафтогаз України», ДП «Науканафтогаз». – К. : Наукова думка, 2006. – 310 с.

140. Степанюк Г.С. Еколого-економічний реінжиніринг виробничих процесів техногенно небезпечних нафтогазових підприємств: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. економ. наук : спец. 08.00.04 «Економіка та управління підприємствами (нафтова і газова промисловість)» / Степанюк Галина Степанівна ; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2011. – 20 с.

141. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

142. Тарасюк В.М. Проблемы повышения эффективности нефтегазодобывающего производства на основе применения методов увеличения нефтеотдачи [Текст] : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Тарасюк Василий Михайлович. – Когалым, 2000. – 115 с.

143. Терегулова Г.Р. Экономический предел эксплуатации скважин [Текст] / Г.Р. Терегулова, Н.Ю. Коробейников // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №3. – С.34-37.

144. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу [Текст] : навч. посіб. / О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко [та ін.] ; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу, – Івано-Франківськ : Факел ІФНТУНГ, 2003. – 434 с. – ISBN 5-11-00081-3.

145. Федулова Л.І. Інноваційна економіка [Текст] : навч. посіб. / Л.І. Федулова. – К.: Либідь, 2006. – 480 с.

146. Філюк Г.М. Напрями підвищення інвестиційної привабливості природних монополій в Україні [Текст] / Г.М. Філюк // Фінанси України. – 2000. – №8. С.56-66.

147. Ценовая политика предприятия [Текст] : учебник для вузов / [ред. В.М. Тарасевич]. – 2-е изд., испр. и доп. – СПб. : Питер, 2003. – 288 с.

148. Цены и ценообразование [Текст] : учебник для вузов / [ред. В.Е. Есипов]. – 3-е изд., испр. и доп. – СПб. : Питер, 2003. – 464 с.
149. Швидкий Е.А. Контролінг – технологія ефективного управління складними ієрархічними господарськими системами (аналіз досвіду використання в Україні) [Текст] / Е.А. Швидкий, В.П. Петренко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – № 3(25). – С.153-159.
150. Шегда А.В. Менеджмент [Текст] : навч. посіб. / А.В. Шегда. – К.: Знання, КОО, 2002. – 583 с.
151. Ягуткин В.А. Экспресс-оценка экономической эффективности методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи [Текст] / В.А. Ягуткин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №8. – С.19-20.
152. BP Statistical Review of World Energy June 2013 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf.
153. Crude Oil [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity>.
154. Perry J. Kaufman Smarter Trading: Improving Performance in Changing Markets – McGraw-Hill, Inc. – 1995 – 257 p. – ISBN 0-07-034002-1.
155. Sandra Ivan. Global oil reserves – Recovery factors Leave Vast Target for EOR Technologies / Sandra Ivan, Sandra Rafael // Oil & Gas Journal. – Part 1: November, 05, 2007. – Part 2: November 12, 2007.

ДОДАТОК А

ВИЗНАЧЕННЯ СТАВКИ ДИСКОНТУ ПРИ РОЗРОБЦІ НАФТОВОГО РОДОВИЩА

Таблиця А.1 – Визначення ставки дисконту

Найменування критерію	Величина та приналежність до певної групи	Чутливість фактора, част. од.	Максимальна величина ризику в групі, %	Величина ризику у межах групи, в част. од.	Загальна величина ризику, %
1	2	3	4	5	6
1 Базова норма доходу на момент оцінки, %					9,5
2. Ризик зміни базової норми доходу, %					2,5
3. Добувні запаси, млн т нафти					
понад 300				0	
100 – 300				0,1	
30 – 100				0,2	
10 -30		0,088	0,792	0,5	
5 – 10				0,7	
1 – 5				0,9	
до 1	+			1	0,792
4. Геологотехнологічні умови розробки та розташування запаси з ускладненими геолого-технологічними умовами вилучення нафти	+			1	0,711
запаси з ускладненими природно-географічними та екологічними умовами видобутку нафти		0,079	0,711	0,8	
запаси з нормальними умовами видобутку нафти				0	
5. Складність геологічної будови					
проста				0	
складна	+	0,075	0,675	0,5	0,338
дуже складна				1	
6. Ступінь виснаження запасів родовища, %					
до 50	+			0	0
50-80		0,061	0,549	0,5	
понад 80				1	
7. Стадія розробки					
освоєння експлуатаційного об'єкта				0,5	
стабільного видобутку	+	0,054	0,486	0	0
значного зменшення видобутку				0,5	
завершальна				1	
8. Режим покладів					
активний водонапірний				0	
пружноводонапірний	+			0,2	0,0864
змішаний, газонасичений		0,048	0,432	0,5	
розчиненого газу				0,8	
гравітаційний				1	
9. Дебітність свердловин, т / МПа · доб					
малодебітні, <5	+			1	0,549
середньодебітні, 5 - 20		0,061	0,549	0,5	
високодебітні, > 20				0	
10. Проникивість, мкм²					
дуже висока – понад 1				0	
висока – 0,1-1				0,2	
середня – 0,01-0,1	+	0,050	0,450	0,5	0,225
низька – 0,001-0,01				0,8	
дуже низька – до 0,001				1	

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5	6
11. В'язкість пластової нафти, мПа·с					
дуже низька – до 1				0	0
низька – 1-5		0,051	0,459	0,2	
середня – 5-20				0,5	
висока – 20-200	+			0,8	0,367
дуже висока – понад 200				1	
12. Коефіцієнт нафтовилучення, част.од.					
дуже високий – понад 0,6				0	
високий – 0,4-0,6				0,2	
середній – 0,2-0,4	+	0,055	0,495	0,5	0,247
низький – 0,1-0,2				0,8	
дуже низький – до 0,1				1	
13. Спосіб експлуатації					
фонтанний з високими дебітами (понад 20 т/добу)				0	
фонтанний з невеликими дебітами (менше 20 т/добу)				0,2	
електро-відцентровими насосами (ЕВН)		0,047	0,423	0,5	
глибинно-насосний	+			0,8	0,338
газліфтний				1	
14. Глибина залягання продуктивних горизонтів, м					
до 1000	+			0	0
1000-3000				0,2	
3000-4000		0,057	0,513	0,5	
4000-5000				0,8	
понад 5000				1	
15. Обводненість, %					
дуже низька – до 20				0	
низька – 20-50				0,2	
середня – 50-70	+	0,038	0,342	0,5	0,171
висока – 70-90				0,8	
дуже висока – понад 90				1	
16. Тип колектора					
гранулярний				0	
тріщинно - гранулярний	+			0,2	0,054
кавернозний		0,030	0,270	0,5	
тріщинно-кавернозний				0,8	
тріщинний				1	
17. Пористість, %					
дуже висока – понад 40				0	
висока – 20-40	+			0,2	0,054
середня – 10-20		0,030	0,270	0,5	
низька – 5-10				0,8	
дуже низька – до 5				1	
18. Ефективна товщина, м					
дуже висока – понад 100				0	
висока – 20-100				0,2	
середня – 5-20		0,030	0,270	0,5	
мала – 1-5	+			0,8	0,216
дуже мала – до 1				1	
19. Нафтогазонасиченість, част.од.					
дуже висока – понад 0,9				0	
висока – 0,7-0,9				0,2	
середня – 0,5-0,7	+	0,028	0,252	0,5	0,126
низька – 0,3-0,5				0,8	
дуже низька – до 0,3				1	
20. Вміст сірки у нафті, %					
дуже низький – до 0,2	+			0	0
низький – 0,2-0,5				0,2	
середній – 0,5-2		0,038	0,342	0,5	
високий – 2-5				0,8	
дуже високий – понад 5				1	

Закінчення таблиці А.1

1	2	3	4	5	6
21. Вміст асфальтенів і смол, %					
дуже низький – до 5	+			0	0
низький – 5-10				0,2	
середній – 10-20		0,031	0,279	0,5	
високий – 20-25				0,8	
дуже високий – понад 25				1	
22. Вміст парафінів у нафті, %					
дуже малий – 0,5	+			0	0
малий – 0,5-1,5				0,2	
середній – 1,5-6		0,028	0,252	0,5	
високий – 6-10				0,8	
дуже високий – понад 10				1	
23. Сумарна величина ризику, %					16,27
24. Коригування за інфляцію					12,77
25. Коригування за оподаткування (частку прибутку у грошовому потоці)	0,25				10,53
26. Коригування за структуру активів					
Ставка дисконту, %					11

ДОДАТОК Б

РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

Б.1 Розрахунок економічних показників роботи нафтової свердловини 24 Качанівського родовища НГВУ «Охтирканафтогаз»

Спосіб експлуатації свердловини – механізований з допомогою електровідцентрового наосу (ЕВН). У 2012 р. технічні показники роботи свердловини наступні:

Показники	Значення
Видобуток нафти (q_n), тис. т	2,923
Видобуток рідини (q_p), тис. т	39,567
Видобуток газу нафтового ($q_{наф}$), млн. м ³	0,133
Обводненість (β_0), %	92,6
Кількість відпрацьованих діб (K_e), д	362,9
Амортизаційні відрахування (А), тис. грн	597,4

При розрахунку економічних показників роботи свердловини були використані наступні дані: ціна 1 т нафти без ПДВ і ренти у 2012 р. становила 3267,48 грн, ціна 1000 м³ нафтового газу без ПДВ і ренти, встановлена НКРЕ для промислових споживачів – 2956,79 грн, нормативи відрахувань на соціальні заходи – 37,0 %, плата за надра – 147,63 грн / т нафти, 42,05 грн / 1000 м³. Товарна частка продукції, яка прийнята для розрахунків, наступна: для нафти – 0,993, нафтового газу – 0,970.

У таблиці А.1 наведені основні показники НГВУ для визначення питомої величини витрат.

Таблиця Б.1 – Показники для визначення питомих витрат

Показники	Величина
Валовий видобуток продукції:	
– нафти, тис. т	996,659
– газу нафтового, млн м ³	195,926
Обсяг товарної нафти, тис. т	986,541
Обсяг газу товарно-горючого, млн м ³	485,376
Видобуток рідини в цілому по НГВУ, тис. т	5801,484
Видобуток рідини механізованим способом, тис.т	5127,551
Експлуатаційний фонд нафтових свердловин, св.	385
в т.ч. механізованих нафтових свердловин, св.	288
Час експлуатації діючого фонду нафтових свердловин, діб	195926,5

Для розрахунку собівартості нафти і нафтового газу використано дані із калькуляції видобутку нафти сирової і нафти товарної за 12 місяців 2012 р. Так як свердловина знаходиться на покладі, який розробляється без ППТ, то витрати по штучній дії на пласт не бралися до уваги. Всі витрати зведені у таблицях А.2, А.3.

Коефіцієнт розподілу витрат між нафтою і нафтовим газом був розрахований на основі приведення обсягів видобування нафти і нафтового газу до кількості тон умовного палива, про що вказано у розділі 1.3 дисертаційної роботи.

З метою належного врахування фактору часу ставку дисконту для свердловини 24-Качанівська визначено за методичним підходом [6, с.192] і представлено у таблиці А.4. Оскільки передбачається помісячне дисконтування грошових потоків, отриману ставку дисконту поділено на 12.

Згідно удосконаленого методичного підходу визначення доцільності експлуатації свердловин наведемо приклад розрахунку економічних показників роботи свердловини за перший місяць експлуатації свердловини.

Таблиця Б.2 – Витрати на видобуток та підготовку нафти

Статті витрат	у тис. грн		
	Видобуток нафти	Збирання і транспортування нафти	Підготовка нафти
1 Матеріали	–	3880,1	20780,8
2 Паливо і енергія на технологічні цілі:			
– електроенергія	60515,8	10130,8	6005,5
– енергія на газліфт	25603,1	×	×
– тепла енергія	×	0	0,0
– паливо	608,3	2980,1	1067,5
3 Витрати на оплату праці	10284,8	2255,1	0,0
4 Відрахування на соцзаходи	–	–	–
5 Амортизація			
– амортизація свердловин	–	×	0,0
– амортизація решти основних засобів	23125,5	9769,9	0,0
6 Утримання та експлуатація обладнання і споруд:			
6.1 Ремонт обладнання:			
– ремонт експлуатаційного обладнання	12993,0	0,0	0,0
– ремонт електрообладнання	13415,6	0,0	0,0
– ремонт КВП	0,0	0,0	0,0
– прокат експлуатаційного обладнання	0,0	×	×
– прокат електрозаглибних установок	0,0	×	×
– утримання обладнання цехами основного виробництва	26890,7	1536,1	0,0
– ремонтні і неремонтні роботи в свердловинах	–	–	×
– ремонт інших споруд	2894,5	792,6	0,0
6.2 Оренда	0,0	0,0	0,0
6.3 Страхування	0,0	0,0	0,0
6.4 Інші	16020,1	1217,3	0,0
7 Послуги виробничого характеру	1998,1	10349,0	50141,7
9 Інші прямі витрати		–	
10 Загальновиробничі витрати			
– цехів основного призначення	22367,4	4291,8	0,0
– структурних підрозділів загально виробничого характеру		37942,7	×
Примітка 1. "×" – витрати відсутні.			
Примітка 2. "–" – не заповнюється			

Таблиця Б.3 – Витрати на видобуток та підготовку нафтового газу

Статті витрат	у тис. грн		
	Видобуток газу природного	Збирання і транспортування газу	Підготовка газу товарно-горючого
1. Матеріали	–	611,9	×
2 Паливо і енергія на технологічні цілі:			
– теплова енергія	×	187,5	×
– паливо	×	0,0	22206,9
3 Витрати на оплату праці	2019,4	410,9	×
4 Відрахування на соцзаходи	–	–	×
5 Амортизація			
– амортизація свердловин	–	×	×
– амортизація решти основних засобів	4528,3	1805,3	×
6 Утримання та експлуатація обладнання і споруд:			
6.1 Ремонт та прокат обладнання			
– ремонт експлуатаційного обладнання	2548,1	0,0	×
– ремонт електрообладнання	2647,5	0,0	×
– ремонт КВП	0,0	0,0	×
– прокат експлуатаційного обладнання	0,0	×	×
– утримання обладнання цехами основного виробництва	5247,9	297,4	×
– ремонтні і неремонтні роботи в свердловинах	–	–	×
– ремонт інших споруд	562,5	148,8	×
6.2 Оренда	0,0	0,0	×
6.3 Страхування	0,0	0,0	×
6.4 Інші	3138,3	220,8	×
7 Послуги виробничого характеру	×	488,8	117895,2
8 Інші прямі витрати	–	–	×
9 Загальновиробничі витрати:			
– цехів основного виробництва	3494,7	567,3	×
– структурних підрозділів загальновиробничого призначення	5491,7		×

Таблиця Б.4 – Визначення ставки дисконту для Качанівського родовища

Найменування критерію	Величина та прин- лежність до певної групи	Чутливість фактора, част. од.	Макс- мальна величина ризиків в групі, %	Величина ризиків у межах груп, в част. од.	Загальна величина ризиків, %
1	2	3	4	5	6
1 Базова норма доходу на момент оцінки, %					7,5
2. Ризик зміни базової норми доходу, %					2,5
3. Добувні запаси, млн т нафти					
понад 300				0	
100 – 300				0,1	
30 – 100				0,2	
10 -30	+	0,088	0,66	0,5	0,33
5 – 10				0,7	
1 – 5				0,9	
до 1				1	
4. Геологотехнологічні умови розробки та розташування					
запаси з ускладненими геолого-технологічними умовами вилучення нафти	+			1	0,593
запаси з ускладненими природно-географічними та екологічними умовами видобутку нафти		0,079	0,593	0,8	
запаси з нормальними умовами видобутку нафти				0	
5. Складність геологічної будови					
проста				0	
складна		0,075	0,563	0,5	
дуже складна	+			1	0,563
6. Ступінь виснаження запасів родовища, %					
до 50				0	
50-80	+	0,061	0,458	0,5	0,229
понад 80				1	
7. Стадія розробки					
освоєння експлуатаційного об'єкта				0,5	
стабільного видобутку		0,054	0,405	0	
значного зменшення видобутку				0,5	
завершальна	+			1	0,405
8. Режим покладів					
активний водонапірний				0	
пружноводонапірний	+			0,2	0,072
змішаний, газонасичений		0,048	0,36	0,5	
розчиненого газу				0,8	
гравітаційний				1	
9. Дебітність свердловин, т / МПа · доб					
малодобітні, <5	+			1	0,458
середньодобітні, 5 - 20		0,061	0,458	0,5	
високодобітні, > 20				0	
10. Проникність, мкм²					
дуже висока – понад 1				0	
висока – 0,1-1				0,2	
середня – 0,01-0,1	+	0,050	0,375	0,5	0,188
низька – 0,001-0,01				0,8	
дуже низька – до 0,001				1	
11. В'язкість пластової нафти, мПа·с					
дуже низька – до 1				0	
низька – 1-5		0,051	0,383	0,2	
середня – 5-20	+			0,5	0,192
висока – 20-200				0,8	
дуже висока – понад 200				1	

Продовження таблиці Б.4

1	2	3	4	5	6
12. Коефіцієнт нафтовилучення, част.од.					
дуже високий – понад 0,6				0	
високий – 0,4-0,6	+			0,2	0,083
середній – 0,2-0,4		0,055	0,413	0,5	
низький – 0,1-0,2				0,8	
дуже низький – до 0,1				1	
13. Спосіб експлуатації					
фонтанний з високими дебітами (понад 20 т/добу)				0	
фонтанний з невеликими дебітами (менше 20 т/добу)				0,2	
електро-відцентровими насосами (ЕВН)		0,047	0,353	0,5	
глибинно-насосний	+			0,8	0,282
газліфтний				1	
14. Глибина залягання продуктивних горизонтів, м					
до 1000				0	
1000-3000	+			0,2	0,086
3000-4000		0,057	0,428	0,5	
4000-5000				0,8	
понад 5000				1	
15. Обводненість, %					
дуже низька – до 20				0	
низька – 20-50				0,2	
середня – 50-70		0,038	0,285	0,5	
висока – 70-90				0,8	
дуже висока – понад 90	+			1	0,285
16. Тип колектора					
гранулярний	+			0	0
тріщинно - гранулярний				0,2	
кавернозний		0,030	0,225	0,5	
тріщинно- кавернозний				0,8	
тріщинний				1	
17. Пористість, %					
дуже висока – понад 40				0	
висока – 20-40	+			0,2	0,045
середня – 10-20		0,030	0,225	0,5	
низька – 5-10				0,8	
дуже низька – до 5				1	
18. Ефективна товщина, м					
дуже висока – понад 100				0	
висока – 20-100				0,2	
середня – 5-20	+	0,030	0,225	0,5	0,113
мала – 1-5				0,8	
дуже мала – до 1				1	
19. Нафтогазонасиченість, част.од.					
дуже висока – понад 0,9				0	
висока – 0,7-0,9	+			0,2	0,042
середня – 0,5-0,7		0,028	0,21	0,5	
низька – 0,3-0,5				0,8	
дуже низька – до 0,3				1	
18. Вміст сірки у нафті, %					
дуже низький – до 0,2				0	
низький – 0,2-0,5	+			0,2	0,057
середній – 0,5-2		0,038	0,285	0,5	
високий – 2-5				0,8	
дуже високий – понад 5				1	
20. Вміст асфальтенів і смол, %					
дуже низький – до 5				0	
низький – 5-10				0,2	
середній – 10-20		0,031	0,233	0,5	
високий – 20-25	+			0,8	0,186
дуже високий – понад 25				1	

Закінчення таблиці Б.4

1	2	3	4	5	6
21. Вміст парафінів у нафті, %					
дуже малий – 0,5				0	
малий – 0,5-1,5				0,2	
середній – 1,5-6	+	0,028	0,21	0,5	0,105
високий – 6-10				0,8	
дуже високий – понад 10				1	
22. Сумарна величина ризику, %					14,31
23. Коригування за інфляцію					10,81
Ставка дисконту, %					11

Розрахуємо умовно-змінні витрати на видобуток та підготовку нафти:

$$B_{yz}^e = \left(\frac{3880,1 + 10130,8 + 2980,1}{5801,484} + \frac{60515,8}{5127,551} \right) \cdot 3,460 +$$

$$+ \left(\frac{1998,1 + 10349,0}{996,659} + 147,63 \right) \cdot 0,289 = 97,21 \text{ тис. грн}$$

$$B_{yz}^n = \left(\frac{20780,8 + 6005,5 + 1067,5 + 50141,7}{986,541} \right) \cdot 0,287 = 22,69 \text{ тис. грн}$$

Умовно-постійні витрати складаються із суми умовно-постійних витрат на нафту і нафтовий газ із врахуванням коефіцієнта розподілу витрат:

$$B_{yn}^e = (((1 + 0,37) \cdot (10284,8 + 2019,4) / 195926,48 \cdot 30 + ((1+0,37) \cdot 2255,1 + 23125,5 + 9769,9 + 12993,0 + 26890,7 + 1536,1 + 2894,5 + 792,6 + 16020,1 + 1217,3 + 22367,4 + 4291,8 + 37942,7) / 385 + 13415,6 / 288) / 12 + ((1+0,37) \cdot 410,9 + 4528,3 + 1805,3 + 2548,1 + 2647,5 + 5247,9 + 297,4 + 562,5 + 148,8 + 3138,3 + 220,8 + 3494,7 + 567,3 + 5491,7) / 385 / 12) \cdot 0,8391 = 40,8 \text{ тис. грн}$$

Собівартість товарної нафти становитиме:

$$C_n = 97,21 + 22,69 + 40,8 = 160,7 \text{ тис. грн}$$

Собівартість 1 т товарної нафти:

$$C_n' = 160,7 / (0,289 \cdot 0,993) = 559,9 \text{ грн}$$

Аналогічно розраховуємо умовно-змінні витрати на видобуток та підготовку нафтового газу:

$$B_{yz}^e = ((611,9 + 187,5 + 488,8) / 195,926 + 42,05) \cdot 0,044 = 2,14 \text{ тис. грн}$$

$$B_{yz}^n = (22206,9 + 117895,2) / 485,376 \cdot 0,043 = 12,41 \text{ тис. грн}$$

Умовно-постійні витрати на видобуток нафтового газу становитимуть:

$$B_{yn}^e = 48,5 \cdot (1 - 0,8391) = 7,82 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість нафтового газу:

$$C_2 = 2,14 + 12,41 + 7,82 = 22,37 \text{ тис. грн}$$

Собівартість 1000 м³ газу:

$$C'_2 = 22,37 / 0,043 = 520,23 \text{ грн}$$

Розрахуємо дисконтований фінансовий результат від реалізації нафти і нафтового газу:

$$\Phi P = ((3267,48 - 559,93) \cdot 0,287 + (2956,79 - 520,23) \cdot 0,043) \cdot 0,991 = 873,9 \text{ тис. грн}$$

За 2012 рік в цілому фінансовий результат від реалізації продукції склав 7560,31 тис. грн, що свідчить про те, що експлуатація свердловини є рентабельною.

Граничний дебіт економічної доцільності подальшої експлуатації свердловини дорівнюватиме:

$$q_{ep} = \frac{(40,8 + 49,8 \cdot 0,8391) \cdot 1000}{30 \cdot 0,993 \cdot (3267,48 - (14,7 / (1 - 0,917) + 147,63 + 79,06 \cdot 0,993))} = 0,972 \text{ т/д}$$

Граничний дебіт нафти за 2012 рік в цілому склав 1,097 т/д.

Розрахуємо межу обводненості свердловини при фактичному середньодобовому дебіті нафти 8,06 т/д:

$$\beta_0 = 1 - \frac{14,7}{0,993 \cdot (3267,48 - (142,16 + 12,39 + 79,06 \cdot 0,993))} = 0,995$$

З наведених даних робимо висновок, що при дебіті нафти 8,1 т/д і обводненості продукції більшій 99,5 % свердловина буде нерентабельною.

У таблиці А.5 представлено помісячний розрахунок економічних показників роботи свердловини 24-Качанівська за 2012 рік.

Таблиця Б.5 – Розрахунок економічних показників роботи свердловини 24-Качанівська

Показники	2012 рік												за весь період
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Видобуток нафти, тис. т	0,289	0,277	0,265	0,240	0,244	0,234	0,277	0,226	0,239	0,213	0,209	0,210	2,923
нафтового газу, млн м ³	0,044	0,008	0,008	0,007	0,008	0,008	0,009	0,009	0,009	0,008	0,007	0,008	0,133
Коефіцієнт для розподілу витрат	0,8391	0,9649	0,9634	0,9645	0,9603	0,9587	0,9607	0,9522	0,9547	0,9548	0,9595	0,9542	0,9458
Видобуток рідини, тис.т	3,460	3,170	3,483	3,289	3,256	3,268	3,427	3,251	3,426	3,113	3,210	3,215	39,568
Видобуток мехрідини, тис.т	3,460	3,170	3,483	3,289	3,256	3,268	3,427	3,251	3,426	3,113	3,210	3,215	39,568
Кількість відпрацьованих діб	30,0	29,0	30,9	30,0	31,0	29,0	31,0	31,0	30,0	31,0	30,0	30,0	362,9
Коефіцієнт обводнення, част. од.	0,917	0,913	0,924	0,927	0,925	0,928	0,919	0,930	0,930	0,932	0,935	0,935	0,926
Кількість товарної продукції нафти, тис. т	0,287	0,275	0,263	0,238	0,242	0,232	0,275	0,224	0,237	0,212	0,208	0,209	2,902
газу, млн м ³	0,043	0,008	0,008	0,007	0,008	0,008	0,009	0,009	0,009	0,008	0,007	0,008	0,132
Експлуатаційні витрати на нафту, тис.грн	160,70	159,59	161,42	152,56	152,92	150,45	163,35	148,14	153,87	143,21	143,82	143,87	1833,90
умовно-змінні витрати	119,90	112,76	114,50	105,67	106,14	103,92	116,55	101,76	107,45	96,70	97,17	97,48	1280,00
умовно-постійні витрати	40,80	46,83	46,92	46,89	46,78	46,53	46,80	46,38	46,42	46,51	46,65	46,39	553,90
Експлуатаційні витрати на нафтовий газ, тис. грн	22,37	4,06	4,14	3,80	4,29	4,36	4,57	4,99	4,86	4,56	4,04	4,59	70,63
умовно-змінні витрати	14,55	2,36	2,36	2,07	2,36	2,36	2,66	2,66	2,66	2,36	2,07	2,36	40,83
умовно-постійні витрати	7,82	1,70	1,78	1,73	1,93	2,00	1,91	2,33	2,20	2,20	1,97	2,23	29,80
Собівартість 1 т нафти, грн	559,93	580,33	613,76	641,01	631,90	648,49	594,00	661,34	649,24	675,52	691,44	688,37	631,94
умовно-змінна частина собівартості 1 т нафти, грн	417,77	410,04	435,36	443,99	438,60	447,93	423,82	454,29	453,38	456,13	467,16	466,41	441,08
умовно-постійна частина собівартості 1 т нафти, грн	142,16	170,29	178,40	197,02	193,31	200,56	170,18	207,05	195,86	219,39	224,28	221,96	190,87
Собівартість 1000 м ³ газу, грн	520,23	507,50	517,50	542,86	536,25	545,00	507,78	554,44	540,00	570,00	577,14	573,75	535,08
умовно-змінна частина собівартості 1000 м ³ газу, грн	338,37	295,00	295,00	295,71	295,00	295,00	295,56	295,56	295,56	295,00	295,71	295,00	309,32
умовно-постійна частина собівартості 1000 м ³ газу, грн	181,86	212,50	222,50	247,14	241,25	250,00	212,22	258,89	244,44	275,00	281,43	278,75	225,76

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	за весь період
Грошовий потік													
нафта, тис. грн	777,07	738,97	697,93	625,10	637,81	607,61	735,21	583,78	620,52	549,50	535,82	539,03	7648,35
нафтовий газ, тис. грн	104,77	19,59	19,51	16,90	19,36	19,29	22,04	21,62	21,75	19,09	16,66	19,06	319,64
Ставка дисконту, част. од.	0,991	0,983	0,974	0,966	0,957	0,949	0,941	0,933	0,925	0,917	0,909	0,901	0,11
Фінансовий результат, тис. грн	873,90	745,66	698,79	620,17	628,91	594,93	712,57	564,84	594,10	521,40	502,20	502,84	7560,31
Рентабельність видобування													
нафти, %	479,20	455,17	421,13	395,81	399,15	383,26	423,53	367,67	373,03	351,85	338,66	337,58	395,56
нафтового газу, %	464,15	474,38	458,94	429,74	431,93	419,95	453,83	404,21	413,99	383,99	374,75	374,07	433,40
Граничний дебіт													
нафти, т/д	0,972	1,152	1,091	1,127	1,085	1,159	1,080	1,081	1,119	1,086	1,131	1,125	1,097
газу, тис. м ³ /д	0,207	0,046	0,045	0,045	0,049	0,054	0,048	0,059	0,058	0,056	0,051	0,058	0,067
Фактичний середньодобовий дебіт за місяць													
нафти, т/д	9,619	9,553	8,580	7,998	7,872	8,062	8,944	7,293	7,951	6,874	6,967	7,007	8,060
газу, тис. м ³ /д	1,466	0,291	0,265	0,222	0,260	0,268	0,289	0,280	0,288	0,252	0,249	0,263	0,366
Межа обводненості продукції, част. од.	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995

Б.2 Розрахунок економічних показників роботи нафтової свердловини 191 Північно-Долинського родовища НГВУ «Долинанафтогаз»

Спосіб експлуатації свердловини – механізований (ШГН). У 2012 р. технічні показники роботи свердловини наступні:

Показники	Значення
Видобуток нафти (q_n), т	158,841
Видобуток рідини (q_p), т	546,462
Видобуток газу нафтового ($q_{\text{наф}}$), тис. м ³	982,555
Обводненість (β_0), %	70,9
Кількість відпрацьованих діб (K_e), д	330,8
Амортизаційні відрахування (А), тис. грн	441,3
Додаткові витрати (ремонтні роботи $V_{\text{дод}}$), тис. грн	694,5

При розрахунку економічних показників роботи свердловини були використані наступні дані: ціна 1 т нафти без ПДВ і ренти у 2012 р. становила 3267,48 грн, ціна 1000 м³ нафтового газу без ПДВ і ренти, встановлена НКРЕ для промислових споживачів – 2956,79 грн, нормативи відрахувань на соціальні заходи – 37,0 %, плата за надра – 147,63 грн / т нафти, 42,05 грн / 1000 м³. Товарна частка продукції, яка прийнята для розрахунків, наступна: для нафти – 0,992, нафтового газу – 0,849.

У таблиці А.6 наведені основні показники НГВУ для визначення питомої величини витрат.

Таблиця Б.6 – Показники для визначення питомих витрат

Показники	Величина
Валовий видобуток продукції:	
– нафти, тис. т	271,834
– газу нафтового, млн м ³	92,491
Обсяг товарної нафти, тис. т	270,776
Обсяг газу товарно-горючого, млн м ³	59,153
Видобуток рідини в цілому по НГВУ, тис. т	1971,913
Видобуток рідини механізованим способом, тис.т	1957,237
Видобуток рідини із покладів, які розробляються з ППТ, тис. т	1953,836
Експлуатаційний фонд нафтових свердловин, св.	323
в т.ч. механізованих нафтових свердловин, св.	295
Експлуатаційний фонд нафтових свердловин, пробурених на поклади які розробляються з ППТ, св.	257
Час експлуатації діючого фонду нафтових свердловин, діб	102950,1

Для розрахунку собівартості нафти і нафтового газу використано дані із калькуляції видобутку нафти сирової і нафти товарної за 12 місяців 2012 р. Так як свердловина знаходиться на покладі, який розробляється з ППТ, то розраховуємо і витрати по штучній дії на пласт. Всі витрати зведені у таблицях А.7, А.8.

Коефіцієнт розподілу витрат між нафтою і нафтовим газом був розрахований на основі приведення обсягів видобування нафти і нафтового газу до кількості тон умовного палива, про що вказано у розділі 1.3 дисертаційної роботи.

З метою належного врахування фактору часу ставку дисконту для свердловини 191-Північно-Долинська визначено за методичним підходом [6, с.192, 1 розділ] і представлено у таблиці А.9. Оскільки передбачається помісячне дисконтування грошових потоків, отриману ставку дисконту поділено на 12.

Згідно удосконаленого методичного підходу визначення доцільності експлуатації свердловин наведемо приклад розрахунку економічних показників роботи свердловини за перший місяць експлуатації свердловини.

Таблиця Б.7 – Витрати на видобуток та підготовку нафти

Статті витрат	Умовні позначення			
	Видобуток нафти	Штучна дія на пласт	Збирання і транспортування нафти	Підготовка нафти
1 Матеріали	–	1940,4	539,6	2573,6
2 Паливо і енергія на технологічні цілі				
– електроенергія	15464,9	10829,1	2699,2	1485,5
– енергія на газліфт	0,0	×	×	×
– тепла енергія	×	×	2528,2	7841,8
– паливо	0,0	×	0,0	0,0
3 Витрати на оплату праці	5211,0	1782,8	393,3	1130,5
4 Відрахування на соцзаходи	–	–	–	–
5 Амортизація				
– амортизація свердловин	–	1365,9	×	0,0
– амортизація решти основних засобів	4538,3	1826,5	644,1	1449,8
6 Утримання та експлуатація обладнання і споруд:				
6.1 Ремонт обладнання				
– ремонт експлуатаційного обладнання	293,3	176,5	4,7	7,7
– ремонт електрообладнання	0,0	0,0	0,0	72,7
– ремонт КВП	294,0	208,9	0,0	0,0
– прокат експлуатаційного обладнання	8481,8	×	×	×
– прокат електрозаглибних установок	7886,0	×	×	×
– утримання обладнання цехами основного виробництва	0,0	0,0	0,0	0,0
– ремонтні і неремонтні роботи в свердловинах	–	–	×	×
– ремонт інших споруд	6080,1	648,4	335,0	346,0
6.2 Оренда	0,0	0,0	0,0	0,0
6.3 Страхування	0,0	0,0	0,0	0,0
6.4 Інші	22805,7	4775,3	443,8	2291,9
7 Послуги виробничого характеру	0,0	0,0	0,0	0,0
8 Інші прямі виробничі витрати		–		×
9 Загальновиробничі витрати:				
– цехів основного призначення	17194,1	3006,9	414,9	2728,3
– структурних підрозділів загально-виробничого характеру		7822,0		×
Примітка 1. "×" – витрати відсутні.				
Примітка 2. "–" – не заповнюється				

Таблиця Б.8 – Витрати на видобуток та підготовку нафтового газу

Статті витрат	у тис. грн		
	Видобуток газу природного	Збирання і транспортування газу	Підготовка газу товарно-горючого
1. Матеріали	–	0,0	×
2 Паливо і енергія на технологічні цілі:			
– теплова енергія	×	758,1	×
– паливо	×	1232,9	9952,4
3 Витрати на оплату праці	1771,4	0,0	×
4 Відрахування на соцзаходи	–	–	×
5 Амортизація			
– амортизація свердловин	–	×	×
– амортизація решти основних засобів	1877,4	0,0	×
6 Утримання та експлуатація обладнання і споруд:			
6.1 Ремонт та прокат обладнання			
– ремонт експлуатаційного обладнання	99,9	0,0	×
– ремонт електрообладнання	100,1	0,0	×
– ремонт КВП	0,0	0,0	×
– прокат експлуатаційного обладнання	2904,1	×	×
– прокат електрозаглибних установок	2698,0	×	×
– ремонтні і неремонтні роботи в свердловинах	–	–	×
– ремонт інших споруд	2058,9	0,0	×
6.2 Оренда	0,0	0,0	×
6.3 Страхування	0,0	0,0	×
6.4 Інші	7188,3	0,0	×
7 Послуги виробничого характеру	×	488,8	13369,8
8 Інші прямі витрати	–	–	×
9 Загальновиробничі витрати:			
– цехів основного виробництва	5864,7	0,0	×
– структурних підрозділів загальновиробничого призначення	2701,6		×

Таблиця Б.9 – Визначення ставки дисконту для Північно-Долинського родовища

Найменування критерію	Величина та приналежність до певної групи	Чутливість фактора, част. од.	Максимальна величина ризику в групі, %	Величина ризику у межах групи, в част. од.	Загальна величина ризику, %
1	2	3	4	5	6
1 Базова норма доходу на момент оцінки, %					7,5
2. Ризик зміни базової норми доходу, %					2,5
3. Добувні запаси, млн т нафти					
понад 300				0	
100 – 300				0,1	
30 – 100				0,2	
10 – 30	+	0,088	0,66	0,5	0,33
5 – 10				0,7	
1 – 5				0,9	
до 1				1	
4. Геологотехнологічні умови розробки та розташування					
запаси з ускладненими геолого-технологічними умовами вилучення нафти	+			1	0,593
запаси з ускладненими природно-географічними та екологічними умовами видобутку нафти		0,079	0,593	0,8	
запаси з нормальними умовами видобутку нафти				0	
5. Складність геологічної будови					
проста				0	
складна		0,075	0,563	0,5	
дуже складна	+			1	0,563
6. Ступінь виснаження запасів родовища, %					
до 50				0	
50-80		0,061	0,458	0,5	
понад 80	+			1	0,458
7. Стадія розробки					
освоєння експлуатаційного об'єкта				0,5	
стабільного видобутку		0,054	0,405	0	
значного зменшення видобутку				0,5	
завершальна	+			1	0,405
8. Режим покладів					
активний водонапірний				0	
пружноводонапірний	+			0,2	0,072
змішаний, газонасичений		0,048	0,36	0,5	
розчиненого газу				0,8	
гравітаційний				1	
9. Дебітність свердловин, т / МПа · доб					
малобітні, <5	+			1	0,458
середньобітні, 5 - 20		0,061	0,458	0,5	
високобітні, > 20				0	
10. Проникність, мкм²					
дуже висока – понад 1				0	
висока – 0,1-1				0,2	
середня – 0,01-0,1		0,050	0,375	0,5	
низька – 0,001-0,01	+			0,8	0,3
дуже низька – до 0,001				1	
11. В'язкість пластової нафти, мПа·с					
дуже низька – до 1				0	
низька – 1-5	+	0,051	0,383	0,2	0,077
середня – 5-20				0,5	
висока – 20-200				0,8	
дуже висока – понад 200				1	

Продовження таблиці Б.9

1	2	3	4	5	6
12. Коефіцієнт нафтовилучення, част.од.					
дуже високий – понад 0,6				0	
високий – 0,4-0,6				0,2	
середній – 0,2-0,4		0,055	0,413	0,5	
низький – 0,1-0,2	+			0,8	0,330
дуже низький – до 0,1				1	
13. Спосіб експлуатації					
фонтанний з високими дебітами (понад 20 т/добу)				0	
фонтанний з невеликими дебітами (менше 20 т/добу)				0,2	
електро-відцентровими насосами (ЕВН)		0,047	0,353	0,5	
глибинно-насосний	+			0,8	0,282
газліфтний				1	
14. Глибина залягання продуктивних горизонтів, м					
до 1000				0	
1000-3000	+			0,2	0,086
3000-4000		0,057	0,428	0,5	
4000-5000				0,8	
понад 5000				1	
15. Обводненість, %					
дуже низька – до 20				0	
низька – 20-50				0,2	
середня – 50-70		0,038	0,285	0,5	
висока – 70-90				0,8	
дуже висока – понад 90	+			1	0,285
16. Тип колектора					
гранулярний				0	
тріщинно - гранулярний				0,2	
кавернозний	+	0,030	0,225	0,5	0,113
тріщинно-кавернозний				0,8	
тріщинний				1	
17. Пористість, %					
дуже висока – понад 40				0	
висока – 20-40				0,2	
середня – 10-20	+	0,030	0,225	0,5	0,113
низька – 5-10				0,8	
дуже низька – до 5				1	
18. Ефективна товщина, м					
дуже висока – понад 100				0	
висока – 20-100				0,2	
середня – 5-20	+	0,030	0,225	0,5	0,113
мала – 1-5				0,8	
дуже мала – до 1				1	
19. Нафтогазонасиченість, част.од.					
дуже висока – понад 0,9				0	
висока – 0,7-0,9	+			0,2	0,042
середня – 0,5-0,7		0,028	0,21	0,5	
низька – 0,3-0,5				0,8	
дуже низька – до 0,3				1	
18. Вміст сірки у нафті, %					
дуже низький – до 0,2				0	
низький – 0,2-0,5	+			0,2	0,057
середній – 0,5-2		0,038	0,285	0,5	
високий – 2-5				0,8	
дуже високий – понад 5				1	
20. Вміст асфальтенів і смол, %					
дуже низький – до 5				0	
низький – 5-10				0,2	
середній – 10-20	+	0,031	0,233	0,5	0,117
високий – 20-25				0,8	
дуже високий – понад 25				1	

Закінчення таблиці Б.9

1	2	3	4	5	6
21. Вміст парафінів у нафті, %					
дуже малий – 0,5				0	
малий – 0,5-1,5				0,2	
середній – 1,5-6		0,028	0,21	0,5	
високий – 6-10	+			0,8	0,168
дуже високий – понад 10				1	
22. Сумарна величина ризнку, %					14,96
23. Коригування за інфляцію					11,47
Ставка дисконту, %					12

Розрахуємо умовно-змінні витрати на видобуток та підготовку нафти:

$$B_{yz}^e = \left(\frac{539,6 + 2699,2 + 2528,2}{1971,91} + \frac{1940,4 + 10829,1}{1953,84} + \frac{15464,9}{1957,24} \right) \cdot 0,055 +$$

$$+ 147,63 \cdot 0,0063 = 1,89 \text{ тис. грн}$$

$$B_{yz}^n = \left(\frac{2573,6 + 1485,5 + 7841,8}{270,776} \right) \cdot 0,0062 = 0,27 \text{ тис. грн}$$

Умовно-постійні витрати складаються із суми умовно-постійних витрат на нафту і нафтовий газ із врахуванням коефіцієнта розподілу витрат:

$$B_{yn}^e = ((1 + 0,37) \cdot (5211 + 1771,4) / 102950,1 \cdot 31 + (((1+0,37) \cdot 393,3 + 4538,3 + 644,1 + 293,3 + 4,7 + 294 + 8481,8 + 6080,1 + 335 + 22805,7 + 443,8 + 17194,1 + 414,9 + 7822,0) / 323 + ((1+0,37) \cdot 1130,5 + 1449,8 + 7,7 + 72,7 + 346 + 2291,9 + 2728,3) / 323 + ((1+0,37) \cdot 1782,8 + 1365,9 + 1826,5 + 176,5 + 208,9 + 648,4 + 4775,3 + 3006,9) / 257 + 7886 / 295) / 12 + ((1877,4 + 99,9 + 100,1 + 2904,1 + 2698 + 2058,9 + 7188,3 + 5864,7 + 2701,6) / 323) / 12) \cdot 0,7356 = 26,8 \text{ тис. грн}$$

Собівартість товарної нафти становитиме:

$$C_n = 1,89 + 0,27 + 26,8 = 29,0 \text{ тис. грн}$$

Собівартість 1 т товарної нафти:

$$C_n' = 29,0 / (0,0063 \cdot 0,992) = 4677,42 \text{ грн}$$

Аналогічно розраховуємо умовно-змінні витрати на видобуток та підготовку нафтового газу:

$$B_{yz}^e = ((758,1 + 1232,9 + 488,8) / 92,491 + 42,05) \cdot 0,0022 = 0,15 \text{ тис. грн}$$

$$B_{yz}^n = (9952,4 + 13369,8) / 59,153 \cdot 0,0019 = 0,75 \text{ тис. грн}$$

Умовно-постійні витрати на видобуток нафтового газу становитимуть:

$$B_{yn}^e = 36,6 \cdot (1 - 0,7356) = 9,65 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість нафтового газу:

$$C_2 = 0,15 + 0,75 + 9,65 = 10,55 \text{ тис. грн}$$

Собівартість 1000 м³ газу:

$$C'_2 = 10,55 / 0,0019 = 5552,63 \text{ грн}$$

Розрахуємо дисконтований фінансовий результат від реалізації нафти і нафтового газу за перший місяць експлуатації:

$$\begin{aligned} \Phi P &= ((3267,48 - 4667,42) \cdot 0,0062 + (2956,79 - 5552,63) \cdot 0,0019) \cdot 0,991 = \\ &= -13,5 \text{ тис. грн} \end{aligned}$$

Проте, за 2012 рік в цілому фінансовий результат від реалізації продукції склав 1995,8 тис. грн із врахуванням витрат на проведення кислотного гідророзриву пласта у розмірі 694,5 тис. грн у лютому 2012 р. Позитивне значення фінансового результату свідчить про те, що експлуатація свердловини є рентабельною.

Граничний дебіт економічної доцільності подальшої експлуатації свердловини за перший місяць експлуатації дорівнюватиме:

$$q_{zp} = \frac{(26,8 + 94,7 \cdot 0,7356) \cdot 1000}{31 \cdot 0,992 \cdot (3267,48 - (17,4 / (1 - 0,886) + 147,63 + 43,95 \cdot 0,992))} = 1,073 \text{ т/д}$$

Граничний дебіт нафти за 2012 рік в цілому склав 0,313 т/д, граничний дебіт нафтового газу – 1,809 тис. м³/д, фактичні дебіти при цьому становили 0,48 т/д і 2,97 тис. м³/д.

Розрахуємо межу обводненості свердловини при фактичному середньодобовому дебіті нафти 0,48 т/д:

$$\beta_0 = 1 \frac{17,4}{0,992 \cdot (3267,48 - (619,35 + 43,95 \cdot 0,992))} = 0,993$$

З наведених даних робимо висновок, що при дебіті нафти 0,48 т/д і обводненості продукції більшій 99,3 % свердловина буде нерентабельною.

У таблиці А.10 представлено помісячний розрахунок економічних показників роботи свердловини 193-Північно-Долинська за 2012 рік.

Таблиця Б.10 – Розрахунок економічних показників роботи свердловини 191-Північно-Долинська

Показники	2012 рік												за весь період
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Видобуток нафти, тис. т	0,0063	0,0003	0,0040	0,0045	0,0077	0,0031	0,0215	0,0222	0,0210	0,0184	0,0247	0,0252	0,1589
нафтового газу, млн м ³	0,0022	0,0001	0,0814	0,1034	0,0900	0,0995	0,1066	0,1011	0,0945	0,1005	0,1035	0,0999	0,9827
Коефіцієнт для розподілу витрат	0,7356	0,7500	0,0455	0,0405	0,0767	0,0294	0,1638	0,1758	0,1775	0,1510	0,1881	0,1968	0,1357
Видобуток рідини, тис. т	0,0550	0,0031	0,0928	0,0385	0,0526	0,0065	0,0368	0,0349	0,0402	0,0460	0,0695	0,0707	0,5466
Видобуток мехрідни, тис. т	0,0550	0,0031	0,0928	0,0385	0,0526	0,0065	0,0368	0,0349	0,0402	0,0460	0,0695	0,0707	0,5466
Кількість відпрацьованих ліб	31,0	2,2	25,8	29,9	28,0	30,0	31,0	31,0	30,0	30,9	30,0	31,0	330,8
Коефіцієнт обводнення, част. од.	0,886	0,908	0,957	0,884	0,854	0,517	0,415	0,363	0,477	0,601	0,644	0,644	0,972
Кількість товарної продукції нафти, тис. т газу, млн м ³	0,0062	0,0003	0,0040	0,0045	0,0076	0,0031	0,0213	0,0220	0,0208	0,0183	0,0245	0,0250	0,1576
Експлуатаційні витрати на нафту, тис. грн	0,0019	0,0001	0,0691	0,0878	0,0764	0,0845	0,0905	0,0858	0,0802	0,0853	0,0879	0,0848	0,8343
умовно-змінні витрати	29,00	25,53	4,02	3,00	5,16	1,78	10,73	11,26	11,17	9,83	12,78	13,23	137,49
умовно-постійні витрати	2,16	0,11	2,38	1,53	2,38	0,71	4,75	4,85	4,71	4,32	5,93	6,05	39,88
Експлуатаційні витрати на нафтовий газ, тис. грн	26,84	25,42	1,64	1,47	2,78	1,07	5,98	6,41	6,46	5,51	6,85	7,18	97,61
умовно-змінні витрати	10,55	8,51	63,81	72,31	65,98	71,31	69,05	66,62	64,09	67,30	66,98	65,42	691,93
умовно-постійні витрати	0,90	0,04	29,43	37,39	32,54	35,98	38,54	36,54	34,15	36,33	37,43	36,11	355,38
Собівартість 1 т нафти, грн	9,65	8,47	34,38	34,92	33,44	35,33	30,51	30,08	29,94	30,97	29,55	29,31	336,55
умовно-змінна частина собівартості 1 т нафти, грн	4677,42	85100,00	1005,00	666,67	678,95	574,19	503,76	511,82	537,02	537,16	521,63	529,20	872,40
умовно-постійна частина собівартості 1 т нафти, грн	348,39	366,67	595,00	340,00	313,16	229,03	223,00	220,45	226,44	236,07	242,04	242,00	253,05
Собівартість 1000 м ³ газу, грн	4329,03	84733,33	410,00	326,67	365,79	345,16	280,75	291,36	310,58	301,09	279,59	287,20	619,35
умовно-змінна частина собівартості 1000 м ³ газу, грн	5552,63	85100,00	923,44	823,58	863,61	843,91	762,98	776,46	799,13	788,98	762,00	771,46	829,35
умовно-постійна частина собівартості 1000 м ³ газу, грн	473,68	400,00	425,90	425,85	425,92	425,80	425,86	425,87	425,81	425,91	425,82	425,83	425,96
Собівартість 1000 м ³ газу, грн	5078,95	84700,00	497,54	397,72	437,70	418,11	337,13	350,58	373,32	363,07	336,18	345,64	403,39

Закінчення таблиці Б.10

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	за весь період
Грошовий потік													
нафта, тис. грн	-8,74	-24,55	9,05	11,70	19,67	8,35	58,87	60,62	56,79	49,96	67,27	68,46	377,45
нафтовий газ, тис. грн	-4,93	-8,21	140,50	187,30	159,92	178,54	198,54	187,07	173,04	184,91	192,92	185,32	1774,92
Ставка дисконту, част. од.	0,991	0,981	0,972	0,963	0,954	0,945	0,936	0,927	0,919	0,910	0,901	0,893	0,12
Інвестиційні витрати, тис. грн		694,500											694,50
Фінансовий результат	-13,55	-32,14	145,36	191,64	171,33	176,61	240,94	229,61	211,21	213,73	234,43	226,63	1995,80
Рентабельність видобування													
нафти, %	-29,86	-94,32	218,91	375,67	363,76	443,26	513,51	499,02	467,23	462,46	474,26	462,06	250,69
нафтового газу, %	-46,35	-94,59	214,03	249,44	231,22	236,60	269,12	260,30	248,12	250,03	259,51	252,97	238,63
Граничний дебіт													
нафти, т/д	1,073	15,307	0,087	0,061	0,122	0,043	0,229	0,246	0,257	0,213	0,274	0,277	0,313
газу, тис. м ³ /д	0,517	6,731	2,195	1,909	1,959	1,925	1,606	1,583	1,631	1,636	1,610	1,543	1,809
Фактичний середньодобовий дебіт за місяць													
нафти, т/д	0,202	0,128	0,153	0,149	0,274	0,105	0,695	0,717	0,700	0,594	0,825	0,812	0,480
газу, тис. м ³ /д	0,071	0,042	3,154	3,457	3,213	3,316	3,439	3,262	3,150	3,252	3,450	3,221	2,970
Межа обводненості продукції, част. од.			0,994	0,994	0,994	0,994	0,994	0,994	0,994	0,994	0,994	0,994	0,993

ДОДАТОК В

ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ РИНКОВОЇ ЦІНИ НА НАФТУ

Таблиця В.1 – Вихідні дані для розрахунку ринкової ціни на нафту

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Видобуток нафти та газового конденсату в Україні, млн т, в т. ч.:								
видобуток нафти сирого	4,5	4,4	4,3	4,0	3,6	3,3	3,4	3,3
видобуток газового конденсату	3,3	3,3	3,2	2,9	2,6	2,4	2,3	2,2
Ціна нафти та конденсату, грн/т	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	0,9	1,1	1,0
нафти	2188	2438	3679	3269	4284	5999	6152	6456
конденсату	2088	2344	3583	3166	4179	5897	6030	6340
Активи ПАТ «Укрнафта», млн грн урівноважено в середньому за рік	2464	2720	3959	3542	4555	6273	6406	6716
Нормативна рентабельність, %	9394	10529	12936	18883	18425	21907	32573,4	28241,4
Собівартість видобування нафти, грн/т	9424	11023	12895	15084	17644	20639	24143	28241
	8740	10224	11959	13989	16364	19142	22391	26192
	14,3	14,3	12,2	10,9	12,5	10,3	10,3	10,3
	270	322	384	457	544	648	772	919

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Рентні платежі за видобуток нафти та конденсату, всього, млн грн:	3429	4780	6228	4091	5322	11797	8153	6896
– плата за користування надрами (оцінка);	59	57	135	288	287	487	502	6630*
– рентна плата за нафту та конденсат, що видобувається в Україні (фактичні дані);	3174	4489	5876	3488	4888	11205	7453	175
– збір за геологорозвідувальні роботи, виконані за рахунок державного бюджету (оцінка);	161	171	180	235	212	–	–	–
– збори за видачу спеціальних дозволів на користування надрами з метою видобутку нафти та конденсату (оцінка).	35	63	37	79	96	105	198	91

*¹) з 1 січня 2013 р. введено адвалерні ставки плати за користування надрами

Джерело: [33, 34, 106]

ДОДАТОК Г
КОРЕЛЯЦІЙНО-РЕГРЕСІЙНИЙ АНАЛІЗ ЗАЛЕЖНОСТІ
СОБІВАРТОСТІ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ ПІД ВПЛИВОМ ЗМІНИ
НЕЗАЛЕЖНИХ ЗМІННИХ

Таблиця Г.1 – Вихідні дані для проведення КРА залежності собівартості
видобування нафти під впливом зміни незалежних змінних

Родовище / Поклад, горизонт	У, собівартість видобування 1 т нафти, грн	X1, глибина залагання продуктивних горизонтів, м	X2, коефіцієнт обводнення, част.од.	X3, коефіцієнт гідропровідності, мкм ² ·м/мПа·с
Спаське, меніптовий поклад (лопянські складки)	620,5	660	0,202	0,7833
Юрївське, серпуховські відклади, гор. В-13	736,8	1256	0,762	0,7386
Верхньомасловецьке, меніптовий поклад	807,8	1323	0,240	0,7444
Качанівське, гор. К-2-К-3	863,1	2000	0,927	0,7113
Решетняківське, башкирські відклади, гор. Б-13	899,6	2512	0,573	0,6875
Малодівицьке, гор. В-15	1006,9	2776	0,958	0,6165
Голубівське, гор. С-4	1007,0	1350	0,839	0,7714
Турутинське, гор. В-17с	1010,8	2442	0,946	0,6715
Новогригорівське, гор. Б-7	1131,0	1700	0,520	2,3450
Південно-Панасівське, гор. С-7	1316,6	2770	0,967	0,6053
Північно-Долинське, еоценовий поклад	1322,9	2893	0,930	3,1043
Кибинцівське, серпуховські відклади, гор. С-8	1404,7	1630	0,540	0,7333
Південно-Гвіздецьке, меніпті середні	1441,6	2800	0,065	0,6593
Новогригорівське, гор. Б-5-6-8-10	1466,8	2100	0,781	0,2448
Глинсько-Розбишівське, гор. П-3	1479,1	1900	0,950	2,3240
Малодівицьке, гор. Б-12	1549,7	2620	0,841	2,4783
Решетняківське, гор. С-3	1803,6	2241	0,588	1,0149
Чечвинське, меніптовий поклад	2052,5	2650	0,520	0,6031
Хухринське, гор. В-20	2107,1	3180	0,782	0,2100
Рудавецьке, меніптовий поклад	2143,9	1120	0,324	0,8398
Східно-Рогінцівське, гор. В-26	2168,5	3150	0,958	0,8612
Струтинське, меніптовий поклад	2180,7	2700	0,253	0,1992
Малодівицьке, гор. В-17в	2195,4	2786	0,983	0,3760
Богданівське, гор. ПК	2232,5	1880	0,980	0,2133
Щурівське, гор. В-17	2354,5	3178	0,983	0,0521
Хухринське, гор. В-21	2491,2	3230	0,464	0,3383
Прилуцьке, гор. В-14-15	2821,7	1930	0,473	0,3925
Сагайдацьке, гор. С-13	2982,2	1070	0,568	0,7325
Скороходівське, гор. В-26	4936,5	3576	0,977	0,0613
Матлахівське, гор. В-20	10228,4	3685	0,989	0,0250
макс. значення	10228,4	3685	0,989	3,1043
мін. значення	620,5	660	0,065	0,0250
середнє значення	2025,4	2304	0,696	0,8046
відхилення (стандартне)	1781,3	796	0,284	0,7588
розмах варіації	9607,8	3025	0,924	3,0793

Таблиця Г.2 – Результати регресійного аналізу

<i>Регресійна статистика</i>	
Множинний R	0,719735
R-квадрат	0,518018
Нормований R-квадрат	0,462405
Стандартна похибка	1306,097
Спостереження	30

Таблиця Г.3 – Дисперсійний аналіз

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимість F</i>
Регресія	3	47669264	15889755	9,31464	0,000235
Залишок	26	44353134	1705890		
Всього	29	92022399			

Таблиця Г.4 – Розрахунок коефіцієнтів рівняння регресії

	Коефіцієнти	Стандартна похибка	t-статистика	P-значення	Нижнє 95 %	Верхнє 95 %	Нижнє 95%	Верхнє 95 %
Y-пересікання	330,3635573	840,0537	0,393265	0,69733	-1396,39153	2057,119	-1396,39	2057,119
Змінна X1	0,383906197	0,377036	1,018221	0,317955	-0,39110321	1,158916	-0,3911	1,158916
Змінна X2	220,3375075	943,4573	0,233543	0,817169	-1718,96668	2159,642	-1718,97	2159,642
Змінна X3	-992,1314911	253,2332	-3,91786	0,000579	-1512,65972	-471,603	-1512,66	-471,603

Таблиця Г.5 – Вихідні дані для розрахунку диференційованого значення плати за надра

Родовище / Поклад, горизонт	Глибина залягання продуктивних горизонтів, м	Коефіцієнт обводнення, част.од.	Коефіцієнт гідро-провідності, мкм ² ·м/мПа·с	Диференційуючий коефіцієнт	Індекс плати за надра, част. од.	Плата за надра станом на 01.01.2014, грн/т
1	2	3	4	5	6	7
Спаське, менлітовий поклад (лопянські складки)	660	0,202	0,7833	0,980	1,392	3466,14
Юрївське, серпуховські відклади, гор. В-13	1256	0,762	0,7386	0,900	1,278	3183,19
Верхньомасловецьке, менлітовий поклад	1323	0,240	0,7444	0,970	1,378	3430,77
Качанівське, гор. К-2-К-3	2000	0,927	0,7113	0,740	1,051	2617,29
Решетняківське, башкирські відклади, гор. Б-13	2512	0,573	0,6875	0,800	1,136	2829,5
Малодівіцьке, гор. В-15	2776	0,958	0,6165	0,740	1,051	2617,29
Голубівське, гор. С-4	1350	0,839	0,7714	0,900	1,278	3183,19
Турутинське, гор. В-17с	2442	0,946	0,6715	0,740	1,051	2617,29
Новогригорівське, гор. Б-7	1700	0,520	2,3450	0,940	1,335	3324,66
Південно-Панасівське, гор. С-7	2770	0,967	0,6053	0,740	1,051	2617,29
Північно-Долинське, еоценовий поклад	2893	0,930	3,1043	0,740	1,051	2617,29
Кибицінське, серпуховські відклади, гор. С-8	1630	0,540	0,7333	0,940	1,335	3324,66
Південно-Гвіздецьке, менліти середні	2800	0,065	0,6593	0,860	1,222	3041,71
Новогригорівське, гор. Б-5-6-8-10	2100	0,781	0,2448	0,720	1,023	2546,55
Глинсько-Розбишівське, гор. П-3	1900	0,950	2,3240	0,880	1,25	3112,45
Малодівіцьке, гор. Б-12	2620	0,841	2,4783	0,760	1,079	2688,03

Продовження таблиці Г.5

1	2	3	4	5	6	7
Решетняківське, гор. С-3	2241	0,588	1,0149	0,900	1,278	3183,19
Чечинське, менілітовий поклад	2650	0,520	0,6031	0,800	1,136	2829,5
Хухринське, гор. В-20	3180	0,782	0,2100	0,510	0,724	1803,81
Рудавецьке, менілітовий поклад	1120	0,324	0,8398	0,980	1,392	3466,14
Східно-Рогінцівське, гор. В-26	3150	0,958	0,8612	0,530	0,753	1874,54
Струтинське, менілітовий поклад	2700	0,253	0,1992	0,800	1,136	2829,5
Малодівицьке, гор. В-17в	2786	0,983	0,3760	0,700	0,994	2475,81
Богданівське, гор. ПК	1880	0,980	0,2133	0,840	1,193	2970,98
Шурівське, гор. В-17	3178	0,983	0,0521	0,440	0,625	1556,23
Хухринське, гор. В-21	3230	0,464	0,3383	0,590	0,838	2086,76
Прилуцьке, гор. В-14-15	1930	0,473	0,3925	0,940	1,335	3324,66
Сагайдацьке, гор. С-13	1070	0,568	0,7325	0,940	1,335	3324,66
Скороходівське, гор. В-26	3576	0,977	0,0613	0,440	0,625	1556,23
Матлахівське, гор. В-20	3685	0,989	0,0250	0,440	0,625	1556,23
Решетняківське, середньоярські відклади	528	0,253	1,1547	0,980	1,392	3466,14
Богданівське, гор. М-5	2025	0,927	1,1832	0,740	1,051	2617,29
Суходолівське, гор. Б-3-5	2552	0,408	0,0460	0,750	1,065	2652,66
Малодівицьке, гор. В-16	2825	0,953	0,2372	0,700	0,994	2475,81
Великобубнівське, гор. С-9	2950	0,698	0,0277	0,710	1,009	2511,18
Матлахівське, гор. В-15	3295	0,067	0,0192	0,560	0,795	1980,65
Скороходівське, гор. В-16н	3400	0,045	0,3253	0,610	0,866	2157,49
Качанівське, гор. Т-1	3600	0,894	0,0104	0,460	0,653	1626,96
Ярошівське, гор. В-15-2	3886	0,324	2,0460	0,630	0,895	2228,23
Чижівське, гор. В-17	3920	0,722	0,0751	0,460	0,653	1626,96
Миколаївське, гор. В-18	3960	0,637	0,1127	0,550	0,781	1945,28
Софіївське, гор. В-20	3967	0,516	1,0206	0,590	0,838	2086,76
Компанське, гор. В-15	4386	0,201	0,0088	0,280	0,398	990,33
Петрушівське, гор. В-20	4402	0,016	0,0609	0,350	0,497	1237,91

Закінчення таблиці Г.5

1	2	3	4	5	6	7
Микуличинське, менлітовий поклад	2200	0,076	0,0105	0,770	1,094	2723,39
Північно-Долинське, менлітовий поклад	2462	0,685	117,02	0,740	1,051	2617,29
Південно-Гвіздецьке, менліти нижні	3250	0,063	0,00001	0,470	0,668	1662,33
Вигода-Витвицьке, менлітовий поклад	3400	0,290	0,4900	0,590	0,838	2086,76
Танявське, менлітовий поклад	3960	0,230	15,75	0,630	0,895	2228,23
Рожнятівське, менлітовий поклад	4500	0,320	1,17	0,420	0,597	1485,49
Середнє значення диференціюючого коефіцієнту				0,704		

ДОДАТОК Д

РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ ГОРИЗОНТУ В-16
БУГРУВАТІВСЬКОГО РОДОВИЩА ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПОЛІМЕРНОГО ЗАВОДНЕННЯ

Таблиця Д.1 – Техніко-економічні показники розробки горизонту В-16 Бугруватівського родовища

Показники	Роки									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Видобуток нафти, тис. т	9,482	8,196	8,904	8,409	7,779	7,091	6,267	5,530	4,552	
нафтового газу, млн м ³	0,616	0,533	0,579	0,547	0,506	0,461	0,407	0,359	0,296	
Кількість товарної продукції нафти, тис. т	9,416	8,139	8,842	8,350	7,725	7,041	6,223	5,491	4,520	
газу, млн м ³	0,598	0,517	0,562	0,531	0,491	0,447	0,395	0,348	0,287	
Капітальні вкладення, тис. грн	288,00	854,23	288,00	288,00	252,00	252,00	216,00	180,00	108,00	
Експлуатаційні витрати на видобуток вуглеводнів, тис. грн	31887,09	32458,14	34532,18	33299,99	30682,32	28087,89	24225,07	21232,50	16846,21	
поточні	6670,51	10759,78	11014,46	11046,17	10048,71	9250,01	7518,88	6602,61	4824,25	
плата за надра	24285,03	20991,80	22805,11	21537,46	19923,86	18161,54	16050,75	14163,07	11658,67	
амортизація	931,55	706,56	712,61	716,36	709,75	676,34	655,44	466,82	363,29	
Витрати на 1 т нафти, грн	3272,86	3872,21	3794,54	3874,06	3859,85	3873,02	3780,39	3756,38	3622,97	
Витрати на 1000 м ³ газу, грн	1789,03	1822,44	1745,23	1792,15	1761,65	1829,84	1771,44	1741,95	1638,92	
Цінність продукції з ПДВ, тис. грн	67173,39	58063,58	63079,64	59570,34	55110,85	50229,82	44394,11	39170,77	32245,36	
ПДВ, тис. грн	11195,57	8436,57	9165,40	8655,51	8007,55	7298,34	6450,42	5691,47	4685,22	
Цінність продукції без ПДВ, тис. грн	55977,82	49627,01	53914,24	50914,83	47103,30	42931,48	37943,69	33479,30	27560,14	
Балансовий прибуток, тис. грн	24090,73	17168,87	19382,06	17614,84	16420,98	14843,59	13718,62	12246,80	10713,93	
Податок на прибуток, тис. грн	4577,24	2747,02	3101,13	2818,37	2627,36	2374,97	2194,98	1959,49	1714,23	
Чистий прибуток (збитки), тис. грн	19513,49	14421,85	16280,93	14796,47	13793,62	12468,62	11523,64	10287,31	8999,70	
Рентабельність продукції, %	61	44	47	44	45	44	48	48	53	
Грошовий потік, тис. грн	20157,04	14274,18	16705,54	15224,83	14251,37	12892,96	11963,08	10574,13	9254,99	
Накопичений грошовий потік, тис. грн	20157,04	34431,22	51136,76	66361,59	80612,96	93505,92	105469,00	116043,13	125298,12	
Дисконтований грошовий потік, тис. грн	20157,04	13403,46	14734,29	12606,16	11073,31	9411,86	8194,71	6809,74	5590,01	
Накопичений дисконтований грошовий потік, тис. грн	20157,04	33560,50	48294,79	60900,95	71974,26	81386,12	89580,83	96390,57	101980,58	
Надходження до бюджету, тис. грн	40057,84	32175,39	35071,64	33011,34	30558,77	27834,85	24696,15	21814,03	18058,12	

Закінчення таблиці Д.1

Показники	Роки												За весь період (2013 - 2030 рр.)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032		
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
Видобуток нафти, тис. т	3.950	3.333	2.881	2.267	1.611	1.079	0.774	0.489	0.292	0.154	0.030	82.886	83.070
нафтового газу, млн м ³	0.257	0.217	0.187	0.147	0.105	0.070	0.050	0.032	0.019	0.010	0.002	5.388	5.400
Кількість товарної продукції нафти, тис. т	3.922	3.310	2.861	2.251	1.600	1.071	0.769	0.486	0.290	0.153	0.030	82.307	82.490
газу, млн м ³	0.249	0.210	0.181	0.143	0.102	0.068	0.049	0.031	0.018	0.010	0.002	5.227	5.239
Капітальні вкладення, тис. грн	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	72.00	72.00	72.00	72.00	3626.23	3770.23
Експлуатаційні витрати на видобуток вуглеводнів, тис. грн	14567.04	11835.55	10442.15	7469.09	6069.67	4642.88	3565.83	2455.19	1553.59	1542.24	1269.83	315852.18	318664.25
поточні	4145.39	3059.21	2862.23	1547.30	1833.92	1770.04	1474.58	1100.73	711.91	1061.43	1113.75	96240.69	98415.87
плата за надра	10116.94	8536.76	7378.60	5805.95	4126.33	2763.42	1982.11	1252.61	747.88	394.41	76.88	212287.89	212759.18
амортизація	304.71	239.58	201.32	115.84	109.42	109.42	109.14	101.85	93.60	86.40	79.20	7323.60	7489.20
Витрати на 1 т нафти, грн	3608.55	3476.02	3539.28	3209.32	3656.23	4166.35	4451.39	4839.73	5129.14	9571.83	39885.67	3723.02	3747.02
Витрати на 1000 м ³ газу, грн	1663.94	1571.14	1747.40	1712.66	2154.02	2657.65	2912.45	3325.16	3663.33	7775.00	36630.00	1802.43	1827.13
Цінність продукції з ПДВ, тис. грн	27979.20	23612.88	20408.52	16058.65	11415.31	7640.43	5486.42	3467.44	2067.80	1092.21	214.26	587174.51	588480.98
ПДВ, тис. грн	4065.35	3430.93	2965.34	2333.30	1658.63	1110.15	797.17	503.82	300.45	158.70	31.13	86751.19	86941.02
Цінність продукції без ПДВ, тис. грн	23913.85	20181.95	17443.18	13725.35	9756.68	6530.28	4689.25	2963.62	1767.35	933.51	183.13	500423.32	501539.96
Балансовий прибуток, тис. грн	9346.81	8346.40	7001.03	6256.26	3687.01	1887.40	1123.42	508.43	213.96	-608.73	-1086.70	184571.14	182875.71
Податок на прибуток, тис. грн	1495.49	1335.42	1120.16	1001.00	589.92	301.98	179.75	81.35	34.23	0.00	0.00	30254.09	30254.09
Чистий прибуток (збитки), тис. грн	7851.32	7010.98	5880.87	5255.26	3097.09	1585.42	943.67	427.08	179.73	-608.73	-1086.70	154317.05	152621.62
Рентабельність продукції, %	54	59	56	70	51	34	26	17	12	0	0	49	48
І трікватиміальний потік, тис. грн	8048.03	7142.56	5974.19	5263.10	3098.51	1586.84	944.81	456.93	201.33	-594.33	-1079.50	158014.42	156340.59
Накопичений грошовий потік, тис. грн	133346.15	140488.71	146462.90	151726.00	154824.51	156411.35	157356.16	157813.09	158014.42	157420.09	156340.59	-	-
Дисконтований грошовий потік, тис. грн	4563.23	3806.98	2987.10	2473.66	1366.44	656.95	367.53	166.78	69.06	-191.37	-326.01	118438.31	117920.93
Накопичений дисконтований грошовий потік, тис. грн	106543.81	110350.79	113337.89	115811.55	117177.99	117834.94	118202.47	118369.25	118438.31	118246.94	117920.93	-	-
Надходження до бюджету, тис. грн	15677.78	13303.11	11464.10	9140.25	6374.88	4175.55	2959.03	1837.78	1082.56	553.11	108.01	329293.17	329954.29

Таблиця Д.2 – Техніко-економічні показники розробки горизонту В-16 Бугруватівського родовища за умов застосування індексу плати за надра

Показники	Роки									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Видобуток нафти, тис. т	9,482	8,196	8,904	8,409	7,779	7,091	6,267	5,530	4,552	
нафтового газу, млн м ³	0,616	0,533	0,579	0,547	0,506	0,461	0,407	0,359	0,296	
Кількість товарної продукції нафти, тис. т	9,416	8,139	8,842	8,350	7,725	7,041	6,223	5,491	4,520	
газу, млн м ³	0,598	0,517	0,562	0,531	0,491	0,447	0,395	0,348	0,287	
Капітальні вкладення, тис. грн	288,00	854,23	288,00	288,00	252,00	252,00	216,00	180,00	108,00	
Експлуатаційні витрати на видобуток вуглеводнів, тис. грн	26301,53	27630,03	29287,01	28346,38	26099,83	23910,73	20533,40	17974,99	14164,72	
поточні	6670,51	10759,78	11014,46	11046,17	10048,71	9250,01	7518,88	6602,61	4824,25	
плата за надра	18699,47	16163,69	17559,94	16583,85	15341,37	13984,38	12359,08	10905,56	8977,18	
амортизація	931,55	706,56	712,61	716,36	709,75	676,34	655,44	466,82	363,29	
Витрати на 1 т нафти, грн	2691,90	3291,26	3213,58	3293,06	3278,90	3292,01	3199,39	3175,37	3041,97	
Витрати на 1000 м ³ газу, грн	1596,34	1629,59	1552,53	1599,45	1568,88	1636,91	1578,71	1548,99	1445,99	
Цінність продукції з ПДВ, тис. грн	67173,39	58063,58	63079,64	59570,34	55110,85	50229,82	44394,11	39170,77	32245,36	
ПДВ, тис. грн	11195,57	8436,57	9165,40	8655,51	8007,55	7298,34	6450,42	5691,47	4685,22	
Цінність продукції без ПДВ, тис. грн	55977,82	49627,01	53914,24	50914,83	47103,30	42931,48	37943,69	33479,30	27560,14	
Балансовий прибуток, тис. грн	29676,29	21996,98	24627,23	22568,45	21003,47	19020,75	17410,29	15504,31	13395,42	
Податок на прибуток, тис. грн	5638,50	3519,52	3940,36	3610,95	3360,56	3043,32	2785,65	2480,69	2143,27	
Чистий прибуток (збитки), тис. грн	24037,79	18477,46	20686,87	18957,50	17642,91	15977,43	14624,64	13023,62	11252,15	
Рентабельність продукції, %	91	67	71	67	68	67	71	72	79	
Грошовий потік, тис. грн	24681,34	18329,79	21111,48	19385,86	18100,66	16401,77	15064,08	13310,44	11507,44	
Накопичений грошовий потік, тис. грн	24681,34	43011,13	64122,61	83508,47	101609,13	118010,90	133074,98	146385,42	157892,86	
Дисконтований грошовий потік, тис. грн	24681,34	17211,67	18620,33	16051,49	14064,21	11973,29	10318,89	8571,92	6950,49	
Накопичений дисконтований грошовий потік, тис. грн	24681,34	41893,01	60513,34	76564,83	90629,04	102602,33	112921,22	121493,14	128443,63	
Находження до бюджету, тис. грн	35533,54	28119,78	30665,70	28850,31	26709,48	24326,04	21595,15	19077,72	15805,67	

Закінчення таблиці Д.2

Показники	Роки											За економічно доцільний період (2013 - 2030 рр.)	За весь період
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032		
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
Видобуток нафти, тис. т	3,950	3,333	2,881	2,267	1,611	1,079	0,774	0,489	0,292	0,154	0,030	82,886	83,070
нафтового газу, млн м ³	0,257	0,217	0,187	0,147	0,105	0,070	0,050	0,032	0,019	0,010	0,002	5,388	5,400
Кількість товарної продукції нафти, тис. т	3,922	3,310	2,861	2,251	1,600	1,071	0,769	0,486	0,290	0,153	0,030	82,307	82,490
газу, млн м ³	0,249	0,210	0,181	0,143	0,102	0,068	0,049	0,031	0,018	0,010	0,002	5,227	5,239
Капітальні вкладення, тис. грн	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	72,00	72,00	72,00	72,00	3626,23	3770,23
Експлуатаційні витрати на видобуток вуглеводнів, тис. грн	12240,14	9872,10	8745,08	6133,73	5120,61	4007,30	3109,95	2167,08	1381,38	1451,53	1252,14	267025,99	269729,66
поточні	4145,39	3059,21	2862,23	1547,30	1833,92	1770,04	1474,58	1100,73	711,91	1061,43	1113,75	96240,69	98415,87
плата за надра	7790,04	6573,31	5681,53	4470,59	3177,27	2127,84	1526,23	964,50	575,87	303,70	59,19	163461,70	163824,59
амортизація	304,71	239,58	201,32	115,84	109,42	109,42	109,14	101,85	93,60	86,40	79,20	7323,60	7489,20
Витрати на 1 т нафти, грн	3027,51	2895,09	2958,33	2628,30	3075,34	3585,13	3870,73	4259,24	4548,24	8991,18	39308,67	3142,05	3166,05
Витрати на 1000 м ³ газу, грн	1470,88	1377,86	1554,20	1520,42	1961,37	2465,15	2721,63	3131,94	3466,11	7588,00	36440,00	1609,62	1634,32
Цінність продукції з ПДВ, тис. грн	27979,20	23612,88	20408,52	16058,65	11415,31	7640,43	5486,42	3467,44	2067,80	1092,21	214,26	587174,51	588480,98
ПДВ, тис. грн	4065,35	3430,93	2965,34	2333,30	1658,63	1110,15	797,17	503,82	300,45	158,70	31,13	86751,19	86941,02
Цінність продукції без ПДВ, тис. грн	23913,85	20181,95	17443,18	13725,35	9756,68	6530,28	4689,25	2963,62	1767,35	933,51	183,13	500423,32	501539,96
Балансовий прибуток, тис. грн	11673,71	10309,85	8698,10	7591,62	4636,07	2522,98	1579,30	796,54	385,97	-518,02	-1069,01	233397,33	231810,30
Податок на прибуток, тис. грн	1867,79	1649,58	1391,70	1214,66	741,77	403,68	252,69	127,45	61,76	0,00	0,00	38233,90	38233,90
Чистий прибуток (збиток), тис. грн	9805,92	8660,27	7306,40	6376,96	3894,30	2119,30	1326,61	669,09	324,21	-518,02	-1069,01	195163,43	193576,40
Рентабельність продукції, %	80	88	84	104	76	53	43	31	23	0	0	73	72
Грошовий потік, тис. грн	10002,63	8791,85	7399,72	6384,80	3895,72	2120,72	1327,75	698,94	345,81	-503,62	-1061,81	198860,80	197295,37
Накопичений грошовий потік, тис. грн	167895,49	176687,34	184087,06	190471,86	194367,58	196488,30	197816,05	198514,99	198860,80	198357,18	197295,37	-	-
Дисконтований грошовий потік, тис. грн	5671,49	4686,06	3699,86	3000,86	1718,01	877,98	516,49	255,11	118,61	-162,17	-320,67	148988,10	148505,26
Накопичений дисконтований грошовий потік, тис. грн	134115,12	138801,18	142501,04	145501,90	147219,91	148097,89	148614,38	148869,49	148988,10	148825,93	148505,26	-	-
Накопичення до бюджету, тис. грн	13723,18	11653,82	10038,57	8018,55	5577,67	3641,67	2576,09	1595,77	938,08	462,40	90,32	288446,79	288999,51



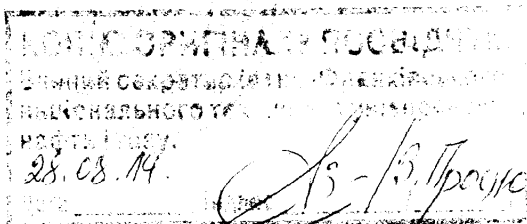
UKRНАFTA
УКРНАФТА

Публічне акціонерне товариство
«Укрнафта»
Науково-дослідний
і проектний інститут
Північний бульвар ім. О. Пушкіна, 2
Івано-Франківськ, 76019, Україна
тел. +3803422 43250
тел./факс +380342 776140
www.ukrnafta.com

Public joint stock company
"Ukrnafta"
Scientific research
and design institute
Pivnichniy bulvar n.a. Pushkin, 2
Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
tel. +3803422 43250
tel./fax +380342 776140
www.ukrnafta.com

01.08.14/р. № 16-2/2395

На № _____



Довідка

про впровадження результатів дисертаційного дослідження
Петрунчак Ірини Михайлівни

Результати дисертаційної роботи Петрунчак Ірини Михайлівни використано у процесі розробки проектів для нафтогазовидобувних управлінь науково-дослідним і проектним інститутом ПАТ «Укрнафта».

Запропонований вдосконалений методичний підхід до визначення економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин, який дає змогу приймати виважені управлінські рішення щодо доцільності їх подальшої експлуатації. Розроблений економічний механізм управління нафтогазовидобувними підприємствами при розробці родовищ на пізній стадії експлуатації та освоєння залишкових запасів нафти і газу, як результат дисертаційного дослідження, сприятиме підвищенню ефективності їх діяльності за рахунок використання всіх його структурних елементів в межах стратегії розвитку підприємства.

В перспективі впровадження розробок дасть можливість проводити на нафтогазовидобувних підприємствах цілеспрямовану роботу із покращення використання фонду свердловин, визначення груп нерентабельних свердловин, впровадження заходів із інтенсифікації видобування нафти для конкретних свердловин з метою освоєння залишкових запасів. Застосування удосконаленого методологічного підходу справляння податкових платежів у нафтовидобуванні та реформування механізму ціноутворення на вуглеводні, запропонованих у роботі, стимулюватиме видобуток нафти із виснажених надр, що в свою чергу впливатиме на ефективність нафтовидобування в Україні загалом.

Директор інституту

П.Тарабаринов

Провідний інженер ВТЕД

О. Клименко



Публічне акціонерне товариство
«Укрнафта»
НГВУ «Долинанафтогаз»
вул. Промислова 7
м. Долина Івано-Франків
ська обл. 77503, Україна
тел./факс +3803477 26020
dngvu@dngvu.dolnet.com.ua

Public joint stock company
"Ukrnafta"
"Dolynanaftogaz"
7 Promyslova str
Dolyna Ivano-Frankivsk
region 77503, Ukraine
tel./fax +3803477 26020
dngvu@dngvu.dolnet.com.ua

№

На №

Довідка

про впровадження результатів дисертаційного дослідження
Петрунчак Ірини Михайлівни

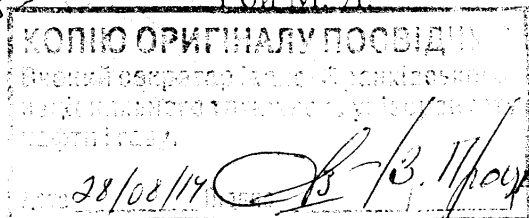
Результати дисертаційної роботи Петрунчак Ірини Михайлівни використано у
цієї організації та управління діяльністю НГВУ «Долинанафтогаз» при розробці
визих родовищ на пізній стадії експлуатації.

Запропонований вдосконалений методичний підхід до визначення економічної
ності подальшої експлуатації видобувних свердловин, що знайшов практичне
аження в управлінській практиці підприємства, дає змогу приймати виважені
ня щодо доцільності їх подальшої експлуатації. Розроблений економічний
зм управління нафтогазовидобувним підприємством щодо освоєння залишкових
в нафти і газу, як результат дисертаційного дослідження, сприятиме підвищенню
ивності його діяльності за рахунок використання всіх структурних елементів в
стратегії розвитку підприємства.

В перспективі впровадження розробок дасть можливість проводити у НГВУ
«Долинанафтогаз» цілеспрямовану роботу із покращення використання фонду
ловин, визначення груп нерентабельних свердловин, впровадження заходів із
ифікації видобування нафти для конкретних свердловин з метою освоєння
кових запасів вуглеводнів. Застосування удосконаленого методологічного
ду справляння податкових платежів у нафтовидобуванні та реформування
ізму ціноутворення на вуглеводні, запропонованих у роботі, стимулюватиме
уток нафти із виснажених надр, що в свою чергу впливатиме на ефективність
и нафтовидобувного підприємства загалом.

Начальник
НГВУ «Долинанафтогаз»

Гой М. Д.





Публічне акціонерне товариство
 «Укрнафта»
 НГВУ «Надвірнанафтогаз»
 вул. Грушевського, 13
 м. Надвірна, 78405, Україна
 тел. +3803475 2 25 24
 факс +3803475 2 25 24
 www.ukrnafta.com

Public joint stock company
 "Ukrnafta"
 NGVU "Nadvirnanafogas"
 Grushevskogo Str, 13
 Nadvirna, 78405, Ukraine
 tel +3803475 2 25 24
 fax +3803475 2 25 24
 www.ukrnafta.com

04.08.14р № 02-2/3339
 На №

Довідка
 про впровадження результатів дисертаційного дослідження
 Петрунчак Ірини Михайлівни

Результати дисертаційної роботи Петрунчак Ірини Михайлівни використано у процесі управління діяльністю НГВУ «Надвірнанафтогаз» при розробці нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації.

Розроблений економічний механізм управління нафтогазовидобувним підприємством щодо освоєння залишкових запасів нафти і газу, як результат дисертаційного дослідження, сприятиме підвищенню ефективності його діяльності за рахунок використання всіх структурних елементів в межах стратегії розвитку. Запропонований вдосконалений методичний підхід до визначення економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин, що знайшов практичне відображення в управлінській практиці підприємства, дає змогу приймати виважені рішення щодо доцільності їх подальшої експлуатації.

В перспективі впровадження розробок дасть можливість проводити у НГВУ «Надвірнанафтогаз» цілеспрямовану роботу із покращення використання фонду свердловин, визначення груп нерентабельних свердловин, впровадження заходів із інтенсифікації видобування нафти для конкретних свердловин з метою освоєння залишкових запасів вуглеводнів.

Начальник
 НГВУ «Надвірнанафтогаз»

Чуприна В. С.

28.08.14

Затверджую:

Проректор з наукової роботи
Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу

проф. Карпаш О. М.

О. М. Карпаш _____ 2014р.

23-08-35

06/09/14 В. В. Просяк

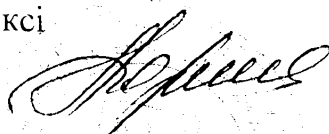
Довідка

про впровадження результатів
дисертаційного дослідження

Видана про те, що основні результати дисертаційної роботи Петрунчак Ірини Михайлівни, представленої на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук за спеціальністю 08.00.04 – Економіка та управління підприємствами (за видами економічної діяльності), знайшли своє відображення у держбюджетній кафедральній тематиці «Теоретичні і прикладні засади формування механізму ефективного функціонування та оптимізації діяльності соціально-економічних систем паливно-енергетичного комплексу» (номер державної реєстрації 0110U003990): 2010 р., п. 1.2 – «Методи підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобутку нафти на пізній стадії розробки нафтових родовищ та методичні підходи до оцінки їх економічної ефективності»; 2011 р., п. 2.2 – «Аналіз фонду низькорентабельних свердловин нафтовидобувних підприємств України»; 2012 р., п. 3.1 – «Удосконалення політики ціноутворення у нафтогазовидобуванні».

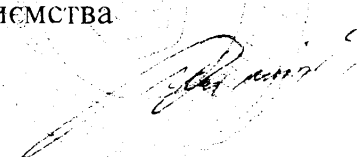
Особистий внесок автора полягає у розробленні теоретико-методичних підходів до обґрунтування економічного механізму управління нафтогазовидобувними підприємствами при розробці нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації. Держбюджетна робота виконана в рамках координаційного плану Міністерства освіти і науки України.

Директор інституту економіки та
управління у нафтогазовому комплексі
д.е.н., проф.




Л. Т. Гораль

Завідувач кафедри економіки підприємства
д.е.н., проф.



М. О. Данилюк

Затверджую:

Проректор з науково-педагогічної роботи
Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу проф. Галушак М. О.


01.08.2014р.

28-08-36

ДовідкаПро впровадження результатів дисертаційної роботи
Петрунчак Ірини Михайлівни
у навчальний процес

Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

06.09.14



Довідку видано Петрунчак Ірині Михайлівні про те, що науково-методичні розробки, які викладені в її дисертаційній роботі, впроваджені в навчальний процес Івано-Франківського національного університету нафти і газу при підготовці лекційних курсів з таких дисциплін, як: «Економіка підприємства» для студентів спеціальності 7.05030401 «Видобування нафти і газу», 7.05030103 «Буріння»; «Організація і планування виробничо-комерційної діяльності підприємства» для студентів спеціальності 7.05030401 «Видобування нафти і газу», а також під час дипломного проектування студентів спеціальності «Видобування нафти і газу».

Заслуговує уваги практична спрямованість викладеного теоретичного інструментарію, що дозволяє студентам набути практичні навички з управління нафтогазовидобувними підприємствами при розробці нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації.

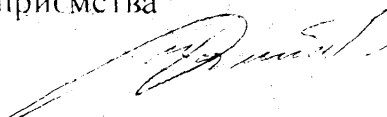
Директор інституту економіки та
управління у нафтогазовому комплексі
д.е.н., проф.



Л. Т. Гораль

Завідувач кафедри економіки підприємства

д.е.н., проф.



М. О. Данилюк

