

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
НАФТИ І ГАЗУ

*На правах рукопису*

*Мазур Ірина Михайлівна*

УДК 658.5.011.46

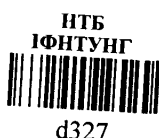
**Управління використанням виробничих потужностей як  
фактор підвищення ефективності нафтогазовидобувних  
підприємств**

Спеціальність 08.00.04 – Економіка та управління підприємствами  
( нафтова і газова промисловість )

Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата економічних наук

*Науковий керівник*  
*Данилюк Микола Олексійович,*  
*доктор економічних наук, професор*

Івано-Франківськ – 2008



d 327

ВСТУП.....	3
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ .....	11
1.1 Фактори виробництва як засіб забезпечення ефективності виробничих систем .	11
1.2 Економічний зміст та методика оцінки ефективності виробництва і виробничої потужності нафтогазовидобувних підприємств.....	28
1.3 Концепція функціонування нафтогазовидобувних підприємств у системі ринкових відносин.....	46
Висновки до розділу 1.....	64
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ РЕСУРСНОЇ БАЗИ ФОРМУВАННЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ ВИРОБНИЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ У ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ.....	68
2.1 Характеристика природно-сировинної бази як чинника формування виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств .....	68
2.2 Аналіз ефективності використання виробничих потужностей нафтогазовидобувними підприємствами .....	88
2.3 Аналіз ефективності робіт із забезпечення роботоздатності фонду свердловин	98
Висновки до розділу 2.....	107
РОЗДІЛ 3. УДОСКОНАЛЕННЯ МЕХАНІЗМУ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ВИРОБНИЦТВА НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ.....	110
3.1 Обґрунтування критеріїв регулювання виробничої потужності у системі управління ефективністю виробництва.....	110
3.2 Економічна оцінка доцільності та ефективності проведення планово- попереджувальних ремонтів свердловин .....	135
3.3 Економічна та технологічна ефективності впровадження заходів з регулювання виробничої потужності .....	145
3.4 Обґрунтування та адаптація методики визначення технологічної та економічної ефективності методів відновлення продуктивності свердловин .....	157
Висновки до розділу 3.....	185
ВИСНОВКИ.....	190
ДОДАТКИ .....	195
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	247

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Роль держави у світовому господарстві та перспективи її економічного зростання залежать від наявності доступних енергетичних ресурсів. Система забезпечення паливно-енергетичними ресурсами визначає енергетичну безпеку країни, ступінь її економічної та геополітичної незалежності. Підвищення енергетичної безпеки держави, здебільшого, досягається диверсифікацією зовнішніх джерел постачання ресурсів та повнотою і ефективністю використання власних запасів.

Особливої актуальності набуває нарощування виробничого потенціалу підприємств нафтогазовидобувної промисловості. Цього можна досягнути екстенсивним шляхом – за рахунок зростання сировинної бази та формування виробничих потужностей у видобутку нафти і газу, та інтенсивним – підвищенням ефективності використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств та вилучення запасів корисних копалин. Отже, повнота використання виробничої потужності та особливості її формування мають вирішальний вплив на ефективність виробництва і функціонування нафтогазовидобувних підприємств.

Функціонування нафтогазовидобувних підприємств відбувається у межах вертикально-інтегрованих компаній, зазнаючи значного державного регулювання. В цих умовах виникає "конфлікт інтересів", вирішення якого позначається на ефективності їх діяльності. Об'єктивно виникає необхідність наукових досліджень, пов'язаних із управлінням формуванням і використанням виробничої потужності для підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств.

Різні аспекти проблеми підвищення ефективності функціонування розглянуто у працях вітчизняних та зарубіжних вчених: Н. Алексеева, А.Богданова, Ю.М. Бажала, М.Т. Бець, Н.Ю. Брюховецької, Л. Гелловей, Ф. Друкера, Я.Б. Кваші, Г.Б. Клейнера, М. А. Козоріз, Б.І. Майданчика, Д. Морріса, П.Р. Нивена, С.Л.Оптнера, М. Й. Петровича, Л. Д. Ревуцького, Г. Фанделя, Д. Хея, Ю. Шаповалова, Д. А. Штефанича та інших. Галузеві особливості ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств досліджувалися у працях М. І. Барановського,

Д.О. Єгера, М. О. Данилюка, В.М. Дорошенка, Р.А. Зайнутдінова, Ю.О. Зарубіна, М. І. Турка, Ю. П. Колбушкіна, О.О. Лапко, Б. З. Піріашвілі, В. С. Лесюка, Ю.М. Малишева, В.Е. Тищенко, Г.І. Трохтмана, І. Є. Шевалдіна, В.Ф. Шматова. Однак, ряд питань щодо регулювання використання і формування виробничих потужностей та визначення ефективності у нафтогазовидобувній промисловості не досліджувалися.

Актуальність наукового дослідження пов'язана із необхідністю пошуку нової концепції управління формуванням і використанням виробничої потужності в контексті підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств. Цим питанням сьогодні не приділяється достатня увага підприємствами галузі, і вони не відображені у науково-дослідних напрацюваннях. Нова концепція, яка вимагає більш достовірних теоретичних положень та методичних підходів з використанням наявних інформаційних ресурсів, також повинна передбачати створення механізму регулювання виробничих процесів при вирішенні поставлених техніко-економічних завдань. Необхідність вирішення цих питань обумовила вибір теми дисертаційного дослідження, мету і структуру дисертаційної роботи.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота виконана автором згідно плану науково-дослідних робіт Івано-Франківського національного університету нафти і газу згідно держбюджетної теми - «Створення гідродинамічних і технологічних основ поточних і сумарних відборів нафти, газу і вуглеводневого конденсату з родовищ України» (номер державної реєстрації № 0101U001664 НДР), в межах якої виконано розділи: "Особливості аналізу і управління витратами в нафтогазовидобувній промисловості" та "Обґрунтування ефективності проведення поточного ремонту нафтових свердловин"; у темі - «Дослідження нових технологій підвищення ефективності видобування вуглеводнів в тому числі з низькодебітних свердловин» (номер державної реєстрації №0104Y004086), автором виконано розділи: "До методики визначення технологічної ефективності інтенсифікації нафтоконденсатовидобутку", "Основні засади створення програмного забезпечення по визначенню та



обґрунтуванню технологічної ефективності проведення інтенсифікації видобутку вуглеводнів", "Аналіз особливостей визначення економічної ефективності методів інтенсифікації свердловин та підвищення нафтогазоконденсатовіддачі пласта", "Обґрунтування методики оцінки економічної ефективності природоохоронних заходів у нафтогазоконденсатовидобутку".

**Мета і завдання дослідження.** Мета дисертаційної роботи полягає у розробці теоретичних і методичних положень підвищення ефективності нафтогазовидобувних підприємств шляхом управління використанням виробничих потужностей.

Досягнення поставленої мети зумовило необхідність виконання таких завдань:

- обґрунтувати теоретичні, методичні і практичні положення щодо визначення «виробничої потужності» та її видів в умовах нафтогазовидобування;

- запропонувати методичні основи формування трьохрівневої системи показників ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств та їх виробничих потужностей;

- розробити систему оцінки впливу регулювання виробничих потужностей на ефективність промислових підприємств;

- провести пошук резервів зростання виробничих потужностей в умовах обмеженого ресурсного забезпечення та наявної інфраструктури нафтогазовидобувних підприємств;

- здійснити декомпозицію робіт з формування і використання виробничих потужностей для оцінки їх економічної ефективності та забезпечення джерел фінансування;

- обґрунтувати методичні положення визначення економічної ефективності організаційно-технологічних заходів, які впливають на формування і використання виробничих потужностей;

- розробити концепцію функціонування нафтогазовидобувних підприємств для визначення особливостей внутрішніх та зовнішніх взаємодій і зв'язків у межах вертикально-інтегрованих компаній, що впливають на ефективність виробництва.

**Об'єктом дослідження** є процес впливу виробничих потужностей на забезпечення ефективності господарювання нафтогазовидобувних підприємств.

**Предметом наукового дослідження** є наукові, теоретичні та методичні положення, принципи, способи і практичні засади формування і використання виробничих потужностей.

Інформаційною базою дослідження стали наукові монографічні видання, статті зарубіжних та вітчизняних вчених у періодичних виданнях, законодавчі та нормативні акти України, результати наукових досліджень вітчизняних та зарубіжних наукових центрів, статистичні матеріали за проблематикою дисертації.

При проведенні дисертаційного дослідження використано такі методи: системний, структурно-логічний аналіз - для уточнення та впорядкування термінології в понятійному апараті аналізу виробничої потужності; системний, порівняльний та факторний аналіз застосовано при розробці методики оцінки ефективності заходів із регулювання формування і використання виробничої потужності; методи теорії інформаційних систем - для розробки автоматизованого інформаційного продукту з регулювання ефективності виробництва за рахунок впливу на формування і використання виробничої потужності підприємства; методи: аналітичний, індексний, групування, графічний, апроксимації та економіко-математичного моделювання - для розробки методики визначення та управління ефективністю виробництва; методи бухгалтерського та управлінського обліку - при розробці методики трьохрівневої системи показників для аналізу витрат; класифікаційно-аналітичний метод – при класифікації заходів у нафтогазовидобутку та при класифікації робіт у свердловинах.

**Наукова новизна одержаних результатів.** Найвагоміші результати, що характеризують наукову новизну дослідження, полягають у наступному:

*вперше:*

- запропоновано систему показників для оцінки виробничих потужностей, що ґрунтується на обсягу видобутку продукції з об'єкта розробки. Сформульовано визначення проектної, нормативної і практичної і виробничих потужностей, що дозволило встановити їх співвідношення до планової та фактичної, оцінювати

ефективність нарощування і використання виробничих потужностей родовищ, враховуючи технологічні й режимні особливості їх експлуатації, а також вплив робіт, які виконуються у свердловинах. Обґрунтовано передумови для вироблення нових теоретичних та методичних підходів до управління виробничими потужностями;

- розроблено функціонально-орієнтований механізм управління виробничими потужностями для забезпечення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств, який передбачає попроцесний і поопераційний аналіз з використанням критеріїв собівартості й ефективності, що ґрунтується на врахуванні показників релевантних, нерелевантних, наднормативних та незворотних витрат, які можна зменшити за рахунок управління виробничими потужностями. Запропонована система показників поєднує позитивні риси призми ефективності та збалансованої системи оціночних показників. Структура системи показників містить три рівні, що дозволяє оцінювати ефективність не тільки підприємства, але і окремих процесів, операцій чи функцій. У межах цього механізму запропоновано єдиний критерій ефективності виробництва – коефіцієнт порівняльної ефективності, який характеризує доцільність регулювання окремих виробничих процесів та технологічних операцій;

*удосконалено:*

- класифікацію робіт у свердловинах, що дозволяє виділити окремі групи, пов'язані із формуванням виробничої потужності підприємства, залежно від змісту та призначення робіт, напряму і характеру їх впливу на об'єкт розробки. На основі неї запропоновано підхід до визначення економічної ефективності робіт, які проводяться у свердловинах, що дозволить підвищити ефективність ремонтних робіт та регулювати рівень витрат на ремонти і модернізацію;

- концепцію функціонування нафтогазовидобувних підприємств, що дозволяє дослідити функціональні взаємодії і взаємовпливи між ними та іншими підприємствами загальнодержавними і місцевими органами влади, інституційними структурами вертикально-інтегрованих компаній. Найбільшими резервами розвитку нафтогазовидобувних підприємств є пристосування до впливів зовнішнього і

внутрішнього середовища. Процес адаптації прискорюється при певному рівні централізації, що сприяє стабільності системи і розвитку ініціативи окремих ланок.

З цією метою запропоновано принципи вертикальної інтеграції у моделі функціонування нафтогазовидобувних підприємств, здійснено розмежування функцій між підприємствами та материнськими компаніями, що дозволяє аналізувати вигоди від зменшення витрат на виконання певних функцій та збільшити конкурентоспроможність;

*одержали подальший розвиток:*

- теоретичні та методичні положення оцінки економічної ефективності впровадження технологічних інновацій, реконструкції та модернізації основних виробничих потужностей при прогнозованому збільшенні видобутку вуглеводнів і його відсутності. При виборі економічно ефективного способу організації виробничого процесу обирають той, який забезпечить цей процес із мінімальними витратами або максимальний обсяг продукції при їх сталості. Оцінити підвищення ефективності господарювання за рахунок регулювання виробничих потужностей дозволяє використання цільової функції виробництва, як агрегованого показника ефективності;

- комплексний аналіз ресурсного забезпечення та наявної інфраструктури підприємств, що дозволило визначити основні резерви зростання виробничої потужності в сучасній практиці господарювання, систематизувати їх за характером, видом операцій та об'єктом впливу.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає в тому, що основні положення, викладені автором у дисертації, доведено до рівня методичних розробок та прикладних рекомендацій з визначення економічної ефективності робіт, які проводяться у свердловині, реконструкції та модернізації основних виробничих потужностей при прогнозованому збільшенні видобутку вуглеводнів і його відсутності, а також визначення технологічної та економічної ефективності інтенсифікації видобутку нафти і газу, включаючи визначення пріоритетності та ефективності впровадження заходів техніко-технологічного характеру і

природоохоронних заходів у виробничих процесах з метою формування виробничої потужності та більш повного її використання.

Висновки та основні положення дисертаційної роботи, які мають прикладний характер знайшли впровадження на нафтогазовидобувних підприємствах Західного нафтогазоносного регіону, а саме: НГВУ “Надвірна нафтогаз” (довідка № 2-30/3032 від 12.09. 2006 р.), НГВУ “Долина нафтогаз” (довідка № 8п-3085 від 12.09. 2006 р.), ГПУ “Львівгазвидобування” (довідка № 167 від 11.09. 2006 р.), ТзОВ “Завод мінеральних вод “Роксолана” (довідка № 114/1 від 12.09.2006 р.). Результати дисертаційного дослідження використано у звіті про науково-дослідну роботу “Розробка методичних рекомендацій з планування, обліку і аналізу собівартості видобутку нафти і газу”, виконаному ЦОУЕНГ згідно договору №9/93/02/238-НТП. Отримано позитивні результати щодо підтвердження можливості впровадження основних положень прикладного характеру на підприємствах інших галузей промисловості - ВАТ “Керамік” (довідка № 70 від 12.09. 2006 р.).

Результати дисертаційного дослідження використовуються в навчальному процесі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу при викладанні дисциплін: «Економіка підприємства», «Організація виробництва», «Економічний аналіз» (акт впровадження від 12.06.2006 р.).

**Особистий внесок здобувача.** Усі наукові результати, викладені в дисертаційній роботі, отримані автором особисто. З наукових праць, опублікованих у співавторстві використані лише ті положення, що є результатом особистих досліджень здобувача, зокрема, в роботі [8] розроблено теоретико-методичні положення визначення ефективності організаційно-технологічних заходів, які передбачають збільшення або стабілізацію видобутку, в праці [1] досліджено ефективність використання інноваційного технологічного обладнання як резерву формування виробничих потужностей нафтогазовидобування та вдосконалення виробничого процесу.

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення дисертації розглянуті та схвалені на міжнародних науково-практичних конференціях «Нафта і газ України – 2004» (м. Ялта, 2004 р.), «Нафта і газ України – 2002» ( м. Київ, 2003 р.),

Міжнародна наукова конференція «Проблеми та перспективи розвитку обліку, аналізу, контролю та аудиту у сфері надання послуг» (м. Тернопіль, 2006 р., ТДЕУ), Міжнародна наукова конференція «Формування стратегії розвитку регіону на інноваційній основі» (м. Чернівці, 2004 р., Чернівецький торговельно-економічний інститут КНТЕУ).

**Публікації.** За темою дисертаційного дослідження опубліковано 12 робіт (наукові статті, тези доповідей) загальним обсягом 4,5 друк. арк., з них особисто автору належить 3,8 друк. арк.. У фахових виданнях опубліковано 8 наукових статей, у тому числі 7 одноосібно.

## РОЗДІЛ 1

# ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ

### 1.1. Фактори виробництва як засіб забезпечення ефективності виробничих систем

Згідно з основними положеннями теорії систем підприємство, як і будь-який об'єкт, явище чи процес можна розглядати як систему. Під системою розуміють сукупність пов'язаних і об'єднаних в одне ціле елементів. Будь-якій системі властиві наступні ознаки: 1) вона повинна складатися з двох або більшої кількості елементів; 2) кожний елемент має властиві тільки йому якості; 3) між елементами системи існують взаємозв'язки та взаємовпливи; 4) система не може існувати поза часом і простором [20, с.2].

Перша особливість підприємства, як системи полягає в тому, що воно може поєднувати виробництво кількох видів продукції чи послуг, процеси виробництва та реалізації продукції, фактори виробництва. Усі виробничі процеси, що протікають на підприємстві, відрізняються своїми характерними особливостями, складом та пропорціями поєднання факторів виробництва та їх перетворенням. Виробництво продукції характеризується визначеною послідовністю та взаємозалежністю процесів перетворення факторів виробництва. Підприємство є відкритою системою, яка може існувати тільки при умові активної взаємодії із зовнішнім середовищем. Воно вибирає із зовнішнього середовища фактори виробництва і трансформує їх у блага та відходи, які повертає у зовнішнє середовище. Умовою життєздатності системи є корисний обмін між входом і виходом [180, с.82; 213, с.118]. Отже, при дослідженні ефективності функціонування підприємств необхідно застосовувати поєднання системного аналізу та аналітичного підходу.

Теорія функціонування виробничих систем передбачає використання таких понять, як: “виробництво”, “виробнича система”, “фактори виробництва”, “модель виробничої системи” і “виробничі функції”.

В процесі еволюції економічної думки відбувся перехід від поняття “виробництво” – у вузькому розумінні, до формулювання його визначення у широкому розумінні [25, с.28]. У вузькому трактуванні виробництво асоціюється з виготовленням матеріальних благ [71, с.62; 82, с.48]. В античному світі ремесло вважалося непродуктивною діяльністю, у середньовіччі торгівля також вважалась непродуктивною, оскільки меркантилісти продуктивною визнавали лише діяльність, що збільшувала масу грошей в країні [189, с.41]. Фізіократи (XVIII ст.) продуктивним визнавали тільки сільськогосподарське виробництво [142, с.71]. Проте, у XIX ст. Ж.Б. Сей науково довів, що усі види діяльності, спрямовані на задоволення людських потреб, мають бути віднесені до процесу виробництва [69, с.119]. У XX ст., коли у промислово розвинутих країнах пропозиція послуг стала необхідною для задоволення людських потреб, як і пропозиція матеріальних благ, трактування виробництва, як будь-якої діяльності, що створює корисність, стало загально прийнятим і в економічній науці, і в господарській практиці [210, с.212]. У класичній теорії організації Ф. Тейлора, Г. Форда і А. Файоля, яка ґрунтується на праці А. Смита “Багатство націй”, представлено механічну точку зору на суть організації в індустріальній економіці. Тейлоризм ототожнює підприємство з механізмом, ефективність якого відображається продуктивністю, а управління підприємством зводиться до організації раціонального і ефективного регулювання задля досягнення максимальної продуктивності, розділяючи виробничий процес на складові. Сьогодні постулати і принципи класичної теорії організації, які ґрунтуються на стабільному ринку із сталим попитом, не відповідають реальності. На перший план виходить необхідність адаптації та пристосування до умов зовнішнього середовища. На наступному етапі розвитку економічної думки О. Желіньє [91, с.3] обґрунтував три основні умови ефективності функціонування підприємств: конкуренція, інновації та цілеспрямованість. Згідно цих умов Г. Мінцберг [239] удосконалив модель бюрократичної організації М. Вебера, виділивши п’ять організаційних структур: просту централізовану бюрократію, механічну бюрократію, дивізійну та адократію ( враховує принцип взаємної адаптації робочих груп). Продовжуючи роботу у цьому напрямі, Б. Люссато [235]



сформулював шість принципів організації підприємства з позицій неокласичної школи: 1) максимізація прибутку; 2) контрольована децентралізація; 3) субординаційне віяло; 4) управління “згідно цілей”; 5) самоуправління в автономних підрозділах; 6) мотивація у змаганні. Ці принципи характеризують перехід від класичних підприємств до організацій нового виду. Проте, ще до А. Слоана, Л. Бераланфі, Дж. Черчмена, Р. Акоффа, Ф. Емері, Дж. Форрестера [19, 91] та інших зарубіжних класиків загальної теорії систем, російський вчений А. Богданов дослідив об’єктивні закони створення і розвитку організацій. Він виділив три основні типи підприємств: організовані, дезорганізовані, нейтральні, що, в свою чергу, характеризує принцип відносності в теорії організацій. Виробнича система (комплекс) у А. Богданова виступає не множиною векторів, як у Л. Берталанфі, А. Холла, У. Черчмена [19, 33], а процесом або потоком незалежних процесів виробництва, його складових, пов’язаних циклами розвитку і деградації. Під організацією розуміється сукупність процесів виробництва – її складових. Структура - це часово-просторовий образ похідних складових. Виокремлення процесів в організації складних систем, що передбачає більш повне функціональне використання їх властивостей і структур, є основною засадою реінжинірингу. На відміну від Ф. Тейлора, А. Богданов вважав, що тільки активне використання зовнішнього середовища забезпечує збереження виробничої системи, яка не тільки перебуває у взаємодії із зовнішнім оточенням, але і адаптується до змін. Вчений обґрунтував, що централізація прискорює адаптацію і полегшує спеціалізацію елементів системи, хоча при її зростанні виникають труднощі щодо вдосконалення технології і впровадження інновацій. Отже, слід визначати рівень децентралізації, який сприятиме захищеності системи та продуктивному розвитку ініціативи окремих ланок. Тектологія А. Богданова та більш пізні роботи неокласичної школи організацій містять необхідні теоретичні засади реінжинірингу і створення посттейлорівських підприємств нового типу. Сьогодні у країнах з ринковою економікою відбувається перехід від серійного і масового виробництва до надання індивідуальних послуг та продукції, орієнтованих на певного клієнта (замовника).

Виробництво різних видів благ свідомо здійснюється людьми на підприємствах і передбачає комбінування, перетворення і використання факторів виробництва. Оскільки розбіжностей і відмінностей при аналізі підприємств різних галузей досить багато [22, 142, 207], створити єдину теорію виробництва складно, хоча в багатьох напрямках її роль може виконувати теорія промислової організації Дж.– Дж. Стіглера [69, с.111]; метод витрати – випуск В. Леонтьєва [69, с.37], теорія співвідношень факторів виробництва, теорія оптимального розподілу ресурсів [69, с.45], характеризуючи процеси трансформування ресурсів у продукцію.

Отже, підприємство є виробничою системою, що складається з окремих процесів, які проходять паралельно чи послідовно на різних стадіях із залученням та перетворенням факторів виробництва [240, 243]. Існує декілька основних концепцій підприємства, що описують причини виникнення, діяльність, ліквідацію. Еволюційна – пояснює виникнення підприємств в результаті об'єктивного розвитку суспільних форм поділу при кооперації праці, трансформацією форм виробництва від натурального господарства до крупносерійного та масового виробництва. Підприємницька – характеризує створення підприємства в результаті реалізації індивідами особистих якостей підприємництва, як фактора виробництва. Контрактна – створення підприємства на договірних засадах з метою досягнення поставлених цілей та задоволення потреб і прагнень учасників. Інституціональна – створення підприємств в результаті об'єднань господарюючих одиниць із формуванням спільних адміністративно-управлінських структур з метою координації діяльності та отримання додаткової вигоди від спільних дій. Стратегічна – створення підприємства з метою реалізації обраної стратегії розвитку шляхом досягнення тактичних і стратегічних цілей діяльності при умові перспективності функціонування [89, с.24].

Метою діяльності підприємства є виробництво продукції чи надання послуг, необхідних іншим економічним суб'єктам. Функціонування будь-якого підприємства ґрунтується на основі певних принципів. Оскільки процес виробництва характеризується поєднанням факторів, то комбінування ресурсів – принцип функціонування виробничої системи.

Принцип економічності (раціональності) вимагає від підприємств максимального раціонального використання виробничих факторів при виготовленні продукції чи послуг. Він передбачає можливість двох альтернативних підходів: 1) технічну мінімізацію – виготовлення визначеної кількості продуктів з мінімальними витратами виробництва; 2) максимізацію випуску - при наявних ресурсах виробництва необхідно отримати максимальну кількість продукції.

Для забезпечення тривалої виробничо-господарської діяльності підприємство повинно підтримувати фінансову рівновагу – баланс між вільними і залученими коштами та виплатами за зобов'язаннями, що характеризує основний принцип існування виробничих систем.

Принцип дохідності в умовах ринкової та інформаційної економіки є основним критерієм вибору характеру діяльності підприємства. Суть цього принципу полягає в тому, що при плануванні виробництва і споживання продукції підприємство повинно прагнути максимізації прибутку. В цьому випадку принцип максимізації прибутку є похідним від принципу дохідності. Сьогодні в умовах ринкової та інформаційної економіки значна частина підприємств поєднують принципи дохідності і плановості при плануванні виробництва, намагаючись отримувати максимальний дохід за рахунок врахування попиту і пропозиції, що склалися на відповідні блага на ринку.

Крім максимізації прибутку існують також інші цілі, які можуть ставити перед собою підприємства: досягнення планової рентабельності, стабілізація цін і частки прибутку в них, збільшення долі ринку [71, 241], проте, максимізація прибутку відображає усі ці цілі тільки у різних часових інтервалах.

Слід зазначити, що усі вище перераховані принципи в умовах ринкової та інформаційної економіки не можна поділяти на системозалежні і системонезалежні, оскільки економіка країни, характер її функціонування і регульованості є факторами зовнішнього середовища, яке прямо або опосередковано визначає усі вище досліджені принципи.

Виробнича система складається з окремих процесів, які проходять паралельно чи на різних стадіях із залученням факторів виробництва. В економіці ці фактори

виробництва називають благами природного і штучного походження, що використовуються для виробництва необхідних людям продуктів і послуг. Фактори виробництва характеризуються багаточисельністю і різноманітністю. Проте, вже в кінці XVIII – на початку IX ст. економісти їх об'єднали в три групи: земля, праця і капітал [240, 241]. Сьогодні розрізняють капітал реальний, який існує у матеріально-речовій та фінансовій формі.

Наприкінці XIX ст. А. Маршалом [236] було виділено четвертий фактор виробництва – “організація”. Сучасну назву “підприємство” йому дав Й. Шумпетер у праці “Теорія економічного розвитку” (1912 р.). Виникнення четвертого фактора пов'язане із зростанням у суспільстві ролі людей, які, не володіючи іншими факторами виробництва, уміли передбачати потреби ринку та організовувати виробництво для їх задоволення.

Ці чотири групи факторів характеризувалися різними типами доходів: рента, заробітна плата, відсоток і прибуток [208, с.127; 238]. Наслідком концепції чотирьох факторів був значний відсоток узагальнення, що не дозволяло адекватно аналізувати ефективність їх використання, тому при аналізі доцільно вивчати дезагреговані фактори виробництва [89, с.21] або їх ще називають виробничими ресурсами [160, с.77; 189, с.107].

Якщо для індустріального суспільства К. Маркс працю і капітал визнавав рушійними силами прогресу, то П. Друкер – представник неокласичної школи організації, закріпив основну роль у посткапіталістичному суспільстві за знаннями і управлінням. Під впливом технічного прогресу в кінці XX і на початку XXI століття функціонування виробничої системи все в більшій мірі залежить від ефективності використання інформації про різні аспекти економічних і суспільних змін. Тому економіки розвинутих держав ринкового типу почали трансформуватися в інформаційні. Об'єктивно було виділено ще один фактор виробництва – інформацію [85, с.4, 166, с.67].

Інформаційні ресурси підприємства – це знання про підприємство, як про виробничо-економічну систему (внутрішні інформаційні ресурси), так і про середовище її функціонування, ринки, конкурентів, покупців, нормативно-правове середовище і т. ін. (зовнішні інформаційні ресурси) [89, с.121]. Останнім часом у країнах з розвинутою економікою різко змінюється структура підприємств, що

викликане перебудовою ділових процесів в умовах впровадження найновіших інформаційних та комунікаційних технологій.

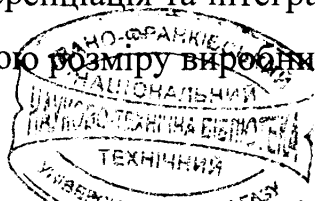
Крім вище розглянутих факторів велику роль відіграє екологічний фактор, що може стимулювати економічне зростання або його обмежувати через шкідливість забруднення навколишнього середовища.

Характерною особливістю виробничих факторів є їх обмеженість, яка може бути абсолютною – обмеженість природних ресурсів, та відносною – викликана рівнем потреб. Тому, знижуючи потреби можна відносно зменшити і обмеженість ресурсів. Мобільність фактора (можливість альтернативного використання) характеризує здатність до переміщення виробничого ресурсу у просторі та зміни застосування. Розрізняють абсолютно мобільні; слабо мобільні – їх функції важко або не вигідно змінювати і немобільні – нездатні до переміщення у просторі. Такі фактори містять монопольний елемент і вимагають монопольної ренти за їх використання (родовища корисних копалин, земельні наділи в центрі міста).

Функціонування виробничої системи слід досліджувати протягом визначених періодів часу. В залежності від можливості заміни або зміни розрізняють постійні і змінні фактори виробництва. До постійних відносяться виробничі площі, будинки, споруди, устаткування, які швидко змінити неможливо. Фактори, кількість яких можна змінити залежно від бажання збільшити або зменшити випуск, є змінними.

Фактори виробництва – це ресурси суспільства, які використовуються в процесі виробництва. В сукупності усі групи факторів виробництва утворюють виробничу систему, тобто організовану господарську одиницю, яка поєднує завершений виробничий цикл і цикл реалізації продукції. Тому комплексна оцінка їх ефективності використання характеризує ефективність функціонування виробничої системи [229, 241].

Економічний розвиток зумовлює появу нових елементів у виробничій системі та відмирання старих, що призводить до безперервних структурних змін. Можливі два напрями, що характеризують структурну перебудову виробничої системи: диференціація та інтеграція. Ці якісні зміни супроводжуються кількісними, зокрема, зміною розміру виробничої системи [106, с. 462; 229].



d 327

Принципи безперервної адаптації підприємств до нестабільних умов господарювання проаналізовано в праці А. Чандлера “Стратегія і структура” (1996 р.) [91]. Автор досліджував реорганізацію управління шляхом зміни стратегії, формальних структур і систем, організаційної культури і поведінки персоналу. Так, виникла теорія, яка отримала назву еволюційної концепції. Вона отримала розвиток у дослідженнях таких вчених: І. Ансоффа, Б. Карлоффа, Ричарда р. Нельсона, К. Тоехіро, П. Друкера та інших. Зокрема, П. Друкер запропонував враховувати при визначенні ефективності підприємства соціальну ефективність. Необхідність дотримання стратегії зумовлює нарощування потенціалу підприємства шляхом підвищення еластичності його структур і впровадження технологічних та організаційних інновацій, обумовлюючи ріст відкритості і зовнішньої ефективності виробничої системи.

Еволюційна концепція управління поєднує зовнішні і внутрішні фактори, які носять не випадковий характер, а визначаються логікою еволюції макроекономіки загалом, а також життєвим циклом розвитку окремих галузей виробництва. Еволюційна теорія дозволяє адекватно моделювати та прогнозувати реальні процеси, але не визначає природу інноваційних процесів, які формують стан зовнішнього середовища та внутрішні можливості підприємств [173, 174]. Тому з метою вирішення практичних проблем постіндустріальної епохи слід еволюційну концепцію застосовувати у поєднанні з іншими теоретичними підходами.

У виробничому процесі поєднуються різні фактори виробництва один з одним не в довільних кількостях, а в певних пропорціях. Для будь-якого процесу виробництва існують певні ідеальні пропорції, в яких повинні поєднуватися всі фактори виробництва, що залучаються до цього процесу. В. Леонт'єв називає це співвідношення «технологічним коефіцієнтом» [121, с.202].

Економічний взаємозв'язок між факторами виробництва виявляється у виробничій функції. Економічна теорія дає визначення виробничої функції як залежності між випуском продукту (продукції, робіт, послуг) і затраченими ресурсами (факторами виробництва). Проте, слід пам'ятати, що вибір факторів виробництва, які можуть використовуватися для досягнення одних і тих же

результатів, залежить від їх ціни, тому співвідношення між ними у виробничій функції доцільно досліджувати при визначеному рівні цін заздалегідь [160; 182, с.101].

Окремі фактори виробництва можуть використовуватись тільки у визначених кількостях, оскільки складаються з менших неподільних частин (одиниць), які неспівставні з частинами інших факторів виробництва в кількісному виразі. Тому виробнича система досягає оптимуму тільки при умові достатнього розміру, коли пропорції між факторами виробництва дозволяють досягнути найбільш повного використання усіх одиниць основних факторів виробництва. У цьому випадку визначальними факторами є ті, для участі яких у виробничому процесі потрібна найменша кількість неподільних виробничих одиниць [122, 234].

Після досягнення оптимального розміру виробництво може ефективно зростати зі збереженням необхідних пропорцій тільки шляхом створенням виробничих систем такого ж типу, а не розширенням старих, оскільки воно зумовлює зміну пропорцій між факторами виробництва [121, с.210].

Проте, співвідношення між окремими факторами виробництва та величина їх одиниць, які визначають оптимальну величину виробничої системи, - змінні величини. Будь-яка їх зміна зумовлює зміну оптимального розміру виробничої системи. Зміна розміру виробничої системи обумовлюється процесом оптимізації. Якщо оптимальний рівень більший фактичного розміру, виявляється тенденція концентрації, якщо нижче – тенденція децентралізації.

У виробничому процесі різні фактори виробництва не працюють одночасно і не завжди у взаємодії, що є вирішальним при виборі одиниці фактора виробництва. Оптимальні пропорції окремих факторів часто можуть не узгоджуватися між собою. У цьому випадку вибір оптимальної пропорції між факторами виробництва буде залежати від цін на окремі взаємозамінні фактори. Проте, при будь-якому виборі неминучою платою буде певне зменшення ефективності використовуваних потужностей (факторів виробництва) [122]. Технічна оптимізація розміру виробничої системи не завжди відображається економічними термінами, тому, як правило, її проводять за рахунок зменшення частки підприємницького фактору.

Більшість корпорацій, об'єднань і трестів були створені з метою досягнення технологічного оптимуму, а не економічного. Тому при визначенні оптимальності виробничої системи слід використовувати технологічну ефективність, а при порівняльному аналізі виробничих систем слід використовувати економічну (витрати факторів виробництва у вартісному виразі), оскільки пропорції між факторами виробництва та величина їх неділимих частин можуть бути різними, як і самі фактори виробництва для кожної з систем.

В процесі розвитку економічної теорії ефективність виробництва ототожнюється з обсягом випуску продукції (робіт, послуг). Чим більше наближається виробнича система до оптимального розміру, тим більший обсяг продукції виготовляється і мінімізуються витрати потужності (факторів виробництва). Проте, такий підхід не витримує критики, оскільки в умовах функціонування ринкової кон'юнктури доцільно аналізувати досягнення зростання обсягу виробництва при заданому рівні витрат або його сталості при економії витрат факторів виробництва. Хоча, можна говорити про мінімізацію питомих витрат факторів виробництва в результаті ефекту масштабу [179].

Інший підхід до визначення ефективності виробництва продукції мали послідовники маржиналістської теорії та представники неокласичної економічної теорії: Д. Рікардо, Дж. Мілль, Дж. Б. Кларк, Ф.І. Еджворт, І. Фішер, А. Маршалл, В. Паретто, Л. Вальрас, К. Віксель [197, 236, 243, 245]. Вони використовували концепцію граничної корисності і граничної продуктивності для вивчення ціноутворення на товари і послуги факторів виробництва. Представники неокласичної економічної теорії обґрунтовували залежність ціни товарів від поведінки індивідів, але довели необов'язковість максимізуючої поведінки індивідів. Це зробило неокласичну теорію – теорією розміщення обмежених ресурсів. В межах якої розроблено неокласичну теорію (модель) економічного зростання.

До основних засад неокласичної моделі економічного зростання відносяться постулати:

➤ легкість заміщення між капіталом та працею у виробничій функції, що забезпечує стійке зростання;



➤ технічний процес є екзогенним, а технічні удосконалення можуть бути втілені в існуючому устаткуванні і в нових машинах.

Проте, ця модель враховувала стимул до заміщення праці капіталом при зростанні ціни праці, але капітал сам створюється працею і його ціна теж зростає. Тому, за певних критичних значень зростання ціни праці прибутковішим буде зворотній перехід на більш трудомістку, а не на більш капіталомістку технологію.

Одним із перших вчених, який звернув увагу на необхідність оптимізації величини виробничих потужностей підприємств був А. Маршалл [236]. Він розглянув зміну ціни в періодах, протягом яких пропозиція може збільшуватись до точки максимальної виробничої потужності і довготривалий період, коли змінюється технологія. Максимальну потужність А. Маршалл визначав як поточний розмір основного капіталу. Продовжили розглядати у своїх працях питання виробничих потужностей як фактора виробництва і інші вчені. Так, Домар Овсій Д., представник неокласичної теорії економічного зростання, визначив, що на інвестиції витрати здійснюють подвійний ефект: приносять дохід і збільшують виробничі потужності [229]. Він став одним із перших вчених, які ефективність функціонування виробничої системи визначали не тільки величиною обсягу виробництва продукції, а і прибутку від реалізації як фінансового показника ефективності. До аналогічних принципів незалежно від О.-Д. Домара прийшов і Дж. Харрод.

Оскільки виробництво продукції регламентується певною технологією, яка є сукупністю прийомів і способів перетворення вихідних ресурсів на готову продукцію, кожна технологія характеризується певною комбінацією факторів. Функція виробництва описує множину технічно ефективних способів виробництва, при яких для виробництва заданого обсягу продукції витрачається менша кількість принаймні одного виду ресурсів без збільшення споживання всіх інших ресурсів. Після визначення технічно ефективних способів виробництва з них слід обрати один – економічно ефективний, що забезпечить виробництво заданого обсягу продукції з мінімальними витратами чи при заданому обсягу витрат забезпечить максимальний обсяг продукції. Такий підхід дозволяє збільшувати прибуток, обчислений як

різниця виручки від реалізації продукції і витрат. Отже, існують взаємозв'язки між теорією виробництва і теорією витрат та необхідність узгодження виробничих рішень з принципами економічної ефективності і максимізації прибутку (рис. 1. 1).

За економічною природою витрати виробництва – це вартість усіх використовуваних ресурсів, необхідних для випуску визначеного обсягу продукції. Проте, важливо не тільки знати фактично витрачені на виробництво продукції ресурси, а й оцінити можливі наслідки прийняття тих або інших управлінських рішень, врахувавши фундаментальну особливість прийняття рішень будь-яким суб'єктом економічних відносин, коли рішення приймаються в умовах обмеженості ресурсів і наявності альтернативних способів їх використання.

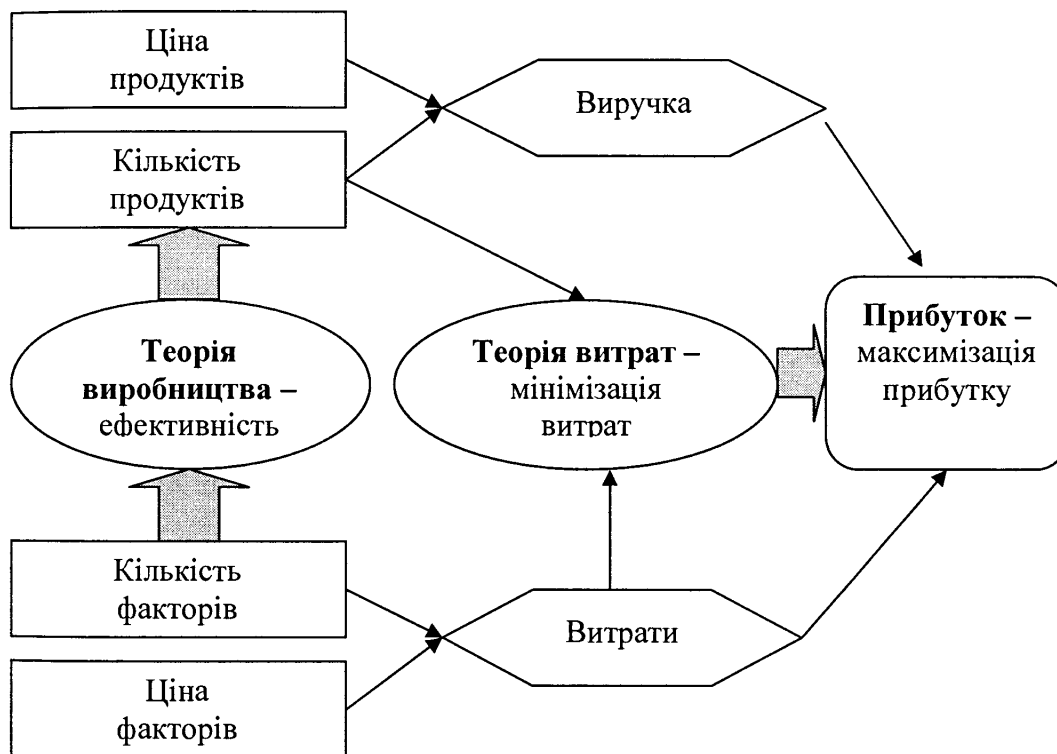


Рис. 1.1. Взаємозв'язки між теоріями виробництва та витрат [201, с.30]

Оскільки безмежних ресурсів не буває, то загроза втрат від неоптимальності рішень завжди існує. Принципова складність прийняття оптимальних рішень полягає не тільки у відсутності інструментарію їх вибору, який би був адекватним реальному середовищу функціонування можна судити тільки після його реалізації. Це означає, що на стадії планування ніколи не можна бути впевненим до кінця, що прийняте рішення буде найкращим. Адже якщо обмежений ресурс  $X$  може бути

альтернативно використаний для виробництва багатьох товарів, то серед цих можливостей можна знайти таку, коли ресурс дає максимальну віддачу, тобто використовується щонайкраще.

Витрати на використання будь-якого ресурсу, розраховані з погляду вигоди, що «втрачена» через невикористання цього ресурсу найкращим альтернативним шляхом, називаються витратами втрачених можливостей (opportunity costs) [ 2 ], або альтернативними витратами, або економічними витратами.

Отже, витрати в «бухгалтерському» розумінні — це витрати ресурсів, оцінених у фактичних цінах їх придбання [1, 17]. Витрати в «економічному» розумінні — це витрати підприємства на придбання ресурсів і недоотриманий дохід від найкращого альтернативного способу їх використання [8, 154, 156].

Концепцію альтернативних витрат запропонував у 80-х роках XIX ст. австрійський економіст Ф. Візер — послідовник і учень К. Менгера. Її було розвинуто економістами США Д. Гріном і Г. Давенпортом. У Росії цю концепцію за назвою «витрати зворотного зв'язку» розробляв В. В. Новожилов [69, с. 316].

У мікроекономічній теорії кінцеві результати виробництва заведено називати загальним продуктом (total produkt). Це випуск продукції в натуральному вимірі за розрахунковий період часу, це лише інше позначення випуску (Q), при цьому, як уже зазначалося, під продукцією розуміються всі блага, що є «виходом» підприємства як ринково-виробничої системи.

Порівнюючи граничний дохід і граничні витрати, підприємство вибирає найвигідніші для себе обсяги випуску і продажу, що максимізує прибуток і мінімізує збитки, тобто оптимізує свою діяльність. У загальному вигляді прибуток визначається як різниця між сукупним доходом і сукупними витратами.

Різні концепції витрат спричинюють те, що в економічній науці та у господарській практиці розрізняють такі види прибутку:

- бухгалтерський прибуток — різниця між сукупним доходом підприємства та бухгалтерськими витратами. Такий прибуток іноді називають розрахунковим, оскільки для визначення його розміру враховують лише ті грошові платежі, що фіксуються в бухгалтерській звітності підприємства;

- економічний прибуток — різниця між сукупним доходом підприємства та економічними витратами, явними і неявними;
- нормальний прибуток — мінімальна (нормальна) винагорода, необхідна для того, щоб залучити та утримати ресурси в межах даного напрямку діяльності. Якщо ця мінімальна винагорода не забезпечується, то підприємець або підприємство спрямовуватиме свої зусилля на інше, привабливіше поле діяльності. У табл. 1.2 наведено співвідношення між доходом, різними видами витрат і прибутку тоді, коли явні альтернативні витрати збігаються з бухгалтерськими.

Таблиця 1.2

## Взаємозв'язок доходу, витрат та прибутку [82, с.36]

Сукупний дохід		
Економічні витрати		Економічний прибуток
Явні	Неявні	
Основні матеріали	Альтернативні витрати	
Куповані вироби і напів-фабрикати	використання фінансового капіталу (відсоток на власний капітал)	
Допоміжні матеріали	Альтернативні витрати	
Паливо та енергія	використання часу підприємця	
Зарплата та відрахування на соціальні заходи	(зарплата підприємця)	
Амортизаційні відрахування	Альтернативні витрати	
Інші явні витрати	використання власного майна Інші неявні витрати	
Бухгалтерські витрати	Бухгалтерський прибуток	

Згідно з економічною теорією нормальний прибуток — це сукупність усіх тих мінімальних доходів, що являють собою витрати невикористаних можливостей. Отже, економічна теорія розглядає нормальний прибуток як складову (приховану, неявну) сукупних економічних витрат, а економічний прибуток — як прибуток, одержуваний понад нормальний рівень. Якщо економічний прибуток дорівнює нулю, то це означає, що підприємство покриває всі свої витрати — явні та неявні. Якщо економічний прибуток менше нуля і немає передумов до зміни ситуації на краще, то власникам підприємства варто знайти ліпший спосіб альтернативного застосування ресурсів. Позитивний економічний прибуток свідчить про ефективне використання зовнішніх і внутрішніх ресурсів.

Втрачені можливості можуть бути пов'язані з втратами, що їх зазнає підприємство від неповного завантаження устаткування. Вони виявляються в тому, що проінвестовані і придбані устаткування та основні засоби не можуть бути відшкодовані інвесторам через неможливість у повному обсязі сформувати амортизаційний фонд на реновацію. У разі недостатнього розміру амортизації підприємство не зможе сформувати амортизаційний фонд у достатньому обсязі. У разі включення в собівартість підвищених амортизаційних відрахувань є реальна небезпека того, що ця продукція не буде реалізована, що знову робить сумнівним повернення інвестованих в устаткування засобів. Отже, чим нижче завантаження устаткування, тим складніше підприємствам вести конкурентну боротьбу і підтримувати свою технічну базу на високому рівні.

Бухгалтерський та економічний підходи до визначення витрат і прибутку мають свої сфери застосування: для розподілу доходу з метою оподаткування, для розподілу прибутку та у деяких інших випадках переважає бухгалтерський підхід; економічний підхід, як уже зазначалося, важливий для прийняття рішень. Економічний прибуток є критерієм ефективності використання ресурсів; його наявність або відсутність є стимулом для залучення додаткових ресурсів або ж вкладення їх в інші сфери використання.

Для прийняття управлінських рішень варто розрізняти релевантні та нерелевантні витрати, а також розуміти сутність незворотних витрат. Релевантні витрати — це витрати, які можуть бути змінені внаслідок прийняття рішення. Незворотні витрати — витрати, що їх було зроблено раніше і які неможливо відшкодувати. Звичайно незворотні витрати, на відміну від неявних, завжди на очах у всіх, але їх ігнорують, приймаючи пізніші управлінські рішення. Наприклад, для освоєння виробництва нової продукції було придбано спеціальне устаткування, виготовлено спецостнастку та інструменти, призначені тільки для цієї продукції, які не підлягають перепродажу в разі зняття її з виробництва. Такого роду витрати є незворотними і їх необхідно враховувати для прийняття майбутніх рішень. Іноді незворотні витрати визначають як одноразові витрати, які повернути в результаті закриття підприємства неможливо.

Отже, ефективність виробництва ототожнюється з обсягом випуску продукції (робіт, послуг) та ефектом масштабу, а у ролі фінансового показника еквівалентного обсягу виробництва продукції, використовувався загальний, або чистий економічний прибуток. Задачею виробничої системи став пошук шляхів отримання найбільшого економічного прибутку, який визначається як різниця між сукупним доходом і сукупними витратами.

При збільшенні реалізації продукції при стабільній ціні і сукупний дохід і сукупні витрати будуть зростати в залежності, відповідно, від росту обсягу реалізованої продукції та дії закону зменшуваної віддачі. Прибуток існуватиме до тих пір, поки ріст доходу буде перевищувати ріст витрат. Тому для вирішення проблеми максимізації прибутку важливо враховувати не загальні, а граничні значення розглядуваних показників. Сума, що додається до сукупного доходу кожною додатковою одиницею випуску, буде граничним доходом, а величина, на яку збільшуються сукупні витрати при випуску наступної одиниці продукції, - граничними витратами. Тому загальне правило максимізації прибутку формулюється так: для підприємства доцільно збільшувати обсяг випуску продукції до того часу, поки додаткові витрати на виробництво додаткової одиниці продукції не зрівняються з граничним доходом від її продажу.

Різниця між ними визначає собою граничний прибуток, отриманий фірмою від реалізації кожної додаткової одиниці продукції. Якщо граничний дохід перевищуватиме витрати, то прибуток буде набувати позитивних значень, отже, при рості обсягу випуску продукції сукупний прибуток зростатиме швидкими темпами; коли між ними існуватиме рівність, тоді граничний прибуток дорівнюватиме нулю, а загальний - досягне свого максимуму; при перевищенні граничних витрат над доходом загальний прибуток зменшуватиметься, тому підприємству доцільно скоротити обсяг випуску продукції.

Для підприємств видобувної промисловості застосування граничних показників неможливе через специфіку виробництва та криволінійну залежність зміни обсягу видобутку продукції. Тому для визначення доцільності збільшення обсягу видобутку з об'єкта (покладу, родовища) слід аналізувати середні

показники: середній прибуток, середні питомі витрати, ціну одиниці реалізованої продукції.

Показник середнього прибутку виражає величину прибутку, який приходить на одиницю продукції. Проте, максимум середнього прибутку і максимум сукупного прибутку не співпадають. Отже, для оцінки ефективності нарощування видобутку нафти чи газу доцільно обрати показник середніх питомих витрат на одиницю продукції. В цьому випадку максимум сукупного прибутку досягатиметься в момент рівності середніх питомих витрат і ціни продукції :

$$ATC=Ц, \quad (1.1)$$

де  $ATC$  – середні питомі витрати на одиницю продукції, які включають питомі умовно-змінні і умовно-постійні витрати, грн.;

$Ц$  – ціна реалізації одиниці продукції, грн..

Економічна теорія зростання також визначає ситуацію, коли майбутній рівень виробництва буде вищим за попит на ринку, що призведе до зменшення оборотних засобів і зростання надлишкових потужностей. У вузькому розумінні надлишкові потужності з'являються у підприємства, коли обсяг випуску продукції або надання послуг нижчий від того, при якому середні витрати були б мінімальні. У широкому розумінні наявність надлишкових потужностей визначається недосягненням коефіцієнта використання нормативного значення, тобто обсяг виробництва нижчий від можливого. Проте, і у першому і у другому випадку підприємство отримає втрачений дохід, який є резервом зростання прибутку. Його залучення і є метою оптимізації виробничої потужності підприємства.

Нарощування обсягу видобутку нафти чи газу доцільне при  $ATC < Ц$ , бо дозволяє відшкодувати інвестовані кошти у розробку родовища, інакше вони будуть втрачені. При  $ATC = Ц$  подальше нарощування видобутку без змін у режимі розробки чи переоснащення не буде сприяти зростанню прибутку.

## 1.2. Економічний зміст та методика оцінки ефективності виробництва і виробничої потужності нафтогазовидобувних підприємств

Ефективність виробництва – це узагальнене і повне відображення кінцевих результатів використання засобів, предметів праці і робочої сили на підприємстві за певний проміжок часу [80, с.129]. Загальну економічну ефективність виробництва ще називають загальною продуктивністю виробничої системи. Сьогодні використовується ряд понять ефективності:

- економічна ефективність (речовий зміст) - досягнення найбільших результатів за найменших витрат живої та уречевленої праці;
- ефективність – здатність приносити ефект, результативність процесу, проекту тощо, які визначаються як відношення ефекту чи результату до витрат, що забезпечили цей результат;
- економічна ефективність капіталовкладень – економічний показник відношення випущеної продукції у вартісній формі до величини капіталовкладень, що зумовили цей випуск;
- суспільна форма ефективності – послаблення конфлікту, антагонізму, гострих форм суперечності між працею і власністю на результати цієї праці.

Загальна методологія визначення економічної ефективності полягає у відношенні результату виробництва до затрачених ресурсів (витрат), тобто одержаного економічного ефекту до витрат на його досягнення.

Розрізняють результат самого процесу виробництва, який може виступати у формі чистої продукції підприємства, прибутку, і кінцевий народногосподарський результат роботи підприємства, який крім обсягів виготовленої продукції, враховує її споживну вартість, значимість для суспільства. Під резервами підвищення економічної ефективності виробництва розуміють невикористані можливості збільшення випуску продукції в розрахунку на одиницю сукупних витрат завдяки більш раціональному використанню усіх видів ресурсів підприємства [81].

В результаті розвитку економічної теорії і практики при аналізі ефективності функціонування виробничих систем використовують збалансовані системи



показників, які комплексно характеризують ефективність використання і залучення усіх факторів виробництва [133].

Відмінність збалансованих систем від теорії управління бізнес-процесами [67] та інших економічних теорій полягає в тому, що вони не тільки ефективно оцінюють результати діяльності суб'єктів господарювання, а і повноту реалізації обраної стратегії. Такий підхід до оцінки ефективності господарювання є комплексним і універсальним, оскільки може застосовуватись відносно будь-яких виробничих систем, незалежно від сфери функціонування, а також дозволяє врахувати фінансові та інші показники, пов'язані з практичною реалізацією стратегії. При чому, останні відіграють вирішальну роль, оскільки метою функціонування суб'єктів господарювання є не досягнення максимального прибутку в короткотерміновому періоді, а максимізація сукупного прибутку в довготерміновому. Досягнення максимуму сукупного прибутку у довготерміновому періоді проектується на короткотерміновий у вигляді ефективності створення умов для його досягнення у майбутньому. На відміну від теорії управління бізнес-процесами зведена система показників дозволяє визначити ефективність діяльності підприємства за частковими етапами бізнес-процесів і може застосовуватись для суб'єктів господарювання, у яких бізнес-процес за тривалістю більший 1 року і потребує значних інвестицій.

Важливе місце у збалансованих системах показників [162, 163] відводиться визначенню ефективності формування і використання виробничих потужностей. Саме ці показники характеризують впровадження нових видів продукції у виробництво та відмову від інших, які не задовільняють потреби споживачів і не відповідають вимогам науково-технічного прогресу, що безпосередньо пов'язане із зміною технології виробництва.

Під впливом часу зазнали змін і фінансові показники ефективності виробничої системи. Сьогодні все більшого поширення зазнає концепція доданої економічної вартості, згідно якої підприємство створює вартість для своїх акціонерів тільки тоді, коли прибуток перевищує вартість капіталу. Використовуючи додану економічну вартість в якості критерію можна визначити, що, незалежно від зростання прибутку, підприємство може зменшувати вартість акцій, якщо вартість капіталу для

інвестицій досить висока. Сьогодні багато вчених зауважують, що фінансові показники можна застосовувати для оцінки управління капіталом, а не для визначення майбутньої стратегії розвитку суб'єкта господарювання.

На сучасному етапі відбувається перехід світового господарства до інформаційної економіки, в якій виробнича функція крім основних трьох факторів виробництва (капітал, праця, технічний прогрес) включає ще й інформаційний ресурс. Його досить часто називають "підприємство". Саме ефективність використання цього ресурсу визначає майбутній економічний розвиток суб'єкта господарювання. А ефективність використання інформаційного ресурсу ніяк не відображається фінансовими показниками, оскільки створювана ним вартість полягає в ідеях працівників різних структурних підрозділів підприємств, у взаємозв'язках з клієнтами і постачальниками, в базах даних основної інформації, новаторстві і якості.

Традиційні системи фінансових показників розроблялися для аналізу минулих результатів діяльності і подій, проте, вони не характеризують тенденції майбутнього економічного розвитку суб'єкта господарювання. Вони неспроможні оцінити адекватно багатofункціональний підхід до реалізації обраної стратегії, оскільки створювались для окремих підрозділів і не забезпечують необхідної порівнюваності. При використанні фінансових показників для аналізу ефективності функціонування виробничої системи стимулюються заходи скорочення витрат, що призводять до покращення фінансових показників у короткостроковому періоді і негативно впливають у довготерміновому - при реалізації стратегічної мети функціонування виробничих систем. Фінансова звітність суб'єктів господарювання допускає великий відсоток узагальнення інформації за структурними підрозділами, тому системи фінансових показників не дають можливості проведення адекватного оперативного аналізу і контролю за управлінням виробничою системою. Об'єктивно виникає необхідність створення комбінованої системи показників, яка б поєднувала не тільки фінансові, але і техніко-технологічні, соціально-економічні показники; забезпечувала їх порівняльність для всіх функціональних підрозділів; відображала їх внесок в створення передумов для стабільного економічного розвитку; оперативно

висвітлювала ефективність управління виробничою системою та адекватно характеризувала ефективність використання всіх факторів виробництва.

Ці вимоги задовольняють принципи побудови зведеної системи показників, проте, вона враховує зацікавленість тільки акціонерів та клієнтів. В той час, як зацікавленість у ефективній діяльності суб'єкта господарювання мають також інші сторони. Тому найкращим способом забезпечити довготривалий успіх організації є врахування бажань і потреб усіх зацікавлених сторін в бізнесі і намагання приносити вигоду кожній з них. Значний вплив на ефективність діяльності здійснюється не тільки клієнтами і акціонерами, але і споживачами, найманими працівниками, постачальниками, регулятивними органами, законодавчою владою, громадськими організаціями та об'єднаннями. Призма ефективності є тією теоретичною моделлю, яка покликана врахувати наявні і можливі наслідки існуючих систем оцінювання та побудована на основі кращих з них.

Крім призми ефективності існує ряд інших методик і моделей оцінки ефективності функціонування виробничих систем. Частина з них ґрунтується на оцінці вигод акціонерів чи економічного прибутку, допускаючи наявність тільки однієї зацікавленої сторони – акціонера. Моделі самооцінки, такі як, модель ділового вдосконалення і оцінка Болдріджа [160, с.78], більш широко оцінюють ефективність і розглядають ширше коло зацікавлених осіб, але містять також ряд критеріїв, які не піддаються вимірюванню. Технології порівняльного аналізу широко використовуються для порівняння заходів і фінансової ефективності з іншими аналогічними заходами як в організації, так і за її межами. З'явилися також інші моделі, наприклад, піраміда "SMART" [162] – метод стратегічного аналізу показників і звітності, система результатів і впливаючих факторів, але вони не знайшли широкого застосування. Усі вони є частковими рішеннями, оскільки забезпечують глибоке розуміння деяких, але не усіх аспектів ефективності, які необхідно досліджувати, вимірювати і контролювати. Оскільки взаємозв'язок між вище згаданими методиками відсутній, об'єктивно виникла необхідність створення цілісної системи, яка б ґрунтувалася на основі фрагментарного вирішення аспектів оцінки ефективності виробничої системи. Досить часто системи вимірювання

ефективності складаються з критеріїв, які невірно сформовані, практично не пов'язані один з одним чи неузгоджені з стратегією організації, процесами і можливостями. По суті багато систем вимірювання негативно впливають на керівників і робітників та не допомагають створенню цінностей через провокацію непрофесійної поведінки.

Призма ефективності [163, с.58] покликана об'єднати усі сильні сторони існуючих поглядів і методів вимірювання в єдину доступну для розуміння систему визначення ефективності.

Призма ефективності ґрунтується на таких принципах:

- необхідність врахування інтересів усіх сторін, зацікавлених в бізнесі;
- стратегія, процеси і потужності підприємства повинні узгоджуватися між собою;
- взаємовідносини суб'єкта господарювання та зацікавлених сторін повинні бути взаємозобов'язаними.

Призмою ефективності рівень ефективності виробничої функції підприємства визначається як функція від результативності і віддачі вчинених дій. Тому під вимірюванням ефективності розуміють процес кількісного визначення результативності і віддачі використаного заходу. При цьому у полі критеріїв ефективності використовуються кількісні параметри визначення результативності і віддачі вчинених дій. Показники ефективності – це визначення меж і складових одного узагальнюючого критерію ефективності. Сукупність критеріїв і показників утворюють систему визначення ефективності, яка забезпечує прийняття обґрунтованих рішень і заходів, оскільки в кількісному виразі вимірює їх результативність і віддачу на основі збору, порівняння, групування, аналізу і інтерпретації відповідних даних.

Призма ефективності об'єднує п'ять взаємопов'язаних поглядів на ефективність, які характеризують важливі питання:

- задоволення потреб залучених сторін (хто вони, чого хочуть і чого потребують?);

- вклад зацікавлених сторін (що ми можемо отримати на взаємодопоміжній основі?);
- стратегії (які стратегії ми повинні втілювати, щоб реалізувати свої інтереси та задовольнити бажання і потреби зацікавлених сторін);
- процеси (які процеси слід налагодити для виконання обраних стратегій?);
- можливості (що нам необхідно для управління процесами?).

Ці п'ять поглядів створюють всеохоплюючу та інтегровану систему для дослідження організаційної ефективності. Призма ефективності допомагає визначити важливі складові стратегій, процесів та можливостей, які слід досліджувати з точки зору вимірювання і управління для задоволення потреб різних зацікавлених сторін та організацій. Якщо необхідно дослідити тільки частковий аспект управління ефективністю (концентрація на певній зацікавленій стороні чи основному бізнес-процесі), призма ефективності може застосовуватись для розробки системи управління і відповідних критеріїв, що скеровані на конкретний контекст.

Проблема підвищення ефективності виробництва полягає в забезпеченні максимально можливого результату на кожен одиницю витрачених трудових, матеріальних і фінансових ресурсів. Тому критерієм ефективності виробництва в макроекономічному масштабі є зростання продуктивності суспільної праці. Кількісне вираження цього критерію відображається через систему показників економічної ефективності виробництва. Ця система містить такі групи показників [39, с.122]: узагальнюючі показники економічної ефективності виробництва; показники ефективності використання живої праці; показники ефективності використання основних виробничих фондів; показники ефективності використання матеріальних ресурсів; показники ефективності використання фінансових коштів; показники якості продукції [ 18, с. 229 ].

Для нафтогазовидобувних підприємств основним фактором, який визначає ефективність виробництва виступає виробнича потужність. Виробнича потужність підприємства – це максимально можливий випуск продукції підприємства за певний час (зміну, добу, місяць, рік) у встановленій номенклатурі та асортименті при повному завантаженні обладнання і виробничих площ. Виробнича потужність

визначається у натуральних одиницях при обмеженій номенклатурі і у вартісному виразі при широкому асортименті [39].

Частина вітчизняних і зарубіжних вчених [ 187, с.33 ] надають перевагу визначенню виробничої потужності підприємства як нормативного обсягу робіт в одиницях виміру витрат нормованої чи ненормованої праці, який може бути виконаним протягом певного періоду календарного чи робочого часу з використанням наявної виробничо-технічної бази при повному завантаженні і оптимальному режимі її використання в нормальних умовах. Виробнича потужність – технічно, технологічно, організаційно, фінансово-економічно і соціально обґрунтована норма ефективного робочого часу нормативної чисельності працівників основного виробництва підприємства за визначений період календарного чи робочого часу. Виробничу потужність будь-якого підприємства вони ідентифікують як суму потужностей усіх його структурних робочих місць, на яких випускають продукцію, роботи чи послуги, а під структурним місцем розуміють елементи виробничо-технологічної структури підприємства, неподільні структурні елементи виробництва (агрегат, верстат, пристрій і т. д.).

Згідно чинного законодавства нормальна потужність підприємства – очікуваний середній обсяг діяльності, що може бути досягнутий за умов звичайної діяльності підприємства впродовж кількох років або операційних циклів з урахуванням запланованого обслуговування виробництва [17]. Отже, доцільно сформулювати систему показників виробничої потужності підприємства згідно діючої нормативно-правової бази та з врахуванням особливостей функціонування виробничих підприємств.

В якості основних факторів впливу на виробничу потужність підприємства виділяють: кількість обладнання; продуктивність обладнання; режим роботи підприємства; кваліфікаційний рівень робітників; структуру основних фондів [80, 81].

Носіями виробничої потужності підприємства є тільки основні структурні робочі місця виробничих підрозділів підприємств, тобто при визначенні виробничої

потужності підприємства слід враховувати тільки потужність підрозділів основного виробництва [167, с.52]

Згідно [95, с.113] виробнича потужність класифікується за такими ознаками:

- за рівнем розрахунку: укрупненої групи устаткування; конкретного підрозділу підприємства; конкретного підприємства загалом;
- за видами: проектна; поточна; резервна.

Проектною є потужність, що визначається в процесі реконструкції (розширення) діючого або будівництва нового підприємства. Вона вважається оптимальною, оскільки склад і структура устаткування відповідають структурі трудомісткості і запроєктованої номенклатури продукції. У тих випадках, коли пластові тиски та середні дебіти падають, потужність можна визначити кількістю свердловин експлуатаційного фонду.

Поточна виробнича потужність визначається періодично у зв'язку зі зміною умов виробництва або з перевищенням проектних показників. При цьому виробничу потужність обчислюють на кінець кварталу, місяця тощо.

Резервна виробнича потужність має формуватися і постійно існувати в певних галузях народного господарства: енергетиці, газовій промисловості, на транспорті для покриття так званих пікових навантажень [103, с.113]. Визначення і регулювання резервної виробничої потужності підприємства здійснюється з допомогою визначення необхідної кількості резервних агрегатів чи груп устаткування та обґрунтування розмірів експериментально-дослідних виробництв. Проте, резерв виробничої потужності необхідно передбачати, в основному, для підприємств, які вже досягли рівня використання виробничої потужності не нижче 95 % і тих, що випускають понад 25 % нової продукції [81].

Згідно традиційного способу класифікації потужностей розрізняють 5 видів потужності (рис. 1.2): - теоретичну потужність; - практичну потужність; - нормальну потужність; - планову потужність та фактичну потужність.

Практична потужність враховує зменшення потужності за рахунок втрат робочого часу у зв'язку з перебуванням обладнання у невстановленому стані, у

консервації та резерві і плановими зупинками (враховує режим розробки родовищ та експлуатації окремих свердловин).

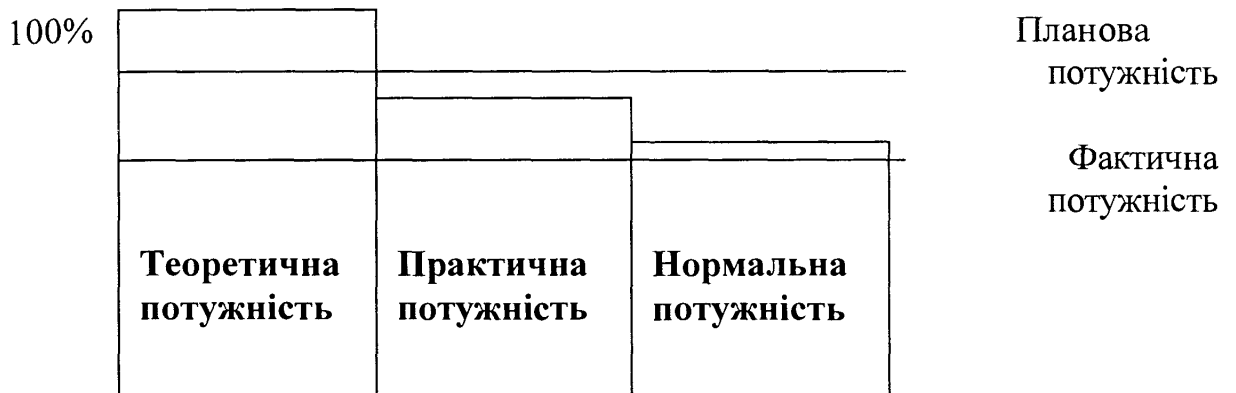


Рис. 1.2 – Співвідношення між видами потужності за традиційною класифікацією

Нормативна потужність - це виробіток (видобуток) усереднений за тривалий період із згладженими сезонними коливаннями, у якому враховується певна допустима частка непродуктивно використаного робочого часу і позапланових простоїв. При визначенні проектної потужності обсяг видобутку нафти визначають в межах пластів і згідно запроектованих середньодобових норм відбору нафти (газу) з них. При незмінній нормі відбору з пласта, що відповідає періоду повного розвитку розробки покладу, планова потужність дорівнюватиме добутку середньодобової норми відбору на календарну кількість днів у плановому періоді. Планова потужність відповідає тому рівню виробництва, якого підприємство має намір дотримуватися для забезпечення прогнозованого попиту (видобутку вуглеводнів).

З метою уніфікації термінології, пов'язаної з управлінням потужностями, експертами САМ-І - «система аналізу потужності та інтенсивності» було запропоновано підхід, який однаково застосовний при аналізі використання виробничого обладнання, персоналу і матеріальних ресурсів.



На відміну від традиційної класифікації, класифікація САМ-І опирається на виділення таких трьох режимів використання потужностей: продуктивна, непродуктивна і невикористовувана (табл. 1.2).

Таблиця 1.2

**Традиційна класифікація видів потужності і класифікація САМ-І за статусом використання [137]**

Традиційна класифікація	Класифікація видів потужності за САМ-І		
Теоретична	Невикористовувана	Безнадійна	Надлишкова, без варіантів використання
Практична		Регламентована	Згідно з політикою керівництва
			Згідно з договорами
Нормальна	Непродуктивна	Придатна для використання	Згідно з законодавством
			Відсутність ринків збуту
		Резервна	Відсутність сировини
			Для збалансування виробничих процесів
Планова	Непродуктивна	Втрати	Для зглаження коливань кон'юнктури
			Брак
		Обслуговування	Відходи
Фактична	Непродуктивна	Переналадження	Зменшення виходу з сировини
			Планове
		Випробування	Позапланове
Продуктивна	Перехід на іншу марку		Розробка/вдосконалення продукції
	Продуктивна	Продуктивна	Зупинка/запуск
Навчання персоналу			
Продуктивна	Продуктивна	Виробництво якісної, ліквідної продукції	

Продуктивне використання потужності призводить до виробництва кондиційної, ліквідної продукції чи надання якісної послуги. Непродуктивне використання потужності зумовлене технологічним очікуванням, нагромадженням відходів чи виробництвом браку, профілактичними ремонтами,

очисткою, переналагодженням обладнання, випробувальними роботами, навчанням обслуговуючого персоналу тощо.

Невикористовувана потужність може бути зумовлена законодавчими та внутрішніми регламентаціями використання календарного фонду часу, відсутністю поточного попиту на продукцію чи відсутністю сировини (окремо виділяють невикористовувану потужність, для якої немає перспектив повернення у виробництво і яка повинна бути в першу чергу ліквідована).

Виробничі центри відповідальності [67] повинні оптимізувати виробничі графіки з метою скорочення непродуктивних потужностей і переведення вивільненого ресурсу в групу потужностей, що простоюють. Управління останніми є прерогативою маркетингових, збутових чи виробничих (у випадку відсутності сировини) центрів відповідальності, які повинні завантажити потужності роботою з виконання нових замовлень чи ініціювати ліквідацію надлишкових потужностей, враховуючи необхідність збереження певного резерву потужності на випадок забезпечення сталого приросту видобутку.

Сучасні комп'ютерні системи дають змогу в режимі реального часу відстежувати режим використання кожного елемента потужності, сигналізувати про появу непродуктивного використання та при необхідності вживати заходів щодо його усунення.

Виробнича продуктивність обладнання, чи його пропускна здатність - це максимально допустимий обсяг випуску продукції за певний період часу. Проектною потужністю нафтогазовидобувного підприємства є обсяг продукції, який можна одержати за одиницю часу при експлуатації всіх родовищ, на режимах, що встановлені проектно-технологічною документацією:

$$N_B = \bar{n}_{c,d} \cdot \bar{q}_c \cdot K_e \cdot 365, \quad (1.2)$$

де  $\bar{n}_{c,d}$  - середньорічна кількість свердловин діючого фонду, свердловин;

$\bar{q}_c$  - середньодобовий дебіт свердловин, передбачений проектом розробки родовища, т/д;

$K_e$  - коефіцієнт експлуатації діючих свердловин у часі.

Середньодобовий видобуток з свердловини обчислюють за формулою:

$$\bar{q}_c = k_{np} \cdot (p_{nl} - p_{виб})^n, \quad (1.3)$$

де  $k_{np}$  - коефіцієнт продуктивності, м<sup>3</sup>/Па х д;

$p_{nl}$  - пластовий тиск, Па;

$p_{виб}$  - тиск на вибої свердловини, Па;

$n$  – показник, що характеризує умови фільтрації (визначається індикативною кривою).

Згідно відомого підходу [144] у тих випадках, коли пластові тиски та середні дебіти падають, теоретичну, нормальну, проектну, фактичну та планову потужності можна визначати кількістю свердловин експлуатаційного фонду.

Поточна виробнича потужність визначається періодично у зв'язку зі зміною умов виробництва або з перевищенням проектних показників. При цьому виробничу потужність обчислюють на кінець кварталу, місяця тощо. Поточну виробничу потужність у нафтогазовидобутку можна обчислити за формулою (1.2), якщо за середньодобовий дебіт свердловин прийняти середній обсяг отриманої нафти в тоннах (тис. м<sup>3</sup> газу), видобутий протягом доби безперервної роботи свердловини (свердловин) у звітному періоді. Він визначається відношенням загального видобутку нафти (газу) до числа відпрацьованих свердловино-місяців за один і той же період часу.

Під резервною виробничою потужністю нафтогазовидобувних підприємств слід розуміти приріст балансових (промислових) видобувних запасів вуглеводнів, які можна видобути з надр при найповнішому використанні можливостей сучасної техніки і прогресивних систем технології та розробки родовищ.

При визначенні величини виробничих потужностей підприємства враховують фонд діючих і недіючих свердловин через пошкодження, ремонт та модернізацію Устаткування; свердловини, що знаходяться на консервації та ліквідовані, а також ті, що

повинні бути введені в експлуатацію, в тому числі із буріння, протягом розрахункового періоду.

Використовують кілька показників, що характеризують виробничу потужність підприємства:

- вхідна - це потужність на початок року  $N_n^{np}$ , яка свідчить про виробничі можливості підприємства на початок планового періоду;
- вихідна - потужність на кінець року  $N_n^{kp}$ , яку визначають як суму вхідної та введеної потужності, за вирахуванням вибулої.

За основу планування виробничої потужності цехів видобутку (як і нафтогазовидобувного підприємства в цілому) приймають фонд свердловин, їх коефіцієнт експлуатації, вихідну потужність (базовий середній видобуток) і коефіцієнт місячної зміни дебіту. Планову потужність визначають за окремими свердловинами чи їх групами, що характеризуються приблизно однаковим коефіцієнтом місячної зміни дебіту ( $R$ ). Цей коефіцієнт характеризує зміну дебіту за один календарний місяць і визначається як співвідношення середньодобових дебітів за звітний ( $q_2$ ) та попередній ( $q_1$ ) періоди:

$$R = \frac{q_2}{q_1}. \quad (1.6)$$

Планову потужність за місяць визначають за формулою:

$$q_{nl} = q_6 \cdot R^n, \quad (1.7)$$

де  $q_{nl}$  – плановий дебіт на місяць, т/д;

$q_6$  – базовий середньодобовий дебіт (за місяць, що передував плановому року), т/д;

$n$  – порядковий номер місяця, на який планується дебіт.

За базовий дебіт приймають: а) для перехідних діючих свердловин – їх середньодобову продуктивність за місяць, що передує плановому; б) для

відновлюваних з бездії свердловин – їх середньодобовий дебіт, скорегований з врахуванням прилеглих свердловин, що працюють в аналогічних умовах; в) для нових свердловин – очікуваний середньодобовий дебіт.

Для відновлюваних та нових свердловин коефіцієнт місячної зміни дебіту приймають рівним одиниці, а для перехідних – розраховують згідно статистичних даних.

Якщо передбачається збільшення видобутку нафти з покладу, що характеризує розвиток розробки родовища, то планова потужність визначається з врахуванням цього збільшення. При цьому для нарощування потужності передбачається рівномірне введення протягом року в експлуатацію нових свердловин. Зменшення відбору нафти, характерне для періоду виснаження родовищ, також відображається при визначенні планової потужності. Планову потужність визначають як суму планового видобутку нафти для перехідних свердловин, проектного видобутку нафти з нових свердловин та планового видобутку з відновлюваних свердловин. Плановий видобуток для перехідних свердловин, які мають приблизно однаковий коефіцієнт зміни дебіту, визначають по місяцях за формулою:

$$q_{n,пл} = q_0 \cdot R^n \cdot T_k \cdot k_{e_{пл}}^M, \quad (1.8)$$

де  $T_k$  – календарне число днів в  $n$  місяці, днів;

$k_{e_{пл}}^M$  – плановий коефіцієнт експлуатації свердловин в  $n$  місяці.

При визначенні планового видобутку нафти використовують також коефіцієнт кратності  $k_{кр}$ , який показує, в скільки разів обсяг видобутку нафти з свердловини (групи свердловин) на плановий період більший від місячного видобутку нафти за попередній місяць. Коефіцієнт кратності визначають залежно від коефіцієнта зменшення дебіту:

$$k_{кр} = \frac{(1 - R^n)}{1 - R}, \quad (1.9)$$

де  $n$  – число місяців у плановому періоді, місяці.

Річний обсяг видобутку нафти розраховують за формулою:

$$Q_{н.пл} = q_б \cdot T_{к.ср} \cdot k_{кр} \cdot k_{е.пл}, \quad (1.10)$$

де  $T_{к.ср}$  – середня тривалість місяця в добах ( для звичайного року 30,4; для високосного - 30,5 );

$k_{е.пл}$  – коефіцієнт експлуатації свердловин в плановому році.

Потужність з видобутку попутного газу планують на основі обсягу видобутої нафти та газового фактору ( $G_r$ , м<sup>3</sup>/т – кількість кубічних метрів нафтового газу, яку отримують з 1 т нафти). У зв'язку із відставанням будівництва газозбірних систем, компресорних станцій та через інші причини частина нафтового газу втрачалася, що враховувалося при плануванні коефіцієнтом використання газу ( $k_z$ ). Коефіцієнт використання газу визначають на підставі досвіду та з врахуванням заходів з облаштування промислів і збільшення кількості споживачів газу в плановому періоді як співвідношення обсягу корисно використаного газу ( $Q'_z$ ) до його загальних ресурсів ( $Q_z$ ):

$$k_z = \frac{Q'_z}{Q_z} = \frac{Q'_z}{Q_n \cdot G_z}. \quad (1.11)$$

Планова потужність з видобутку нафтового газу обчислюється за формулою:

$$Q_{z.пл} = Q_{н.пл} \cdot G_z \cdot k_z. \quad (1.12)$$

Потужність з видобутку природного газу планують окремо для перехідних свердловин, тих, що вводяться з бездії, і нових свердловин з наступним сумуванням і визначенням потужності по підприємству загалом за рік і по родовищах. Розрахунок проводять по свердловинах на підставі їх середньодобових дебітів і числа свердловино-діб роботи.

Середньодобовий дебіт свердловини визначається на початок планового періоду відповідно до технологічного режиму роботи свердловин, а час роботи – вираховуючи із календарного числа свердловино-діб час зупинок свердловин для проведення планових ремонтів чи геолого-технічних заходів. При незмінному

середньодобовому дебіті свердловини обсяг видобутку газу визначається добутком дебіту на планову кількість свердловино-діб її роботи. Якщо родовища знаходяться на пізній стадії експлуатації, і дебіт знижується, то обсяг видобутку газу розраховують по місяцях із врахуванням коефіцієнта зміни продуктивності свердловин. Методика визначення планової потужності для газу аналогічна методиці для визначення потужності із видобутку нафти.

В наш час експлуатується значна кількість газоконденсатних родовищ, які дають певну кількість газового конденсату. Кількість тонн газоконденсату ( $Q_{г.к.пл}$ ) планується згідно величини газоконденсатного фактору, який визначається видобутим газоконденсатом в грамах з одного м<sup>3</sup> природного газу:

$$Q_{г.к.пл} = \frac{Q_{г.пл} \cdot G_k \cdot k_k}{1000}, \quad (1.13)$$

де  $Q_{г.пл}$  – плановий обсяг видобутку газу, тис. м<sup>3</sup>;

$G_k$  – газоконденсатний фактор, г/м<sup>3</sup>;

$k_k$  – коефіцієнт вилучення газового конденсату.

Сьогодні нафтогазовидобувні підприємства є структурними одиницями великих галузевих вертикально інтегрованих структур, тому визначення планових показників узгоджується з цілями материнських компаній, і планові показники видобутку у натуральних одиницях доводяться згори. Отже, планова потужність визначається виходячи з інтересів материнської компанії, її розподільчої та збутової політики, що також узгоджуються з іншими структурними одиницями компанії. Нафтогазовидобувні підприємства діють, формуючи виробничу потужність згідно планових показників, що не передбачає її оптимального використання.

Для оцінки ефективності використання виробничої потужності застосовують аналітичні показники: коефіцієнт екстенсивного використання, коефіцієнт інтенсивного використання, коефіцієнт інтегрального використання обладнання, коефіцієнт освоєння проектної потужності та коефіцієнт використання поточної потужності. Коефіцієнт освоєння проектної потужності визначається співвідношенням

величин поточної і проектної потужності, а коефіцієнт використання поточної потужності – це співвідношення річного випуску продукції та середньорічної її величини [81, с.244]. Коефіцієнт напруженості використання характеризується співвідношенням видобутку продукції впродовж аналізованого періоду та кількості свердловин діючого чи експлуатаційного фонду.

Видобуток нафти і газу в першу чергу залежить від складу фонду свердловин і ступеня їх використання. Основна частина свердловин – це експлуатаційний фонд, що складається з діючих і бездіючих свердловин. Екстенсивне використання фонду свердловин характеризується коефіцієнтом використання експлуатаційного фонду і коефіцієнтом експлуатації. Інтенсивне використання свердловин вимірюється видобутком нафти чи газу за одиницю часу. В НГВУ визначаються два основних показники продуктивності свердловин: середньодобовий дебіт в тоннах ( $m^3$ ) однієї свердловини і середньомісячний дебіт в тоннах ( $m^3$ ) за свердловино-місяць експлуатації.

Ефективність використання виробничих потужностей в значній мірі залежить від організації ремонтного обслуговування та робіт з підвищення нафтовіддачі продуктивних пластів та інтенсифікації видобутку.

Ефективність організації ремонтного обслуговування характеризують наступні показники: 1) час перебування свердловин в очікуванні ремонту - відображає тривалість її простою з моменту зупинки до початку переїзду бригади поточного ремонту; 2) час перебування свердловини в ремонті - включає тривалість її простою з моменту початку переїзду бригади поточного ремонту до закінчення демонтажу підйомного агрегату; 3) міжремонтний період - тривалість фактичної експлуатації свердловини між двома послідовно проведеними поточними ремонтами.

Основним показником, що визначає вплив проведення поточного ремонту на ефективність використання видобувного фонду свердловин, є міжремонтний період. При його збільшенні витрати на ремонтні роботи зменшуються і збільшується видобуток рідини (нафти, газу).

Додатковий обсяг видобутку вуглеводнів з свердловини (натуральний ефект) від виконання робіт, які впливають на підвищення її продуктивності, визначається за



формулою:

$$Q_d = Q_\phi - Q_p, \quad (1.14)$$

де  $Q_d$  – додатковий видобуток вуглеводнів (нафти, нафтового газу, конденсату) за розрахунковий період (рік, квартал, місяць) після застосування заходу, т (1000 м<sup>3</sup>);

$Q_\phi$  – фактичний видобуток вуглеводнів за розрахунковий період, т (1000 м<sup>3</sup>);

$Q_p$  – розрахунковий видобуток вуглеводнів за цей же період, т (1000 м<sup>3</sup>).

За розрахунковий період береться термін, протягом якого спостерігається ефект від заходу. Закінчення тривалості ефекту фіксується гранично в точці перетину розрахункового дебіту з фактичним дебітом. Розрахунковий видобуток вуглеводнів (можливий видобуток без застосування заходу) визначається за формулою:

$$Q_p = \frac{q_o \cdot R \cdot T_\phi}{m}, \quad (1.15)$$

де  $Q_p$  – середньодобовий дебіт нафти (вільного газу) до застосування заходу, т/д (1000 м<sup>3</sup>/д);

$T_\phi$  - кількість фактичних днів експлуатації свердловини в період проявлення ефекту, діб;

$m$  - кількість повних календарних місяців експлуатації свердловини, протягом яких спостерігався технологічний ефект, місяців (якщо в період проявлення ефекту свердловина частково простоювала, то за час простоювання розрахунковий видобуток вилучається).

Розрахункова кількість повних календарних місяців експлуатації визначається за формулою [70]:

$$m = \frac{T_k}{t_{c.m.}}, \quad (1.16)$$

де  $T_k$  – календарна кількість днів проявлення ефекту, діб;

$t_{cm}$  – середня кількість днів у місяці за період проявлення ефекту. Результат рахунку  $m$  заокруглюють до більшого цілого числа, діб.

Додатковий видобуток нафтового газу визначається за формулою:

$$Q_{ог} = Q_{o} \cdot G \cdot K_{внк} \quad , \quad (1.17)$$

де  $G$  – газовий ( конденсатний ) фактор,  $m^3/t$  (т/тис. $m^3$ );

$K_{внк}$  – коефіцієнт використання нафтового газу.

Річна потужність підприємства планується і визначається з врахуванням приросту виробничої потужності, її вибуття та зростання за рахунок покращення видобутку вуглеводнів, режимних змін розробки родовищ та експлуатації свердловин, робіт з інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

Наведена система показників дозволить оцінити ефективність нафтогазовидобувного виробництва, проаналізувати повноту використання виробничої потужності підприємства, визначити можливі резерви її зростання та збільшення видобутку за рахунок їх залучення.

### **1.3. Концепція функціонування нафтогазовидобувних підприємств у системі ринкових відносин**

На сьогоднішній день в Україні функціонують кілька типів нафтогазовидобувних підприємств, проте, навіть за однакових умов зовнішнього середовища сценарії поведінки кожного з них будуть різними під впливом дії внутрішніх факторів. Тому для всестороннього аналізу регулювання та здійснення комерційної діяльності нафтогазовидобувних підприємств слід дослідити функціональні взаємодії та взаємовпливи між ними та іншими економічними суб'єктами, в ролі яких виступають підприємства іншого профілю, загальнодержавні та місцеві органи влади. Ці функціональні взаємодії та взаємовпливи утворюють своєрідну економічну систему, в межах якої

створюється, формується та існує певна організаційна структура. Логічна структура такої системи та місце в ній нафтогазовидобувного підприємства можуть бути проаналізовані шляхом створення та дослідження моделі її функціонування (див. рис.1.3) [129].



Рис.1.3. Теоретична модель функціонування нафтогазовидобувних підприємств

В запропонованій моделі концептуальні принципи характеризуються поступальним розвитком – це бажані результати, системи цілей і пріоритетів, узгодження інтересів. Складною задачею є формування бажаних результатів, коли кожний суб'єкт чи елемент, що входить до інтегрованої системи, володіючи своїми властивостями, вступає у протиріччя з інтересами загальної інтеграції, яка створена на даний момент. З іншого боку задача ускладнюється і самими основами, які утворюють загальноекономічний механізм ринкових відносин –

розвиток форм власності, управління, обмеження монополій виробника для створення конкурентного середовища, правове регулювання, стабілізація фінансово-кредитних відносин, ефективний захист вітчизняного виробника і сприяння його розвитку [175]. Саме поєднання і пристосування до всіх цих впливів є одним із найбільших резервів розвитку господарюючих суб'єктів. Правильно обрані і сформульовані елементи є основою для вибору механізмів, які відповідають суті і природі цих елементів.

Суб'єкт господарювання як елемент мікросистеми – це специфічна структура, що виявляє особисті інтереси через вироблення цілей функціонування, поєднання необхідних факторів виробництва, його організацію, пристосовану до умов певного ринкового та нормативно-правового середовища, та діє з метою отримання прибутку від реалізації продукції (послуг) на ринку. В цьому випадку слід враховувати, що не всі нафтогазовидобувні підприємства на ринку виступають як юридично незалежні суб'єкти господарювання.

Сьогодні в Україні функціонують великі відкриті акціонерні товариства (ВАТ – відкрите акціонерне товариство, ДК – державна компанія, НАК – національна акціонерна компанія), які об'єднують декілька нафтогазовидобувних управлінь, до складу яких, в свою чергу, можуть входити на засадах структурних одиниць підприємства, які надають певні види робіт з обслуговування виробничого процесу нафтогазовидобутку. В цьому випадку цілі виробничо-господарської діяльності кожного НГВУ підпорядковуватимуться цілям материнської компанії, а відносини з іншими господарськими суб'єктами щодо транспортних послуг чи теплопостачання зводитимуться до співпраці між окремими структурними підрозділами.

Вже саме існування суб'єкта господарської діяльності передбачає поступове просування в окреслених напрямках, виконуючи повністю чи частково властиві йому функції, вступаючи при цьому в економічні відносини з іншими економічними суб'єктами. “Виробничий процес” як елемент мікросистеми виступає втіленням злагоджених дій суб'єкта господарювання щодо факторів виробництва з приводу продукування та реалізації певної продукції. “Управлінська структура” може трактуватися як визначене коло людей

(підприємець), що виконують функції пов'язані з втіленням основної мети виробництва шляхом цілеспрямованої діяльності щодо координації, аналізу та регулювання функціонування підприємства. Отже, функціонування підприємства – це реалізація певної підприємницької ініціативи в межах визначеного нормативно-правового та ринкового середовища.

Згідно концепції вертикальної інтеграції, запропонованої Дж.-Дж. Стінглером [69, с.113], діяльність фірми охоплює декілька стадій перетворення сировини на кінцеву продукцію. Він стверджував, що активна інтеграція необхідна на ранній та пізній стадіях розвитку галузі, а незначна – на проміжній. Стінглер передбачав необхідність регулювання діяльності інтеграцій на ринку, оскільки вони, прагнучи мінімізувати витрати і максимізувати доходи, обмежували конкуренцію та ухилялися від податків. Наступним етапом, який пов'язаний із узгодженням інтересів учасників, стала економічна теорія регулювання, за якою регульована галузь може мати вигоди від регулювання шляхом захоплення регулюючого органу. Цьому може сприяти політичний вплив; спеціальні технічні знання, що ставлять регулюючий орган у залежність від галузі; залучення у цей орган працівників з регульованої галузі або перспектива для працівників регулюючого органу – обійняти керуючу посаду в цій галузі [69, с.114]. Зазначені тенденції характерні сьогодні для України, оскільки досить часто працівники регулюючих органів намагаються поєднувати державні обов'язки із своїми бізнес-інтересами. Проте, жодний із запропонованих підходів не містить механізму узгодження інтересів усіх сторін. У 50-60 рр. в США держава регулювала купівлю акцій компаній, якщо частка покупців на ринку продукції перевищувала 20%, вживалися і ряд інших заходів.

Система державного регулювання діяльності підприємств створює нормативно-правове середовище функціонування нафтогазовидобувних підприємств [8,10,16,181,183]. Проте, слід зважати на факт входження більшості підприємств галузі до трансрегіональних компаній (ВАТ "Укрнафта", ДК "Укргазвидобування" і т.д.), що послаблює вплив місцевих органів самоврядування. Конфлікт інтересів виникає не тільки між нафтогазовидобувними

підприємствами та державними органами влади, а і між суб'єктом господарювання та його материнською компанією.

Створення на базі державних підприємств акціонерних товариств не могло в короткі терміни забезпечити підвищення ефективності їх роботи [52]. Серед багатьох труднощів новостворених акціонерних товариств важливе значення має необхідність здійснення всіх функцій управління виробництвом самостійно в умовах господарської системи, яка змінилася, відсутності достатнього досвіду, розрізненості виробничих структур та за несприятливої політики держави. В цих умовах одним із шляхів підвищення ефективності господарювання суб'єктів нафтогазовидобутку є вдосконалення організаційних форм управління, заснованих на розмежуванні функцій управління, і створення якісно нових відносин між виробничими структурами.

Розвиток в Україні ринкових відносин зумовлює трансформацію певних управлінських функцій, які виконувалися раніше органами галузевого та територіального управління (функції оперативного управління, матеріально-технічного забезпечення, розроблення і доведення до підприємств планів, завдань, лімітів, фондів і т. ін.) [74,175]. Деякі з цих функцій виконують сьогодні самі підприємства, інші втратили своє значення, а координуючі і узгоджуючі взяли на себе структури ( ВАТ, НАК, ДК ).

З переходом до ринкової економіки об'єктивна необхідність виконання низки управлінських функцій, спрямованих на створення сприятливих умов для функціонування і розвитку підприємств, зберігається і навіть збільшується. Якщо врахувати, що процес управління за своїм змістом, організацією прийняття рішень, їх виконанням і контролем, кадровим , інформаційним і технічним забезпеченням є складним, дорогим і може, особливо на невеликих підприємствах, надмірно підвищувати витрати виробництва, стає зрозуміло, що створення відповідних управлінських структур не завжди доцільне. Вирішенням цієї проблеми може бути делегування певних функцій деяким структурам, які їх виконуватимуть централізовано для окремих підприємств [180].

Отже, існування трансрегіональних об'єднань підприємств у нафтогазовидобутку цілком обґрунтоване для кращого розв'язання деяких

спільних завдань, що мають регулярний чи довгостроковий характер. До функцій, які виконують ВАТ, НАК, ДК, відноситься регулювання концентрації виробництва в галузі і створення умов для конкуренції між підприємствами, регламентація виробничої діяльності за деякими технічними параметрами (стандартами техніки безпеки, санітарними та екологічними нормативами і т. ін.), маркетингові дослідження внутрішніх ринків [85], аналіз світових тенденцій розвитку технологій, номенклатури і якості продукції, кооперування у виробництві та використанні виробничих потужностей, координація в галузі науково-технічного прогресу, виконання науково-дослідних робіт і т. д.

В основу створення великих конгломеративних компаній слід покласти принципи демократичного управління діяльністю, договірно-контрактних взаємовідносин між членами об'єднання, дисципліни виконання прийнятих рішень, рівноправності учасників, виходячи з делегованих об'єднанню повноважень, а не нав'язування.

Підприємства, які входять до певної компанії повинні зберігати певні ознаки юридичної і економічної самостійності. Проте, останнім часом економічна самостійність нафтогазовидобувних підприємств максимально обмежується материнськими компаніями: вони не мають змогу визначати самостійно масштаби виробництва, оскільки обмежуються виділеним фондом коштів та відповідними узгодженнями з материнською компанією; не можуть встановлювати договірні ціни, обирати постачальників і споживачів; проте, несуть відповідальність за результати своєї діяльності.

З метою збільшення самостійності нафтогазовидобувних підприємств, що позитивно вплине на ефективність нафтогазовидобутку, слід делегувати материнським компаніям наступні функції:

- обґрунтування науково-технічного рівня виробництва і ефективного використання ресурсів, кадрового потенціалу, якості та конкурентоздатності продукції на внутрішньому і світовому ринках шляхом здійснення координуючих і посередницьких послуг з усіх напрямків виробничо-господарської діяльності підприємств;
- вивчення попиту на різні види продукції;

- короткострокове і довгострокове прогнозування попиту і пропозиції;
- сприяння розвитку промислової кооперації та організації оптових закупівель матеріально-технічних ресурсів;
- представлення інтересів його членів у місцевих і державних органах влади, фінансових інституціях та громадських організаціях;
- захист законних прав та інтересів підприємств;
- укладення договорів та здійснення інших юридичних актів з підприємствами, організаціями і окремими особами, у тім числі купівлі-продажу, найму, позики, підяду, спільної діяльності, брати участь у торгах, конкурсах, якщо це не суперечить інтересам підприємств (структурних елементів);
  - участь в операціях на ринку цінних паперів;
  - сприяння розвитку інфраструктури;
  - здійснення співробітництва з іноземними компаніями і підприємствами в галузі науки, нових технологій, створення спільних підприємств.

Організації (ВАТ, ДК, НАК) повинні виступати госпрозрахунковою організацією, яка здійснює свою діяльність на основі договорів з підприємствами будь-якої форми власності, що входять до його складу. Обов'язки ВАТ (НАК, ДК) регламентуються його функціями. Згідно добровільно делегованих йому повноважень об'єднання виконує функції представництва і координації господарської діяльності підприємств. Функції, пов'язані із представленням підприємств у державних і місцевих органах влади, обумовлені реальними обставинами господарської діяльності будь-якого підприємства, розв'язання різноманітних завдань, таких як реструктуризація чи згортання виробництва, обґрунтування кредитування, інвестування, прийняття соціальних та екологічних рішень.

Функції координації господарської діяльності підприємств охоплюють питання технічної, маркетингової, зовнішньоекономічної діяльності та соціальної політики. В галузі проведення технічної політики підприємств передбачаються наступні напрями діяльності материнських компаній: 1) оцінка та аналіз технічного рівня підприємств, співставлення його з передовими підприємствами



України та закордону, обґрунтування напрямків та форм підвищення технічного рівня виробництва; 2) забезпечення підприємств документами, в яких містяться економічно обґрунтовані та пораховані окремі заходи науково-технічного прогресу; 3) координація роботи підприємств з реалізації технічної і фінансової політики в частині, яка вимагає колегіального вирішення питань, що виникають у зв'язку із необхідністю зосередження значних сум коштів і ресурсів на окремих підприємствах при проведенні реконструкції, розширення, оновлення виробництва; 4) організація проведення наукових досліджень.

Вивчення вітчизняного та зарубіжного досвіду управління науковою діяльністю свідчить про те, що найбільш ефективним є принцип комбінованої централізації. Навіть дуже відомі фірми не здатні самотійно виконувати вагомі науково-дослідні роботи і фінансувати їх. Тому підприємствам доцільно об'єднувати свої фінанси і науковий потенціал для виконання досліджень з розробки нових технологій, які можуть бути застосовані на багатьох підприємствах. Така централізація значно здешевлює дослідження і скорочує втрати при негативних результатах.

В галузі інформаційного обслуговування функції агрегованих структур полягають у наданні підприємствам відомостей щодо:

- рівня цін з врахування попиту споживачів;
- інформації про науково-технічні досягнення, нові види технології, матеріали, послуги;
- становища на ринку цінних паперів, котирування акцій підприємств галузі;
- рекламно-технічних і фінансово-економічних матеріалів стосовно продукції відповідних груп;
- державної економічної політики, перспектив розвитку галузі і ін.

В галузі організації і розвитку зовнішньоекономічних зв'язків материнська компанія займається:

- вибором форм і методів збуту продукції;
- залученням іноземних посередницьких фірм;

➤ організацією і розвитком зв'язків підприємств-учасників з зарубіжними партнерами щодо поставки сировини, впровадження сучасних технологій;

- розробкою форм науково-технічного співробітництва;
- визначення економічно доцільних напрямків імпорту;
- обґрунтуванням доцільності продажу акцій зарубіжним інвесторам;
- обґрунтуванням економічної ефективності іноземних кредитів.

В галузі кадрового забезпечення персоналу проводиться робота з організації централізованого навчання працівників, працевлаштування вивільнених працівників на інших підприємствах. ДК (НАК, ВАТ) також можуть надаватися послуги з організації навчання за конкретними цільовими програмами на контрактній основі.

Функції з координації робіт з охорони навколишнього середовища та соціальних питань охоплюють:

- виконання посередницьких послуг з укладання договорів на поставку устаткування, розробку технологій, спрямованих на захист навколишнього середовища, що включає розрахунки від попередженої шкоди;
- обґрунтування доцільності виконання заходів з охорони навколишнього середовища;
- розрахунки зміни платежів за забруднення навколишнього середовища;
- оцінку і рекомендації соціальної ефективності запропонованих заходів і їх впливу на зміну прибутку підприємств;
- координацію і здійснення різних спільних програм і проектів з соціальних питань;
- здійснення контактів з місцевими органами самоврядування.

Ринкове середовище, в межах якого функціонує суб'єкт господарської діяльності, виступає елементом мікросистеми, складовими якого є: потенційні споживачі, контрагенти, можливі конкуренти. В цілому інтереси, які виникають в ринковому середовищі, є дуже різноманітними, суперечливими та мінливими, що створює атмосферу невизначеності, непередбачуваності та ризикованості [178, 214].

Усі охарактеризовані елементи мікросистеми певною мірою залежать від нормативно-правового середовища функціонування і суб'єктів, і ринкових відносин. В Україні законодавчо-правова база зазнає постійних змін і доповнень, що, при наявності розгалуженого дерева органів влади, які беруть участь у регулюванні діяльності нафтогазовидобувної галузі, створює непередбачуваність правового регулювання діяльності підприємств та ринкових відносин. І в таких складних умовах доводиться функціонувати нафтогазовидобувним підприємствам.

Цілісність наведеної структури зумовлена характером взаємозв'язку її елементів, які і визначають зміст, кордони та внутрішні тенденції розвитку даної мікросистеми. Між елементами мікросистеми існують постійно діючі діалектичні зв'язки, які мають соціальну природу і свою, чітко визначену, структуру. Ці зв'язки в економічній теорії об'єднує термін – господарські відносини. Саме господарські відносини, які виникають між елементами мікросистеми на основі стабільно функціонуючих економічних суб'єктів ринкового середовища, будуть основою формування даної теоретичної моделі економічної мікросистеми.

Кожна основна функція суб'єкта господарювання (ініціативна діяльність з метою одержання прибутку, виконання владних функцій при прийнятті економічних рішень і в процесі господарської діяльності підприємства, особисті ризик та відповідальність за результати господарювання) може бути проаналізована як окрема організаційно-економічна взаємодія.

З точки зору теоретичної моделі будь-які господарські стосунки виникають між трьома економічними суб'єктами: підприємством, сукупним ринковим суб'єктом і державним суб'єктом, що уособлює в собі усі впливи різних гілок влади через формування нормативно-правової бази економічних відносин, - стосовно одного об'єкту.

Отже, ініціатива (ініціативна діяльність) – це організаційно-економічні відносини, об'єктом яких виступає дохід суб'єкта господарювання, крім того, вона вказує на існування трьох різнорідних інтересів: для підприємства – прибуток від реалізації продукції (послуги), для сукупного суб'єкта ринку – отримання необхідного товару (послуги), для держави – наповнення бюджету. Ці інтереси містять в собі протиріччя, яке і обумовлює існування даного типу господарських

відносин. Воно проявляється у встановленні ціни на товари (послуги) суб'єктом господарювання, сплатою прямих і непрямих податків, прийнятті ринкових товарів як суспільно необхідних і відповідних суспільному попиту.

Аналізуючи вище сказане можна зробити висновок, що ініціатива задає мету процесу виробництва, формуючи цільову функцію діяльності підприємства на основі оцінки економічної та законодавчої ситуації на певному ринку і можливостей оптимального пристосування до неї.

Отже, ініціатива, як виробнича функція, є виявом цільової функції, сформованої під впливом мотиваційних факторів створення суб'єкта господарювання. В цьому полягають передумови реалізації відносин ініціативи, а саме втілення здійснюється у кількох напрямках – маркетингова, інноваційна та інвестиційна діяльність.

Метою впровадження інновацій залишається господарський інтерес. Отже відносини ініціативи проявляються у втіленні інновацій у виробничий процес, що призводить до зниження витрат на виробництво, а також у пошуку можливостей вдосконалення товарів (продукції, послуг) і шляхів просування їх на ринок, що зумовлює зміну рівноваги попиту і споживання на ринку. З чого випливає, що процес впровадження нововведень відповідає на інтерес іншого елемента мікросистеми економічних відносин – сукупного ринкового суб'єкта [174].

Інноваційна діяльність безпосередньо впливає на формування інвестиційної політики підприємства та визначення обсягу необхідних інвестицій на найближчі роки. Інвестиційна діяльність виступає у ролі господарської ініціативи, формуючи функціональне середовище виробничого процесу, тобто, поєднуючи фактори виробництва і узгоджуючи їх дію з іншими економічними суб'єктами ринкового середовища.

Обмеженість природних ресурсів та зміна цінових пропорцій на відповідних ринках і зумовлює необхідність інвестиційної діяльності, як на пряму ініціативи, безпосередньо впливаючи на характеристики цільової функції суб'єкта підприємницької діяльності. Проте, виробничі можливості виконання цільової функції обмежують складову господарського суб'єкта – управлінську структуру у вияві ініціативи, так само як і функціонуючої ринкової структури через специфічні

особливості виробничого процесу, які виступають обмежуючим фактором пропозиції продукції даного підприємства [200,210]. Роль управлінської структури в сучасних НГВУ виконує адміністративно-управлінський персонал, проте, структура управління підприємства здійснює регулюючу функцію стосовно основних питань господарювання нафтогазовидобувного підприємства, а для суб'єктів приватної форми власності – підприємець-власник.

З іншого боку, існує вагомий зворотний вплив ініціативної діяльності управлінської структури на виробничий процес [185]. Будь-які зміни цільової функції під впливом здійснення відносин ініціативи безпосередньо позначаються на функціонуванні “Виробничого процесу” [106]. Такий вплив позначається не тільки на умовах і факторах виробництва, а й на співвідношенні «витрати виробництва – ціна», що визначає функціональні межі ефективного виробничого процесу. Це співвідношення регулює обсяги інноваційної та інвестиційної діяльності суб'єкта господарювання шляхом встановлення граничної ціни ринковим суб'єктом на товари і послуги. Ситуація на ринку в такий же спосіб впливає на співвідношення «ціна – прибуток», що визначає ефективність відносин ініціативи. Саме співвідношення «витрати – ціна» та «ціна – прибуток» передають суть протиріччя в організаційно-економічних відносинах ініціативи. Цінова невідповідність цільової функції може викликати часткову або повну неможливість реалізації економічних інтересів усіх суб'єктів економічних відносин, оскільки і держава, через здійснення фіскальної функції, впливає на рівень цін. Це означає відсутність виконання підприємством цільової функції виробництва, тобто невиконання першої умови функціонування даної мікросистеми. Отже, в процесі виробничих відносин ініціативи здійснюється вплив їх суб'єктів на функціонування економічної мікросистеми загалом.

Перший функціональний взаємозв'язок у межах мікросистеми функціонування нафтогазовидобувного підприємства полягає у впливі на “Виробничий процес” та формування цільової функції підприємства ринкового та нормативно-правового середовища. Тобто, будь-які зміни у функціонуванні управлінської структури, внутрішньому стані сукупного ринкового суб'єкта та нормативно-правового середовища, які є учасниками відносин ініціативи,

зумовлюють значні зміни останнього економічного елемента мікросистеми – “Виробничого процесу”.

У процесі діяльності нафтогазовидобувного підприємства виникає ще один тип відносин – управління (менеджмент).

Отже, у межах функціонування економічної мікросистеми окремого суб’єкта господарювання існує вагомий другий взаємозв’язок – менеджмент. Існує взаємовплив між управлінською структурою, виробничими процесами та НАК, ДК, ВАТ щодо виробництва та реалізації продукції. Основним завданням менеджменту є досягнення головної мети існування виробничого підприємства – максимального прибутку, що буде можливим за умови успішного виконання організаційно-виробничої функції, яка включає основну мету підприємства та напрями її реалізації. Основним напрямом організації управління підприємством у межах виробничого процесу є визначення та підтримання граничного рівня витрат виробництва. Інтереси суб’єкта - “Управлінська структура”, виникають у межах відносин ініціативи, які суперечать інтересам власників факторів виробництва та держави. Ці інтереси полягають в отриманні прибутку від функціонування для кожного з власників факторів виробництва, які можуть претендувати на величину прибутку, який не відповідатиме стратегії мінімізації витрат, бо доходи власників факторів виробництва складаються саме з цих витрат (заробітна плата, відсоток на капітал і т.д.).

Така розбіжність інтересів суб’єкта господарювання та НАК, ДК, ВАТ і є основним протиріччям виробничих відносин менеджменту. Шляхи і способи його подолання формуються як певні кроки щодо організації та управління підприємством. В першу чергу вони зумовлюються рівнем техніко-технологічного та економічного розвитку виробництва на окремому етапі соціально-економічного розвитку суспільства. Проте, існує об’єктивна необхідність врахування при управлінні впливу умов ринкового та нормативно-правового середовища, які на формування цільової функції впливають опосередковано, а мають значний вплив на проходження виробничого процесу, зумовлюючи зміни у внутрішній організації підприємства.

Зовнішні та внутрішні фактори, які діють на організаційно-виробничу функцію підприємства, вимагають гнучкості та адаптивності управлінської системи з метою оптимізації витрат на виробництво і реалізацію продукції [98]. Зміна форм, напрямів організації та структури управління робить можливим досягнення мети нафтогазовидобувного підприємства через відносини менеджменту.

Ризик, як функціональний взаємозв'язок виникає при впливі на суб'єкт господарювання всіх елементів теоретичної моделі як і в процесі функціонування виробництва, так і при зміні ринкового та нормативно-правового середовища. Щодо зворотного впливу, то він може проявлятися в межах корекції поведінки управлінської структури, яка перебирає на себе відповідальність за прийняті рішення та результати функціонування локальної економічної мікросистеми. Виходячи з вище описаного, відносини ризику виступають третім видом економічних взаємовідносин у мікросистемі функціонування нафтогазовидобувного підприємства.

Усі досліджені господарські відносини спочатку складаються як три окремих види економічних відносин з приводу функціонування суб'єкта господарювання (рис. 1.4), а потім у межах єдиної економічної мікросистеми реалізується через основні функціональні взаємозв'язки управлінської структури, ринкового та нормативно-правового середовищ, виробничих процесів, які є безпосереднім втіленням виробничої функції. При цьому всі основні внутрішні елементи мікросистеми мають свої характерні тільки для них особливості, внутрішню структуру і формуючі фактори. Але їх взаємодія і взаємовпливи створюють внутрішню єдність, характерну для формуючих чинників ринкової системи.

Значний вплив на процеси соціально-економічного розвитку регіонів мають підприємства нафтогазовидобувної промисловості [56, 216]. Оскільки нафтогазовий комплекс є базовою галуззю, яка має стратегічне значення для України, то підприємства зазнають значного державного регулювання. Виникає «конфлікт інтересів» між нафтогазовидобувними підприємствами, загальнодержавними і місцевими органами влади.

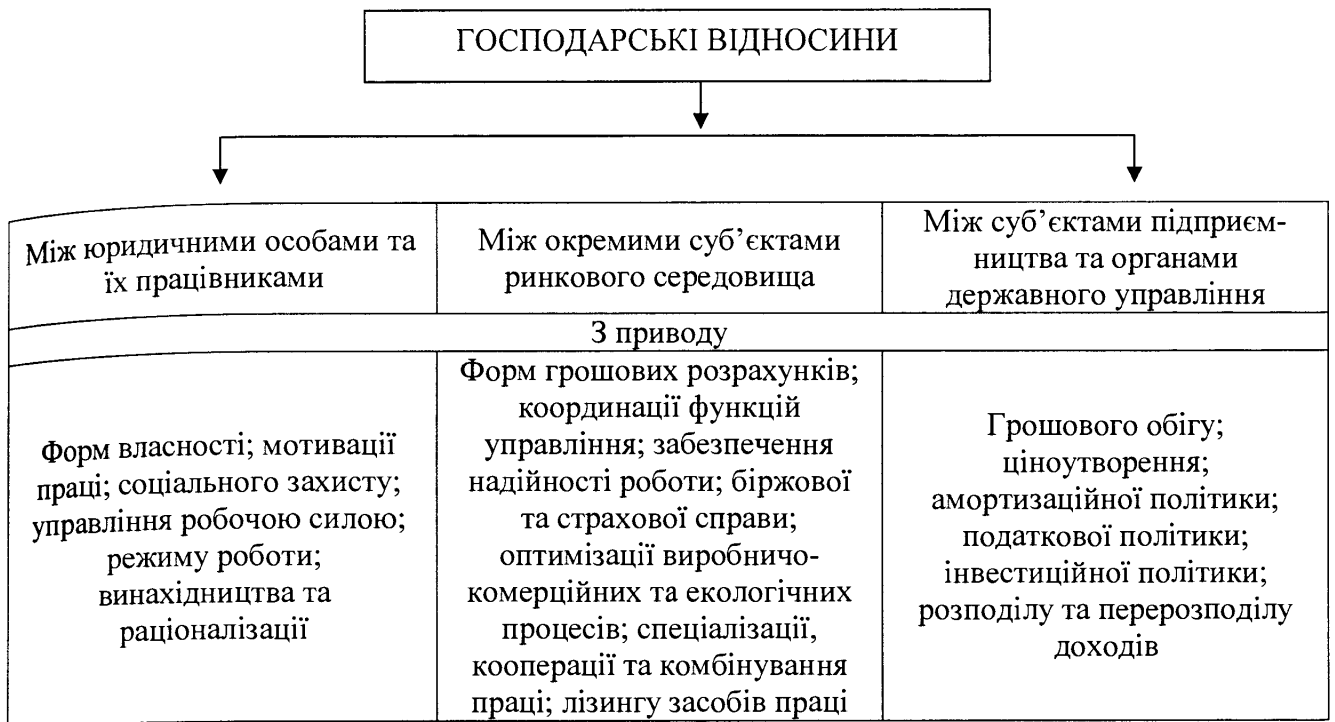


Рис. 1.4. Елементи системи господарських відносин [64, с.37]

Вітчизняними вченими неодноразово робились спроби вирішити даний «конфлікт інтересів», враховуючи інтереси одного чи двох суб'єктів, мали місце вони і з боку владних структур. Так, у тезах доповіді [171] автори акцентують увагу на вирішенні протистояння трансрегіональних нафтогазових компаній та місцевих органів самоврядування щодо експлуатації регіональних ресурсів. У монографії [63] М. О. Данилюка зазначається невідповідність державного регулювання вимогам часу, коли не було створено передумови для існування регіональних вертикально-інтегрованих нафтогазових компаній «від свердловини до колонки АЗС». Проте, в жодній з них не запропоновано механізм узгодження інтересів сторін.

Комплексне вирішення «конфлікту інтересів» в межах держави і, зокрема, регіону полягає у розробці регіональних стратегічних програм розвитку нафтогазового комплексу [61, 136]. Створення програм розвитку нафтогазовидобувних підприємств повинно ґрунтуватися на таких основних концепціях: 1) соціальній, гарантом якої виступають загальнодержавні органи влади; 2) економічній концепції підприємств нафтогазовидобувного комплексу; 3)



економічній концепції розвитку територіальних громад в особі місцевих органів самоврядування.

З позицій соціальної концепції нафтогазовидобувна промисловість повинна гарантувати безпеку держави, забезпечуючи її енергетичну незалежність. Державні органи влади повинні забезпечити доступність енергоресурсів для споживачів, які використовують їх у виробництві продукції з метою забезпечення сталого економічного розвитку. На загальнодержавному рівні зроблено законодавче забезпечення виконання соціальної концепції шляхом прийняття Законів України “Про інвестиційну діяльність” [7], “Про інноваційну діяльність” [9], “Про енергозбереження”, прийнято Державну програму енергозбереження в Україні, що дозволяє стимулювати впровадження енергозберігаючих та екологічно безпечних технологій в усіх галузях виробництва. Створення згідно Указу Президента державної вертикально-інтегрованої компанії на основі державних пакетів акцій підприємств нафтогазового комплексу забезпечить можливість державного регулювання ринку продукції нафтопереробки.

Економічна концепція нафтогазовидобувних підприємств полягає у створенні умов для отримання прибутку в результаті господарської діяльності. До структур нафтогазового комплексу входять трансрегіональні об'єднання різних сфер діяльності та форм власності з централізованим управлінням, потреби яких не враховують інтересів їх структурних підрозділів та територіальних громад. Так, в результаті надання статусу структурного підрозділу НГВУ “Долинанафтогаз” та “Надвірнанафтогаз”, (Наказ по ВАТ ”Укрнафта” №198 від 04.12.97 р.) та Долинському УБР, Надвірнянському УБР бюджет області з 2003 року втратив кошти від оподаткування прибутку цих підприємств. А самі підприємства в результаті такого об'єднання втратили можливість самостійно розпоряджатися фінансовими активами, фінансувати своє техніко-технологічне переозброєння та впровадження екологічно безпечних технологій у виробництво. Згідно економічної концепції територіальної громади, експлуатація регіональних ресурсів повинна бути вигідною для регіонів. Оптимальним для нафтогазового комплексу було б створення регіональних вертикально-інтегрованих компаній, оскільки вже засновані трансрегіональні компанії, тоді слід забезпечити

гарантування регіонам прямих компенсаційних заходів різноманітного характеру, які б не підлягали перерозподілу в загальнодержавних масштабах. Напрями розробки регіональної програми розвитку нафтогазових компаній можна зобразити схематично на рис.1.5.



Рис. 1.5. Елементи регіональної програми розвитку нафтогазовидобувних компаній [136]

При розробці регіональних комплексних програм (планів) розвитку нафтогазової промисловості необхідно використовувати методики технологічної, економічної та екологічної оцінки ефективності розробки родовищ вуглеводнів з метою мінімізації витрат, пов'язаних із видобуванням, розвідкою та переробкою нафти та газу, і для встановлення граничнодопустимих нормативів викидів шкідливих чи забруднюючих речовин в навколишнє середовище, а також можливості погіршення інших рекреаційних ресурсів території [182,183].

Проте, вирішальним критерієм при прийнятті будь-яких рішень органами місцевого самоврядування повинен бути показник перевищення доходу над витратами територіальної громади від використання регіональних ресурсів. Під доходом територіальної громади слід розуміти не тільки прямі надходження у

бюджет від оподаткування та компенсаційні виплати, але і розміри виплат працівникам підприємства, витрат на утримання соціальної сфери, та фінансування інших виплат на соціально-економічні заходи.

Під витратами територіальних громад слід розуміти фінансування заходів з покращення екологічної ситуації в регіоні, витрати на соціальне забезпечення громадян, вивільнених в результаті скорочення обсягів робіт нафтогазових компаній в регіоні, витрати на отримання переданих об'єктів соціально-культурного призначення на баланс органів місцевого самоврядування, втрату доходу від альтернативного використання природних ресурсів, витрати на ліквідацію нафтопроявів і нафтовиливів та інші. При наданні у користування нафтогазоносних надр і земельних ділянок для розміщення об'єктів нафтогазовидобувного виробництва необхідно проводити оцінку ефективності альтернативного використання для інших проектів за схемою, описаною вище. На основі отриманої інформації слід визначати доцільність розробки родовищ корисних копалин чи розвитку бази рекреаційних ресурсів.

Реалізація програми регіонального розвитку нафтогазових компаній повинна забезпечуватися укладенням двохсторонніх угод, які б регламентували зобов'язання підприємств надавати усю необхідну інформацію для проведення контролю за цільовим використанням ресурсів та передбачали штрафні та адміністративні санкції щодо виявлених порушень.

Таким чином, з метою реалізації механізму “суспільної відповідальності” нафтогазових компаній необхідно залучити до створення необхідного методичного забезпечення галузеві інститути та екологічні інспекції. В результаті чого буде створено комплексну методику оцінки впливу економічного розвитку окремих підприємств на соціально-економічний розвиток територіальної громади – регіону загалом. Залучення науково-дослідних установ до створення відповідних регіональних програм розвитку нафтогазовидобувних підприємств дозволить мінімізувати витрати коштів та часу на проведення відповідних обґрунтувань, що спростить процедуру прийняття рішень місцевими органами влади. Запропонований підхід до вирішення “конфлікту інтересів” має універсальний характер і може використовуватися для інших галузей виробництва.

## Висновки до розділу 1

1. Нафтогазовидобувне підприємство – це організована господарська одиниця, яка поєднує завершений виробничий цикл і цикл реалізації продукції. Дослідження трактувань вітчизняних і зарубіжних вчених дозволило стверджувати, що нафтогазовидобувне підприємство є складною виробничою системою, яка утворена сукупністю усіх груп факторів виробництва. Тому комплексна оцінка ефективності їх використання характеризує ефективність функціонування нафтогазовидобувних підприємств. Обмеженість природних ресурсів, їх немобільність та постійність роблять виробничі потужності визначальним фактором для нафтогазовидобувного підприємства, як виробничої системи, що повинна відображати виробничу функція. Підвищення ефективності виробництва полягає у забезпеченні максимально можливого результату на кожному витрачених ресурсів. Для нафтогазовидобувних підприємств виробничі потужності є основним фактором, який визначає ефективність виробництва. Аналіз теорії економічного зростання дозволив актуалізувати роль регулювання використання виробничої потужності як критерію ефективності функціонування.

2. Дослідження нормативних і теоретичних трактувань економічної категорії "потужність" дозволило сформулювати визначення: "проектної", "нормативної", "планової" та "фактичної" потужностей, для використання їх у вивченні проблем формування і використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств. Проектна (теоретична) потужність визначається згідно запроектованих середньодобових норм відбору нафти (газу) в межах пластів і родовищ. Нормативна – це видобуток усереднений за тривалий період із згладженими коливаннями, який враховує наявний фонд свердловин та певну частку непродуктивно використаного робочого часу та позапланових простоїв. Планова потужність дорівнює добутку середньодобової норми відбору на календарну кількість днів у плановому періоді. Практична – враховує зменшення потужності за рахунок втрат робочого часу через перебування обладнання у невстановленому стані, у консервації та резерві і планові зупинки.

Такий підхід дозволив аналізувати ефективність формування та використання виробничих потужностей нафтогазовидобувними підприємствами, порівнюючи проектні, нормативні, фактичні та планові показники.

3. Економічною теорією зростання пояснено появу надлишкових потужностей при умові нижчого обсягу видобутку продукції від рівня, при якому середні питомі витрати мінімальні або при недосягненні коефіцієнтом використання виробничих потужностей нормативного значення. Результатом існування надлишкових потужностей є втрачений дохід, що виступає резервом зростання прибутку, а його залучення є метою регулювання використання та формування виробничих потужностей підприємства. Згідно основних прикладних положень теорії виробництва і витрат встановлено, що виробництво регламентується технологією, яка характеризується певною комбінацією факторів, а функція виробництва описує множину технічно ефективних способів виробництва, коли витрачається менше кількість принаймні одного виду ресурсів. Економічно ефективний спосіб виробництва слід обирати з технічно ефективних, що забезпечить виробництво з мінімальними витратами, чи максимальний обсяг видобутку продукції при сталості витрат. При прийнятті управлінських рішень щодо регулювання використання виробничих потужностей слід враховувати релевантні витрати – змінні внаслідок прийняття рішень, нерелевантні та незворотні, які здійснено раніше і їх неможливо відшкодувати.

4. При дослідженні теоретичних положень, з'ясовано, що ефективність функціонування нафтогазовидобувних підприємств виражається досягненням максимального сукупного прибутку у довготерміновому періоді, що у короткотерміновому періоді проектується у вигляді ефективності створення умов для його досягнення. Завдяки цьому, використання принципів побудови зведеної системи показників при розробці комплексної системи критеріїв для управління використанням виробничих потужностей дозволить визначити ефективність господарювання підприємств за частковими етапами виробничого процесу та «центрами відповідальності». Аналіз теоретичних підходів визначення ефективності функціонування встановив обмеженість використання системи

граничних показників для оцінки доцільності регулювання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств через специфічні особливості виробництва. Для цього слід використовувати середні питомі витрати на одиницю продукції, що також дозволяє мінімізувати незворотні витрати, оскільки максимум середнього і сукупного прибутку не співпадають, а найвище значення сукупного прибутку досягається при рівності ціни середнім питомим витратам. Нарощування обсягу видобутку нафти і газу доцільне при недосягненні середніми питомими витратами ціни ресурсів, що дозволяє відшкодувати кошти, інвестовані у розробку родовищ.

5. В результаті аналізу еволюції положень економічної теорії і практики, які характеризують ефективність використання і залучення факторів виробництва, встановлено доцільність використання збалансованих систем, що дозволять ефективно оцінити не тільки результати діяльності суб'єктів господарювання, але і повноту реалізації обраної стратегії. В результаті аналізу еволюції положень теорії систем з'ясовано, що ефективність функціонування підприємства відображається його продуктивністю, а управління підприємством полягає в організації раціонального і ефективного регулювання задля досягнення максимальної продуктивності, з виділенням у виробничому процесі окремих складових та забезпечуючи адаптацію до умов зовнішнього середовища. Процес адаптації прискорюється при певному рівні централізації, що сприяє захищеності виробничої системи і розвитку ініціативи окремих ланок. Відомі методи і моделі оцінки ефективності функціонування підприємств не забезпечують проведення адекватного оперативного аналізу і контролю за виробничою системою, оскільки розглядають не всі аспекти ефективності, які необхідно вимірювати і контролювати. Тому комбінована система показників ефективності функціонування повинна формуватися за моделлю призми ефективності, що дозволяє поєднати фінансові, техніко-технологічні, соціально-економічні показники і забезпечити їх порівнюваність за всіма функціональними підрозділами, відображаючи їх внесок у створення передумов для стабільного економічного розвитку підприємства. Комплексна системи показників оперативно

характеризує ефективність управління нафтогазовидобувним підприємством та ефективність використання факторів виробництва.

6. Досягнення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств можна забезпечити тільки при умові задоволення інтересів усіх зацікавлених сторін – інших економічних суб'єктів, які формують умови зовнішнього і внутрішнього середовища. Запропонована модель функціонування нафтогазовидобувних підприємств дозволяє дослідити функціональні взаємодії та взаємовпливи між ними та іншими підприємствами загальнодержавними та місцевими органами влади, інституційними структурами вертикально-інтегрованих компаній. В ринкових умовах найбільшими резервами розвитку нафтогазовидобувних підприємств є пристосування впливів зовнішнього і внутрішнього середовища. Процес адаптації прискорюється при певному рівні централізації, що сприяє захищеності системи і розвитку ініціативи окремих ланок, тому запропоновано принципи вертикальної інтеграції у моделі функціонування нафтогазовидобувних підприємств, здійснено розмежування функцій між підприємствами та материнськими компаніями, що дозволяє отримувати вигоди від зменшення витрат на виконання певних функцій та збільшити конкурентоспроможність.

Результати проведеного дослідження у першому розділі опубліковано у статтях 129, 133, 136, 138.

## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІЗ РЕСУРСНОЇ БАЗИ ФОРМУВАННЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ ВИРОБНИЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ У ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ

#### 2.1. Характеристика природно-сировинної бази як чинника формування виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств

Україна належить сьогодні до енергодефіцитних країн. Видобуваючи протягом останніх років близько 4 млн. т нафти і 18 млрд. м<sup>3</sup> газу, потреби споживання у нафті задовольняються за різними оцінками до 10 %, а у природному газі – до 25 %. Проте, обсяг споживання газу перевищує споживання голубого палива Францією, Італією чи Японією. Частка газу в балансі споживання енергоресурсів народним господарством становить 45 %, нафти 17 % в одиницях умовного палива. Щорічна потреба України становить близько 30 млн.т нафтопродуктів [181,182]. Враховуючи необхідність забезпечення енергетичної безпеки держави та динаміку світових цін на енергоресурси, особливої актуальності набуває питання нарощування видобутку нафти і газу за рахунок розробки і дорозробки українських родовищ у найближчій перспективі, що пов'язане із необхідністю пошуку резервів формування виробничих потужностей та підвищення ефективності їх використання. Ефективність функціонування нафтогазовидобувних підприємств передбачає їх поступовий розвиток, який обумовлюється приростом нових потужностей, оптимальним розміщенням, вдосконаленням виробничих процесів за рахунок впровадження досягнень науки, розвитку техніки і технологій.

Формування виробничих потужностей у видобутку нафти і газу та їх розміщення визначається наявністю розвіданих запасів вуглеводнів нових родовищ та покладів. Резерви покращення використання виробничих потужностей використовуються шляхом оптимізації впливу природних умов режимів розробки окремих покладів та їх фізико-геологічних характеристик, які унеможливають видобуток частини корисних копалин. Саме підвищення коефіцієнта



нафтовилучення характеризує техніко-технологічну ефективність нафтогазовидобутку, що можливе при нарощуванні та оптимізації використання виробничих потужностей.

Сьогодні в Україні родовища вуглеводнів зосереджені у трьох нафтогазоносних регіонах: Західному, Східному та Південному. Кожен з них специфічний за будовою, умовами поширення і характеристикою вуглеводнів, але спільними для всіх регіонів є вигідне економіко-географічне положення, розвинена сітка шосейних доріг та залізниць, близькість до великих промислових центрів і забезпеченість висококваліфікованими кадрами. В межах країни існує розгалужена система газо-, нафто- і конденсатопроводів, що сполучає родовища з промисловими та побутовими споживачами, а також Україну із державами Європи та найбільшими західносибірськими родовищами.

Західний нафтогазоносний регіон охоплює Закарпаття, Східні Карпати, Передкарпаття і Волино-Поділля, а в адміністративному відношенні – Закарпатську, Львівську, Івано-Франківську, Чернівецьку, Волинську, Тернопільську та Рівненську області.

Розвиток нафтових промислів у регіоні пожвавився після другої світової війни, коли збільшилися обсяги глибокого буріння і було відкрито 10 нафтових і 14 газових родовищ: Долинське (1950 р.), Битків-Бабчинське (1951), Північно-Долинське (1957), Спаське (1960), Струтинське (1961), Гвіздецьке, Пнівське (1963) та інші. Виявлені за цей період видобувні запаси перевищують запаси ранніх відкриттів більш, ніж в 5 разів [24]. Саме в цей період було досягнуто максимального видобутку в регіоні: нафти – 2,86 млн. т у 1967 р. та газу – 10,1-12,7 млрд. м<sup>3</sup> в 1966 – 1973 рр..

У 70-80 роках за допомогою відновленого структурно-пошукового буріння нафта і газ виявлені на великих глибинах: 1970 рік – Пасічнянське родовище (глибина залягання покладів 3500 м), 1975 рік – Заводівське (4800 м), 1976 рік – Семигинівське (4335 м) і Новосхідницьке (4250 м), 1979 рік – Рудавецьке (4600 м), 1980 рік – Південно-Монастирецьке (4800 м) і Чечвинське (3200 м), 1981 рік – Рожнятівське (4600 м), 1983 рік – Янківське (5290 м) і 1984 рік – Лопушнянське

(4500 м). У 70-х – 80-х роках почали експлуатуватися два нових середніх газових родовища: Залужанське та Летнянське і 36 малих. У 90-х роках були виявлені лише малі родовища. Необхідність вивчення більш глибоких горизонтів зі складнішими умовами спорудження свердловин призвела до скорочення обсягів пошуково-розвідувального буріння з 225,7 тис. м у 1967 році до 80,7 тис. м у 1990 році.

Усього в регіоні відкрито 91 родовище. З них 6 відносять до великих, 8 – до середніх і 77 – до дрібних. Найбільше родовищ відкрито у Більче-Волицькому (44) та Бориславсько-Покутському (39) нафтогазоносних районах. Чотири газові родовища розвідано у Закарпатській області, два нафтових родовища відкрито у Карпатській зоні і два газових родовища знайдено у Волино-Подільській. Газовими є 44 родовища, нафтовими – 31, газоконденсатними і нафтогазоконденсатними по 6, нафтогазовими – 4 родовища. Поклади залягають на глибинах від 3500 до 5500 м [24].

Зниження рівня видобутку нафти і газу викликане геологічними та технічними причинами. Основною геологічною причиною є відсутність достатньої кількості структур, підготовлених до пошукового буріння, що унеможливорює відкриття нових родовищ на значних глибинах від 5000 до 6500 м. Вивченість перспективних земель заходу України глибоким бурінням становить 93,6 м/км<sup>2</sup> та 29 м/км<sup>2</sup> на одну розвідувальну та пошукову свердловину, але значно розрізняється за тектонічними елементами. У Бориславсько-покутській зоні вона становить 1120,8 м/км<sup>2</sup> та 2,9 м/км<sup>2</sup>, Більче-Волицькій – 102,3 м/км<sup>2</sup> та 19,9 м/км<sup>2</sup>, Закарпатському прогині – 37,4 м/км<sup>2</sup> та 71,2 м/км<sup>2</sup>, Складчастих Карпатах – 19,8 м/км<sup>2</sup> та 160,0 м/км<sup>2</sup> на платформі – 8,6 м/км<sup>2</sup> та 299,0 м/км<sup>2</sup> відповідно. Можливість відкриття значних родовищ нафти і газу підтверджується відкриттям Лопушнянського родовища, де з глибини 4180-4464 м одержано приплив нафти 340 м<sup>3</sup>/добу з відкладів мезозою і за попередніми даними геофізичних досліджень виявлено структури, на яких прогнозується відкриття на глибинах 5500 – 6000 м середніх і великих родовищ. Промислові припливи нафти отримано на родовищах Бориславсько-Покутської зони з глибин 4945-4962 м (Південно-Монастирецьке

родовище), 4365-5050 м (Новосхідницьке), 5704-5796 м (Соколовецьке), 4390-5050 м (Заводівське), 4497-4790 м (Мельничинське), 4677-4712 м (Південно-Стинавське), 5183-5292 м (Янківське), 4080-4386 м (Південно-Гвіздецьке) [24]. Освоєння цих глибин не проводиться у повному обсязі оскільки недостатньо оснащені бурові підрозділи і проведення робіт потребує значних капіталовкладень.

Другий і третій яруси структур Бориславсько-Покутської зони розвідані недостатньо, особливо продуктивні горизонти на значних глибинах. Про перспективність цих відкладів свідчать дані випробування свердловини №452 на Пасічнянській площі, в якій з інтервалу 3836-4519 м одержано приплив нафти з дебітом 120 т/добу і газу з 40 тис. м<sup>3</sup>/добу. На Східницькій площі, що у Львівській області, в свердловині № 3 в результаті випробування інтервалу 4205-4276 м одержано приплив нафти з дебітом 250 т/добу. Дані про випробування свердловини № 419-Новоселиця також вказують на перспективу палеогенових відкладів у Волинському районі. Більче-Волицька зона розвідана також нерівномірно: недостатньо розвідана південно-західна частина через значні глибини залягання (4500-6500 м). Однак отримані дебіти на Лопушнянському родовищі свідчать про значні перспективи розробки цієї зони, яка простягається від державного кордону з Румунією до державного кордону з Польщею.

Про перспективи Прикарпаття щодо нафтогазоносності можна стверджувати на підставі розвіданих, перспективних та прогнозних запасів нафти категорій А, В, С1, які у сумі становлять 54 млн. т, підраховані попередньо запаси категорії С2 – 17 млн. т, перспективні запаси нафти категорії С3 – 99 млн. т. Розвідані запаси природного газу категорій А, В, С1 становлять 94 млрд. м<sup>3</sup>, попередньо підраховані запаси газу категорії С2 – 22 млрд. м<sup>3</sup>, перспективні категорії С3 – 29 млрд. м<sup>3</sup> (див. додаток А).

В межах Західного регіону виявлено цілий ряд перспективних структур загальною площею біля 500 км<sup>2</sup> з глибиною залягання 5000-7000 м. Прогнозні і перспективні ресурси вуглеводнів на цих площах оцінюються щонайменше в 3000 млн. т умовного палива. Прогнозні запаси нафти і газу категорій Д1 і Д2 в сумі

Західноукраїнського нафтогазоносного регіону складають більше 600 млн. т умовних одиниць, з яких 346 млн. т зосереджені в Передкарпатському прогині. Основна кількість прогнозних ресурсів нафти і газу пов'язана з глибинними структурами Бориславсько-Покутської та Більче-Волицької зон, які залягають на глибині 5000-6500 м. Отримані промислові припливи газу з дебітом 14 тис. м<sup>3</sup> на Гринявській площі значно розширюють перспективи відкриття нових газових родовищ у Верховинському і Путильському районах.

Складні гірничо-геологічні умови будови нафтових покладів, низькі фільтраційно-ємнісні властивості колекторів та несприятливі характеристики пластових флюїдів зумовлюють малоефективну розробку на природних режимах. Максимально можливі відбори нафти з родовищ регіону коливаються в межах 0,7 – 3,5 % (переважно 1,5 – 2,5%) [24].

На сьогодні видобуток нафти у регіоні здійснюється з 34 родовищ, при цьому основна його частина формується на 7 родовищах, в яких зосереджено понад 80% початкових видобувних запасів Передкарпаття ( див. додаток А ). Більшість з них вступили в завершальну стадію розробки, яка характеризується високим виробленням видобувних запасів, значною обводненістю продукції та постійним зниженням видобутку нафти.

Аналізуючи показники розробки нафтових родовищ слід зазначити, що для Битківського, Пнівського, Довбушансько-Бистрицького, Бориславського, Новосхідницького, Північно-Долинського і Тянівського родовищ характерне перевищення фактичного обсягу видобутку нафти і попутного газу над їх нормативною і проектною потужністю в результаті зростання середньої продуктивності свердловин ( див. додатки Б, В; табл. Б.1 і табл. В.1 ). Така тенденція характеризується позитивним ефектом від підтримання пластового тиску шляхом газоводяної репресії, а також проведенням заходів з інтенсифікації видобутку. Важливою передумовою забезпечення зростання продуктивності свердловин є експлуатація родовищ згідно проекту з врахуванням і виконанням усіх видів робіт, що дозволяє досягнути максимізації сукупного видобутку нафти і газу впродовж всього часу експлуатації родовища.

Зменшення видобутку нафти через зростання обводненості продукції спостерігається на Гвіздецькому родовищі, що викликане перевищенням кількості нагнітальних свердловин на 6 свердловин в порівнянні із проектом розробки родовища. Черезмірне нагнітання води не завжди приводить до збільшення продуктивності, оскільки може викликати прорив підшовної води, утворення залишкових локальних невироблених залишків нафти у важкодоступних колекторах, які після зміщення нафтогазоводяного контакту не можна залучити у розробку.

Фактично досягнута потужність Луквинського, Пасічнянського, Південно-Гвіздецького, Коханівського родовищ значно нижча від проектної (див. дод. В табл. В.1.), що пояснюється меншою кількістю видобувних свердловин в порівнянні з проектною (див. додаток А). Зменшення видобутку нафти з Рудавецького і Мельничинського родовищ зумовлене нижчим газовим фактором у 2 і 3,5 рази від проектного рівня, тому для цих родовищ необхідне відновлення пластового тиску шляхом закачки газу або газоводяної суміші із використанням поверхнево-активних речовин. Зростання обводненості продукції зумовило зменшення видобутку нафти на 3,7 тис. т на Лопушнянському родовищі, на 500 тон і 30 т впав видобуток нафти із Східницького та Південно-Монастирецького родовищ відносно нормативної потужності. Через зростання обводненості продукції і зменшення газового фактора за рахунок недостатньо інтенсивного нагнітання води, у зв'язку із скороченням кількості нагнітальних свердловин, фактична потужність Долинського родовища на 2000 т нафти менша від нормативної. На 3,1 тис. т фактичний видобуток нафти з Микуличинського родовища менший від нормативного показника, хоча спостерігається зростання газового фактора та зменшення обводненості при проектній кількості свердловин. Така суперечлива ситуація може пояснюватися зменшенням продуктивного часу даючих нафту свердловин за рахунок проведення різних видів робіт у свердловинах, оскільки середній дебіт свердловин перевищує нормативний. Зменшення видобутку нафти при збільшенні середнього дебіту відносно проектного рівня спостерігається на Південно-Пнівському родовищі одночасно із

зростанням обводненості продукції, що може пояснюватися проведенням обробок привибійних зон свердловин ( див. додаток Б табл.Б.1).

Недосягнення нормативної потужності на Монастирчанському родовищі слід пояснювати використанням і формуванням фонду свердловин. Менша кількість відносно проектного рівня видобувних свердловин на 14 та нагнітальних на 2 свердловини зумовили втрату потужності Орів-Уличнянського родовища на 11,6 тис. т відносно проектного показника, яку можна компенсувати шляхом згущення сітки видобувних свердловин або забурювання горизонтально скерованих для повнішого розкриття продуктивного пласта.

Через виконання заходів щодо зменшення обводненості продукції свердловин не досягнуто проектного рівня видобутку нафти на Заводівському родовищі. Також не досягнуто нормативного видобутку нафти на Стрільбицькому і Верхньомасловецькому родовищах у зв'язку із експлуатацією на природних режимах, що характеризується зменшенням газового фактора і зростанням обводненості продукції. Перевищення видобутку нафти нормативної потужності на Новосхідницькому родовищі пов'язане із зростанням газового фактора та зменшенням обводненості продукції за рахунок проведення робіт з інтенсифікації видобутку. Нижчий рівень фактичної потужності у видобутку нафти від нормативної та проектної спостерігається на Старосамбірському родовищі, що обумовлено недостатнім обсягом заводнення з метою підтримання пластового тиску та компенсації відбору продукції, а також меншою кількістю на 5 видобувних свердловин відносно запроектованої і нормативної. Ці ж причини викликали зниження газового фактора на 47 м<sup>3</sup>/т. Більша фактична кількість на 1 видобувну свердловину в порівнянні з проектом розробки Північно-Долинського родовища та більший обсяг нагнітання води на 70,1 тис. м<sup>3</sup> зумовили перевищення фактичної потужності на 19,83 тис. т і на 13,93 тис. т над нормативною і проектною потужностями (див. додаток Б табл. Б.1, додаток В табл. В.1).

Фактична потужність Струтинського родовища на 3,9 та 4,1 тис. т нижча відповідно за проектну та нормативну, що пов'язане із меншою кількістю видобувних свердловин на 3 свердловини відносно проекту розробки та

невиконанням нормативного і планового показників нагнітання води в продуктивні пласти, що зумовило при зростанні обводненості продукції зменшення газового фактора. Невиконання нормативної і проектної потужності на Спаському родовищі викликане меншою кількістю видобувних свердловин на одну від нормативної і проектної. Експлуатація Рівненського родовища на природному режимі розчиненого газу та зменшення продуктивного часу роботи свердловин через зміною свердловинами фонду чи виконання ремонтних та інших видів робіт у свердловинах зумовили невиконання нормативної і проектної потужності. Фактична потужність у видобутку нафти Вигода-Витвицького родовища перевищує нормативну за рахунок зростання середнього дебіту свердловин, а проектного рівня не досягнуто через перевищення обводненості продукції більш ніж у 2 рази відносно проектного рівня. Перевищення фактичної потужності Танявського родовища нормативного та проектного показників розробки обумовлене застосуванням системи заходів з інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

Оскільки Рожнятівське і Чечвинське родовища розробляються на природних режимах, то використання методів інтенсифікації видобутку зумовлює зростання продуктивності свердловин і може викликати перевищення нормативного рівня обводненості продукції, чим і пояснюється невиконання нормативної потужності при перевищенні фактичною потужністю проектної (див. додаток В табл.В.1). Фактичний обсяг видобутку нафти із Підлісівського родовища перевищує проектний за рахунок проведення заходів щодо інтенсифікації припливу нафти до свердловини та застосування зв'язуючих воду речовин, яке дозволило суттєво зменшити обводненість продукції шляхом блокування пластових вод.

Перевищення фактичної потужності над проектною і нормативною у видобутку газу характерне для Битківського, Пнівського, Довбушансько-Бистрицького, Луквинського, Лопушнянського, Микуличинського, Бориславського, Північно-Долинського, Ріпнянського, Танявського і Рожнятівського родовищ. Така ситуація пов'язана із високим рівнем видобутку

нафти і зростанням газового фактора відносно нормативних та проектних показників. На Гвіздецькому, Східницькому, Стрільбицькому, Південно-Пнівському родовищах фактична потужність у видобутку попутного газу досягнула проектного та нормативного рівнів, що пояснюється позитивними характеристиками витіснення розчиненого газу за допомогою нагнітання води і проведення робіт з інтенсифікації видобутку. Фактичний видобуток попутного газу відповідає нормативному, але не досягнув проектного рівня на Коханівському, Орів-Уличнянському, Пасічнянському, Верхньомасловецькому і Вигода-Витвицькому родовищах, що зумовлено причинами виконання нормативної і невиконання проектної потужностей у видобутку нафти. На Долинському, Спаському, Чечвинському і Підлісівському родовищах спостерігається перевиконання проектної потужності у видобутку попутного газу та недосягнення нормативної через нижчий фактичний видобуток нафти від нормативного показника (див. додаток Б табл.Б.1). Не досягнуто нормативної потужності у видобутку попутного газу на Монастирчанському та Новосхідницькому родовищах, які розробляються без проекту, що пояснюється нижчим газовим фактором та суттєво меншим обсягом видобутку нафти від нормативного рівня. Фактична потужність з видобутку попутного газу нижча від проектної та нормативної на Рудавецькому, Південно-Гвіздецькому, Заводівському, Мельничинському, Старосамбірському і Струтинському родовищах, що пов'язане із невиконанням нормативного і проектного показників видобутку нафти із покладів цих родовищ.

Аналізуючи повноту виконання показників потужності у видобутку природного газу, варто відзначити перевищення обсягу видобутку природного газу нормативного і проектного рівня на Пасічнянському та Космацькому родовищах за рахунок покращення використання фонду свердловин (див. додаток Б табл. Б.2). Одночасно спостерігається у 20 разів менший фактичний і нормативний обсяги видобутку від проектного на Південно-Гвіздецькому родовищі, що пояснюється поганими фільтраційними характеристиками і різними порушеннями порід-колекторів (див. додаток А). Фактична потужність з



видобутку природного газу Росільнянського та Монастирчанського родовищ нижча від проектної і нормативної у зв'язку із зменшенням продуктивності свердловин, що викликане потребою у проведенні робіт з інтенсифікації видобутку та меншою від проектної кількістю видобувних свердловин (див. додаток Б табл. Б.2).

Фактична потужність газоконденсатних родовищ із видобутку конденсату значно нижча від нормативної і проектної, що викликане зменшенням газоконденсатного фактору відносно проектного і нормативного рівня на Пасічнянському родовищі удвічі, зменшенням видобутку природного газу на Південно-Гвіздецькому і Монастирчанському родовищах.

Існують значні додаткові резерви збільшення видобутку природного газу і конденсату за рахунок збільшення фонду свердловин шляхом відновлення ліквідованих свердловин і розконсервації. Також важливе господарське значення матиме відновлення з консервації та введення у експлуатацію Іванківського, Славецького і інших родовищ (див. додаток Б табл. Б.2). Аналогічний резерв підвищення обсягу нафтовидобутку та нафтовилучення існує і у видобутку нафти, оскільки Блажівське, Південно-Стинавське, Соколовецьке, Стинавське, Семигинівське, Янківське, Рудавецьке і Страшевське нафтові родовища знаходилися у консервації, в очікуванні ліквідації або ліквідації. Характерною особливістю цих родовищ є важкодоступність запасів та їх невеликий обсяг, тому в умовах зростання світових цін на енергоресурси одним із резервів нарощування видобутку нафти є відновлення із консервації та ліквідації нагнітальних і видобувних свердловин, пошук і залучення у розробку важковидобувних запасів і малих родовищ.

Практика розробки свідчить про те, що експлуатація нафтових родовищ Карпатського регіону на природних режимах є малоефективною і нерациональною у зв'язку з низьким вилученням нафти (як правило, 0,08-0,12, рідше до 0,16). Тому основні родовища регіону розробляються із застосуванням технології витіснення нафти водою шляхом заводнення, що дозволяє збільшити кінцеве нафтовилучення до 0,26-0,46 [24].

Оскільки більшість родовищ регіону, які розробляються за допомогою заводнення (Долинське, Північно-Долинське, Битків-Бабчинське, Довбушанка-Бистриця, Гвіздецьке, Пнівське, Битківське, Луквинське, Росільнянське, Струтинське, Орів-Уличнянське, Старосамбірське), знаходяться на завершальній стадії експлуатації, виникає проблема їх дорозробки з метою додаткового видобутку нафти і газу. Продуктивними в Західному регіоні є палеоценові, еоценові та олігоценові відклади, які характеризуються низькими колекторськими властивостями, замкнутістю законтурної області, подрібненістю на окремі блоки, як гідродинамічно зв'язані між собою, так і ізольовані. Виключенням є кілька родовищ, в тому числі і Лопушнянське, в межах яких продуктивними є крейдяні, палеогенові та юрські відклади. Значна частина родовищ Передкарпаття відносяться до важковидобувних запасів нафти і розробка їх на природних режимах дозволяє досягнути нафтовилучення не більше 8-12 %. З метою підвищення коефіцієнта нафтовилучення та інтенсифікації видобутку більшість цих родовищ розробляється із підтриманням пластового тиску шляхом закачки води, що дозволяє досягнути коефіцієнта нафтовилучення 0,2-0,3, а в окремих випадках і більше 0,4, але нагнітання води не можна застосовувати в умовах обмеженості геологічних запасів та незначного приросту нафтовіддачі порівняно із газоводяною репресією.

Одним з основних напрямків підвищення нафтовилучення з багатопластових покладів Передкарпаття є застосування гідродинамічних технологій (нестационарне заводнення, зміна напрямків фільтраційних потоків), удосконалення систем розробки шляхом переведення свердловин на об'єкти, які залягають нижче, а також буріння нових свердловин в слабодренованих та неvirоблених зонах. Проте широке впровадження цих методів обмежується низькими техніко-економічними показниками і не може бути рекомендоване через несприятливі гірничо-геологічні умови.

Нові уявлення про типи колекторів з врахуванням одержаних додаткових даних по геологічній будові окремих родовищ вимагають проведення спеціальних робіт з переінтерпритації геолого-геофізичних матеріалів з метою виділення

додаткових об'єктів, перспективних стосовно нафтогазонасиченості. Так, за результатами переінтерпретації геолого-геофізичних матеріалів щодо верхньоменілітових відкладів Вільхівського родовища отримано промисловий приплив нафти в свердловині № 8 –Вільхівка. Негативно впливає на результати промислово-геофізичних досліджень свердловин забруднення привибійної зони свердловин, (кольматація) привибійної зони пласта в процесі його розкриття, що зумовлює віднесення продуктивних пластів до непродуктивних, які не підключаються в розробку. Введення цих горизонтів у розробку сьогодні є актуальним завданням, і цього можна досягнути застосуванням методів побудови простору при переінтерпретації даних геофізичних досліджень пробурених свердловин. Більшість нафтових родовищ Прикарпаття є багатопластовими, продуктивні пласти яких, переважно, представлені ущільненими заглинيزованими колекторами, що унеможлиблює ефективну обробку пласта та контроль процесу заводнення і витіснення флюїду і призводить до неповного підключення в розробку всіх нафтонасичених пропластків в продуктивному розрізі свердловини, зменшуючи поточні дебіти свердловин і коефіцієнти кінцевого нафтовилучення. Ефективним і єдиним методом є використання спектрометрії та нейтронного активаційного каротажу, що потребує розробки і використання гамма-спектрометра нейтронного активаційного каротажу.

З аналізу стану розробки покладів із застосуванням заводнення на основі залежностей сумарного водонафтового фактору від коефіцієнта використання залишкових запасів, темпу відбору нафти від нафтовіддачі, темпу відбору та обводнення продукції від ступеня вироблення видобувних запасів нафти встановлено, що найефективніше з підтриманням пластового тиску розробляються поклади з кращими колекторськими властивостями. Законтурні ділянки покладів майже на всіх родовищах характеризуються низькою активністю напору пластових вод і вплив їх короткочасний. Витіснення нафти до впровадження заводнення здійснюється за рахунок енергії розчиненого газу. Розрахунки і практика розробки показали, що на режимі розчиненого газу можна видобути 8-15 % початкових запасів нафти, а за рахунок пружних сил – 3,5-3,7 % (див. дод. А).

Так, при відносно невеликому водонафтовому факторі високі коефіцієнти використання залишкових запасів нафти і річні темпи відборів досягнуті по вигодсько-бистрицькому і манявському покладах Більче-Волицького родовища, еоценовому покладу Північно-Долинського родовища, нижньоменілітовому покладу Струтинського родовища, глибинній складці Битків-Бабчинського родовища, менілітовому покладі Луквинського, Монастирчанського та Пасічнрянського родовищ. Заводнення на цих покладах привело до зменшення темпів падіння видобутку і його стабілізації. Ефективному витісненню нафти із названих покладів сприяє більш високий коефіцієнт охоплення пластів закачкою води. Поточні показники розробки і коефіцієнт нафтовилучення дають основу прогнозувати, що при існуючому ступені обводненості продукції та розподілу її по окремих пластах можливе досягнення не тільки проектного нафтовилучення з покладів, але і його збільшення. Значні резерви підвищення нафтовилучення за допомогою заводнення реалізовано на вигодсько-бистрицькому покладі Долинського родовища, на якому досягнуто коефіцієнта нафтовилучення 0,48-0,50 при проектному – 0,45; на манявському покладі Долинського та еоценовому Північно-Долинського родовищ очікуваний кінцевий коефіцієнт нафтовилучення може досягнути 0,35 – 0,40 при проектній величині 0,29-0,312 (див. додат. А). На Бориславському родовищі по береговій скибі досягнуто коефіцієнта нафтовилучення 0,55 при проектному 0,42, по глибинній складці цього ж родовища при проектному 0,38 досягнуто рівня 0,42, на Іваниківському родовищі, яке перебуває сьогодні у консервації, досягнуто рівня коефіцієнта нафтоконденсатовилучення 0,6 при проектному 0,39, на Східницькому родовищі досягнуто коефіцієнта нафтовилучення 0,74 при проектному 0,42. Можливе збільшення коефіцієнта нафтовилучення з менілітового покладу Струтинського родовища до 0,3 при проектній величині 0,202, Янківського родовища до 0,4 при проектному 0,27 і відновлення його із консервації, на Мельничинському і Південно-Стинавському до 0,35 і 0,39 відповідно, існують значні резерви підвищення коефіцієнта нафтовилучення з Соколовецького, Блажівського і Заводівського родовищ. У значно гіршому становищі знаходяться менілітові

поклади Долинського, Північно-Долинського, Пнівського, Гвіздецького, Бориславського, Новосхідницького, Орів-Уличнянського, Соколовецького та Спаського і еоценові Луквинського родовищ. Низькі поточні коефіцієнти нафтовилучення і висока обводненість продукції з них обумовлена низьким коефіцієнтом охоплення заводненням продуктивних пластів цих покладів за об'ємом. Залишається також низьким коефіцієнт охоплення пластів заводненням за товщиною. Так, на вище названих родовищах він знаходиться в межах 0,12-0,18, та для еоценового покладу Північно-Долинського родовища він становить 0,25-0,32, а для вигода-бистрицького покладу Долинського родовища 0,65, на нижньоменілітових відкладах Струтинського родовища досягнуто рівня 0,6-0,65.

Для досягнення проектної величини нафтовилучення з покладів, які розробляються з використанням заводнення необхідно збільшити коефіцієнт охоплення продуктивного розрізу заводненням і провести роботи з інтенсифікації вироблення низькопроникних колекторів у видобувних свердловинах. Позитивного ефекту можна досягнути роз'єднавши експлуатаційні об'єкти, припинивши нагнітання води на високообводнених ділянках, згущуючи сітку видобувних свердловин, циклічною закачкою води, змінивши напрями фільтраційних потоків в пласті, переведенням високо обводнених свердловин на періодичну експлуатацію, використання зупинених свердловин для відбору нафти і застосуванням інших заходів.

Широке промислове використання гідродинамічних методів для умов нафтових родовищ Прикарпаття позитивно впливає на збільшення коефіцієнта нафтовилучення з низькопроникних неоднорідних пластів. Проте, існують резерви його підвищення за рахунок згущення сітки видобувних свердловин, яке використовується на покладах, що розробляються з підтриманням пластового тиску закачкою води.

Вигодо-Витвицьке, Танявське, Лоп'янецьке, Чечвинське, Рожнятівське, Підлісівське та Ріпнянське, Рудавецьке, Південно-Пнівське, Південно-Гвіздецьке, Пасічнянське, Блажівське, Південно-Стинавське, Мельничинське, Стинавське і Янківське родовища розробляються на природному режимі. Викликано це тим, що

вони мають обмежені запаси нафти і газу і застосування заводнення на них призводить до значного погіршення техніко-економічних показників.

Дослідження технологічних показників розробки нафтових родовищ показало, що буріння додаткових свердловин на Долинському, Північно-Долинському і Спаському родовищах у зонах, які не були в активній розробці запасів, дозволяє значно підвищити видобуток нафти, що покращує, в кінцевому результаті, коефіцієнт нафтовилучення. Буріння додаткових свердловин на вигодсько-бистрицькому покладі Долинського родовища зумовило збільшення коефіцієнта нафтовилучення з покладу на 7,5-10,8 %. Оскільки вигодсько-бистрицький поклад має широке поширення в межах площі і високі колекторські властивості, згущення сітки свердловин особливо необхідне для менілітових покладів, які характеризуються зональним поширенням продуктивних пластів. Аналіз запасів нафти в таких колекторах передбачає зберігання в них 10-30 % обсягів балансових запасів нафти.

Не меншої ефективності в умовах розробки багатопластового покладу із застосуванням заводнення можна досягнути розукрупненням великих експлуатаційних об'єктів на більш малі, особливо на пізній стадії експлуатації. На початковій стадії об'єднання кількох експлуатаційних об'єктів в один забезпечує більші припливи нафти. Проте, аналізуючи результати розробки родовищ слід зазначити, що вищий коефіцієнт нафтовилучення забезпечується саме за рахунок окремої розробки кожного продуктивного прошарку. При вивченні розробки ямненського і менілітового покладів Долинського родовища встановлено, що невелика товщина ямненських відкладів і часткове розкриття у видобувних свердловинах манявського покладу не дозволили виділити їх в окремий експлуатаційний об'єкт розробки. Вивчення вироблення його запасів разом із манявським покладом виявило наявність невироблених пластів у всій товщині родовища. Буріння спеціальних свердловин, в яких отримано середньодобовий дебіт 15-28 т/добу при незначному обводненні, підтвердило перспективність їх розробки. Окрема експлуатація продуктивних пластів менілітового покладу довела вищу продуктивність окремих об'єктів в порівнянні із розкриттям площі

всього розрізу. Із всього розрізу свердловини № 28 за 38 років видобуток нафти склав 120 тис. т, а із свердловини № 249 одержано цю ж кількість нафти з частини розрізу за 20 років, при умові відстані між свердловинами 140 метрів. Аналогічні результати отримано і на інших свердловинах.

Досвід розробки багатопластових родовищ Західного регіону свідчить про доцільність роздільної і поетапної розробки невеликих об'єктів із проведенням в них методів інтенсифікації видобутку нафти, що може збільшити кінцеву нафтовіддачу на 5-7 %. Аналіз даних промислової розробки дозволяє виокремити в палеоцен-неоценових відкладах ямненський, манявський, вигодський та бистрицький експлуатаційні об'єкти. В менілітових відкладах слід виділяти нижню частину нижньоменілітових відкладів, їх верхню частину, середньо- і верхньоменілітові відклади. Особливої уваги заслуговує врахування максимально можливого вилучення нафти і газу із нижніх об'єктів розробки при переході на верхні об'єкти розробки на родовищах на пізній стадії експлуатації.

Експлуатація багатопластових нафтових покладів з неоднорідними колекторами при безперервному заводненні, особливо на пізніх стадіях експлуатації, значно ускладнює вироблення низькопродуктивної частини розрізу. Ізоляція сильно обводнених пластів у цьому випадку рідко дає позитивний ефект, оскільки вода, рухаючись обводненим пластом, сприяє створенню низькотемпературної зони. Зменшити фільтраційні опори в низькопроникних пластах можна тільки відновленням пластової температури при припиненні закачки води у високо проникні горизонти. Ефективність такого процесу доведена обмеженням в промислових умовах нагнітання води у північно-західну ділянку еоценового покладу Північно-Долинського родовища і припиненням заводнення в другій ділянці вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища. Протягом 4-5 років спостерігалось збереження стабільної величини пластового тиску, зменшення відбору рідини за рахунок води, зниження обводнення свердловин і стабілізація видобутку нафти. Продовження розробки без застосування обмеження нагнітання води за прогнозами при стабільному відборі рідини передбачає значно менший видобуток нафти. Фактично його рівень для Північно-Долинського

родовища вищий на 44,9-52,1 тис. т за 4 роки, а для Долинського – на 27-34 тис. т за 5 років, тобто на 25,6 і 36,7 % від загального видобутку нафти з окремих ділянок покладів. Отримані результати вказують на необхідність обмеження закачки води і на інших ділянках покладів, де досягнуто високого обводнення продукції при значних залишкових балансових запасах нафти. Актуальним такий захід буде для вигодсько-бистрицького і манявського покладів Долинського родовища, для менілітових покладів Попельського і Нижньопопельського блоків Бориславського нафтогазоконденсаного родовища, для вигодської складки Старосамбірського родовища. Часткове обмеження нагнітання води на ділянках менілітового покладу Долинського родовища та продуктивних пластах Заводівського, де високопроникні пласти характеризуються високим обводненням, також дасть значний позитивний ефект.

Промислова практика показала, що повністю обводненими можуть бути тільки високопроникні пласти, а низькопроникні ще протягом багатьох років після прориву води у високопроникних можуть залишатися нафтонасиченими і мати значні потенційні можливості для збільшення видобутку нафти. Обводнення низькопроникних пластів відбувається, здебільшого, за рахунок тривалого контакту нафтонасиченого пласта з обводненим, капілярного просування і блокування, що зумовлює дострокове вилучення нафтонасичених пластів з розробки. Так, за результатами випробувань свердловини № 250 менілітового покладу Долинського родовища розкритий розріз виявився водонасиченим. Отриманий приплив нафти був незначним при високій обводненості продукції, а проведення обробки привибійної зони з використанням міцелярних розчинів дозволило збільшити видобуток нафти до 10,3 т/добу при зменшенні обводненості до 35-40 %. Отже, методи дослідження нафтонасиченості пластів при заводненні не дають адекватних результатів, тому існує резерв підвищення нафтовіддачі пластів за рахунок перегляду фонду свердловин, які знаходяться в консервації або ліквідації через водонасичення продуктивного розрізу з метою виявлення об'єктів для селективної експлуатації чи зменшення припливу пластових вод з високопроникних пластів.



Нафти родовищ характеризуються високою газонасиченістю (0,49-0,86), невеликою в'язкістю і значним вмістом асфальтосмолопарафіністих речовин 14-25 %. Початкова пластова температура в покладах змінюється від 50 до 122 °С (див. додаток Б). Це зумовлює зниження фільтраційних можливостей та необхідність проведення у свердловинах заходів, які супроводжуються підвищенням температури на вибої свердловин та очищенням підземного обладнання від парафіністо-смолистих речовин, що позитивно впливає на видобуток вуглеводнів та коефіцієнт нафтовилучення. Велика кількість розчиненого в нафті газу значно погіршує роботу свердловинних штангових насосів, коефіцієнти їх наповнення, що зумовлює значні втрати у видобутку нафти при переході на механізований спосіб експлуатації. А застосування газліфтного способу експлуатації свердловин, який виявив високу ефективність на Гвіздецькому родовищі, обмежується відсутністю газу для газліфта.

Багатопластовість, високий ступінь неоднорідності продуктивних горизонтів, недосконалість методів розкриття нафтогазоносних пластів і освоєння свердловин зумовлюють зниження потенційних можливостей розкритого розрізу. В результаті дебіти нафти значно нижчі можливих, а нерівномірність вироблених запасів по площі і розрізу суттєво знижує кінцеве нафтовилучення. Інтенсифікація видобутку нафти в таких умовах досягається виконанням гідророзривів пласта, комбінованих обробок, нагнітанням розчинників та іншими в залежності від складу порід, властивостей колекторів та флюїдів. Усі методи сприяють створенню нових або очищенню і розширенню старих фільтраційних каналів у привибійній зоні, що сприяє збільшенню видобутку нафти із свердловин. Проте, ефективній обробці піддаються пласти з пористістю 8-10 %, а довгострокова експлуатація свердловин після інтенсифікації видобутку зумовлює зменшення видобутку нафти, що пов'язують із відкладенням солей у створених фільтраційних каналах і зменшенням швидкості припливу нафти до вибою свердловин. Процес цей постійний і залежить від величини обводненості продукції.

Для зменшення темпів падіння нафтовидобутку та його стабілізації на родовищах Західного нафтогазоносного регіону у великих масштабах проводяться

різноманітні методи інтенсифікації. Так, за період 1986-1996 рр. у видобувних свердловинах було здійснено 1391 операцію, успішність яких становила 80,6%. Додатково видобуто близько 0,5 млн. т нафти, що в середньому становить 352 т на одну операцію [24]. Проте, на родовищах нафтогазопромислового регіону збільшення кількості повторних обробок не приводить до збільшення охоплення розрізу, повторні обробки ефективні тільки у тих пластах, в яких під час першої стадії розширено зону фільтрації. Ефективність повторного процесу досягається тільки при зміні технології його проведення, наприклад, за рахунок селективної обробки. Отже, на родовищах, де на кожній свердловині проводились 4-6 обробок привибійної зони, необхідно особливу увагу зосередити на підключенні в розробку нових пластів, які не піддавалися інтенсифікації припливу з них рідини при попередніх обробках.

Для зниження темпів падіння видобутку нафти актуальним є створення додаткових джерел заводнення за рахунок переведення у нагнітальні високо обводнених видобувних свердловин, а нагнітальних – на відбір рідини, буріння розгалужено-направлених свердловин з метою збільшення фільтраційної зони свердловини та більш повного розкриття продуктивних пластів, застосування теплових та фізико-хімічних методів інтенсифікації видобутку, підтримання пластового тиску газоводяною репресією на пласт. Можливість застосування цих методів на родовищах Західного нафтогазовидобувного регіону має значні перспективи щодо підвищення нафтовилучення з покладів, які знаходяться саме на пізній стадії експлуатації.

Незважаючи на застосування заводнення та різноманітних методів інтенсифікації видобутку, темпи розробки родовищ Карпатського регіону і ступінь вилучення нафти з покладів залишаються низькими. Так, станом на 01 січня 2001 р. початкові видобувні запаси регіону реалізовано на 64,2%, а поточний коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 0,171 (при проектному 0,231-0,252). Тому впровадження геолого-технологічних проектів, спрямованих на більш ефективне вилучення нафти з покладів, є істотним резервом нарощування нафтовидобутку в регіоні.

Широке впровадження методів інтенсифікації видобутку планується і в майбутньому. Так, робочою програмою з підвищення нафтовіддачі пластів на родовищах ВАТ “Укрнафта” у Карпатському регіоні впродовж 2001-2010 рр. передбачено провести 931 свердловино-операцію, в результаті яких очікується додатковий видобуток нафти в розмірі 127 тис. т. Потрібно зазначити, що собівартість видобутої нафти за рахунок застосування методів інтенсифікації, як правило, є висока. Кожен з них потребує значних фінансових ресурсів для буріння свердловин, реконструкцію та заміну устаткування, придбання реагентів, проведення науково-дослідних робіт та інше. Крім того, ефективність застосування цих методів значною мірою залежить від світових цін на нафту. У той же час ефект від їх дії починається одразу після їх впровадження і продовжується протягом тривалого періоду, тоді як вкладення коштів у геологорозвідувальні роботи дає віддачу лише через 10-20 років після відкриття родовища.

Значну роль у збільшенні видобутку повинно відіграти нарощування сировинної бази новими розвіданими запасами та більш повне вилучення вуглеводневої сировини з покладів, які вже перебувають у промисловій розробці шляхом використання прогресивних технологій. Сьогодні в Україні не забезпечується відтворення ресурсної бази нафтогазовидобутку, що пояснюється відсутністю достатніх коштів на проведення геологорозвідувальних робіт, низькою ефективністю їх організації та недосконалістю системи фінансування. Сучасний стан фінансування нафтогазовидобувних підприємств не дозволяє проводити інвестиції у відкриття значних родовищ у Західному регіоні, тому найбільшим реальним шляхом збільшення обсягів вітчизняного нафтогазовидобутку видається більш повне використання вже розвіданих запасів. Це дозволить підняти поточний рівень видобутку в старих нафтових районах, на підготованих та облаштованих площах із висококваліфікованим персоналом. Слід зазначити, що підвищення нафтовилучення з старих родовищ лише на 1 % рівноцінне відкриттю нового родовища з видобувними запасами понад 10 млн. т нафти.

Зрозуміло, що виконання поставлених цілей із стабілізації і нарощування видобутку можливе лише за умови забезпечення достатнього рівня фінансування. В умовах відсутності бюджетних коштів та ресурсів вітчизняних нафтогазовидобувних підприємств велику увагу слід приділяти можливості залучення альтернативних інвестиційних ресурсів, як вітчизняних, так й іноземних, і найголовніше – їх ефективному використанню. В першу чергу інвестицій потребують проекти з пошуку, розвідки нових та дорозробки вже розвіданих родовищ нафти і газу. Тільки за умови їх фінансування можна очікувати стабілізації та зростання видобутку нафти і газу.

Таким чином, найбільші за видобувними запасами нафти родовища Карпатського регіону знаходяться на завершальних стадіях розробки і характеризуються значним виробленням видобувних запасів, постійним падінням видобутку вуглеводнів, низькими дебітами та високою обводненістю продукції. Проте, незважаючи на тривалий час експлуатації та застосування різноманітних технологій з інтенсифікації видобутку, рівень вилучення нафти з покладів є низьким. Це свідчить про наявність потужного резерву з стабілізації та нарощування вітчизняного нафтовидобутку за рахунок впровадження різноманітних геолого-технологічних проектів, спрямованих на більш ефективне вироблення нафти з покладів.

## **2.2. Аналіз ефективності використання виробничих потужностей нафтогазовидобувними підприємствами**

У зв'язку зі зміною структури запасів нафти, газу і конденсату щорічно зростає кількість свердловин, експлуатація яких нерентабельна через низький дебіт або високу обводненість продукції. Із аналізу проблеми випливає, що негативна тенденція зниження річних приростів видобування нафти і конденсату в Україні якось згладжується за рахунок заходів, скерованих на відновлення продуктивності свердловин. У нафтовидобувних районах Прикарпаття більшість нафтових свердловин відпрацювали свій експлуатаційний ресурс [42]. З точки

зору економічної доцільності такі свердловини необхідно зупиняти, щоб покращити фінансове становище підприємств. З іншого боку, зупинка свердловин призведе до повної деформації систем розробки працюючих об'єктів, консервації важкодоступної частини запасів, до суттєвого зниження кінцевої нафтовіддачі за рахунок безповоротної втрати значної кількості нафти. Проаналізуємо ефективність формування та використання фонду свердловин нафтогазовидобувних підприємств Західного нафтогазозносного регіону (додаток В).

Впродовж 2004-2006 рр. спостерігається зростання діючого фонду свердловин на 64 свердловини, з них кількість даючих нафту збільшилась на 23 свердловини (табл. В.1, додаток В). Таку тенденцію зростання діючого фонду нафтових свердловин обумовило зменшення кількості діючих нафтових свердловин в НГВУ "Надвірна нафтогаз" на 17 свердловин, 16 з яких переведено до бездіючого фонду і одну в дегазаційні, зростання кількості даючих нафту на 8 свердловин в НГВУ "Долина нафтогаз" відбулося за рахунок переведення в даючі нафту свердловин №349-Дол. з нагнітальних; №216-ГС, №828-Дол, №193-Півн. Дол., №187-Півн. Дол. – з буріння; із п'єзометричних - №32-Півн. Дол., №113-Півн. Дол.; із консервації - №34-Дол.. Проте, на загальне збільшення кількості свердловин даючих нафту вирішальний вплив спричинений зростанням на 42 свердловини фонду НГВУ "Борислав нафтогаз", яке зумовлене впровадженням підприємством жолонкового способу експлуатації свердловин, що дозволяє економічно вигідну експлуатацію свердловин, нерентабельну при використанні інших способів. А збільшення кількості свердловин в НГВУ "Борислав нафтогаз" викликане переведенням у діючі нафтових свердловин з очікування ліквідації та з консервації, а також переводом із нагнітальних, коли здійснюється зміна щодо руху флюїду розробка покладів.

Протягом 2004-2006 рр. кількість видобувних свердловин, які перебувають у простої, зросла на 41, що зумовлене намаганням більш ефективно використовувати можливості експлуатації малих родовищ і родовищ, запаси яких майже вичерпані. Сьогодні у зв'язку із інформаційним і техніко-технологічним розвитком нафтогазовидобувних технологій стала можливою експлуатація тих

об'єктів, які не були перспективними ще впродовж кількох попередніх років. З огляду на це, ліквідації підлягають свердловини тільки через неунікні геологічні та технічні причини, оскільки відновити ліквідовані свердловини досить складно. Кількість свердловин у простої зросла в НГВУ «Надвірнанафтогаз» (+5), в НГВУ «Бориславнафтогаз» (+36) через зупинку для відновлення пластового тиску та інших режимних параметрів, а також накопичення нафти і проведення експлуатаційного буріння. Так, впродовж 2004-2006 рр. проводилося експлуатаційне буріння на свердловинах №216-ГС, №828-Дол., №193-Півн. Дол., що дозволило продовжити їх експлуатацію за рахунок приєднання інших продуктивних горизонтів. Збільшення кількості свердловин у простої в НГВУ «Бориславнафтогаз» спричинене очікуванням свердловин на проведення відновлювальних та інших видів робіт, що сприяють інтенсифікації видобутку (див. додаток В табл. В.1).

Кількість експлуатаційних свердловин зменшилась на одну за рахунок зменшення кількості свердловин в освоєнні після буріння. Слід зазначити, що вартість бурових робіт не дозволяє підприємствам проводити розвідувальне і експлуатаційне буріння на значних глибинах – 6000 і більше метрів. У цьому випадку централізований розподіл коштів здійснюється на користь нафтогазовидобувних підприємств Східного регіону. Оскільки там родовища залягають на значно менших глибинах і геологічні характеристики порід є більш сприятливими для буріння, що суттєво впливає на вартість розвідувальних та експлуатаційних свердловин. Тому в НГВУ «Надвірнанафтогаз» впродовж досліджуваного періоду введено в експлуатацію 8 нафтових свердловин: №23,6,24,8,7,26 на Микуличинському родовищі, Лопушна-35 і №1003-Битківського родовища на підставі договору купівлі-продажу від СП «УкрКарпатОйл ЛТД» та однієї газової свердловини Монастирчани-21.

Отже, одним із резервів підвищення ефективності використання фонду свердловин виступає експлуатаційне забурювання кількох різноскерованих стовбурів, поглиблення свердловин із метою більш повного розкриття багатопластових продуктивних горизонтів та залучення у розробку невироблених

зон запасів вуглеводнів. Для цього необхідно проводити комплексні геофізичні дослідження з використанням сучасних методів для об'єктивної оцінки запасів корисних копалин. При визначенні перспективних запасів нафти чи газу на більших глибинах економічно доцільніше використовувати існуючу свердловину, поглиблюючи її з метою розкриття продуктивних горизонтів, ніж споруджувати поряд іншу, оскільки вартість буріння свердловини глибиною 2500-3000 м наближається до 18 мільйонів гривень.

Станом на 01.01.2007 р. діючих нафтових свердловин у Західному газонафтоносному регіоні 1271, з них зупинено 54 свердловини, кількість нагнітальних свердловин зменшилась на 15 свердловин. Зменшення на 2 і в тому числі на 4 діючих в НГВУ "Бориславнафтогаз" зумовлене переведенням 2-ох свердловин в очікування ліквідації через геологічні причини, а ще дві зупинені з метою відновлення початкових пластових умов та переведення їх у видобувні. Зменшення кількості нагнітальних свердловин в НГВУ "Долинанафтогаз" викликане переведенням у видобувні свердловини №349-Дол.; переходом в очікування ліквідації з геологічних причин свердловини №603-Дол.; з технічних причин - №543-Дол., №602-Дол., №218-Дол., №533-Дол., №69-Півн. Дол.; переходом у п'єзометричні свердловини №809-Дол., №57-Півн. Дол., №120-Півн. Дол., №73-Виг.-Витв.; ліквідацією свердловини №245-Дол., №160-Півн.Дол. та збільшенням за рахунок переводу із видобувних свердловин №176-Півн.Дол., №185-Півн.Дол., №102-Струт., №265-Дол.. Свердловини №185 – Півн. Дол., №102-Струт. після експлуатаційного буріння переведена з видобувних у нагнітальні. В НГВУ "Надвірнанафтогаз" кількість діючих нагнітальних свердловин не змінилася впродовж досліджуваного періоду (див. додаток В табл. В.1).

Кількість контрольних свердловин зменшилась на 83 одиниці. В основному така тенденція викликана переведенням їх в НГВУ "Долинанафтогаз" у п'єзометричні. Збільшення контрольних свердловин в НГВУ "Бориславнафтогаз" пояснюється переведенням у контрольні двох нагнітальних свердловин на Східницькому родовищі, однієї на Старосамбірському, та переведенням двох

свердловин на Орів-Уличнянському родовищі з очікування ліквідації та однієї свердловини з консервації в контрольні на цьому ж родовищі. Кількість контрольних свердловин збільшилася на дві, через введення свердловин 35-Лопушна, Довб.-13, Довб.-30, 400 і вибуття з контрольних 586, 539-Лопушна, збільшилась кількість контрольних свердловин на 1 на Гвіздецькому та 1 на Рудавецькому родовищах. В контрольних знаходилися 70 свердловин.

Кількість свердловин у консервації впродовж досліджуваного періоду не змінилася, оскільки збільшення кількості свердловин В НГВУ “Долинафтогаз” за рахунок переведення у видобувні із консервації свердловини №34-Дол. та у консервацію з п’єзометричних свердловин №52,155-Півн.Дол. компенсувалося зменшенням в НГВУ “Бориславнафтогаз” за рахунок переведення однієї свердловини з експлуатаційного фонду та з консервації у контрольні.

Кількість свердловин в очікуванні ліквідації збільшилася на 19 свердловин, з них на 9 за рахунок НГВУ “Долинанафтогаз” та на 10 в НГВУ “Бориславнафтогаз”. Таке зростання обумовлене переведенням свердловин №271, 603, 218, 533-Дол., з нагнітальних в очікування ліквідації через технічні причини, №647-Дол., №48,73,78-Півн.Дол., з видобувних нафтових в очікування ліквідації з геологічних причин, з п’єзометричних свердловин №548,543-Дол. та №602-Дол., №69-Півн.Дол. з бездії, №50-Спас. з видобувних в очікування ліквідації з технічних причин. В НГВУ “Долинанафтогаз” впродовж 2004-2006 рр. ліквідовано після експлуатації з геологічних причин свердловини: №20,215-Дол. - нафтові, та після експлуатації з технічних причин ліквідовано свердловини: №809-Дол., №160-Півн.Дол. - нагнітальні. В НГВУ “Бориславнафтогаз” протягом 2004-2006 рр. збільшення кількості свердловин в очікуванні ліквідації на 10 свердловин пояснюється переведенням в очікування ліквідації з бездіючого фонду 4 свердловини на Бориславському, 2 на Східницькому, 2 видобувних на Новосхідницькому, 2 з нагнітальних та 3 видобувних на Старосамбірському родовищах. Протягом аналізованого періоду ліквідовано 2 свердловини на Бориславському, 1 - на Під.-Монастирецькому родовищах.



у 2004-2006 рр. кількість дегазаційних свердловин зросла на 2 свердловини за рахунок переведення у дегазаційні однієї нафтової свердловини на Битківському родовищі та однієї на Східницькому. В 2004-2006 рр. спостерігається позитивна тенденція щодо зменшення кількості свердловин, які ліквідовані після буріння на 6 свердловин в НГВУ “Долинанафтогаз” за рахунок переведення з ліквідованих з технічних причин №3,12,16,17,18-Струт., та через геологічні причини №3-Танява на експлуатаційні горизонти іншого родовища – Ріпненського. Кількість ліквідованих свердловин після експлуатації зросла на 7 свердловин.

Впродовж 2004-2006 рр. спостерігається позитивна тенденція щодо збільшення експлуатаційного фонду на одну свердловину за рахунок тих, які вводяться з буріння, на одну за рахунок відновлення ліквідованих свердловин у 2006р., у 2005р. прийнято свердловину з бездіючого фонду, а також 11 свердловин з інших горизонтів впродовж досліджуваного періоду. Це свідчить про роботу з перегляду можливостей використання наявних виробничих потужностей.

Станом на 01.01.2007 р. зупинено 54 свердловини: 16 - на Битківському, по одній на Гвіздецькому і Пасічнянському, 2-і на Луквинському родовищах НГВУ “Надвірнанафтогаз”, 111 на Бориславському, 12 - на Орів-Уличнянському, 6 - на Східницькому, 2 - на Новосхідницькому, 3 - на Коханівському, 7 - на Старосамбірському, 2 - на Блажівському родовищах НГВУ “Бориславнафтогаз”, 1 - на Долинському родовищі НГВУ “Долинанафтогаз”, а свердловин в освоєнні після буріння не було. У 2006 році з експлуатаційного буріння прийнято 6 свердловини: Микуличин-24 і Лопушна-35, №187-Півн. Долина, з розвідувального буріння прийнята свердловина Микуличин-8 і дві свердловини на Верхньомасловецькому родовищі.

Дослідження фонду свердловин за глибиною показало, що 01.01.2007 р. найбільша питома вага 22,61 % та 21,54 % належать категоріям глибиною 1801-2250 та 2251-2800 м для похило скерованих категорія 2801-3600 має найбільшу частку – 39 % (див. додаток В, табл. В.3). В той час, як для видобувних нафтових і газових свердловин сукупна питома вага категорії свердловин з глибиною від

1801 до 3600 м становить - 64,26 %, а з похило скерованих 40, 21 % становить категорія 2801-3600 м. Щодо нагнітальних свердловин, то найбільше їх у категоріях глибиною 1401-1800 м, 1801-2250 м, 2251-2800 м, а загальна їх частка у фонді нагнітальних свердловин складає 95 %, схожа тенденція простежується і для похилоскерованих нагнітальних свердловин. Отже, існують значні резерви щодо підвищення ефективності використання свердловин за рахунок дорозбурювання та їх поглиблення для залучення у розробку нових горизонтів, більш повного розкриття та експлуатації продуктивних горизонтів, в тому числі, і за рахунок буріння похилоскерованих свердловин та кущових свердловин, що пропонується і досліджується сьогодні фахівцями і має значні перспективи. Такі заходи дозволять суттєво підвищити потужність нафтогазовидобувних підприємств, збільшити повноту використання природних ресурсів за рахунок підвищення коефіцієнта нафтовилучення та більш раціональних схем розробки покладів і родовищ.

Аналізуючи формування фонду газових свердловин (див. додаток В, табл. В.2), необхідно відзначити зменшення на 3 свердловини впродовж 2004-2006 рр. діючого фонду за рахунок кількості газовидобувних свердловин, які дають продукцію. Така зміна зумовлена зменшенням експлуатаційного фонду на 4 свердловини і переведенням їх в очікування ліквідації, проте, свердловина №8 Вільх. з нафтових переведена у газові та перебуває в бездії станом на 01.01.07. Кількість ліквідованих свердловин після експлуатації і буріння не змінилася. Станом на 01.01.2007 р. діючих свердловин, які дають продукцію у газовому фонді – 11, в бездії - 1, в освоєнні після буріння немає. Кількість контрольних свердловин зменшилась на 3 свердловини: К-1, К-25, Рос-20, які переведено в фонд очікування ліквідації.

Основним резервом покращення використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств виступає зростання експлуатаційного фонду свердловин за рахунок свердловин, що дають продукцію, і нагнітальних свердловин. Резервом формування фонду свердловин, що дозволить збільшувати виробничу потужність та потенційні можливості нафтогазовидобувного виробництва, є переведення контрольних свердловин у нагнітальні або до даючих

нафту, а ліквідованих свердловин після буріння та експлуатації - у контрольні для виявлення можливості їх експлуатації з метою видобутку нафти чи підтримання пластової енергії.

Досліджуючи ефективність використання нафтового фонду свердловин за часом слід зазначити, що впродовж 2004-2006 рр. спостерігається зростання продуктивності свердловин, оскільки середній дебіт на відпрацьований свердловино-місяць зріс на 27,3 %, що характерне для усіх підприємств (див. додаток В, табл. В. 4). Проте, коефіцієнт використання експлуатаційного фонду свердловин зріс на 2,5 %, що зумовлене збільшенням часу роботи свердловин із врахуванням накопичування рідини при періодичній експлуатації. Така ситуація викликана скороченням кількості свердловин у бездії та простої. Позитивною тенденцією стало збільшення коефіцієнта експлуатації свердловин на 2,3 %, отже, фонд діючих свердловин використовується понад запланований рівень, проте існують резерви нарощування виробничої потужності за рахунок залучення до експлуатації свердловин, які перебувають у бездії чи простої. Так, у 2005 р. спостерігається зниження коефіцієнта використання експлуатаційного фонду свердловин на 1,062 % за рахунок збільшення кількості свердловин, зупинених в поточному році. Рівень коефіцієнта інтенсивного використання експлуатаційного фонду свердловин стабільний, що відповідає стратегії розвитку підприємств – стабілізація видобутку нафти і газу. Впродовж аналізованого періоду спостерігається зростання коефіцієнта інтегрального використання фонду свердловин на 2,5 % в основному за рахунок збільшення коефіцієнта використання експлуатаційного фонду свердловин. Проте, значення інтегрального коефіцієнта дозволяє виявити резерви його зростання за рахунок розширення екстенсивного використання фонду свердловин.

Високий рівень коефіцієнта використання нафтового газу позитивно характеризує ефективність його видобутку, що стимулює зростання рівня видобутку попутного газу в регіоні. Його підвищення до 98,5 % свідчить про технологічно ефективні процеси збору і транспортування попутного газу, що було досягнуто за рахунок впровадження трубопроводу на Монастирчанському

родовищі для його збору і транспортування, а також локальних установок збору попутного газу.

В процесі дослідження ефективність використання експлуатаційного фонду газових свердловин у Західному нафтогазоносному регіоні було виявлено стабільне зростання продуктивності свердловин у видобутку природного газу в 2004-2006 рр. на 23,5 %, хоча рівень продуктивності у 2006 році був дещо нижчим за рахунок показників НГВУ “Долинанафтогаз”, що зумовлене ліквідацією і консервацією двох газових свердловин. Впродовж досліджуваного періоду відбулося зростання коефіцієнта використання фонду свердловин на 2,15 %, а динаміка його зміни пояснюється причинами, зазначеними вище (див. додаток В, табл. В. 5). Коефіцієнт експлуатації свердловин дорівнює коефіцієнту використання фонду свердловин, оскільки газові свердловини впродовж 2004-2006 рр. не перебували у бездії чи простої. Коефіцієнт інтенсивного використання перевищує одиницю, що пояснюється перевиконанням проектних показників розробки родовищ, а це забезпечує тенденцію зростання і високий рівень інтегрального показника використання фонду свердловин, проте, існують резерви екстенсивного використання фонду газових свердловин в НГВУ “Надвірнанафтогаз” (коефіцієнт інтегрального використання фонду свердловин 0,989 в 2006р.).

Проаналізуємо обсяг видобутку нафти за способами експлуатації (див. додаток В, табл. В. 6). У Західному регіоні проводять експлуатацію свердловин штангово-глибинними насосами, фонтанним способом експлуатації на природному режимі, газліфтним способом із допомогою закачування попутного газу та використовуючи електровідцентрові насоси. Усі вище зазначені способи мають певні обмеження у використанні технологічного, технічного та геологічного характеру, тому газліфт не використовується в НГВУ “Долинанафтогаз” та “Бориславнафтогаз”, оскільки недостатньо попутного газу для забезпечення технологічних витрат. В НГВУ “Долинанафтогаз” та “Надвірнанафтогаз” не використовуються електровідцентрові насоси через геологічні причини та їх відсутності в необхідних модифікаціях.

В 2006 р. найбільше нафти видобуто із використанням штангово-глибинних установок – 79,4 %, що на 9,42 % більше рівня 2004 р.. До 16 % у 2006 р. зросла питома вага видобутку фонтанним способом, що на 26,65 % більше рівня 2004 р. за рахунок зменшення частки видобутку газліфтним способом до 4,28 % або на 50,94 % (таблиця В. 6). Така ситуація пояснюється пізньою стадією розробки родовищ, коли газонасиченість в результаті експлуатації зменшується, і обсяг попутного газу не задовільняє технологічні потреби, в таких випадках відбувається перехід на інші способи експлуатації з використанням штангово-глибинних або відцентрових насосів. Збільшення видобутку із свердловин, які експлуатуються фонтанним способом стало можливим за рахунок введення в експлуатацію п'єзометричних свердловин, які перебували в очікуванні відновлення пластового тиску, а також введенням нових свердловин на нових малих і дуже малих родовищах: Блажівському, Верхньомасловецькому та Монастирчанському.

Протягом аналізованого періоду проводилося підвищення нафтовіддачі пластів за рахунок розробки Битківського, Луквинського, Гвіздецького, Довбушансько-Бистрицького, Бориславського, Східницького, Орів-Уличнянського, Старосамбірського родовищ з підтриманням пластового тиску та компенсацією відбору нафти водою. В результаті промислового впровадження газоводяної репресії суттєво покращився стан розробки покладів: зменшилися темпи падіння пластового тиску, стабілізувався видобуток нафти і знизився газовий фактор, збільшився коефіцієнт нафтовилучення. Суттєво підвищилась ефективність газоводяної репресії на Битківському родовищі, де обсяг видобутку зріс із 42,5 до 138,6 т/тис. м<sup>3</sup>, на Старосамбірському з 230,5 до 277 т/тис. м<sup>3</sup>, на Битківському з 188,7 до 235,8 тис. м<sup>3</sup> (табл. В. 7, додаток В). На Гвіздецькому, Луквинському, Орів-Уличнянському та Східницькому родовищах спостерігається зменшення ефективності закачки води, що викликане високим відсотком обводненості продукції та проривами води, хоча підтримання пластового тиску дає додатковий обсяг видобутку нафти, що підвищує коефіцієнт нафтовилучення.

На Бистрицько-Довбушанському родовищі заводнення проводиться тільки з метою компенсації відбору нафти.

Отже, газоводяна репресія позитивно впливає на ефективність експлуатації нафтових родовищ, що дозволяє збільшувати їх продуктивність та вилучати важко видобувні залишки нафти, підвищуючи коефіцієнт нафтогазовилучення з пласта. Проте, застосування газоводяної репресії має певні обмеження щодо геологічних умов і величини родовищ і покладів, а також стадії та режиму експлуатації, на яких вони знаходяться.

### **2.3. Аналіз ефективності робіт із забезпечення роботоздатності фонду свердловин**

Безперервність процесу видобутку нафти та газу в значній мірі залежить від експлуатації, обслуговування та ремонту свердловин. Необхідність організації спеціального обслуговування і ремонту видобувних свердловин пов'язана із зношенням експлуатаційного обладнання та необхідністю виконання комплексу спеціальних заходів для охорони надр. Основним завданням ремонтних підрозділів нафтогазовидобувних підприємств є підтримання в працездатному стані експлуатаційного фонду свердловин і попередження зносу обладнання, який може викликати аварії в простій свердловин. Робота із ремонтного обслуговування свердловин передбачає проведення поточних та капітальних ремонтів свердловин (ПРС і КРС) та догляд за експлуатаційним обладнанням в період між черговими ремонтами.

Важливим елементом організації ремонтного обслуговування є оцінка рівня та ефективності проведеної роботи. З цією метою проаналізуємо показники ремонтного обслуговування з додатка Д (табл. Д.1, Д.2, Д.3). З групи загальних показників розглянемо коефіцієнт продуктивного використання робочого часу бригад капітального та поточного ремонту свердловин (див. табл. Д.3).

Аналіз балансу використання календарного фонду часу бригадами поточного ремонту свердловин в НГВУ “Бориславнафтогаз” показує, що упродовж 2004-2006 рр. питома вага продуктивного часу зростала (коефіцієнт продуктивного часу зріс з 0,87 до 0,92 одиниці). Тривалість безпосередньо ремонтних робіт упродовж аналізованого періоду змінювалася стрибкоподібно, що пояснюється зменшенням часу на переїзди та кількості виконаних ремонтів. У 2004-2006 рр. також спостерігається скорочення часу на глушіння свердловин та підготовчо-заклучні роботи. Непродуктивний час з причини простою бригад ПРС зменшився на 3090 бриг.-год., проте, тривалість організаційних простоїв залишалася значною. Простої бригад поточного ремонту свердловин у більшості випадків зумовлені несвоєчасним забезпеченням обладнанням, інструментом, матеріалами. Значна частка простоїв викликана виходом з ладу підйомних агрегатів, так як терміни їх використання перевищують 10 років (термін придатності), а їх стан характеризується як незадовільний.

Схожа ситуація простежується і для НГВУ “Надвірнанафтогаз” та “Долинанафтогаз”. Спостерігається тенденція зменшення часу на переїзд та підготовчо-заклучні роботи. Основними причинами такої зміни є закріплення виконання підготовчо-заклучних робіт за однією бригадою підземного ремонту або бригадою з інтенсифікації видобутку. Такий організаційний підхід позитивно впливає на збільшення часу безпосереднього ремонту на 2398 бриг.-год. в НГВУ “Надвірнанафтогаз” і на 4298 бриг.-год. в НГВУ “Долинанафтогаз”. Зменшилась тривалість простоїв бригад ПРС на 127 бриг.-год. в НГВУ “Надвірнанафтогаз” за рахунок зменшення тривалості неремонтних робіт під час підземного ремонту, оскільки частину з них виконують самі бригади. На 1549 бриг.-год. зменшилися простої бригад поточного ремонту свердловин в НГВУ “Долинанафтогаз” за рахунок придбання 2-х нових підйомальних агрегатів (підйомників) та за рахунок того, що частину неремонтних робіт почали виконувати робітники ремонтних бригад в результаті проведення суміщення професій. Певний вплив на збільшення продуктивного часу також мало збільшення календарного часу, що пов’язане із

залученням до виконання поточних ремонтів в НГВУ “Долинанaftогаз” бригад ПРС та з інтенсифікації видобутку.

Ефективність роботи ремонтних підрозділів також можна дослідити за допомогою показників частоти ремонтів, тривалості міжремонтного періоду, виробітку на одну середньодіючу бригаду і середньої тривалості ремонту (див. додаток Д, табл. Д.1).

Найбільша кількість поточних ремонтів припадає на нафтові свердловини. Основними причинами проведення ПРС є спрацювання клапанів насоса, зношення пари плунжер-втулка, зміщення втулки. При усіх способах експлуатації свердловин, а найбільше при розробці з використанням штангових глибинних насосів, при видобуванні нафти з високим вмістом парафінів у підйомних трубах і викидних лініях накопичуються парафіни, що порушує нормальну роботу свердловин. Дослідження об’ємів робіт підземного ремонту в залежності від способу експлуатації свідчить, що найбільше число підземних ремонтів виконано на свердловинах, обладнаних штангово-глибинними насосами (ШГН). Це пояснюється тим, що ШГН працюють в агресивному середовищі при обводненості продукції на родовищах 60 % і вище і значним вмістом солей. Більшість поточних ремонтів свердловин із штанговими насосами пов’язані з усуненням обривів штанг та різного роду прихоплень насосно-компресорних труб, оскільки, частина штанг працює у корозійному середовищі, в якому проходить роз’їдання металу. Тому зменшення кількості свердловин, обладнаних штангово-глибинними насосами, в НГВУ “Бориславнафтогаз” зумовило зменшення числа ремонтів на цих свердловинах у 2006 році, що також зумовило зменшення виробітку на одну середньодіючу бригаду поточного ремонту на 15,74 ремонти в порівнянні з попереднім роком, зменшення частоти ремонтів на 0,12 од. у 2006 р. стосовно 2005 р. та збільшення міжремонтного періоду з 354 до 402 діб.

Впродовж досліджуваного періоду спостерігається зменшення середньої тривалості поточного ремонту нагнітальних свердловин за рахунок того, що роботи з підвищення їх приймальності виконуються бригадами з інтенсифікації



видобутку. Така тенденція характерна для усіх підприємств Західного нафтогазоносного регіону.

У 2004-2006 рр. в НГВУ “Надвірнанафтогаз” спостерігається збільшення кількості поточних ремонтів глибинно-насосних свердловин на 65 ремонтів, що пов’язане з переведенням у глибинно-насосні свердловини з інших способів експлуатації. Зростання кількості ремонтів свердловин, обладнаних ШГН, мало вирішальний вплив на збільшення виробітку на одну середньо діючу бригаду ПРС на 3,78 рем./бриг. у 2006 р., а також до збільшення частоти ремонтів з 1,73 до 2,16 одиниць і скорочення міжремонтного періоду глибинно-насосних свердловин на 41 добу.

В НГВУ “Долинанфтогаз” різке збільшення числа поточних ремонтів свердловин у 2005 році відбулося за рахунок переведення 41 п’езометричної свердловини (група інших свердловин) у нагнітальні та збільшенням кількості ремонтів штангових глибинно-насосних на 84 ремонти (54 контрольних та 13 нагнітальних свердловин переведено у видобувні, у консервацію чи ліквідацію). Зміна свердловинами фонду передбачає проведення поточного ремонту та їх переоснащення згідно нового призначення. Переведення свердловин на експлуатацію з використанням ШГН обумовило зростання виробітку на одну середньодіючу бригаду на 8 свердловино-ремонтів, зростання частоти ремонтів з 1,82 до 1,9 у 2005 р. та скорочення міжремонтного періоду на 18 діб. Цими ж причинами зумовлюється зміна середніх показників для експлуатаційного фонду загалом.

Потужність родовищ з видобутку конденсату, нафти, попутного і природного газу значною мірою залежить від проведення ремонтних робіт і робіт з інтенсифікації видобутку. Сьогодні важко їх відокремлювати та аналізувати, оскільки заходи з інтенсифікації видобутку проводять одночасно або одразу після капітального чи поточного ремонту свердловин з метою уникнення зайвих витрат часу і коштів на зупинку свердловини, глушіння і комплекс підготовчих робіт.

Досліджуючи показники ремонтного обслуговування в НГВУ “Бориславнафтогаз”, “Долинанфтогаз” і “Надвірнанафтогаз” (див. додаток Д,

табл. Д.1) необхідно зазначити, що у 2005-2006 рр. в НГВУ “Надвірнанафтогаз” середньодіюча кількість бригад поточного ремонту свердловин перевищує їх фактичну кількість на 0,1 і 0,5 бригад відповідно. Аналогічна тенденція проявляється і в НГВУ “Бориславнафтогаз” у 2004 році, пов’язана із залученням до виконання поточних ремонтів бригад з інтенсифікації видобутку. Така тенденція негативно впливає на виконання планів проведення заходів з інтенсифікації видобутку нафти та газу, тому потребує регулювання. Кількість бригад поточного ремонту в НГВУ “Долинанафтогаз” у 2 рази більша ніж в НГВУ “Надвірнанафтогаз”, а кількість виконаних ремонтів втричі, при чому середньодіюча кількість бригад ПРС і КРС не перевищує їх фактичну кількість. Ця ситуація виникла в результаті залучення до виконання поточних підземних і капітальних ремонтів свердловин в НГВУ “Долинанафтогаз” сторонніх організацій: ВАТ “Капітальний ремонт свердловин” та ЗГР (Польща). Отже, у 2006 р. Волинським ВАТ “КРС” відремонтовано 17 свердловин, з яких 8 нафтових і 9 нагнітальних, загальна вартість виконаних ремонтів склала 924300 грн.. ТзОВ “Регіон” з установки “Coiled Tubing” провело капітальний ремонт 4-х нагнітальних свердловин вартістю 690 тис. грн. загалом.

Від організації капітального ремонту свердловин значною мірою залежить досягнення нормативних та проектних показників розробки родовищ, оскільки вони враховують виконання цих видів робіт. Аналіз балансу використання календарного фонду часу бригадами КРС показує, що протягом 2004-2006 рр. питома вага продуктивного часу зросла з 78 % до 82 %. Проте, найвищий рівень коефіцієнта продуктивного використання робочого часу спостерігається у 2005 р., що пов’язане із різким зменшенням тривалості простоїв бригад при ремонті через очікування на виконання неремонтних робіт, за рахунок виконання частини з них бригадою капітального ремонту. У 2006 році така практика була призупинена, що зумовило зниження коефіцієнта продуктивного часу на 0,05 одиниці.

В НГВУ “Долинанафтогаз” спостерігається зростання фонду календарного часу за рахунок збільшення кількості бригад КРС, що дозволило закріпити виконання частини підготовчо-заклучних робіт за спеціалізованою бригадою і

зумовило стабільність тривалості цих робіт при збільшенні кількості капітальних ремонтів свердловин на 25 ремонтів – 32,9 % відносно рівня 2004 р. Аналогічна тенденція спостерігається і в НГВУ “Надвірнанафтогаз”, але виконання частини підготовчо-заклучних робіт закріплене за бригадою з інтенсифікації видобутку. Вище зазначені причини позитивно вплинули на зростання тривалості часу безпосередніх ремонтів на 2770 бриг.-год. і на 9121 бриг.-год. відповідно в НГВУ “Надвірнанафтогаз” і “Долинанфтогаз”.

При капітальних ремонтах свердловин робочий час також використовується неповністю. Це зумовлюється тими ж причинами, що і при поточному ремонті свердловин.

Впродовж 2004-2006 рр. зросла кількість бригад капітального ремонту свердловин з 4 до 5. Спостерігається зростання числа виконаних капремонтів в НГВУ “Бориславнафтогаз” через збільшення кількості ремонтів глибинно-насосних свердловин на 5 та нагнітальних свердловин на 2 відносно рівня 2004 р. за рахунок зростання продуктивного часу бригад КРС (див. додаток Д, табл. Д. 3 ). Це призвело до збільшення виробітку на одну середньодіючу бригаду КРС на 2,3 ремонти та скорочення середньої тривалості ремонтів глибинно-насосних свердловин з 52,2 до 34,7 діб, а нагнітальних з 48 до 16,5 діб, відбулося зменшення частоти ремонтів глибинно-насосних свердловин на 0,12 од. та зростання частоти ремонтів нагнітальних свердловин на 0,07 од. Впродовж аналізованого періоду в НГВУ “Бориславнафтогаз” спостерігається зменшення міжремонтного періоду для групи нагнітальних свердловин та його збільшення для групи глибинно-насосних на 48 діб.

Зростання виробітку на одну середньодіючу бригаду КРС на 8,5 свердловино-ремонтів спостерігається в НГВУ “Надвірнанафтогаз”, що пов’язане із збільшенням частки продуктивного часу бригад КРС та зростанням кількості виконаних капітальних ремонтів з 21 до 36 у 2004-2006 рр., хоча спостерігається зростання середньої тривалості одного ремонту в НГВУ на 2,1 доби. Так, зокрема, тривалість капітального ремонту фонтанних свердловин зросла на 40 діб, глибинно-насосних – на 26 діб, проте, для інших груп свердловин спостерігається

її зменшення. Вище зазначені позитивні тенденції спричинені зростанням продуктивного часу ремонтних бригад за рахунок спеціалізації 2-х бригад на проведенні робіт з інтенсифікації видобутку. Слід зазначити, що оперативно при зайнятості бригад з інтенсифікації видобутку на інших об'єктах самі бригади КРС проводили кислотні та комбіновані обробки привибійної зони пласта, що також позитивно вплинуло на зростання продуктивного часу.

Зменшення частоти ремонтів свердловин спостерігається для фонтанних свердловин, оскільки експлуатація на природних режимах не передбачає відновлювальні роботи в свердловинах та інтенсифікацію видобутку нафти, а капітальний ремонт проводять у випадку аварії, при зміні фонду свердловин або при порушеннях експлуатаційних умов геологічного характеру. Зросла частота ремонтів глибинно-насосних свердловин з 1,73 до 2,16 одиниць, що пов'язане із умовами роботи обладнання у парафіністому і корозійному середовищі. Зросла частота ремонтів газліфтних свердловин, що викликане зіпсуванням пускових клапанів від підвищеного вмісту води у продукції. Цими причинами зумовлене зростання міжремонтного періоду фонтанних свердловин, зменшення його на 41 добу для глибинно-насосних і на 356 діб для газліфтних свердловин в НГВУ "Надвірнанафтогаз".

В НГВУ "Долинанафтогаз" спостерігається зростання кількості бригад капітального ремонту свердловин, що разом із підвищенням частки продуктивного часу та залученням до проведення КРС сторонніх організацій позитивно вплинуло на кількість виконаних ремонтів, яка збільшилась для фонтанних свердловин на 2, глибинно-насосних - на 14, нагнітальних - на 10 ремонтів у 2004-2006 рр.. Це зумовило зростання виробітку на одну середньодіючу бригаду на 1,9 свердловино-ремонтів. Спостерігається зменшення середньої тривалості одного ремонту для фонтанних свердловин на 9,2 доби, для ШГН – на 1,1 доби, для нагнітальних – на 4,4 доби. Зменшується частота ремонтів і зростає міжремонтний період для фонтанних свердловин, зросла частота ремонтів на 1,49 од. для глибинно-насосних свердловин і зменшився на 12 діб міжремонтний період. Для НГВУ "Долинанафтогаз" спостерігається скорочення тривалості капітальних ремонтів

свердловин усіх фондів, що пов'язане із використанням нових технологій, зокрема, пакерів для глушіння свердловин та установки “Coiled Tubing” для відновлення прохідності експлуатаційної колони і очистки вибою свердловин. Широко в НГВУ “Долинанафтогаз” при капітальному ремонті свердловин використовується спеціальне обладнання ВАТ “КРС”, що позитивно впливає на скорочення тривалості ремонтних робіт та збільшення міжремонтного періоду.

Проведення капітальних та поточних ремонтів необхідне для забезпечення безперервності видобутку нафти і газу, а їх уникнути неможливо, оскільки виникає загроза аварії, ліквідація якої потребуватиме значно більше часу і коштів. Якщо порівняти ефективність ПРС і КРС на досліджуваних підприємствах, варто зазначити, що позитивний ефект спостерігається для капітального ремонту свердловин в НГВУ “Долинанафтогаз”, а для ПРС – в НГВУ “Надвірнанафтогаз”, що пов'язане із найменшими середніми вартостями однієї свердловино-операції відповідно 53,09 тис. грн. і 15,18 тис. грн. (див. додаток Д, табл. Д.2). Роботи з інтенсифікації видобутку успішно проводяться на усіх підприємствах, але найбільший економічний ефект спостерігається в НГВУ “Долинанафтогаз” (27702, 63 тис. грн.), хоча середня вартість однієї операції з інтенсифікації найнижча в НГВУ “Надвірнанафтогаз”, що пояснюється більшим коефіцієнтом успішності їх проведення (див. додаток Д, табл. Д. 2).

Отже, в результаті аналізу ефективності технічного обслуговування та ремонту свердловин виявлено значні резерви покращення організаційного та технічного забезпечення проведення ремонтних робіт. Одним із шляхів вдосконалення організації і проведення ремонту свердловин є закріплення виконання частини підготовчо-заключних робіт за спеціалізованою бригадою, що дозволить збільшити питому вагу часу безпосередніх ремонтів. Резервом скорочення непродуктивних витрат робочого часу бригад КРС і ПРС є суміщення професій робітниками, що дозволить їм виконувати частину неремонтних робіт, які проводяться під час капітальних і підземних ремонтів свердловин. Суттєво дозволить зменшити непродуктивний час через відсутність або несправність підіймального агрегата оновлення технологічного парку обладнання бригад ПРС і

КРС, оскільки більше 75 % обладнання вже вичерпало свій експлуатаційний ресурс.

В результаті аналізу сировинно-ресурсної бази формування виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств та ефективності використання, формування і забезпечення їх роботоздатності, виявлено резерви нарощування виробничого потенціалу (рис.2.1).



Рис.2.1. Резерви формування і покращення використання виробничих потужностей у нафтогазовидобуванні

З метою оптимізації ПРС і КРС необхідно залучати до їх виконання сторонні організації, оскільки бригади підприємств не можуть виконати увесь необхідний обсяг робіт вчасно згідно планів-графіків ПРС і КРС. Наявна тенденція залучення бригад капітального ремонту свердловин до виконання поточних ремонтів негативно впливає на обсяги виконання КРС.

## Висновки до розділу 2

1. В результаті аналізу природно-сировинної бази для формування і нарощування виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств виявлено два напрями: екстенсивний, що полягає у збільшенні розвіданих запасів та покладів вуглеводневої сировини, та інтенсивний, пов'язаний з вдосконаленням формування і використання фонду свердловин та режимів розробки покладів і родовищ. Дослідження наявної сировинної бази для розвитку нафтогазовидобування в межах Західного нафтогазоносного регіону виявило необхідність підготовки структур до пошукового буріння на глибині 4800-7000м, оскільки промислові припливи нафти отримано на різних родовищах Бориславсько-Покутської зони в межах 4900-5200 м. освоєння цих глибин не проводиться у повному обсязі через недостатнє оснащення бурових підрозділів і потребу у значних капіталовкладеннях. Згідно статистики запасів перспективні і прогнозні запаси нафти категорій А,В,С<sub>1</sub> – 54 млн. т, С<sub>2</sub> – 17 млн. т, С<sub>3</sub> – 99 млн. т. розвідані запаси природного газу категорій А,В,С<sub>1</sub> – 94 млрд. м<sup>3</sup>, попередньо підраховані запаси газу категорії С<sub>2</sub> – 29 млрд. м<sup>3</sup>, перспективні запаси С<sub>3</sub> – 29 млрд. м<sup>3</sup>.

2. На підставі аналізу розробки родовищ Західного нафтогазоносного регіону виявлено недосягнення проектної та нормативної потужностей по багатьох родовищах, що зумовлене виробленням видобувних запасів, значною обводненістю продукції, низьким газовим фактором, постійним зменшенням видобутку нафти через неефективні режими розробки та низькі фільтраційні властивості порід колекторів та самих флюїдів. Запропоновано такі основні напрями формування виробничих потужностей: 1) пошуково-розвідувальне і розвідувально-експлуатаційне буріння вертикальних, горизонтальних і розгалужених свердловин для розкриття нафтогазоносних структур на значних глибинах та для більш повного розкриття нафтогазоносних горизонтів з поганими фільтраційними властивостями; 2) проведення розробки з підтриманням пластового тиску через несприятливі фільтраційно-ємнісні властивості колекторів

та пластових флюїдів; 3) ущільнення сітки видобувних свердловин для залучення у розробку залишкових запасів нафти з метою виконання проекту розробки родовищ та збільшення коефіцієнта нафтогазовилучення; 4) переінтерпретація геолого-геофізичних матеріалів для виділення додаткових об'єктів, перспективних щодо нафтогазонасиченості; 5) залучення у розробку важковидобувних запасів та малих родовищ; 6) підвищення нафтовилучення з покладів шляхом застосування аеро- та гідродинамічних технологій.

3. Оскільки централізований розподіл коштів здійснюється на користь підприємств Східного нафтогазозносного регіону, де родовища залягають на значно менших глибинах і геологічні характеристики порід для буріння є більш сприятливими, що суттєво впливає на вартість розвідувальних та експлуатаційних свердловин, одним із резервів стабілізації виробничих потужностей та їх зростання є покращення використання та формування фонду свердловин. В процесі аналізу використання фонду свердловин обґрунтовано основні напрями підвищення ефективності використання виробничих потужностей:

- проведення робіт у свердловинах з інтенсифікації видобутку та обмеження припливу пластових вод;
- збільшення продуктивного часу видобувних свердловин за рахунок регламентації та ефективної організації проведення робіт у свердловинах;
- перегляд фонду свердловин, які перебувають у консервації, ліквідації та контрольних для залучення їх у розробку шляхом поглиблення, дорозбурювання вибою, ліквідації геологічних та технічних пошкоджень;
- поглиблення та забурювання нових чи горизонтальних вибоїв свердловин для більш повного розкриття нафтогазозносних горизонтів;
- буріння додаткових свердловин в зонах що не були в активній розробці;
- розукрупнення великих багатопластових об'єктів розробки на більш малі на пізніх стадіях розробки;
- відновлення пластової температури у низькопроникних зонах при використанні гідродинамічних методів. Метою реалізації запропонованих



напрямів є підвищення рівня вилучення запасів нафти і газу з покладів, який залишається ще досить низьким.

4. Для оптимізації організації ремонтного обслуговування свердловин існує нагальна потреба у розробці і впровадженні системи планово-попереджувальних ремонтів із розподілом обсягу робіт між структурними підрозділами підприємств та сторонніми організаціями, що у кінцевому результаті зумовить мінімізацію витрат і якісне виконання робіт. Слід продовжувати поєднувати проведення ремонтних робіт з інтенсифікацією видобутку нафти і газу, оскільки це позитивно впливає на економію часу за рахунок підготовчо-заклучних робіт, глушіння свердловини і спускопідіймальних операцій, що пов'язане із збільшенням сукупного видобутку та економією коштів на проведення деяких видів робіт. Суттєвим резервом покращення організації ремонтного обслуговування є спеціалізація на виконанні підготовчо-заклучних робіт однієї з бригад та покращення технічного забезпечення за рахунок оновлення парку ремонтного обладнання, що дозволить мінімізувати простой ремонтних бригад та збільшити частку і величину часу безпосереднього виконання ремонтних робіт у загальному балансі календарного часу бригад КРС і ПРС.

Вище викладені результати дослідження опубліковано у працях [134,135,140].

## РОЗДІЛ 3

### УДОСКОНАЛЕННЯ МЕХАНІЗМУ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ВИРОБНИЦТВА НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ

#### 3.1. Обґрунтування критеріїв регулювання виробничої потужності у системі управління ефективністю виробництва

Практика реалізації рішень, що приймаються, вимагає їх наукового обґрунтування, тобто всебічного аналізу з врахуванням сукупності всіх факторів і явищ економічного середовища. Найбільш послідовною реалізацією системного підходу при вирішенні проблем управління виробничою потужністю є системний аналіз впливу на ефективність виробництва, підтримання основних принципів розвитку виробництва. За допомогою системного аналізу створюються передумови для швидкої адаптації до змін елементів теоретичної моделі функціонування нафтогазовидобувних підприємств.

Враховуючи процеси, які відбуваються на сучасному етапі розвитку економіки, головною задачею є визначення позицій, з яких буде оцінюватися ефективність виробництва. Оцінка ефективності повинна бути основною при визначенні стратегії і тактики розвитку економіки підприємства, галузі, країни. При цьому необхідно враховувати взаємовизначення і взаємозв'язки всередині теоретичної моделі функціонування нафтогазовидобувних підприємств.

Теорія неокласичного аналізу базується на співставленні результатів і витрат на виробництво, в подальшому цю теорію вдосконалила теорія рівноваги, яка передбачає, що на даному рівні розвитку продуктивних сил вартість визначається рівністю попиту і пропозиції [71,183,236]. Подальший розвиток теорії рівноваги доповнив поняття виробничої функції особливим критерієм – границя ефективності [219]. Найбільш прийнятним господарським критерієм ефективності слід вважати максимізацію доходу суб'єкта господарювання відносно використовуваних ресурсів: робочої сили та виробничих фондів [51,89,238].

Якщо розглядати закономірності зміни ефективності виробництва конкретної господарської системи, то існує необхідність орієнтації діяльності господарської одиниці на досягнення кінцевих результатів, які впливають з її місця в багаторівневій структурі і ступеня свободи в умовах ринкової економіки. Отже, для нафтогазовидобувних підприємств доцільно запропонувати методика визначення ефективності виробництва за результатами, яких слід досягнути. В цьому випадку підприємство при плануванні виробничого процесу може враховувати директиви вертикально інтегрованої компанії, політику регулювання підприємницької діяльності державними органами влади, а також умови нормативно-правового та ринкового середовища функціонування підприємства, а не тільки наявні резерви зростання видобутку продукції.

Для нафтогазовидобувного підприємства запропоновано механізм забезпечення ефективності виробництва за допомогою формування і використання виробничих потужностей, етапи якого представлені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

**Етапи регулювання ефективності виробництва видобувного підприємства рівнем його виробничої потужності**

Етапи	Зміст етапу	Очікувані результати
I	Експрес-аналіз показників 1-го рівня та результатів функціонування підприємства	Визначення основних тенденцій зміни собівартості і її структури
II	Аналіз показників другого рівня по виробництвах. Вибір виробництв, які потребують регулювання виробничого процесу	Визначення найбільш капіталомістких виробництв, основних тенденцій та причин зміни показників
III	Аналіз показників поопераційного формування витрат	Вибір операцій, які потребують регулювання, вивчення можливості їх усунення, заміни чи перебудови
IV	Аналіз ефективності заходів з оптимізації виробничої потужності	Вибір рішень та розробка плану організаційно-економічних та техніко-технологічних заходів
V	Аналіз ефективності виробництва	Визначення планових показників виробничої потужності підприємства, та зміни показників собівартості трьохрівневої системи
VI	Реалізація плану організаційно-економічних та техніко-технологічних заходів	Порівняння досягнутого рівня ефективності виробництва (виробничої потужності) з плановим та проектним

На першому етапі слід сформувати систему показників, яка б об'єктивно характеризувала ефективність виробництва та результати функціонування підприємства загалом.

Обрані показники і критерії повинні відповідати економічним законам ефективності функціонування виробничих систем, оскільки в результаті аналізу передбачається управління виробничим процесом через регулювання виробничої потужності суб'єкта господарювання.

Ефективність виробництва характеризується раціональним розподілом і використанням наявних факторів виробництва при заданому рівні розвитку техніки і виробничих навиків людей [44,171]. Ефективність використання живої праці залежить від багатьох факторів, і, насамперед, від її технічної озброєності і рівня організації виробництва, від освітнього рівня робітників і матеріальної зацікавленості працівників в результатах своєї праці [168,180,184]. В кінцевому рахунку ефективність праці виражається ростом продуктивності праці, тому приріст продуктивності праці може виступати критерієм ефективності виробництва.

Виходячи з цілі господарської діяльності підприємства з врахуванням відповідних економічних законів можна обґрунтувати систему показників для визначення ефективності виробництва нафтогазовидобувних підприємств [191]. При цьому, слід врахувати, що нафтогазовидобувні підприємства – це структурні підрозділи вертикально інтегрованих компаній, які не отримують прибутку від реалізації, оскільки вона відбувається централізовано на аукціонах за цінами, регульованими державою. Вуглеводні ж можуть передаватися для переробки на умовах давальницької сировини, а природний газ реалізується за державними розцінками населенню. Отже, у нашому випадку собівартість видобутку вуглеводнів є основним показником ефективності функціонування виробництва і підприємства загалом.

З огляду на тенденцію подорожчання енергоресурсів не тільки на зовнішньому, але і на внутрішньому ринку та контроль держави щодо рентабельності видобування вуглеводнів проблема визначення та аналізу формування витрат у нафтогазоконденсатовидобутку набуває особливої

актуальності. Відомо багато спроб вирішення цієї проблеми вітчизняними та зарубіжними вченими [67,97,141]. Усі вони мають свої переваги та недоліки, що значно обмежує сферу їх застосування. Використовувана у виробничому та фінансовому обліку традиційна система калькулювання собівартості на основі повного розподілу витрат не забезпечує дотримання принципу причинності витрат та спотворює інформацію про їх структуру. Дещо досконалішими у цьому плані є система калькулювання неповної собівартості, що передбачає поділ витрат на змінні та постійні, а також на прямі та непрямі (накладні) [203]. До них відноситься директ-костинг, проте значним недоліком його є довільність розподілу непрямих витрат, оскільки визначальним фактором зміни витрат виступає обсяг випуску продукції. Система обліку планових граничних витрат враховує вплив зміни обсягу виробництва на умови технологічного процесу, а, отже, і на собівартість продукції, що уможливорює обґрунтування впливу технологічних факторів на собівартість продукції. Система обліку відносно непрямих витрат передбачає формування собівартості за ієрархічними ступенями, коли об'єктами калькулювання виступають не тільки носії витрат, а й окремі центри витрат, підрозділи, виробництва [118]. Витрати відносять до ієрархічного рівня, відносно якого вони визнаються ще прямими, а витрати нерозрахункового періоду розподіляються за допомогою коефіцієнтів покриття. До методів управлінського обліку відноситься функціональний облік [54], розробка принципів якого розпочалася радянськими вченими ще в 60-70 роках ХХ ст. [199]. При функціональному обліку ідентифікуються основні види діяльності (функції), що мають місце в організації, для яких встановлюються центри і фактори витрат, після чого витрати відносяться на готову продукцію залежно від потреби окремих видів продукції у певних функціях. На відміну від попередніх систем обліку функціональний дозволяє виявити потенційні можливості скорочення не лише накладних витрат, а й споживання ресурсів, що уможливорює довгострокове прогнозування ефективності управлінських рішень. Дослідження свідчать, що сьогодні найбільшої популярності на Заході набуває поопераційний облік [62,177,200], де аналіз витрат відбувається за внутрішньогосподарськими операціями або бізнес-процесами. Застосування

поопераційного обліку дало можливість визначити ефективність та доцільність управлінських рішень не тільки при оперативному керівництві, а й при тактичному та стратегічному. Впровадження різних баз розподілу дало можливість простежувати формування собівартості продукції під впливом різних чинників. Компанії, які застосовували елементи системи процесно-орієнтованого управління витратами, отримали змогу визначити величину перевитрат та вплив факторів, які це зумовили, що призвело до оптимізації використання їх виробничої потужності.

У 2003 році вітчизняними вченими була зроблена спроба вдосконалення методики обліку та аналізу витрат у нафтогазоконденсатовидобутку, що знайшло своє відображення в інструкції з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу. Згідно неї собівартість продукції визначається для нафтогазовидобувного підприємства загалом, хоча для роботи в ринкових умовах більш доцільно визначати витрати за бізнес-процесами або нафтогазовидобувними об'єктами (свердловинами, покладами, родовищами). Така ситуація зумовлена різними природними, технічними та технологічними умовами експлуатації нафтогазовидобувних об'єктів [97].

Як відомо, сьогодні витрати нафтогазовидобувного підприємства класифікуються на : змінні і постійні, прямі і непрямі, продуктивні і непродуктивні, що входять до собівартості і є витратами періоду. Вітчизняними вченими [66] розроблено алгоритм розподілу витрат на об'єкти нафтогазовидобутку, хоча бази розподілу не відображають і не передбачають пряме віднесення за таким алгоритмом розподілу витрат, здійснюється калькуляція для виробничих підрозділів. Тому аналіз собівартості в нафтогазовидобувному підприємстві не дає повноти уявлень про формування операційних витрат.

Наведена методика має ряд недоліків, основні з яких наступні: 1) чіткий розподіл витрат між об'єктами можна проводити тільки для технологічного процесу видобутку, інші витрати розподіляються розрахунковим методом з великим відсотком узагальнення; 2) наведена методика не дозволяє прогнозувати величину зміни собівартості видобутку одиниці продукції з того чи іншого об'єкта в залежності від проведення тих чи інших робіт з інтенсифікації видобутку,

переведенні з одного фонду свердловин в інший, зміні способу експлуатації; 3) коефіцієнт трудомісткості обслуговування свердловин носить наближений характер та не враховує зміни регламентів робіт, які проводяться у зв'язку з їх техніко-технологічним удосконаленням; 4) наведена методика дає змогу порівнювати питомі витрати із ринковою ціною енергоресурсів, але не дозволяє розробити методику планування собівартості, а також унеможлиблює поетапний аналіз формування витрат з метою оцінки резервів зниження та доцільності експлуатації тих чи інших об'єктів нафтогазовидобутку.

На сучасному етапі розвитку економічної теорії і практики виявлені недоліки можна усунути, проводячи облік та аналіз формування собівартості видобутої продукції за бізнес-процесами з виділенням продукції відносно кожного з них. Дослідження питомих витрат за бізнес-процесами дозволяє проаналізувати ефективність та доцільність їх проведення, що робить можливим оперативне планування та управління питомими витратами, призводить до оптимізації виробничої потужності та структури підприємств, їх раціоналізації.

Проте, для нафтогазовидобувного виробництва характерною особливістю є багатофункціональність, і з укрупнених процесів досить часто слід виділяти функції або операції, за якими можна визначити проміжну продукцію, а, значить, і аналізувати формування витрат відносно них. У нафтогазовидобутку не можна виділити класичні бізнес-процеси, оскільки отримується декілька видів продукції видобутку, що є результатом кількох технологічних процесів, які виконуються в певній послідовності.

Оскільки нафтогазовидобуток характеризується високою фондомісткістю, а продукцією виступає вуглеводнева сировина, то прийняття будь-якого рішення у коротко- чи довгостроковому періоді пов'язане із вдосконаленням технологічного процесу за рахунок оптимізації використання виробничих потужностей. Тому при аналізі та обґрунтуванні відповідних заходів доречно було б використовувати систему поопераційного формування собівартості. Проте, у системі поопераційного обліку відсутні автоматичні, вбудовані показники контролю ефективності на всіх стадіях руху ресурсів, що ускладнює її застосування для оперативного управління

виробництвом, а також стримуючим фактором є складність побудови і ефективності процесно-орієнтованого управління з численними операційними центрами і рушіями витрат. Отже, цю прогресивну систему слід поєднувати з іншими підходами та системами для прогнозування і визначення ефективності здійснення операційних витрат нафтогазовидобувним підприємством.

У вітчизняній практиці аналітичних досліджень виробничо-оцінюючих або узагальнюючих показників [67,148,156] виділяють дві сукупності. Одна об'єднує показники, які характеризують кінцеві результати господарської діяльності підприємства: обсяг, номенклатуру і собівартість, якість продукції, робіт і послуг, прибуток, рентабельність (виробу, продукції, виробництва); друга – ефективність використання виробничих ресурсів: продуктивність праці, фондівіддачу, матеріаломісткість продукції, оборотність оборотних засобів. У комплексі ці дві сукупності характеризують ефективність функціонування виробничої системи – підприємства.

Оскільки ми в результаті аналізу будемо регулювати використання факторів виробництва, а саме - виробничої потужності, то в систему показників, які характеризують ефективність виробництва, ввійдуть показники з другої сукупності [93]. Важливо для визначення ефективності використання ресурсів (операційних витрат) підприємства сформувати адекватну систему показників.

Для нафтогазовидобувного підприємства пропонується трьохрівнева система показників, які характеризують собівартість на рівні підприємства загалом, його структурних підрозділів – цехів (виробництв) та на поопераційному (функціональному) рівнях (рис. 3.1).

Функціонування нафтогазовидобувного підприємства загалом характеризують показники, що і сьогодні використовуються для аналізу ефективності господарювання [120,127]: виробнича собівартість нафти, газу і конденсату; собівартість реалізованої продукції; постійні розподілені і нерозподілені загально-виробничі витрати; прямі витрати; наднормативні витрати; питомі витрати на одиницю продукції і на 1 грн. вартості продукції.



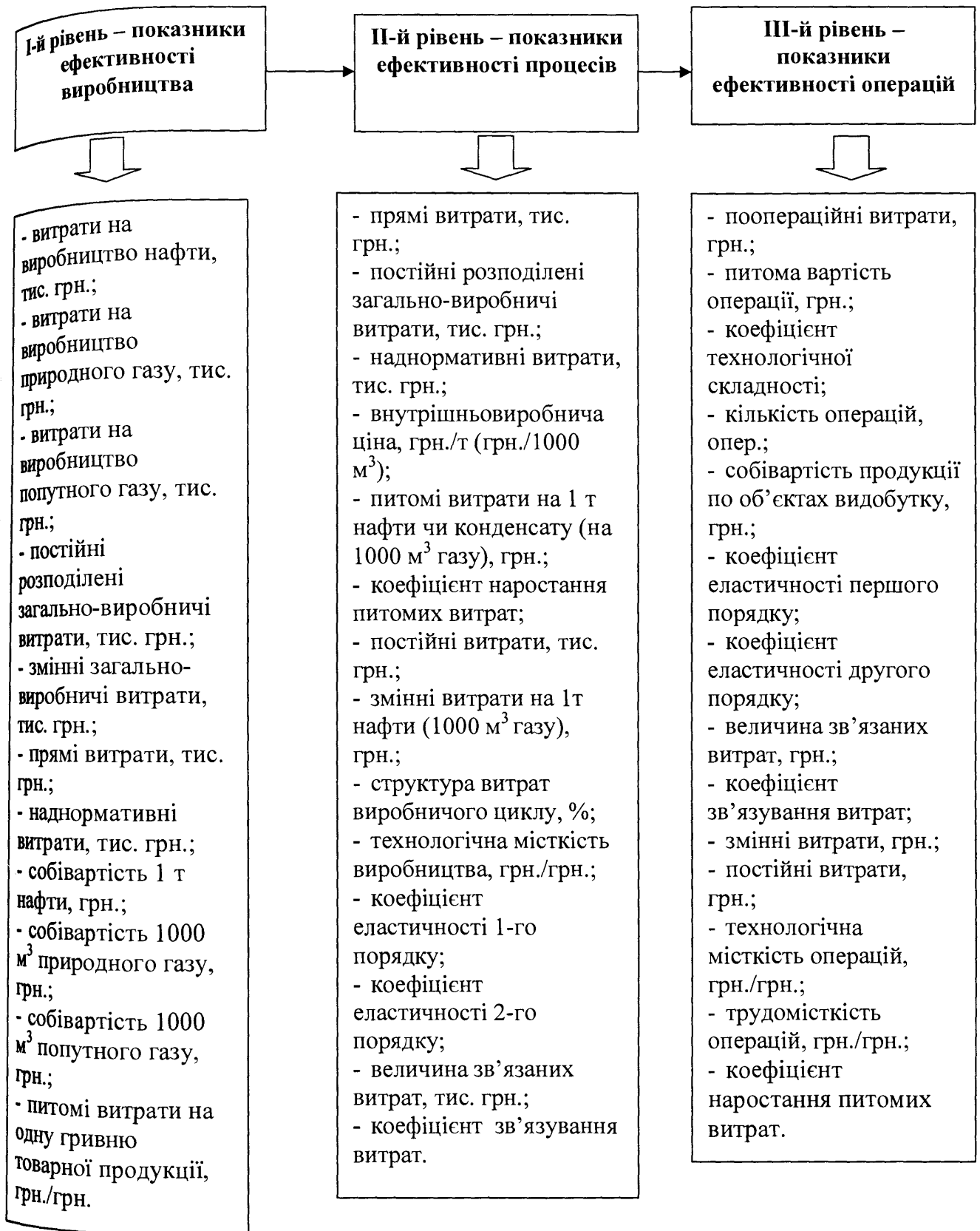


Рис. 3.1. Трьохрівнева система показників ефективності виробництва та регулювання процесів і операцій

Аналіз цих витрат дає можливість визначити основні тенденції зміни собівартості і її структури, що дозволяє більш детально розглянути показники другого рівня і визначити чинники, що впливають на зміну операційних витрат. При визначенні собівартості реалізованої продукції і питомих витрат на одиницю чи 1 грн. вартості продукції слід враховувати супутні (спряжені) витрати. Супутні витрати пов'язані з транспортом, підготовкою, реалізацією та іншими допоміжними процесами. Супутні витрати можуть зростати в процесі укрупнення виробництва в зв'язку з розширенням меж споживання видобутої продукції, а також через зростання кількості джерел сировини та радіуса їх розташування. Перелік супутніх витрат слід обмежити тими витратами, які мають значний вплив на собівартість продукції підприємства.

На першому етапі при визначенні оптимального рівня показників слід враховувати фактори нормативно-правового середовища та ринкового середовища з метою мінімізації втрат, а також оперативне та перспективне регулювання планових показників материнською компанією згідно стратегії розвитку компанії загалом, що повинно максимізувати прибуток материнської компанії. Здебільшого регулюючий вплив перерахованих чинників носить обмежуючий характер, тому потребує врахування на самому початку розробки оперативних планів розвитку виробництва.

Отже, згідно запропонованої методики, на першому етапі з'ясується проблема, що виникла, встановлюються її особливості, ступінь змінності та потреба вирішення. Умови вирішення проблеми розглядаються в процесі аналізу ефективності заходів з врахуванням сукупності об'єктивних і суб'єктивних факторів, які зумовили зміну показників собівартості вищого рівня. Після з'ясування проблеми визначається мета її вирішення – бажаний стан виробничого процесу чи рівень відповідних показників.

Невизначеність дії факторів економічних процесів у зовнішньому середовищі зумовлює необхідність оперативного коригування виробничої потужності з метою досягнення визначеного рівня ефективності. В цих умовах підвищується актуальність вивчення питань ефективного управління виробничим процесом і визначення ролі та місця регулювання.

На другому етапі аналізуються показники другого рівня формування операційних витрат за центрами відповідальності (виробничими функціями): видобутком нафти і газу; збиранням, зберіганням і внутрішньовиробничим транспортуванням нафти і газу; підтриманням пластового тиску; водопостачанням; стиснутим газом; ремонтом експлуатаційного обладнання; прокатом експлуатаційного обладнання; електропостачанням; ремонтом електрообладнання; обслуговуванням та ремонтом контрольно-вимірювальних приладів; поточним ремонтом свердловин; капітальним ремонтом свердловин — вони є центрами відповідальності і калькуляційними об'єктами.

До основних показників другого рівня введено: прямі витрати, постійні розподілені і змінні загально-виробничі витрати, наднормативні витрати; структуру витрат; проміжну собівартість або внутрішньовиробничу ціну — вартість одиниці продукції після віднесення витрат процесу; питомі витрати на виробництво; коефіцієнти наростання питомих витрат — співвідношення питомих витрат процесу до питомих витрат першого в технологічній послідовності; постійні і змінні витрати; трудомісткість виробництва, фондомісткість виробництва; коефіцієнти еластичності першого та другого порядку; величину зв'язаних витрат; середню тривалість або коефіцієнт зв'язування витрат.

На другому етапі запропонованої методики проводиться визначення найбільш капіталомістких виробництв і тих, виробничий процес яких потребує регулювання. Ця інтегрована частина процесу управління складається з набору управлінських рішень директивного характеру, спрямованих на коригування поточних показників і приведення їх стану у визначені обмеження [207,208]. Не завжди запропоновані показники дозволяють обрати один процес, тому доцільно запровадити сукупний агрегований критерій, який би враховував запроповану систему показників [57,75, 88]. Таким критерієм може бути коефіцієнт порівняльної ефективності (КПЕ), бо дозволить вибрати процес, ефективність регулювання якого найвища.

Для обчислення КПЕ розроблено модель, в якій частині показників присвоюються бали і потім сумуються за процесами, а частина враховується в абсолютних значеннях. Бали присвоюються тим процесам, з яких спостерігається

найвище зростання показника у порівнянні до рівня попереднього року, потім бали сумують і визначають бальну оцінку (додаток Л, табл. Л.1). Бальну оцінку визначають за табл. Л.2 в результаті присвоєння балів процесам основних виробництв.

Коефіцієнт порівняльної ефективності визначається за формулою:

$$КПЕ = БО \cdot КЕ1 \cdot КЕ2 \cdot КН \cdot ТЗВ, \quad (3.1)$$

де *БО* – бальна оцінка, визначена за таблицею (табл. Л.2), балів;

*КЕ1* – коефіцієнт еластичності 1-го порядку;

*КЕ2* – коефіцієнт еластичності 2-го порядку;

*КН* – коефіцієнт наростання питомих витрат;

*ТЗВ* – коефіцієнт зв'язування витрат.

Згідно запропонованої системи показників, визначаємо коефіцієнт порівняльної ефективності. Найбільші його значення спостерігається для робіт з видобутку нафти з конденсатом – 0,0026 одиниці, для інтенсифікації видобутку – 0,0115 та для енергії на видобуток нафти – 0,0029. Отже, в цьому випадку найдоцільніше впровадити заходи технічного характеру у видобутку нафти з конденсатом та на роботах з інтенсифікації видобутку, що також приведуть до зменшення витрат.

На третьому етапі проводиться аналіз виробництв, які потребують регулювання щодо витратомісткості по операціях, що дозволяє виділити ті ділянки процесу, які слід регулювати шляхом усунення, заміни або впровадження технічних і технологічних інновацій, оскільки саме таке регулювання буде найбільш ефективним. Результати дослідження на третьому етапі мають значну вагу, оскільки обмежують кількість заходів, які аналізуватимуться на наступному етапі. На цьому етапі аналізуються показники третього рівня собівартості, що характеризують поопераційне формування витрат. Деякі із включених у систему показників функціонально-орієнтованого аналізу витрат потребують детальнішої характеристики з огляду на особливості і рівень їх застосування.

Так, проміжна собівартість — собівартість продукції, робіт та послуг, які виробляються для власного споживання і використовуються у виробництві, але певна частина яких може йти на реалізацію. Цей показник характеризує ефективність процесів відносно планового значення та рівня попереднього звітного періоду, що дозволяє безпосередньо виявити фактори його зміни.

Коефіцієнти наростання питомих витрат — це співвідношення питомих витрат попереднього процесу до першого згідно технологічної послідовності, які дозволяють виявити найбільш витратомісткі процеси, а порівняння їх у динаміці дозволяє виявити резерви зниження витрат при оптимізації дії чинників, що призвели до їх зміни.

Трудомісткість і технологічна місткість операції здатні встановити лише операції чи процеси, критичні щодо обсягу витрат, які важко негайно усунути без змін у технології виробничих процесів нафтогазовидобутку. Аналіз динаміки коефіцієнтів наростання витрат, трудомісткості операції та технологічної місткості операції дозволяє виявляти технологічно та економічно неефективні операції, які можна вдосконалити або замінити за рахунок впровадження нових технологій або оптимізації та вдосконалення використовуваних потужностей підприємства.

Для детальнішого аналізу розраховують показники еластичності, які характеризують резерви зниження операційних витрат за рахунок оптимізації процесу організації виробництва та праці. Коефіцієнт еластичності 1-го порядку визначається відношенням витрат, яких можна уникнути в 6-місячний термін до загальної вартості операції (витрат виробництва). Коефіцієнт еластичності 2-го порядку визначається діленням обсягу витрат, що підлягають скороченню до одного року, до загальної вартості операції (витрат виробництва).

Середня тривалість зв'язування витрат в операції (по виробництву) показує інерційність операції (виробництва) до адаптивних змін, є середнім арифметичним тривалостей зв'язування витрат за групами зваженим на частку цих витрат в загальній тривалості операції чи процесу, що дозволяє вдосконалити використання оборотних засобів підприємства, зменшивши їх часткові нормативи. Коефіцієнт

зв'язування витрат – це відношення середньої тривалості зв'язування витрат, вираженої в роках, до тривалості процесу чи аналізованого періоду в роках.

Запропонована трьохрівнева методика аналізу ефективності витрат дозволить оптимізувати використання виробничих засобів нафтогазовидобувного підприємства, виявивши поопераційні резерви і частково вирішувати питання нестачі вільних оборотних засобів, необхідності оновлення техніки і технології виробництва.

Перевагою запропонованої системи обліку та аналізу витрат є те, що зв'язування витрат відбувається відносно операції, на яку вони відносяться прямо, тобто, уникається наближений розподіл за допомогою певних баз. З цієї причини важливо співставляти розподіл операційних витрат за операціями, а потім визначати їх величину за об'єктами, починаючи з родовищ і завершуючи свердловинами.

На четвертому етапі відбувається аналіз економічної та технологічної ефективності заходів з оптимізації виробничих операцій, та обираються ті, які є найбільш ефективними і дають можливість досягнути планових результатів. Методики аналізу та їх алгоритми детально досліджені в другому розділі роботи. В результаті дослідження формується перелік заходів, які можуть використовуватися для досягнення запланованого рівня виробництва і безпосередньо впливають на формування виробничої потужності підприємства.

П'ятий етап дослідження характеризується визначенням планових показників виробничої потужності при різних сценаріях підвищення ефективності виробничих операцій за рахунок впровадження техніко-технологічних заходів з оптимізації операцій, що регулює ефективність виробництв. Найбільш обґрунтований вибір розміру підприємства і виробничої потужності можна здійснювати з позицій загального оптимуму. Для суб'єкта господарювання критеріями ефективності є прибуток і рентабельність виробництва [32], а для структурних підрозділів підприємств критерієм ефективності господарювання служить собівартість [29,31,220,222]. Така ситуація зумовлена природою цих економічних категорій, суттю прибутку як категорії товарно-грошових відносин, як показника, який відображає не тільки витрати, але, більшою мірою, процес реалізації продукції.

Отже, при регулюванні ефективності виробництва, окрім показників потужності визначаються планові показники собівартості і обирається той варіант, який максимізує цільову функцію ефективності виробництва ( $Z_i$ ):

$$Z_i = [Q_{нн^i} \cdot (C_{нн^i} - C_{нн^i}) + Q_{нгн^i} \cdot (C_{нгн^i} - C_{нгн^i}) + Q_{зкн^i} \cdot (C_{зкн^i} - C_{зкн^i}) + Q_{згн^i} \cdot (C_{згн^i} - C_{згн^i}) - (K_i - A_p) - F_i], \quad (3.2)$$

де  $Q_{нн^i}, Q_{нгн^i}, Q_{зкн^i}, Q_{згн^i}$  - відповідно обсяги видобутку нафти, нафтового газу, газового конденсату та природного газу, т ( $1000\text{м}^3$ );

$C_{нн^i}, C_{нгн^i}, C_{зкн^i}, C_{згн^i}$  - відповідно ціни 1 т нафти,  $1000 \text{ м}^3$  нафтового газу, 1 т газового конденсату та  $1000 \text{ м}^3$  природного газу, грн.;

$C_{нн^i}, C_{нгн^i}, C_{зкн^i}, C_{згн^i}$  - відповідно собівартості видобутку 1 т нафти,  $1000 \text{ м}^3$  нафтового газу, 1 т газового конденсату та  $1000 \text{ м}^3$  природного газу, грн./т (грн./ $1000 \text{ м}^3$ );

$K_i$  - приведені капіталовкладення, грн. ;

$A_p$  - амортизаційні відрахування на нововведене обладнання протягом року, грн.;

$i$  - порядковий номер варіанту проекту впровадження організаційно-технологічних заходів з регулювання виробничої потужності з метою підвищення ефективності виробництва;

$F_i$  - непроамортизована вартість основних фондів, які вибувають з експлуатації в результаті регулювання виробничої потужності підприємства, грн..

В основу побудови цільової функції покладено максимізацію прибутку в результаті  $i$ -го сценарію формування виробничої потужності підприємства [99,145, 139,210], з врахуванням приведених до моменту здійснення капіталовкладень та вартості втрачених основних фондів в результаті зміни виробничої потужності підприємства [100,128].

Перевага застосування цільової функції при виборі заходів з регулювання виробничих процесів полягає в можливості вибору найефективнішого варіанту та можливості врахування певних об'єктивних обмежень: величини можливих капіталовкладень, перспективного плану розвитку підприємства, розробки родовищ, наявності запасів вуглеводнів, техніко-технологічних особливостей

нафтогазовидобувного підприємства [218,230,244]. Для нафтогазовидобувного підприємства важливо, що за допомогою запропонованої цільової функції (3.2) можна аналізувати ефективність розробки родовищ, використання виробничої потужності родовищ та покладів, планувати їх розробку за умови найбільшої ефективності та (або) доцільності ( додаток 3, табл. 3.6).

Згідно загальних критеріїв господарювання в умовах ринку виробничу діяльність оцінюють з точки зору досягнення максимальних господарських результатів і економічної стабільності. Незалежно від специфічних особливостей виробничого процесу, мета формування виробничої потужності завжди відноситься до двох категорій: «стабілізація» і «розвиток» [138,154,156]. Мета стабілізації спрямована на збереження досягнутого рівня, мета розвитку – на збільшення потужностей чи покращення їх стану та використання [21,25].

У загальному вигляді модель регулювання виробничої потужності, запропоновану нами, зображено на рисунку 3.2.

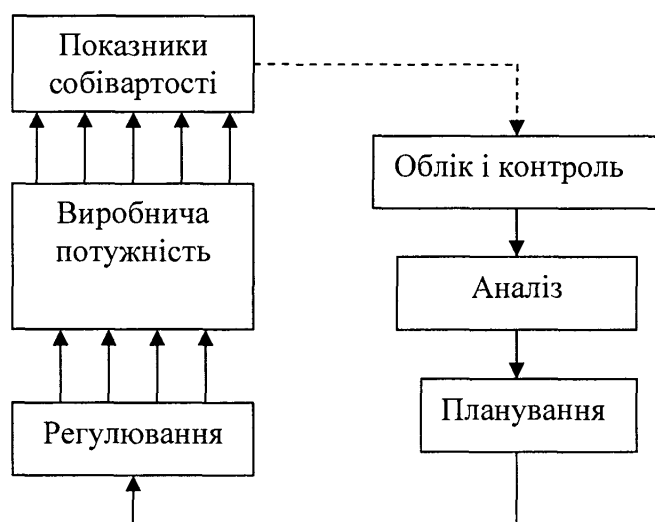


Рис. 3.2. Схема моделі регулювання виробничих потужностей

Залежно від мети і часу розрізняють поточну і перспективну форми регулювання [150]. Мета перспективного регулювання спрямована на досягнення оптимального рівня ефективності виробництва у більш тривалому періоді часу, а



поточне коригує перспективну мету відносно поточного стану підприємства і може суттєво відрізнятись від перспективного [156,161,205].

Формування виробничої потужності має вирішальний вплив на ефективність нафтогазовидобувного виробництва, оскільки визначає виробничий потенціал та розмір підприємства, що є основними параметрами виробничої системи.

Розмір нафтогазовидобувних підприємств визначається двома видами показників: проектною потужністю, яка обчислюється в процесі проектування розробки нових родовищ, та виробничою потужністю, яка періодично визначається і переглядається за роками експлуатації родовищ відповідно до зміни гірничо-виробничих та інших умов експлуатації.

При визначенні виробничої потужності базовими параметрами є фактичні гірничо-технологічні умови і показники, а також величина запасів родовища на час розрахунку. Розрахунок виробничої потужності підприємства зводиться до визначення найвигіднішої послідовності, переліку та обсягу заходів з ліквідації «вузких місць» в технологічному процесі видобутку [150,202,222].

Вихідними матеріалами для розрахунку виробничої потужності підприємства є:

- плани і проекти розробки родовищ;
- дані про фактичну пропускну здатність усіх ланок виробничого процесу;
- дані про витрати за окремими виробничими процесами та підрозділами підприємства;
- техніко-економічні показники окремих заходів із збільшення видобутку вуглеводнів;
- можливі терміни регулювання виробничої потужності та достатність коштів для його проведення.

Оптимальний розмір діючого видобувного підприємства повинен переглядатися регулярно із зміною гірничо-геологічних умов розробки родовищ одночасно із переглядом виробничої потужності підприємства, що також може бути викликаною зміною технічного стану підприємства.

Основним засобом формування виробничої потужності нафтогазовидобувного підприємства та продовження експлуатації родовищ є реконструкція і впровадження

інновацій технічного та технологічного характеру у виробничий процес. Через безперервні зміни гірничо-геологічних умов експлуатації покладів та родовищ нафтогазовидобувними підприємствами економічну ефективність зміни виробничої потужності слід визначати шляхом порівняння різних варіантів експлуатації при впровадженні різних заходів з інтенсифікації видобутку, впровадженні новітніх методів розробки та техніко-технологічних інновацій.

На останньому етапі запропонованої методики проводиться розробка та впровадження плану організаційно-технологічних заходів з метою досягнення короткострокових та довгострокових цілей розвитку нафтогазовидобувних підприємств в контексті загальної стратегії функціонування материнської компанії чи іншого об'єднання підприємств.

Проведемо аналіз доцільності нарощування виробничої потужності на прикладі НГВУ «Надвірнанафтогаз». Проаналізуємо показники ефективності виробництва першого рівня у додатку К (табл. К.1). В якості вихідної бази аналізу використано показники звітів НГВУ «Надвірнанафтогаз» за 2005-2006 роки.

Аналізуючи показники першого рівня, слід зазначити, що у 2006 році НГВУ «Надвірнанафтогаз» досягнуло зниження витрат на видобуток нафти на 8,94 % у порівнянні з плановим показником та зростання на 4,07 % відносно рівня попереднього року. Також відбулося зниження витрат на виробництво природного і попутного газу як відносно планового рівня, так і рівня 2005 року.

У 2006 році спостерігається зростання розподілених загальновиробничих витрат на 37,35 % у порівнянні з попереднім роком та зниження відносно планового рівня на 8,43 %. Таке різке збільшення не компенсується зростанням видобутку товарної продукції. Відбувається також зростання собівартості 1000 м<sup>3</sup> попутного газу на 16,52 % стосовно рівня 2005 року та недосягнення планового рівня на 2,46%. Зросла собівартість 1 т нафти на 3,8 % стосовно 2005 року і досягнула рівня на 8,94% нижчого, ніж планувалося. Спостерігається зменшення питомих витрат на 1 грн. товарної продукції на 29,35 % стосовно рівня 2005 року і зростання на 12,3 % відносно планового.

Оскільки по інших показниках фактичний рівень 2006 року значно нижчий від планового, зростання показника питомих витрат на 1 грн. товарної продукції по усіх видах вуглеводнів характеризує наявність внутрівиробничих резервів зниження витрат за рахунок оптимізації виробничих процесів. Отже, доцільно провести аналіз показників ефективності виробництва 2-го рівня ( додаток Л).

Результати аналізу витрат основного виробництва свідчать, що у 2006 році прямі витрати в більшій мірі зросли на видобуток нафти з конденсатом (на 7,98 %), підготовку нафти (на 22,67 %), на енергію по видобутку нафти на 17,63 % до рівня попереднього року. Отже, в таблиці бальної оцінки цьому показнику присвоюється 1 бал по вище зазначених виробництвах (табл. Л.2). У порівнянні фактичного рівня показників із плановим немає необхідності, бо при обмеженому фінансуванні він може штучно завищуватись підприємством.

Розподілені загальновиробничі витрати найбільше зросли відносно рівня попереднього року у збиранні і транспортуванні нафти (на 52,27 %), підготовці нафти ( на 17,86 %) та роботах з утримання і експлуатації обладнання (на 17,6 %). У таблиці цим процесам присвоюється 1 бал в рядку розподілених загальновиробничих витрат. Отже, існують значні резерви зниження загальновиробничих витрат на зазначені вище процеси, оскільки в НГВУ зростає обсяг видобутку нафти.

Аналізуючи наднормативні витрати, слід зазначити, що найбільше їх зростання спостерігається у видобутку нафти з конденсатом (на 19,2 %), при штучній дії на пласт (на 119,09 %). Зазначені тенденції також підтверджує показник питомих витрат на 1 т нафти з конденсатом, найвищий рівень зростання якого у підготовці нафти (19,5%) і енерговитратах на видобуток нафти (5%).

Досліджуючи постійні витрати, варто звернути увагу на їх значне зростання у збиранні і транспортуванні нафти, підготовці нафти відповідно на 34,7%, 19,0 %. Зростання змінних витрат на 1 т нафти чи конденсату спостерігається у видобутку нафти з конденсатом на 5,6 %, енергії на видобуток нафти 14,59 % і підготовці нафти на 17,4%. Коефіцієнт наростання питомих витрат зріс у підготовці нафти на 13,6 %, енергії на видобуток нафти на 8,5 % та по штучній дії на пласт – на 0,4 %. У

структурі витрат виробничого процесу тенденція зростання спостерігається у частки витрат по видобутку нафти з конденсатом (на 6,3 %), витрат на підготовку нафти – на 19,84 %, витрат на енергію на видобуток нафти – на 14,74 %.

Досліджуючи коефіцієнт еластичності 1-го порядку, який характеризує частку витрат на процес, які можна ліквідувати до 6-ти місяців шляхом впровадження різних техніко-економічних та організаційно-технічних заходів, перевагу слід надати впровадженню заходів у видобутку нафти з конденсатом (0,0132 одиниць), та з штучної дії на пласт у видобутку нафти (0,1162).

Коефіцієнт еластичності 2-го порядку характеризує загальний резерв зменшення витрат, який можна використати впродовж року, тому його врахування також має велике значення. У нашому випадку для НГВУ «Надвірнанафтогаз» найбільший резерв зниження витрат мають штучна дія на пласт, енергія на видобуток нафти та видобуток нафти з конденсатом – 0,1618, 0,0256 та 0,0320 одиниць відповідно.

Величина зв'язаних витрат (тих, яких можна уникнути) зросла на 30,2 % і 5% тільки з інтенсифікації видобутку нафти та енергії на видобуток нафти. А зростання коефіцієнта зв'язування витрат спостерігається у видобутку нафти з конденсатом на 6,76 %.

В результаті обчислення бальної оцінки для основних виробництв згідно запропонованої системи показників визначаємо коефіцієнт порівняльної ефективності. Найбільше його значення спостерігається для видобутку нафти з конденсатом – 0,0026, енергії на видобуток нафти – 0,0029 та штучній дії на пласт – 0,0115 одиниці.

Проаналізуємо ефективність штучної дії на пласт у 2006 році за операціями з інтенсифікації видобутку нафти, оскільки коефіцієнт порівняльної ефективності максимальний по відношенню до інших виробництв – 0,0115 одиниці (таблиця Л.2).

Аналізуючи показники третього рівня для штучної дії на пласт слід зазначити, що найбільшу питому вартість операції має гідравлічний розрив пласта – 62943,39 грн./опер., комплексна термохімічна обробка – 60439,35 грн./опер. та дилатансійне торпедування – 59962,07 грн./опер. Найбільше зростання собівартості продукції по

об'єктах видобутку спостерігається для гідравлічного розриву пласта – 272,73 грн./т, спирто-кислотної обробки 701,03 грн./т. та дилатансійного торпедування – 353,54 грн./т. Висока питома собівартість видобутку нафти після спирто-кислотної обробки пояснюється випробувальним застосуванням цієї технології на свердловині Лоп-35, а отримані результати ще потребують вивчення та уточнення.

Коефіцієнт еластичності першого порядку показує значні резерви зниження витрат по операціях, технологічний ефект по яких менше 6-ти місяців. Згідно цього показника вимагають регулювання гідроімпульсна обробка свердловин ( $KE1=0,8979$ ) та спирто-кислотна обробка ПЗП, оскільки  $KE1$  є максимальним – 1,1498, а також дилатансійне торпедування  $KE1=0,6800$  (таблиця Л.4), що також підтверджує коефіцієнт економічної ефективності, значення якого для п'яти операцій такого характеру не перевищує одиницю, тобто вони не окуповуються протягом дії технологічного ефекту, хоча технологічна ефективність має позитивний характер (таблиця Л.3). Коефіцієнти технологічної та економічної ефективності визначено згідно методики, наведеної в розділах 3.4 та 3.5 дисертаційної роботи. Коефіцієнт наростання питомих витрат третього рівня обчислюється як співвідношення витрат операції певного виду до витрат першої операції у таблиці.

Коефіцієнт еластичності другого порядку показує, що існують значні резерви скорочення витрат для штучної дії на пласт за рахунок зменшення обсягів впровадження термічних обробок із закачкою та продавлюванням нагрітої нафти, його значення 0,7759 одиниці. Показник технологічної місткості становить 0,0045 для спирто-кислотної обробки, для гідроімпульсної обробки – 0,0115 і дилатансійного торпедування – 0,01 грн./грн. (табл. Л.4), що є найнижчим значенням із проаналізованих операцій. Тому в результаті скорочення обсягів впровадження спирто-кислотної обробки, гідроімпульсної обробки і дилатансійного торпедування втрати від простою та ліквідації основних фондів будуть порівняно незначними. Постійні витрати для зазначених операцій штучного впливу на привибійну зону свердловин також дещо вищі від середнього рівня.

Отже, при аналізі виробництва нафти в результаті застосування трьохрівневої методики дослідження ефективності виробництва було встановлено, що

першочергового регулювання потребує штучна дія на пласт з метою найефективнішого скорочення витрат, а саме в результаті показників третього рівня виявлено доцільність впливу на обсяги та технологію гідроімпульсної обробки (коефіцієнт порівняльної ефективності 1,4777 в табл. Л.5), дилатансійного торпедування (КПЕ=4,6949) та термічної обробки привибійної зони свердловин (КПЕ=0,7598). Оскільки технологічна місткість цих операцій порівняно незначна, то найдоцільнішим впливом на їх застосування з найменшими витратами буде скорочення в плановому році обсягів їх впровадження, що необхідно відобразити при плануванні обсягів робіт з інтенсифікації видобутку в наступному році за рахунок розширення обсягів впровадження інших операцій, які є економічно та технологічно ефективнішими згідно проведеного аналізу. Обмеження закачки води для збільшення віддачі пластів регулювати дуже складно (КПЕ=17,8375), бо це вимагає зміни режимів та технологій експлуатації родовища, що для родовищ з високою обводненістю продукції проводити неефективно (табл. Л.5).

Аналіз ефективності виробництва природного та попутного газу проводимо аналогічно згідно методики трьохрівневого аналізу ефективності виробництва. Показники першого рівня нами проаналізовані при дослідженні ефективності видобутку нафти, а на другому рівні при дослідженні ефективності видобутку природного газу слід вивчати такі процеси:

- видобуток природного газу;
- збирання і транспортування природного газу;
- підготовка природного газу;
- утримання та експлуатація обладнання ( додаток М).

Згідно обчислених показників визначаємо бальну оцінку для процесів, присвоюючи їм по одному балу, якщо спостерігається зростання показника, включеного до бази оцінки (додаток М, табл. М.2). Визначаємо коефіцієнти порівняльної ефективності, максимальне значення КПЕ спостерігається для утримання та експлуатації обладнання (0,5112) та видобутку природного газу (0,2421 одиниць). Отже, найбільш ефективним буде регулювання процесу утримання та експлуатації обладнання, що зумовить зменшення витрат в найбільшій

мірі загалом на виробництво природного газу, ніж регулювання будь-яких інших процесів.

Аналізуючи можливість скорочення витрат на утримання і експлуатацію обладнання, слід виділити окремі операції цього процесу, на підставі дослідження яких можна визначити операцію, яка потребує регулювання, і ефективність від якої більша ніж в інших операцій, а , отже, і результати будуть найвищими і для оптимізації виробничого процесу, і виробництва загалом [123, 129].

В утриманні і експлуатації обладнання слід дослідити наступні операції для виробництва природного газу:

- ремонт експлуатаційного обладнання;
- ремонт електрообладнання;
- прокат електрообладнання;
- утримання обладнання цехами основного виробництва;
- капітальний ремонт свердловин;
- ремонт інших споруд.

Операції підземного ремонту свердловин та прокату експлуатаційного обладнання аналізувати недоцільно, оскільки в 2006 році вони не проводилися, тому не включаються до вихідної інформації для дослідження.

До системи показників третього рівня включено операційні витрати, питому вартість операції, коефіцієнт технологічної складності, кількість операцій, коефіцієнти еластичності першого та другого порядку, величину і середню тривалість зв'язаних витрат та технологічну місткість операції. До критеріїв не ввійшли показники: собівартість продукції по об'єктах видобутку, оскільки витрати на утримання та експлуатацію обладнання розподіляються окремо між виробництвами і потім відносяться на виготовлену продукцію та окремо на послуги цехів допоміжного виробництва; постійні і змінні витрати не включено, бо згідно інструкції з обліку витрат у нафтогазоконденсатовидобутку [123] витрати на утримання та експлуатацію обладнання відносять до умовно-постійних. В обраній системі показників прямі витрати замінено операційними, оскільки не по всіх операціях загальні суми витрат розподіляються на видобуту продукцію.

Досліджуючи показники третього рівня ефективності виробництва природного газу для утримання та експлуатації обладнання, слід зазначити, що найбільшу питому вартість має капітальний ремонт свердловин (864,78 тис. грн.), а операційні витрати найвищі для ремонту інших споруд (1868,52 тис. грн.) і капітального ремонту свердловин (1729,55 тис. грн.), тому і в структурі вони мають значну питому вагу – 60,89 % і 56,36 % відповідно. Ці операції також мають найнижчу технологічну місткість, а саме: 0,1104 та 0,2346 та прокат електрообладнання – 0,207, проте, максимальне значення  $KE_1$  спостерігається для утримання обладнання цехами основного виробництва – 0,8288 та ремонту електрообладнання – 0,6148. По цих операціях також наявний найбільший резерв витрат, про що свідчить  $KE_2$  – 0,8348 та 0,7967 відповідно (табл. М.3). Необхідність регулювання утримання обладнання цехами основного виробництва ( $KPE=7,5144$ ), капітального ремонту свердловин ( $KPE=0,1548$ ) та ремонту інших споруд ( $KPE=0,2578$ ) підтверджується величиною коефіцієнтів порівняльної ефективності (табл. М.4).

Оскільки порівняно незначна технологічна місткість цих операцій, тому можна вибрати заходи, що потребують технологічних змін або удосконалюють технологію існуючої операції. Аналізуючи баланси робочого часу ремонтних підрозділів було виявлено, що близько 65 % займає час ремонтних робіт, 25 % - підготовчі роботи і 10 % - простої через несправність устаткування та роботи не пов'язані з ремонтом. Тому у нашому випадку доречно буде впровадити систему планово-попереджувальних ремонтів, що дозволить мінімізувати непродуктивний час обладнання та устаткування основних виробничих процесів. Методичні положення впровадження системи планово-попереджувальних ремонтів для нафтогазоконденсатовидобутку будуть запропоновані у підрозділі 3.3.

Отже, найбільш ефективним для організації виробничого процесу буде регулювання операцій з ремонту електрообладнання та утримання обладнання цехами основного виробництва. Оскільки зміни в технології їх проведення зумовлять значні втрати непроамортизованих основних фондів, то досягнути позитивного ефекту можна тільки об'єктивно і всесторонньо аналізуючи можливість



впровадження різного характеру технічних та технологічних інновацій. Методика розрахунку ефективності та характеристика можливих технічних і технологічних інновацій також будуть представлені у підрозділі 3.3.

Згідно аналізу показників другого рівня ефективності виробництва попутного газу (табл. Н.1, Н.2) було виявлено, що найвищий коефіцієнт порівняльної ефективності у підготовки попутного газу – 0,3469, тому для аналізу на третьому рівні вибираємо процес підготовки попутного газу. Для аналізу показників третього рівня з процесу підготовки газу можна виділити операції: підготовка попутного газу; підготовка супутного газу та підготовка природного газу (табл. 3.3).

Таблиця 3.3

### Показники 3-го рівня ефективності виробництва попутного газу

Показники 3-го рівня ефективності виробництва попутного газу	Підготовка попутного газу	Підготовка природного газу	Підготовка супутного газу
1. Поопераційні витрати, грн.	4161410,80	17802,29	194037,92
2. Коефіцієнт технологічної складності, од.	1,43	1,22	0,98
3. Собівартість 1000 м <sup>3</sup> , грн.	57,31	48,79	39,39
4. Коефіцієнт еластичності першого порядку, од.	0,0780	0,1422	0,0952
5. Коефіцієнт еластичності другого порядку, од.	0,1209	0,3308	0,1700
6. Величина зв'язаних витрат, грн.	502948,52	5888,97	32977,04
7. Коефіцієнт зв'язування витрат, од.	0,68	0,79	0,72
8. Обсяг підготовки, тис. м <sup>3</sup>	107266,00	539,00	72781,00

Аналізуючи показники таблиці 3.3, слід виділити операцію підготовки природного газу, проте, оскільки ми аналізуємо можливість оптимізації процесу підготовки попутного газу, то ефективність регулювання виробничої потужності вища для підготовки попутного газу. Найефективніше регулювати підготовку

попутного газу, оскільки  $KPE=0,0383$  для цього процесу згідно додатку Н (табл. Н.3), що є найвищим значенням. Компромування газу в окрему операцію ми не виділяли, оскільки неможливо розподілити витрати на підготовку та компромування газу.

В результаті комплексного аналізу та дослідження не тільки ефективності оптимізації виробничого процесу, а і системної оцінки ефективності запропонованих заходів чи рішень можна досягнути проектних результатів виробництва. Наведена методика функціонально-орієнтованого аналізу дозволяє прогнозувати величину зміни собівартості видобутку одиниці продукції з того чи іншого об'єкта в залежності від проведення тих чи інших робіт з інтенсифікації видобутку, переведенні з одного фонду свердловин в інший, зміні способу експлуатації; дає можливість порівнювати питомі витрати із ринковою ціною енергоресурсів і планувати собівартість. Запропонована система показників дозволяє поетапний аналіз формування витрат з метою оцінки резервів їх зниження та доцільності експлуатації тих чи інших об'єктів нафтогазовидобутку.

Системний аналіз операційних витрат у складі функціонально-орієнтованої системи управління дозволяє визначити поле для маневру між теоретичними можливостями адаптації і практичними обмеженнями, вводячи у сферу економічного аналізу витрат питання доцільності внутрішньої структури підприємства, вдосконалення техніки та технології виробництва, оптимізації виробничої потужності. Створюється інформаційна основа для рішень в галузі цінової та ресурсної політики підприємства.

Такий підхід дає можливість не тільки визначати вплив факторів на операційні витрати, а й планувати їх рівень, враховуючи умови функціонування об'єктів нафтогазовидобутку. Отже, можливим стає регулювання виробничої потужності та споживання ресурсів у виробничому процесі, а також проектування управлінських рішень та їх моделювання в конкретних економічних умовах господарювання, визначаючи економічну та технологічну ефективність.

### 3.2. Економічна оцінка доцільності та ефективності проведення планово-попереджувальних ремонтів свердловин

Основою для планування, обліку і аналізу робіт з формування виробничих потужностей підприємств у нафтогазовидобутку виступає їх класифікація. Розроблена класифікація В. А. Блажевичем і В. Г. Уметбаєвим [38] і вдосконалена В. С. Лесюком, М. І. Турком, І. Є. Шевалдіним та В. І. Воробцем для робіт, які виконуються бригадами підземного ремонту свердловин [123]. Вона стосувалася тільки робіт, які проводяться у нафтогазовидобувних свердловинах. Згідно неї частину капітальних ремонтів було необґрунтовано віднесено до поточних, частину робіт, які не носять ремонтного характеру (дослідні, оснащення свердловин) також відносили до певних груп поточних ремонтів, а деякі взагалі не розглядалися. Основним недоліком цієї класифікації стала відсутність чіткого технологічного і економічного обґрунтування виокремлення певних робіт у групи.

Сьогодні діючий класифікатор робіт, які виконують бригади поточного і капітального ремонту свердловин [105] дає змогу відокремити ключові визначення робіт, які слід поставити в основу розробки відповідної класифікації. Особливої уваги заслуговують визначення виду робіт: поточного ремонту свердловин, капітального ремонту свердловин, неремонтних робіт, оснащення свердловин обладнанням, дія на привибійну зону свердловин, дослідження свердловин, що відіграє важливу роль при визначенні джерел їх фінансування (рис. 3.3).

До ремонтних робіт відносяться роботи, пов'язані із відновленням та підтриманням працездатності обладнання свердловин, а також свердловини як споруди. Поточний ремонт свердловин – це комплекс робіт з відновлення і підтримання роботоздатності підземного і гирлового обладнання, яким оснащена свердловина, з оптимізації роботи свердловин і підземного обладнання, промивки вибоїв свердловин.

Капітальний ремонт – це комплекс робіт, направлених на відновлення і покращення працездатності свердловин як споруд для видобування нафти, газу і попутної води, закачування в пласт робочих агентів з метою підтримання

пластового тиску, а також для керування розробкою покладів чи родовищ, консервація та ліквідація свердловин.

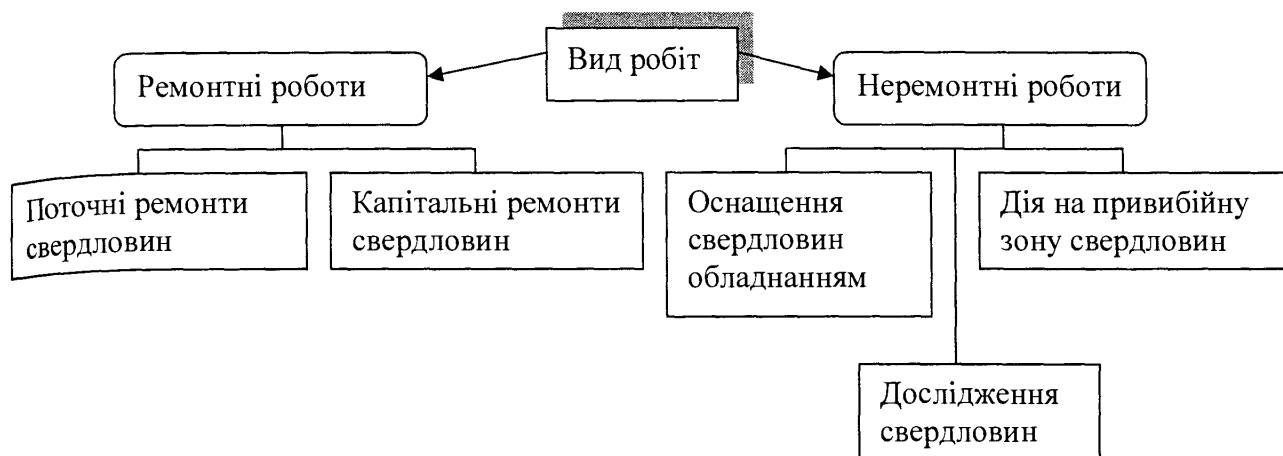


Рис. 3.3. Класифікація робіт з формування виробничої потужності нафтогазового підприємства

До неремонтних робіт віднесено роботи, які не пов'язані з підтриманням або відновленням працездатності свердловини як споруди і обладнання, яким вона оснащена. До неремонтних робіт відносяться оснащення свердловини обладнанням, інтенсифікація нафтогазовидобутку та підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення, дослідження свердловин і пластів. Оснащення свердловин обладнанням – це комплекс робіт, який виконується з метою першого спуску в свердловину підземного обладнання для підйому нафтогазоводосуміші з пласта на поверхню певним способом експлуатації, для закачування в пласт робочих агентів з метою підтримання пластового тиску (ПТТ), а також для контролю за фізичними параметрами пластів (пластовий тиск, температура тощо).

Дія на привибійну зону пласта передбачає інтенсифікацію нафтогазовидобутку та підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення і включає всі види робіт, які проводяться в свердловинах з метою обробки їх привибійних зон.

Дослідження свердловин у процесі роботи бригад підземного і капітального ремонту свердловин (ПРС і КРС) – це всі види дослідних робіт в свердловинах, які здійснюються з метою контролю за розробкою покладів і родовищ, та дослідження стану свердловини як споруди і проведення яких неможливе без підйому і спуску підземного обладнання, яким оснащена свердловина.

Згідно вище наведеної класифікації підтримання працездатності підземного обладнання включає: встановлення наявності, обпресування і заміну насосно-компресорних труб (НКТ), свердловинних насосів, заглибних електродвигунів, колони штанг, кабелю електровідцентрового насоса (ЕВН), якорів, газосепаратора, хвостовика, протипарафінового пристрою, пристроїв з вдосконалення технології видобування чи підтримання пластового тиску; заміну гирлового обладнання; ліквідацію обривів штанг, плунжера, штока; вилучення з НКТ сторонніх предметів, скребків і приладів; вилучення металевих предметів із затрубного простору.

Оптимізація роботи свердловин і підземного обладнання об'єднує: зміну типорозмірів та глибини спуску НКТ; зміну конструкції ліфта; зміну конструкції колони штанг; зміну типорозміру і глибини підвіски насоса; встановлення якорів, газосепаратора, хвостовика, протипарафінового пристрою, пристроїв підтримання пластового тиску та вдосконалення технології нафтогазовидобутку нафти.

Очистка підземного обладнання передбачає проведення робіт з депарафінації підземного обладнання, підйому і очищення труб від солей і продуктів корозії.

Зміна конструкції свердловини включає спуск і цементування експлуатаційної колони меншого діаметру, хвостовика, летучки; поглиблення вибою свердловини нижче пробуреного; заріз і буріння нового стовбура.

Усунення дефектів і несправностей в конструкціях свердловин об'єднує роботи з ліквідації негерметичності експлуатаційної колони тампонуванням, пластирем, спуском труб з пакером, закріпленням різьбових з'єднань, герметизацією різьбових з'єднань; заміною пошкодженої частини експлуатаційної колони закачуванням в'язкопластичних матеріалів; усуненням зім'яття колони оправками, долотами, рейберами, фрезерами тощо; ліквідацію негерметичності цементного кільця; ліквідацію негерметичності штучного вибою; відновлення і покращення сполучення стовбура свердловини з пластом кумулятивною, кульовою, торпедною, гідропіскоструминною перфораціями, розширенням і очищенням перфораційних отворів, продавлюванням отворів в колоні, свердлінням отворів в колоні; кріплення порід привибійної зони цементним розчином, високомолекулярними сполуками,

створенням гравійних фільтрів, коксуванням нафти; розбурювання пробок, цементних стаканів, сторонніх предметів.

Відновлення прохідності експлуатаційної колони передбачає витягування прихоплених і зацементованих труб і свердловинного обладнання; витягування обірваних труб (НКТ) і свердловинного обладнання; хімічну, гідравлічну та механічну очистку стінок колони.

Ремонтні роботи для керування розробкою покладів включають приєднання пластів або інтервалів пластів за допомогою кумулятивної, кульової, торпедної, гідропіскоструминної перфорації, продавлювання чи свердління отворів; від'єднання пластів або інтервалів пластів: нижнього – цементним мостом чи вибуховим пакером; проміжного – тампонуною сумішшю, пластирем; верхнього пакером на НКТ; ізоляцію води без від'єднання пласта; інші ізоляційні роботи; перехід на інші горизонти. Консервація свердловин можлива з (без) встановлення цементного моста. Інші види капітальних ремонтів об'єднують буріння шурфів для облаштування свердловини та їх ремонт.

Оснащення свердловин підземним обладнанням включає: оснащення свердловин, які вводяться з буріння фонтаном, газліфтом, ШГН, ЕВН, під нагнітання, в контрольні, в п'єзометричні, в газові; оснащення свердловин, які вводяться з освоєння після буріння фонтаном, газліфтом, ШГН, ЕВН, під нагнітання, в контрольні, в п'єзометричні, в газові; оснащення розконсервованих свердловин фонтаном, газліфтом, ШГН, ЕВН, під нагнітання, в контрольні, в п'єзометричні, в газові; оснащення відновлених ліквідованих свердловин фонтаном, газліфтом, ШГН, ЕВН, під нагнітання, в контрольні, в п'єзометричні, в газові; оснащення свердловин при зміні виду фонду; оснащення свердловин при зміні способу експлуатації; оснащення свердловин спеціальним обладнанням для організації ремонту електрообладнання (ОРЕ), організації ремонту нафтового обладнання - насоса (ОРН), внутріпластового горіння, нагнітання гарячої води, нагнітання пари, нагнітання газу високого тиску, нагнітання кислот і лугів, оснащення обладнанням для проведення дослідних робіт.

Дія на привибійну зону пласта передбачає: солянокислотну, глинокислотну і пінокислотну обробку пласта; обробку кислотною емульсією, газованою кислотою, кислотою з полімерами, з розчинниками; парокислотну, багатооб'ємну кислотну обробку; високошвидкісний гідророзрив пласта (ГРП) без піску; кислотний ГРП; ГРП з піском; щілинну, зондову гідропіскоструминні перфорації; внутрішню пластову термохімічну обробку пласта; термохімічну обробку; хімічний і електропідігрів пласта; обробку привибійної зони розчинниками, поверхнево-активними речовинами (ПАР); імпульсно-ударну дію на привибійну зону; обробку привибійної зони суспензіями, коагулянтами, полімерами, інгібіторами парафіновідкладень, інгібіторами солевідкладень, інгібіторами корозії, інгібіторами утворення емульсій; соляну обробку з делатансійним торпедуванням.

Дослідження пластів включають: вивчення характеру насиченості і вироблення продуктивних пластів; визначення інтервалів приймальності, віддачі; термометричне дослідження свердловини; замір пластового тиску; дослідження свердловини випробувачем пластів. Дослідження свердловин об'єднує наступні роботи: визначення місця негерметичності колони і цементного кільця геофізичними методами, за допомогою пакерів.

Запропонована класифікація робіт з формування виробничої потужності дозволяє визначати ефективність проведення та забезпечує необхідну зіставність і відокремленість робіт за групами.

Метою діяльності будь-якого підприємства є отримання максимально-можливого прибутку при оптимальному використанні наявного ресурсного потенціалу. Практично цього можна досягнути шляхом раціоналізації формування валового доходу та валових витрат з метою мінімізації податкового навантаження.

Нафтогазовидобування належить до капіталомістких виробництв, оскільки вартість свердловин досить висока, а витрати з підтримання їх роботоздатності значні відносно первісної вартості. Згідно чинного законодавства [8] нафтогазовидобувні 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 відсотків первісної вартості окремої свердловин. Витрати, що перевищують зазначену суму, включаються до балансової вартості відповідної групи основних фондів і підлягають амортизації за встановленими нормами. За умови великої питомої ваги витрат на ремонт, модернізацію та інше вдосконалення роботи свердловин перед нафтогазовидобувними підприємствами постала необхідність оцінки доцільності проведення цих видів робіт [66]. Розглянемо можливі критерії оцінки ефективності проведення планово-попереджувального поточного ремонту насосних нафтових свердловин.

Колективом вітчизняних і російських науковців в складі Лесюка В.С., Турка М.І., Шевалдіна І.Е., Воробця В. І. [123] та закордонними вченими було розроблено методичні основи організації поточного ремонту нафтових свердловин, який проводиться ремонтними бригадами. Ними обґрунтовано розподіл нафтових свердловин, які експлуатуються насосним способом, за критерієм доцільності впровадження системи планово-попереджувальних ремонтів, запропоновано систему показників ефективності виконання робіт. Проте, запропоновані критерії здебільшого характеризують техніко-технологічну ефективність проведеного поточного ремонту, що робило можливим їх застосування за умов командно-адміністративної економіки. На наш погляд, [177,179,205] в умовах ринкових відносин необхідні нові підходи для обґрунтування економічної доцільності проведення поточного ремонту (рис.3.4).

Аналізуючи систему показників для оцінки ефективності і доцільності впровадження системи планово-попереджувальних поточних ремонтів, слід виділити ряд недоліків.

1. Існуюча система показників має обмежений характер і може застосовуватися для свердловин, які експлуатуються механізованим способом за допомогою насосних установок.

2. Усі проаналізовані вище показники не дозволяють комплексно обґрунтувати ефективність проведення поточного ремонту свердловин.



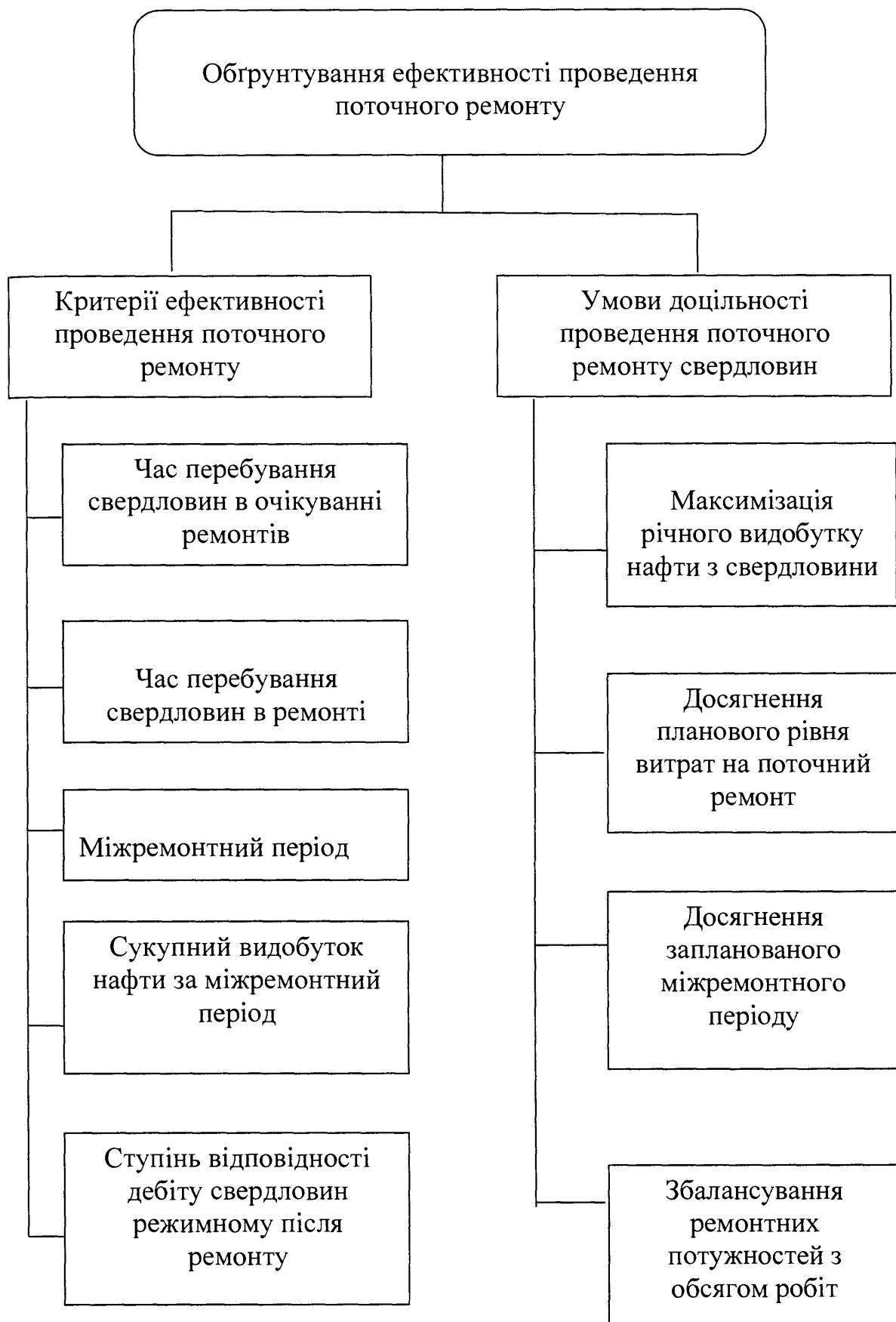


Рис. 3.4. Система показників ефективності проведення поточних ремонтів

Так, час перебування свердловин в очікуванні ремонтів та в ремонті не має прямого зв'язку з економічною ефективністю, цей показник втрачає свою значимість при залученні до виконання цих робіт підприємств-підрядників. Тривалий міжремонтний період не завжди відповідає максимальному видобутку нафти за певний інтервал часу. Максимальний сукупний видобуток нафти за міжремонтний період не в усіх випадках призводить до максимізації видобутку за певний період часу чи збільшення прибутку. Ступінь відповідності дебіту свердловин після ремонту режимному характеризує якість проведення робіт, а не ефективність поточного ремонту як заходу.

Максимізація річного видобутку нафти з свердловини характеризує в більшій мірі технологічну ефективність, ніж економічну. Зокрема, впровадження системи планово-попереджувальних ремонтів може передбачати деяке перевищення загальної суми витрат на поточний ремонт за певний період часу, ніж при звичайному обслуговуванні, та скорочення міжремонтного періоду. А при перевищенні річних можливостей бригад поточного ремонту можна залучити до виконання цього виду робіт підприємства-підрядники.

3. Система показників не враховує теорію раціонального вибору, коли середні витрати (собівартість однієї тонни нафти, видобутої з свердловини) не повинні перевищувати ціну одиниці продукції.

Отже, на сучасному етапі розвитку економічних перетворень існуюча система обґрунтування ефективності проведення поточного ремонту в нафтогазовидобутку втратила свою актуальність. Постає об'єктивна необхідність розробки універсальної економічної моделі для оцінки доцільності та ефективності проведення різних видів робіт у свердловинах з метою раціоналізації формування та використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств.

За сучасних тенденцій глобалізації у світовій економіці в нафтогазовидобувній промисловості спостерігається дві основні тенденції: - фірми намагаються диверсифікувати своє виробництво з метою захоплення родовищ із меншою собівартістю видобутої нафти чи (та) згортання видобутку в районах з менш сприятливими геологічними, кліматичними умовами; - нафтогазовидобувні компанії прагнуть зайняти свою нішу у виробництві нетрадиційних, екологічно безпечних

видів енергії, що також призводить до зменшення їхніх витрат. Визначальною ролі для ефективної роботи нафтогазовидобувних підприємств набуває мінімізація собівартості видобутку та врахування зовнішньої політики цін.

Отже, в основу формування системи показників для оцінки ефективності і доцільності проведення поточних ремонтів нафтових свердловин слід покласти мікроекономічні принципи формування витрат відносно конкретних об'єктів витрат (свердловина, поклад, родовище).

За таких умов вирішальним показником при аналізі доцільності проведення поточного ремонту буде показник середніх витрат на одиницю продукції. Оскільки постійні витрати не залежать від зміни обсягу видобутку нафти (рідини), то питомі середні постійні витрати (AFC), які обчислюються як відношення постійних витрат до обсягу видобутку нафти, будуть зменшуватися при зростанні видобутку. Динаміка змінних середніх витрат (AVC) більш складна. Собівартість 1 т нафти може визначатися як співвідношення усіх витрат за способами експлуатації свердловин до кількості видобутої нафти або як сума змінних та постійних середніх витрат на об'єктах видобутку.

Послідовність визначення економічної ефективності проведення планових попереджувальних ремонтів можна сформулювати у вигляді кількох етапів (рис.Е.1):

- визначаємо початковий плановий дебіт свердловини після проведення попереджувального ремонту, враховуючи нормативний коефіцієнт відповідності режимному дебіту, а також плановий дебіт свердловини при продовженні експлуатації згідно плану;

- обчислюємо сукупний дебіт при плановій тривалості міжремонтного періоду та зменшеній тривалості міжремонтного періоду за рахунок впровадження системи попереджувальних ремонтів за обраний період часу за допомогою математично-статистичних методів;

- знаходимо планові постійні витрати для свердловини за обраний період;

- знаходимо змінні витрати на свердловину за відповідний період часу згідно планового режиму експлуатації та за умови впровадження системи попереджувальних ремонтів;

- обчислюємо середні питомі витрати – собівартість видобутку 1 т нафти як суму середніх питомих постійних і змінних витрат за планом та при впровадженні системи попереджувальних ремонтів даної свердловини;

- порівнюємо обсяг видобутку, середні питомі витрати з ціною на нафту згідно плану та після впровадження системи попереджувальних ремонтів на даній свердловині.

Переваги запропонованої системи показників для визначення економічної ефективності проведених поточних ремонтів зводяться до наступних:

- в основу визначення ефективності поточних ремонтів покладено принципи формування витрат відповідних об'єктів та правило максимізації прибутку;
- при економічному обґрунтуванні враховано можливість різних варіантів кривих зміни дебіту свердловини;
- обрана система показників дозволяє виявити момент часу, коли продовження експлуатації свердловини неможливе, і вона потребує проведення робіт для інтенсифікації видобутку нафти або зміну технологічного режиму експлуатації чи зміну фонду;
- запропонований алгоритм є універсальним для визначення економічної ефективності будь-яких робіт, що проводяться в свердловині і впливають на економічні чи технологічні характеристики роботи свердловин;
- запропонований алгоритм може бути покладений в основу формування виробничої потужності підприємства та уможлиблює автоматизацію цього процесу. Блок-схема запропонованого алгоритму представлена на рис. Е.1 у додатку Е. Обґрунтування ефективності впровадження планово-попереджувальних ремонтів проведено у додатку Е (див. табл. Е. 2 – Е. 5).

Практичне значення проведеного дослідження полягає у тому, що запропоновано етапи визначення економічної ефективності робіт, які проводяться в свердловині, що дає можливість провести вдосконалення формування основних виробничих потужностей підприємства, раціоналізацію організаційної та виробничої структури підприємства, дозволить регулювати рівень витрат на ремонти, модернізацію та інше поліпшення свердловин. Застосування запропонованого механізму дозволить регулювати обсяги валових витрат та

амортизаційних відрахувань, зменшити податкове навантаження на підприємство. Наведений методичний підхід визначення економічної ефективності робіт є універсальним щодо застосування відносно продукту видобутку, способу експлуатації та гірничо-геологічних умов роботи свердловини.

### **3.3. Економічна та технологічна ефективності впровадження заходів з регулювання виробничої потужності**

Важливо для наступного дослідження у класифікації робіт врахувати об'єкти впливу та напрями реалізації технологічних інновацій при формуванні виробничих потужностей підприємства, оскільки вони мають вирішальну роль для підвищення ефективності їх використання [28]. До основних заходів у нафтогазоконденсатовидобутку можна віднести: введення в дію нових свердловин з дебітом нафти вищим за режимний; зміна режиму експлуатації малodeбітних свердловин на періодичний; впровадження системи попереджувальних ремонтів насосних свердловин; дія на привибійну зону свердловин; консервація економічно неефективних свердловин; переведення свердловин на інші більш економічно вигідні способи експлуатації; врахування доцільності розробки родовищ та покладів; поглиблення свердловин; приєднання або роз'єднання нафтогазоносних пластів або інтервалів пластів; перехід на інші горизонти; розконсервація свердловин на економічно ефективних покладах і родовищах; ліквідація свердловин з геологічних і технічних причин; відновлення ліквідованих свердловин; оптимізація планів розробки родовищ і покладів.

Аналізуючи склад основних фондів, що формують виробничу потужність цехів основного виробництва нафтогазовидобувного підприємства слід зазначити, що формування виробничих потужностей цехів підтримання пластового тиску та підготовки і перекачування нафти залежить від складу, розміщення, структури основних фондів цеху видобутку нафти і газу. Тому регулювання виробничої потужності цеху видобутку нафти і газу призведе до переформування виробничої потужності решти цехів основного виробництва. В результаті аналізованого взаємовпливу при підвищенні ефективності використання нафтогазовидобувних

потужностей підвищиться ефективність використання потужностей решти цехів основного виробництва. При інноваційному підході до визначення ефективності формування виробничих потужностей пропонується розмежувати організаційно-технологічні заходи в залежності від напрямів реалізації та об'єктів впливу (табл. 3.4).

Розроблена класифікація заходів дозволяє застосовувати системний підхід до визначення їх ефективності, що зумовлює можливість розробки системних методик щодо їх оцінки, враховуючи сучасні методи досліджень та оптимізаційні підходи у визначенні системи критеріальної оцінки. Основними критеріями при виборі технічних і технологічних рішень для проектів формування виробничої потужності виступають інноваційна новизна та економічна ефективність, що забезпечує довгострокову конкурентоспроможність продукції, отриманої в результаті їх впровадження. Враховуючи велику тривалість розробки нафтових та газових родовищ, видобувні підприємства нагромадили великий обсяг інформації про складність геологічної будови, геолого-фізичні умови залягання пластових флюїдів, нафтовіддачу пластів, застосування системи заводнення і способів експлуатації. Проте, вони сьогодні ще не розробили механізму використання цієї інформації для прогнозування результатів та техніко-економічного обґрунтування управлінських рішень.

На сучасному етапі розвитку інформаційних економічних процесів у світовому господарстві для підвищення ефективності нафтогазовидобувних підприємств вирішальну роль має визначення стратегічних цілей та механізму їх досягнення у короткостроковому періоді. Тільки інноваційна модель розвитку може забезпечити успіх компанії у довгостроковому періоді. В умовах інформаційної економіки основними критеріями при виборі технічних і технологічних рішень для проектів реконструкції, модернізації та переозброєння виробничих потужностей підприємств виступають інноваційна новизна та економічна ефективність, що забезпечує довгострокову конкурентоспроможність продукції, отриманої в результаті їх впровадження.

Натуральним показником ефективності нафтогазовидобутку є коефіцієнт нафтовилучення, який визначається співвідношенням нагромадженого видобутку продукції за весь період експлуатації до балансових запасів родовища.

Таблиця 3.4

## Класифікація заходів та робіт у нафтогазовидобуванні [134]

Напрями технологічних інновацій	Об'єкт впливу		
	Технологічне обладнання	Об'єкт розробки	Система управління
Процес експлуатації свердловин	Підтримання роботоздатності підземного обладнання	Усунення дефектів і несправностей у конструкціях свердловин Промивка вибоїв свердловин	Узгодження з тех-нічним проектом розробки родовища
	Оптимізація роботи підземного обладнання	Оптимізація роботи свердловин (зміна режиму)	Ремонтні роботи з керування розроб-кою покладу
	Очистка підземного обладнання	Відновлення прохідності експлуатаційної колони Ліквідація свердловин з геологічних та технічних причин Консервація економічно неефективних свердловин	Вдосконалення організації техніко-обчислювальних робіт
Технічне переозброєння і реконструкція нафтового обладнання	Застосування нових видів експлуатаційного обладнання з кращими техніко-економічними показниками	Розконсервація і відновлення ліквідованих свердловин Зміна конструкції свердловин Оснащення свердловин після буріння, освоєння при зміні виду фонду і способу експлуатації	Впровадження автоматизованої системи техніко-економічної оцінки ефективності розробки родовищ
	Покращення ТЕП діючого експлуатаційного обладнання та технологічних циклів	Оснащення свердловин спеціальним обладнанням Поглиблення свердловин Перехід на інші горизонти Приєднання або роз'єднання нафтогазоносних пластів або їх інтервалів	
Ремонт та модернізація нафтового обладнання	Покращення параметрів, вузлів експлуатаційного обладнання і окремих технологічних об'єктів, діагностика їх технічного стану	Дія на привибійну зону свердловини  Проведення геофізичних та інших досліджень пластів та свердловин	Впровадження системи планово-попереджувальних ремонтів
Нові технічні та технологічні рішення	Застосування принципово нової сучасної ефективної конструкції експлуатаційного обладнання	Зміна способів підтримання пластового тиску Підключення у розробку незадіяних ділянок продуктивного пласта Введення в дію нових свердловин	Оптимізація планів розробки родовищ та покладів

Можна зауважити, що при традиційному підході застосовуються наближені показники з високим ступенем узагальнення [146,151,200], що неадекватно характеризують економічну ефективність нафтовидобутку, а також не пов'язані з технологічною ефективністю, що робить неможливим їх використання в умовах інформатизації економічних процесів.

Економічну ефективність розробки нафтового родовища слід характеризувати показником доходу на одну гривню сумарних витрат на виробництво ( $E_{n.o.}$ ), який визначають за формулою:

$$E_{n.o.} = \frac{\sum_{i=1}^T \frac{C_{1m} * Q_{ni}}{(1 + E_n)^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{B_{ei} + K_i}{(1 + E_n)^i}}, \quad (3.3)$$

де  $T$  – період експлуатації нафтового родовища згідно проекту;

$Q_{ni}$  – обсяг видобутку нафти в  $i$ -ому році, т;

$C_{1m}$  – ціна тонни видобутої нафти в  $i$ -ому році, грн.;

$K_i$  – поточні капіталовкладення в  $i$ -ому році, грн.;

$E_n$  – дисконтна ставка, од.;

$B_{ei}$  – питомі експлуатаційні витрати без амортизаційних відрахувань на реновацію в  $i$ -ому році, грн.

Вибір найбільш доцільного варіанта розробки газового родовища можна проводити аналогічно.

Оскільки в НГВУ облік витрат за окремими об'єктами розробки (родовищами, покладами, свердловинами) не проводиться [61, 97], то величина експлуатаційних витрат визначається на 1 т нафти, 1000 м<sup>3</sup> природного та 1000 м<sup>3</sup> нафтового газу і 1 т конденсату на основі даних калькуляцій нафтогазовидобувного підприємства в цілому, з подальшим перерахунком на обсяги видобутку з конкретного об'єкта інвестування [144]. При цьому експлуатаційні витрати на видобуток нафти та газу розподіляють на змінні – ті, що залежать від обсягу видобутку продукції, та постійні, які залежать від кількості свердловин.



Слід зауважити, що даний метод дає конкретний результат при забезпеченні довгострокових контрактів на поставку вуглеводнів в умовах планової економіки. Отже, працюючи в конкурентних умовах інформаційної економіки, власник приймає на себе ризик того, що ринок внаслідок зміни цін і собівартості видобутку вуглеводнів не вимагатиме запланованих обсягів виробництва від оновленого устаткування. Ризик недовантаження модернізованого устаткування в умовах ринку додатково збільшить значні резерви потужностей.

Економічна теорія дає механізм для вирішення цього завдання у вигляді правила максимізації прибутку: для підприємства доцільно збільшувати обсяг випуску до того часу, поки додаткові витрати на виробництво продукції не зрівняються з граничним доходом від її продажу [40, 185, 187]. Це правило повинно лежати в основі економічної оцінки ефективності стабілізації та нарощування нафтогазовидобувних потужностей.

Так, у роботі [46] наведено методику та проведено оцінку рівня інвестиційної привабливості родовищ (покладів, експлуатаційних об'єктів) Східного та Західного нафтогазоносних регіонів за допомогою коефіцієнта інвестиційної привабливості:

$$K_m = \sum (O_i \cdot B_i), \quad (3.4)$$

де  $O_i$  – оцінка  $i$ -го критерію за відповідною кількісною чи якісною ознакою;

$B_i$  – вагомість з точки зору впливу на ефективність здійснення геолого-технологічних проектів для більш повноцінного вилучення нафти з надр.

При оцінці доцільності реконструкції цей метод не можна застосовувати для оцінки технологічної та економічної ефективності впровадження заходів, оскільки маються на увазі конкретні об'єкти основних виробничих потужностей, при дослідженні яких метод експертних оцінок не забезпечує адекватних результатів [142].

Для будь-якого об'єкту інвестування в нафтогазовидобутку існує декілька варіантів технічних рішень, що відрізняються величиною необхідних інвестицій,

експлуатаційних витрат та величиною додаткового видобутку вуглеводнів [151, 154].

Новий підхід до визначення економічної ефективності повинен ґрунтуватися на обчисленні технологічної ефективності проектів стабілізації чи нарощування виробничих потужностей, враховуючи необхідність багатоваріантного моделювання процесів підготовки і реалізації інвестиційних проектів інноваційного змісту, включаючи аналіз відповідних фінансових потоків. При цьому необхідно враховувати фактор часу.

Першим етапом у визначенні ефективності інвестицій в інноваційному проекті з стабілізації чи нарощування виробничих потужностей буде визначення джерел відшкодування вкладених фінансових ресурсів:

- за рахунок економії експлуатаційних витрат (якщо в результаті впровадження обсяг продукції не змінюється);
- за рахунок прибутку від збільшення обсягу випуску продукції та економії експлуатаційних витрат [45].

Технологічна ефективність стабілізації чи нарощування виробничих потужностей виражається коефіцієнтом додаткового видобутку (транспортування, виробництва) продукції [37, 70]. Оскільки, додатковий обсяг вуглеводнів відсутній у першому випадку, то достатньо визначити економічну ефективність. Технологічна ефективність проявлятиметься тільки у нормативному терміні служби інноваційного продукту.

Варіанти технічних рішень, що не призводять до збільшення обсягу виробництва продукції, відрізняються величиною необхідних інвестиційних ресурсів  $K_j$  та річними витратами на експлуатацію  $B_j$ . Тому прийнятними можуть бути тільки ті варіанти, що задовольняють умову [28, 124]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n K_{i1} < \dots < \sum_{i=1}^n K_{ij} < \dots < \sum_{i=1}^n K_{in}, \\ \sum_{i=1}^n B_{i1} > \dots > \sum_{i=1}^n B_{ij} > \dots > \sum_{i=1}^n B_{in} \end{array} \right. \quad (3.6)$$

Варіанти, що не задовольняють умову (3.6) економічно недоцільно використовувати.  $\sum_{i=1}^n B_{i1}, \sum_{i=1}^n K_{i1}=0$  – величина експлуатаційних витрат і капіталовкладень при продовженні експлуатації об'єкта без впровадження інновацій. Якщо  $\sum_{i=1}^n K_{ij} = \sum_{i=1}^n K_{i,j+1}$ , а  $\sum_{i=1}^n B_{ij} = \sum_{i=1}^n B_{i,j+1}$ , то варіанти в економічному відношенні однакові, і залишається для подальшого розгляду той, який має певні технічні інноваційні переваги, тобто більшу тривалість терміну служби інноваційного продукту (років).

$\sum_{i=1}^n K_{ij}, \sum_{i=1}^n B_{ij}$  - відповідно, суми дисконтованих інвестицій та експлуатаційних витрат (без врахування амортизаційних відрахувань на реновацію), приведені до моменту впровадження технічних інновацій.

Ефективність впровадження організаційно-технічних проектів ми пропонуємо визначати за формулою показника ефективності додаткових інвестицій ( $E_{o_j}$ ):

$$E_{o_j} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{B_{i1}}{(1+E_n)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{B_{ij}}{(1+E_n)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{K_{ij} + F_{ij}}{(1+E_n)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{K_{i1}}{(1+E_n)^i}}. \quad (3.7)$$

Період окупності додаткових інвестицій можна визначити формулою:

$$T_j = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{K_{ij} + F_{ij}}{(1+E_n)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{K_{i1}}{(1+E_n)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{B_{i1}}{(1+E_n)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{B_{ij}}{(1+E_n)^i}}. \quad (3.8)$$

Отже, ефективним і доцільним для втілення буде той проект заходу, в якого вища ефективність додаткових вкладень і менший термін окупності, при рівності економічних характеристик двох проектів, оптимальним вважається той, що має вищий нормативний термін служби інноваційного продукту. Алгоритм розрахунку

ефективності організаційно-технологічних заходів, які сприяють стабілізації видобутку, та розрахунок представлено у додатку Ж.

Запропонований методичний підхід потребує врахування збільшення обсягу випуску продукції. У цьому випадку слід розраховувати не тільки економічну, але і технологічну ефективність реконструкції, модернізації або переозброєння основних виробничих потужностей нафтогазовидобутку.

Коефіцієнт технологічної ефективності можна визначити за формулою:

$$K_{TE} = \frac{Q_o}{Q_b}, \quad (3.9)$$

де  $Q_o$  – додатковий обсяг видобутку нафти, газу, конденсату, т (1000м<sup>3</sup>);

$Q_b$  - базовий обсяг видобутку нафти, газу, конденсату згідно проекту розробки родовища, т (1000м<sup>3</sup>).

Для визначення додаткового і базового обсягу видобутку нафти (конденсату чи газу) слід сформувати інформаційну базу для побудови графічної залежності дебіту свердловини (інших об'єктів розробки) для різних часових інтервалів – місяць, рік, тривалість періоду експлуатації (додаток Р).

Застосування графічних методів математичного моделювання та апроксимації додатковий обсяг випуску продукції можна знайти як різницю площ, утворених кривими зміни дебіту та координатними осями, що дозволяє досить точно визначити і тривалість технологічного ефекту в днях, місяцях і роках [124].

Для визначення економічної ефективності реконструкції, модернізації основних виробничих потужностей необхідно використати правило максимізації прибутку, коли обсяг видобутку доцільно збільшувати доти, доки додаткові витрати на виробництво продукції не зрівняються з граничним доходом від її продажу. Для нафтогазовидобутку його можна виразити формулою [139]:

$$\begin{cases} \frac{q_j \cdot C_j - B_j}{q_j} \geq \frac{K_j + F_j}{q_j} \Leftrightarrow \frac{q_j \cdot C_j - B_j - K_j - F_j}{q_j} \geq 0, \\ \frac{ЧТВ_j}{q_j} \geq 0 \end{cases} \quad (3.10)$$

де  $q_j$  – обсяг видобутку нафти в  $i$ -ому році, т;

$\Pi_j$  – ціна тонни видобутої нафти в  $i$ -ому році, грн.;

$K_j$  – інвестиційні витрати в  $i$ -ому році, грн.;

$F_j$  – вартість непроамортизованого обладнання та його демонтажу і утилізації,

грн.;

$B_j$  – питомі експлуатаційні витрати без амортизаційних відрахувань на реновацію в  $j$ -ому році, грн.

Тоді формула з врахуванням часового фактора набуде вигляду:

$$\sum_{i=1}^n \frac{(q_{ij} \cdot \Pi_{ij} - B_{ij} - K_{ij} - F_{ij})}{q_{ij} \cdot (1 + E_n)^i} \geq 0, \quad (3.11)$$

де  $j$  – індекс порядкового номера варіанта реконструкції чи модернізації;

$i$  – порядковий номер року інвестування чи отримання доходу;

$\Pi_{ij}$  – внутрішньовиробнича ціна продукції .

У цьому випадку економічну ефективність можна визначити за формулою:

$$E_j = \frac{\sum_{i=1}^n \left( \frac{\Pi_{ij} \cdot q_{ij} - B_{ij}}{(1 + E_n)^i} \right)}{\sum_{i=1}^n \frac{K_{ij} + F_{ij}}{(1 + E_n)^i}} \geq 1, \quad (3.12)$$

а термін окупності інвестицій:

$$T_j = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{K_{ij} + F_{ij}}{(1 + E_n)^i}}{\sum_{i=1}^n \left( \frac{\Pi_{ij} \cdot q_{ij} - B_{ij}}{(1 + E_n)^i} \right)}. \quad (3.13)$$

Блок-схема алгоритму вибору раціонального і найбільш ефективного варіанту впровадження технологічних інновацій при прогнозованому збільшенні видобутку вуглеводнів наведена у додатку П, а розрахунок представлено у додатку З.

Враховуючи основні тенденції змін на ринку нафти необхідно обґрунтувати визначення ціни для кожного часового інтервалу, що можна зробити за допомогою математичного моделювання, відслідковуючи та постійно оновлюючи інформаційну базу підприємства, аналогічно прогнозуванню зміни видобутку нафти (природного газу та конденсату у додатку Е).

Наведений методичний підхід до економічної оцінки може бути основою для створення відповідного програмного забезпечення, алгоритм наведено у вигляді блок-схеми у додатку П [139]. З цією метою необхідно сформувати інформаційну базу зміни добового, місячного та річного дебітів свердловин, згрупованих по родовищах, а також базу зміни цін на нафту і газ по місяцях протягом року та по роках. Цього можна досягнути створенням бази даних у вигляді таблиць в програмі EXCEL, яка дозволяє автоматично при зміні вихідної бази виконувати прогнози вище названих показників (додаток Р).

Важливим резервом нарощування виробничої потужності підприємств є впровадження у виробництво нових технічних і технологічних рішень, що надає максимальні конкурентні переваги. Аналіз діючих методичних положень як галузевих [154], так і міжгалузевих [151] дав можливість визначити основні напрями їх вдосконалення відповідно до умов ринкових відносин. Сьогодні найсучаснішим документом є методичні рекомендації визначення прибутку, затверджені Держпатентом України [45]. У цьому документі хоча і зроблено спробу визначити ефективність впровадження науково-технічних заходів, проте деякі аспекти потребують уточнення, на що і звернули свою увагу вітчизняні науковці [96, 48]. Даний документ не враховує динаміку результатів та витрат у виробництві, використанні нової техніки, можливість використання її у різноефективних сферах. Існує ряд протиріч у визначенні економічного ефекту, бо за весь термін використання нової техніки не можна визначити фактичний ефект, якщо цей термін не закінчився, оскільки він значно відрізняється від розрахункового. У цьому випадку нормативний термін служби при визначенні економічної ефективності впровадження нової техніки не може бути меншим терміну окупності інвестицій.

Розрахунок економічної ефективності слід проводити аналогічно розрахунку економічної ефективності при реконструкції та модернізації виробничих потужностей за формулами (3.7 – 3.10).

При проектуванні нових, реконструкції і технічному переозброєнні діючих виробничих потужностей необхідно проводити багатоваріантні розрахунки економічної ефективності природоохоронних заходів. Методичні рекомендації, що використовувались на пострадянському просторі [99, 134, 135, 151] застаріли, оскільки не відповідають умовам інформаційної економіки. Економічний ефект при впровадженні заходів з охорони навколишнього середовища може досягатися за рахунок економії витрат на оплату збору за забруднення навколишнього середовища (за нормативні та понаднормативні викиди) та отриманні додаткової продукції при утилізації та запобіганні проявам вуглеводнів. Тоді річна економія при впровадженні природоохоронних заходів обчислюється за формулою [48, с.2]:

$$E_{e_i} = \Delta P_i + D_i - B_i \quad (3.14)$$

де  $E_{e_i}$  - річна економія витрат в результаті проведення заходів з охорони навколишнього середовища, грн.;

$\Delta P_i$  - зменшення суми збору за забруднення навколишнього середовища під впливом проведеного заходу, грн.;

$D_i$  - дохід від реалізації додаткової продукції, отриманої в результаті проведеного заходу, грн.;

$B_i$  - витрати на проведення заходу, грн..

Збір за забруднення навколишнього середовища слід визначати за нормативами згідно інструкції, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України. Враховуючи зростаючі вимоги до охорони навколишнього середовища та інфляцію, при дисконтуванні збору за забруднення навколишнього середовища слід використовувати відсоткову ставку на депозити.

Дохід від реалізації продукції слід визначати як добуток обсягу додатково видобутої (утилізованої) продукції та ціни її реалізації, або собівартості при

власному споживанні. Витрати, пов'язані з реалізацією природоохоронних заходів, повинні включати поточні капіталовкладення та експлуатаційні витрати без амортизаційних відрахувань, пов'язані з їх здійсненням [48]. Розрахунок змінних і постійних витрат слід проводити згідно інструкції з обліку та калькулювання собівартості продукції у нафтогазовидобутку. При отриманні кредиту для фінансування природоохоронних заходів слід до витрат включати плату за кредит, обчислену з врахуванням банківської ставки на відшкодування відсотків та основної суми боргу.

Економічну ефективність інвестицій можна визначити за формулою:

$$E_j = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{(\Delta\Pi_i + D_i - B_i)}{(1 + E_n)^i}}{\sum_{i=1}^m \frac{K_i}{(1 + E_n)^i}}, \quad (3.15)$$

де  $E_j$  – економічна ефективність  $j$ -ого варіанту капіталовкладень;

$K_i$  – капіталовкладення по роках;

$E_n$  - банківський відсоток за вкладками, од..

Економічну ефективність інвестицій доцільно використовувати при порівнянні різних варіантів природоохоронних заходів, що мають спільні напрям та об'єкт впливу.

Окрім наведених показників можна використовувати внутрішню ставку доходності інвестицій (ВСД) – відсоток дисконтування, при якому чиста теперішня вартість грошових потоків має нульове значення. Значення ВСД характеризує рентабельність проекту капіталовкладень, впровадження заходу буде ефективним, якщо внутрішня ставка доходності інвестицій за проектом перевищує очікувану відсоткову ставку на капітал в країні.

Період окупності інвестицій можна розрахувати за формулою:

$$T_j = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{K_i}{(1 + E_n)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{(\Delta\Pi_{ij} + D_{ij} - B_{ij})}{(1 + E_n)^i}}. \quad (3.16)$$



Деякі вітчизняні вчені вважають, що якщо період окупності менше нормативного терміну експлуатації, то інвестиції слід вважати ефективними [48, 96]. Проте, це хибна думка, оскільки при розгляді економічної доцільності інвестування слід враховувати можливість отримання дивідендного доходу, що може бути ефективнішим, ніж фінансування природоохоронних заходів.

Наведена методика дозволяє враховувати екологічну складову при оцінці фінансування робіт для стабілізації виробничої потужності нафтогазовидобувного підприємства і визначати граничну межу ефективності функціонування нафтогазовидобувних об'єктів, що має вирішальне значення при переведенні свердловин з дії в бездію.

### **3.4. Обґрунтування та адаптація методики визначення технологічної і економічної ефективності методів відновлення продуктивності свердловин**

У зв'язку зі зміною структури запасів нафти, газу і конденсату щорічно зростає кількість свердловин, експлуатація яких нерентабельна через низький дебіт або високу обводненість продукції. Із аналізу проблеми випливає, що негативна тенденція зниження річних приростів видобування нафти і конденсату в Україні якимось згладжується за рахунок заходів, скерованих на відновлення продуктивності свердловин. У нафтовидобувних районах Прикарпаття більшість нафтових свердловин відпрацювали свій експлуатаційний ресурс [46]. З точки зору економічної доцільності такі свердловини необхідно зупиняти, щоб покращити фінансове становище підприємств. З іншого боку, зупинка свердловин призведе до повної деформації систем розробки працюючих об'єктів, консервації важкодоступної частини запасів, до суттєвого зниження кінцевої нафтовіддачі за рахунок безповоротної втрати значної кількості нафти.

Єдиним шляхом для вирішення даної проблеми є всебічне розширення масштабів запровадження технологічно виправданих сучасних методів підвищення продуктивності свердловин і їх активізація за рахунок удосконалення методики технологічної оцінки. Спроби вирішення даної проблеми мали місце ще

за умов командно-адміністративної економіки [38, 123, 205], коли роботи з інтенсифікації нафтогазоконденсатовидобутку відносили до ремонтних, і ефективність їх проведення обчислювалася із використанням наступних показників: збільшення коефіцієнту місячної експлуатації свердловини, час перебування свердловин в ремонті, міжремонтний період, сукупний видобуток нафти за міжремонтний період, ступінь відповідності дебіту свердловини режимному.

Пізніше, для визначення технологічної ефективності вітчизняними науковцями використовувалися приріст або коефіцієнт зростання видобутку вуглеводнів [70]. У подальшому вдосконалення технології методів інтенсифікації видобутку зумовило вдосконалення системи показників для визначення ефективності їх проведення, до неї було включено: приріст дебіту вуглеводнів; кількість фактичних днів експлуатації свердловини з проявом ефекту від заходу; зміна обводненості продукції свердловини, додатковий видобуток в порівнянні з базовою технологією, коефіцієнт успішності свердловино-опрацій [38, 90, 155].

Чинна методика підрахунку технологічної ефективності часто переглядалася в плані уточнення деяких деталей, а суть її зводиться до наступного.

Вхідними параметрами виступають матеріали звітних первинних документів - місячних звітів з експлуатації свердловин. За цими даними будується графік щомісячної роботи свердловини, на який наносяться середньодобові дебїти нафти (вільного газу), рідини, а також вмісту води у відсотковому виразі за 6-12 місяців її стабільної роботи до проведення заходів, за весь період проявлення ефекту і три місяці після його закінчення. Для газових свердловин, окрім того, заносяться також робочі тиски на гирлі за весь період.

Вибір методу інтенсифікації визначається геолого-фізичною характеристикою пласта і причинами зниження продуктивності свердловин. Виділяють такі основні методи підвищення продуктивності свердловин: хімічні - кислотні обробки (КС); фізичні – теплові обробки, обробки поверхнево-активними речовинами та вуглеводневими розчинами; механічні – гідравлічний

розрив пласта (ГРП), гідропіскоструминний (ГПП) і додаткова кумулятивна перфорація, віброобробки, комплексні – термохімічні обробки, гідрокислотний розрив пласта, термогазохімічна дія і т.д.

З метою коректного визначення ефективності виконаних робіт перед їх початком у свердловині проводяться приладні вимірювання дебіту (нафти, газу і води), глибини статичного і динамічного рівнів рідини, динамометрування штангово-насосних свердловин. Такі ж вимірювання проводяться і після впровадження заходу в початковий період проявлення технологічного ефекту та після закінчення розрахункового періоду (рік, квартал, місяць).

Додатковий обсяг видобутку вуглеводнів ( $Q_d$ ) із свердловини (натуральний ефект) від застосування заходів з підвищення її продуктивності визначається за формулою (1.14). Розрахунковий період визначається аналогічно, як і для ремонтного обслуговування. Базовий видобуток вуглеводнів -  $Q_p$  (можливий видобуток без застосування заходу), визначається за формулою (1.15). Розрахункова кількість повних календарних місяців експлуатації визначається за формулою (1.16).

Коефіцієнт місячної зміни дебіту ( $K_{мз}$ ) визначається як середньо-геометрична величина:

$$K_{мз} = \sqrt[n]{R}, \quad (3.17)$$

де  $R$  - коефіцієнт місячної зміни дебіту,

а тоді коефіцієнт кратності:

$$K_{кр} = \sum_{i=1}^n K_{мз_i}. \quad (3.18)$$

Якщо значення розрахункового коефіцієнта місячної зміни дебіту  $K_{мз}$  для окремої свердловини до впровадження заходу нижче середнього по покладу (або родовища), то для розрахунку видобутку береться середня величина  $K_{мз}$  по покладу (родовища) за останні три роки [70]. Якщо впродовж проявлення ефекту від впровадження даного заходу накладається вплив інших заходів (у кращу чи

гіршу сторони), то керівництво НГВУ приймає обґрунтоване рішення про розподіл додаткового видобутку вуглеводнів між впровадженими заходами.

Фактичний видобуток нафти за цей же час береться за місячними експлуатаційними рапортами. Додатковий видобуток нафтового газу визначається за формулою (1.12).

Якщо впроваджена нова технологія зіставляється із застосованою раніше базовою технологією (найкращою за ефективністю щодо такої ж мети, наприклад, ізоляція припливу пластової води), то розраховують коефіцієнт збільшення видобутку нафти ( $K_{np.б}$ ) за даними інших свердловин, де впроваджено базову технологію:

$$K_{np.б} = \frac{Q_{\phi}}{Q_p}, \quad (3.19)$$

а тоді розрахунковий видобуток нафти за базовою технологією ( $Q_{p.б}$ ) обчислюють як добуток прогнозованого видобутку до впровадження на коефіцієнт збільшення ( $K_{np.б}$ ). Додатковий видобуток нафти ( $Q_{д.б}$ ) буде визначатися як різниця фактичного обсягу видобутку після впровадження нової технології ( $Q_{\phi}$ ) та розрахункового видобутку до впровадження технології ( $Q_p$ ).

Розрахунок додаткового видобутку природного газу і конденсату проводиться аналогічно. При відсутності збільшення дебіту свердловини розрахунок технологічного ефекту проводяться з урахуванням скорочення тривалості ремонту, зниження його вартості та збільшення коефіцієнта місячної експлуатації свердловини.

Якщо використовуються свердловино-операції з підвищення нафтовилучення із покладу, то технологічний ефект визначається як підсумковий результат кожної свердловини цього об'єкта, які охоплені дією ефекту як з позитивного, так і з негативного боку. У разі можливості додатковий видобуток вуглеводнів з об'єкту визначається за характеристиками витіснення (або методами математичного моделювання).

Проте, проаналізовані вище системи показників тільки частково дозволяють вирішити основні завдання, для яких вони були створені: 1) можливість

прогнозувати абсолютну технологічну ефективність проведення свердловино-операцій для інтенсифікації нафтогазоконденсатовидобутку з пласта; 2) можливість визначати порівняльну технологічну ефективність різних методів інтенсифікації видобутку в однакових гірничо-геологічних умовах експлуатації свердловини.

Методика аналізу технологічної ефективності методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів [130] повинна складатися з чотирьох етапів: 1) визначення абсолютної технологічної ефективності свердловино-операції певного методу інтенсифікації видобутку; 2) визначення порівняльної ефективності; 3) ранжування проведених заходів за вибраними критеріями ефективності залежно від поставленого завдання; 4) розробка структурно-логічної схеми аналізу технологічної ефективності з метою створення програмного забезпечення.

Такий підхід до оцінки технологічної ефективності зумовлений значними витратами на здійснення інтенсифікації і необхідністю виявлення технологічної доцільності її проведення. В зв'язку з цим, в якості основних вихідних показників ефективності інтенсифікації та підвищення продуктивності свердловин пропонується прийняти наступні:

- середньодобовий дебіт з врахуванням і без врахування заходу, т/д ;
- обводненість отриманої продукції з врахуванням і без врахування інтенсифікації, % ;
- тривалість технологічного ефекту, що характеризує час після проведення заходу, протягом якого свердловина експлуатується з підвищеними дебітами і меншою обводненістю в порівнянні з їх погіршенням в разі не проведення заходу, діб;
- приріст видобутку нафти або уникнення її зниження в результаті дії ефекту, т.

З метою визначення технологічної ефективності пропонується застосовувати критерій технологічної доцільності проведення інтенсифікації нафтогазовидобутку, запропонований російськими вченими [90]. В якості умови технологічної доцільності (ТД) проведення заходів прийнято підвищення

коефіцієнту технологічної ефективності з врахуванням проведення інтенсифікації над коефіцієнтом технологічної ефективності без її проведення:

$$TД = K_{me}^3 \setminus K_{me}^o = \frac{q_n^3 \cdot (100 - n_3)}{n_3} \setminus \frac{q_n^o \cdot (100 - n_o)}{n_o}, \quad (3.20)$$

де  $K_{me}^3, K_{me}^o$  - відповідно коефіцієнти технологічної ефективності з врахуванням і без врахування заходів із відновленню продуктивності свердловини;

$q_n^3, q_n^o$  - середньодобовий дебіт свердловини з врахуванням і без врахування заходів із відновлення продуктивності свердловин, т/д;

$n_3, n_o$  - обводненість продукції з врахуванням і без врахування заходу з відновлення продуктивності свердловини, %.

Коефіцієнт технологічної доцільності характеризує ефективність відносно базових умов роботи свердловин, а при виборі того чи іншого заходу, які відрізняються між собою, його застосовувати не можна. У цьому випадку, враховуючи умови та інформаційну базу підприємства про застосування різних методів в однакових умовах, для співставлення технологічної ефективності заходів з інтенсифікації, що належать до різних груп, а також при характеристиці резервів щодо вдосконалення інтенсифікації видобутку вуглеводнів, слід застосовувати наступні показники:

1) додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію ( $q_{ni}$ ) з інтенсифікації видобутку, що обчислюється за формулою :

$$q_{n_i} = \frac{\sum_{i=1}^k Q_{n_i}}{\sum_{i=1}^k n_i}, \quad (3.21)$$

де  $Q_{ni}$  - додатковий дебіт нафти, отриманий в результаті проведення робіт з інтенсифікації видобутку;

$n_i$  - кількість вдалих свердловино-операцій;

$i$  – порядковий номер вдалої свердловино-операції;

2) додатковий видобуток природного газу на одну свердловино-операцію ( $q_{r_i}$ ):

$$q_{r_i} = \frac{\sum_{i=1}^{\kappa} Q_{r_i}}{\sum_{i=1}^{\kappa} n_i}, \quad (3.22)$$

де  $Q_{r_i}$  – додатковий дебіт газу, отриманий в результаті проведення робіт з інтенсифікації видобутку;

$n_i$  – кількість вдалих операцій;

3) середні коефіцієнти зростання видобутку вуглеводнів, які обчислюються як співвідношення видобутку після проведення заходу до розрахункового видобутку вуглеводнів без зміни режиму експлуатації;

4) структура додаткового видобутку нафти (газу).

Слід зазначити, що метою проведення робіт з інтенсифікації нафтових свердловин є додатковий видобуток нафти, тому при визначенні технологічної ефективності до уваги не береться додатковий видобуток попутного газу. Додатковий видобуток нафти і газу за другий (третій) рік після впровадження заходу розраховуються за два (три) роки разом, а потім віднімається нагромаджений видобуток вуглеводнів за перший (перший і другий) рік.

На прикладі НГВУ «Долинанафтогаз» проаналізуємо можливість застосування запропонованої методики поряд з існуючою. Слід зазначити, що вихідна інформація, використана для аналізу, має вибіркового характеру, оскільки аналізуються свердловино-операції, за рахунок яких вже отримано кінцевий результат. Це допускається з метою порівняльного вивчення можливості застосування методики визначення технологічної ефективності інтенсифікації видобутку, запропонованої вище.

Технологічну ефективність згідно запропонованої методики обчислюють для певної свердловино-операції, що буде проводитись у визначеній свердловині із заданими початковими умовами. А порівняння ефективності свердловино-

операцій, які належать до різних способів чи методів інтенсифікації, створюється вибірка свердловин з однаковими або дуже близькими фізико-хімічними та геологічними умовами, в яких застосовувались різні методи інтенсифікації видобутку, що зумовлює певну наближеність розрахунків. Такий підхід дозволяє порівнювати ефективність і доцільність проведення свердловино-операцій різних методів інтенсифікації у визначених умовах. Розрахунок ефективності методів дії на привибійну зону пласта наведений в додатку С (табл. С.1).

Результати розрахунку технологічної ефективності інтенсифікації нафтогазовидобутку заносимо в табл. 3.5.

Таблиця 3.5

### Ранжування методів за технологічною ефективністю в НГВУ

#### «Долинанафтогаз»

Методи дії на привибійну зону	Середні коефіцієнти зростання видобутку		Коефіцієнт обводненості
	рідини	нафти	
1. Кислотна обробка з полімерним розчином в циклічному режимі	6,94	5,83	1,03
2. Кислотна обробка із застосуванням міцелярних розчинів	1,90	1,17	3,12
3. Обробка розчинами кислоти і луку в циліндричному режимі	0,66	3,26	0,94
4. Глинокислотна обробка	1,39	1,23	2,29
5. Дія МР і пружними коливаннями пласта	1,04	1,51	1,04
6. Обмеження припливу пластових вод	0,66	0,55	1,05
7. Хімічна обробка ПЗП	2,42	1,85	1,05
8. Селективна кислотна обробка	2,3	2,26	0,99
9. Комбінована кислотна обробка	2,07	2,07	1,00
10. Селективна кислотна дія з використанням полімеру	1,73	1,75	0,99
11. Обробки з використанням ПАР	1,80	1,76	0,98
12. Гідророзрив пласта	-	1,01	-

Згідно розподілу за коефіцієнтами зростання видобутку рідини, нафти та обводненості продукції видно, що в однакових умовах застосування найбільш ефективними методами є кислотна обробка з полімерним розчином в циклічному режимі, обробка розчинами кислоти і луку в циклічному режимі, селективна кислотна обробка, хімічна та комбінована кислотна обробка.



Неефективним технологічно є захід, пов'язаний з обмеженням припливу пластових вод, оскільки при його проведенні спостерігається зменшення обсягу відбору нафти в більшій мірі ніж обсягу рідини. Цей захід може бути ефективним тільки стосовно до газових родовищ, де обсяг видобутку газу зростатиме незважаючи на зменшення відбору рідини з пласта.

Наступним етапом аналізу ефективності проведення заходів з інтенсифікації видобутку вуглеводнів буде дослідження технологічної ефективності на родовищах згідно методики, наведеної вище.

Методи інтенсифікації нафтовидобутку, які застосовуються на родовищах в НГВУ “Долинанафтогаз”, можна об'єднати у п'ять груп: 1) кислотні обробки, термохімічні і комплексні обробки привибійної зони пласта; 2) гідророзрив пласта; 3) імпульсно-хвильова обробка свердловин; 4) обробка привибійної зони ПАР; 5) обмеження припливу пластових вод.

Хоча дія їх різнопланова, але мета застосування єдина – отримати додатковий видобуток продукції ( див. табл. С.2 ).

Коефіцієнт технологічної ефективності комплексно характеризує ефективність того чи іншого заходу тільки в порівнянні із допроектним. У 2004 році при кислотних обробках спостерігалось зменшення коефіцієнта технологічної ефективності в порівнянні з допроектним рівнем, що доводить недоцільність їх проведення без заходів із зниження обводненості продукції.

Оскільки за рахунок обводненості обсяг нагромадженого видобутку нафти впродовж періоду дії ефекту інтенсифікації не перевищує нагромаджений видобуток протягом цього часу без впровадження кислотної обробки, то ефективно була проведена обробка тільки однієї свердловини Чечвинського родовища, оскільки  $K_{me}^3 > K_{me}^6$  ( $8 > 5,73$ ).

У 2005 році підприємством було проведено потужний гідророзрив пласта на Струтинській свердловині 51 та Долинській 717, що характеризуються досить високою ефективністю, оскільки  $0,9 > 0,31$  ( $K_{me}^3 > K_{me}^6$ ). Це означає, що підприємству варто збільшити кількість свердловино-операцій гідророзриву пласта, зокрема на

Струтинському і Долинському родовищах, та зменшити кількість кислотних обробок для них.

Імпульсно-хвильова обробка свердловин також характеризується доцільністю і достатньою ефективністю, оскільки  $K_{me}^3 > K_{me}^6$  ( $2,63 > 1,29$ ). Тобто, нагромаджений видобуток нафти впродовж дії ефекту від імпульсно-хвильової обробки свердловин перевищує нагромаджений видобуток при експлуатації свердловини у звичайному режимі. Збільшення технологічної ефективності характеризується також збільшенням середньодобового видобутку порівняно із темпами росту обводненості продукції свердловин.

Найбільша кількість свердловино-операцій з інтенсифікації видобутку нафти пов'язана із обробкою привибійної зони ПАР або міцелярними розчинами (26 свердловино-операцій).  $K_{me}^3 > K_{me}^6$  ( $3,46 > 1,68$ ) з інтенсифікації видобутку за допомогою ПАР, отже, обсяг застосування при обробці привибійних зон свердловин слід збільшувати за рахунок зменшення кількості соляно-кислотних обробок усього фонду свердловин НГВУ "Долинанафтогаз".

Доцільно також застосовувати обмеження припливу пластових вод, що дозволяє стабілізувати обводненість продукції свердловини, бо  $K_{me}^3 > K_{me}^6$  ( $1,1 > 0,84$ ) та  $0,14 > 0,08$ . Для того, щоб визначити ефективність проведення того чи іншого виду інтенсифікації, у табл. 3.6 показано додатковий дебіт, що припадає на одну свердловино-операцію.

Таблиця 3.6

**Визначення технологічної ефективності проведення інтенсифікації за показником додаткового видобутку нафти на одну свердловино-операцію**

Методи інтенсифікації нафтовидобутку	Кількість свердловино-операцій	Додатковий видобуток нафти, тонн	Додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію, тонн
1. Кислотні обробки	25	7335,2	293,4
2. ГРП	2	2989,2	1494,6
3. Імпульсно-хвильова обробка	8	3766,9	470,8
4. Обробка привибійної зони ПАР	26	10739,4	413,1
5. Обмеження припливу пластових вод	2	498,7	249,4

Отже, згідно розрахованого додаткового видобутку нафти на одну свердловино-операцію, найефективнішим є гідророзрив пласта (1494,6 тонн), потім ідуть імпульсно-хвильова дія на привибійну зону (470,8 тонн) і обробка із застосуванням ПАР (413,1 тонн).

Аналізуючи застосування коефіцієнта технологічної ефективності заходів слід зазначити, що його суттєвою перевагою є врахування рівня обводненості продукції, що характеризує також погіршення продукції свердловини і втрати обсягу видобутку після припинення дії технологічного ефекту за рахунок зростання обводненості продукції.

Отже, методика визначення коефіцієнта технологічної ефективності інтенсифікації нафтовидобутку характеризує її абсолютну доцільність, щоб проаналізувати порівняльну ефективність, варто аналізувати рівень коефіцієнтів видобутку рідини, нафти та обводненості (табл. 3.6). Це дає змогу вибирати метод інтенсифікації видобутку, враховуючи умови та інформаційну базу підприємства про застосування різних методів в аналогічних умовах, оптимізуючи величину прибутку.

Застосування запропонованої методики дозволяє спростити визначення технологічної ефективності заходів з інтенсифікації видобутку нафти (конденсату, газу). Вибір методу інтенсифікації може проводитись згідно сформованої бази результатів аналізу порівняльної ефективності методів інтенсифікації видобутку для свердловино-операцій, проведених на різних родовищах у різних фізико-хімічних та геологічних умовах.

В результаті аналізу фактичних даних нафтогазовидобувного підприємства згідно наведеної методики можна провести ранжування методів за технологічною ефективністю для певного родовища чи покладу, які експлуатуються з метою вибору найбільш сприятливих методів підвищення видобутку вуглеводнів за рахунок впливу на привибійну зону свердловини. Наведена методика дає змогу прогнозувати технологічну ефективність і доцільність інтенсифікації видобутку, а також визначати порівняльну ефективність заходів до моменту їх проведення, а не після, як це відбувається сьогодні.

Обґрунтована методика та обробка фактичного матеріалу з родовищ і покладів робить можливим створення програмного продукту для визначення технологічної ефективності, її прогнозування та вибору заходів, адекватних режиму експлуатації відповідного об'єкту, що є перспективним напрямом досліджень.

Для створення відповідного програмного забезпечення необхідно створити інформаційну базу із проведених свердловино-операцій щодо інтенсифікації нафтогазоконденсатовидобутку. Дані слід заносити у вигляді таблиць, які використовуватимуться програмою як масиви і наведені в додатку Т (див. табл.Т.1). Блок-схема алгоритму вибору раціонального і найбільш ефективного методу інтенсифікації видобутку вуглеводнів наведена на рис. Т.1.

Першим етапом роботи програми передбачається введення вихідної інформації із свердловини, на якій плануються проводитись заходи з інтенсифікації видобутку. Другий етап полягає в аналізі інформаційної бази підприємства з метою пошуку свердловин, вихідні умови проведення заходів по яких відповідають заданим параметрам. До таких умов включено середньодобовий видобуток нафти, обводненість продукції, пористість порід колекторів та проникність нафтоносного пласта. Перелік умов можна розширити з метою пошуку найбільш наближених результатів проведення інтенсифікації видобутку. При відповідності параметрів роботи свердловини, підібраних в інформаційній базі, розпочинається наступний етап аналізу, що передбачає обчислення допроектного та післяпроектного коефіцієнтів технологічної ефективності. Якщо післяпроектний коефіцієнт перевищує допроектний, то програма обчислює коефіцієнт приросту дебіту свердловини. В протилежному випадку програма продовжує аналізувати інформацію бази даних. На цьому етапі саме і відбувається визначення технологічної ефективності проведення інтенсифікації видобутку, в результаті чого отримана інформація виводиться на дисплей комп'ютера і заноситься до внутрішньої пам'яті. На наступному етапі відбувається вибір найбільш ефективного методу інтенсифікації видобутку, з усіх запропонованих інформаційною системою, за допомогою порівняння коефіцієнтів

технологічної ефективності. Результати останнього етапу виводяться на дисплей як остаточне рішення поставленої задачі.

Запропонований алгоритм можна втілити у створення комп'ютерної програми визначення ефективності методів інтенсифікації видобутку нафти в умовах конкретної свердловини. Наближення, які прийнято при створенні алгоритму, характеризують фактичні діапазони зміни параметрів роботи свердловини, в межах яких вони не значно впливають на результати і характеризують однакові умови функціонування свердловин. На підставі запропонованого алгоритму можна розробити методичні засади для створення програмного забезпечення з розрахунку технологічної ефективності інтенсифікації видобутку газу, що є також досить актуальним для нафтогазовидобувних компаній, оскільки робота підприємств у цьому напрямі не проводилась.

Проаналізуємо ефективність роботи НГВУ “Долинанафтогаз” з проведення інтенсифікації видобутку вуглеводнів, оскільки більшість родовищ, які експлуатуються, знаходяться на пізній чи завершальних стадіях. З метою аналізу ефективності проведення робіт з інтенсифікації видобутку нафти і газу використаємо методіку, описану вище. Результати представлено у табл. 3.7. Динаміку показників технологічної ефективності проведення інтенсифікації видобутку за різними методами та прогноз їх зміни на 2007 і 2008 рр. зображено на рис. 3.5 і 3.6.

На 53,4 % у 2006 і на 47,7 % у 2005 роках зменшився видобуток нафти на одну –свердловино-операцію з обмеження припливу пластових вод відносно рівня 2002 року. Це пояснюється застосуванням у процесі роботи гелеутворюючих речовин, що, зв'язуючи воду, ускладнюють рух газу та нафти до свердловини, хоча стримують зростання обводненості продукції, що в результаті продовжує час експлуатації свердловин і продуктивних пластів. Особливістю застосування обмеження припливу пластових вод полягає в ізоляції водоносних пластів або прориву з нагнітаючих прошарків, що, як правило, відбувається на завершальній стадії експлуатації свердловини, тому і технологічна ефективність заходів значно нижча, ніж при застосуванні інших методів інтенсифікації.

Таблиця 3.7

**Аналіз динаміки показників технологічної ефективності проведення  
інтенсифікації видобутку**

<i>Показники</i>	<i>Роки</i>	<i>Методи інтенсифікації видобутку продукції</i>				
		<i>КО</i>	<i>ПГРП</i>	<i>ІУД</i>	<i>ПАР (МР)</i>	<i>ОППВ</i>
1. Додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію, т	2002	507,1	886,6	204,0	564,7	473,4
	2003	560,1	936,7	169,3	536,3	383,5
	2004	293,4	1494,6	418,5	413,1	249,4
	2005	239,8	1714,0	478,4	353,1	295,0
	2006	186,3	2017,9	585,7	277,3	220,8
2. Темпи росту видобутку на 1 свердловино-операцію, %	2002	100	100	100	100	100
	2003	110,4	105,7	83,0	95,0	81,0
	2004	57,9	168,6	205,1	73,2	52,7
	2005	47,3	193,3	234,5	62,5	62,3
	2006	36,7	227,6	287,1	49,1	46,6
3. Структура додаткового видобутку нафти за методами інтенсифікації, %	2002	39,6	10,9	4,2	39,5	5,8
	2003	39,9	11,1	4,7	38,2	6,1
	2004	29,0	11,8	14,9	42,4	1,9
	2005	28,55	12,17	18,63	42,93	0,7
	2006	20,27	12,63	23,9	42,6	0,4
4. Додатковий видобуток попутного газу на 1 свердловино-операцію, тис.м <sup>3</sup> /св.-опер.	2002	167,8	212,1	48,9	152,4	87,4
	2003	204,5	214,7	38,5	147,8	71,4
	2004	85,0	366,3	97,5	104,3	41,7
	2005	69,6	418,2	110,2	86,7	21,1
	2006	28,2	495,1	134,5	62,7	56,3
5. Темпи росту додаткового видобутку попутного газу на 1 свердловино-операцію, %	2002	100	100	100	100	100
	2003	121,9	101,2	78,7	97,0	81,7
	2004	50,7	172,7	199,4	68,4	47,7
	2005	41,6	197,3	225,4	56,9	24,17
	2006	16,9	233,7	275,1	41,1	22,5
6. Структура додаткового видобутку попутного газу за методами інтенсифікації, %	2002	46,1	9,2	3,5	37,4	3,8
	2003	48,8	8,5	3,6	35,3	3,8
	2004	32,5	11,2	13,4	41,5	1,4
	2005	28,9	11,6	16,7	40,2	2,6
	2006	22,1	12,6	21,7	40,9	2,7

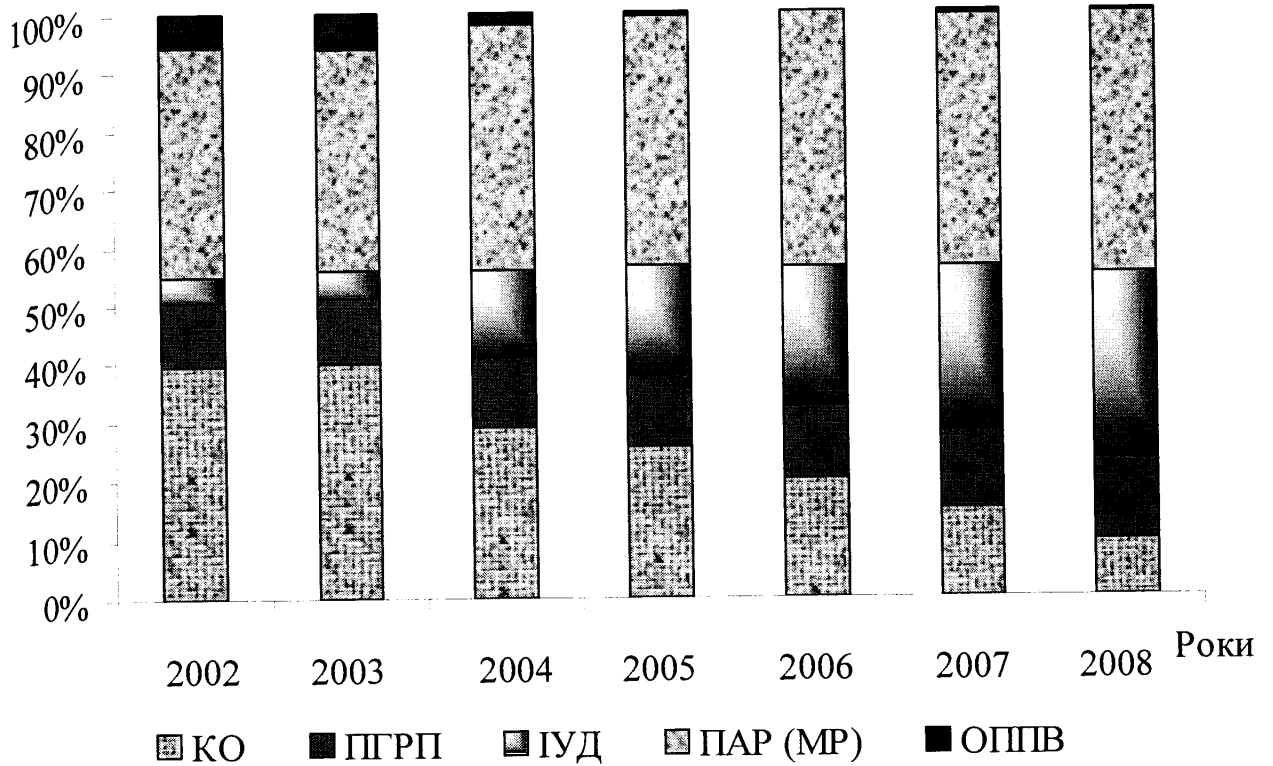


Рис. 3.5 - Структура додаткового видобутку нафти за методами інтенсифікації

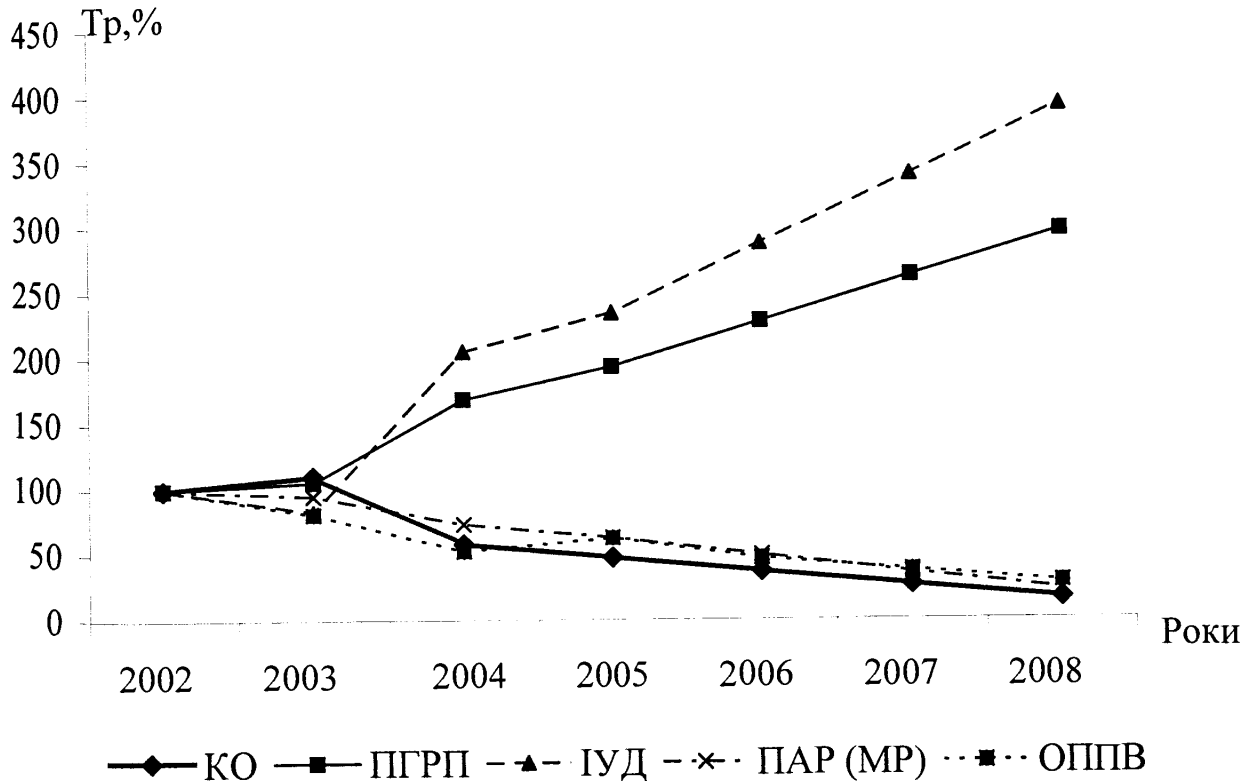


Рис. 3.6. Динаміка додаткового видобутку нафти на одну свердловино-операцію за методами інтенсифікації

Додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію кислотної обробки у 2006 році на 36,7% нижче рівня базового періоду, а видобуток газу на одну свердловино-операцію у 2006 нижче базового на 16,9 %. Така ситуація обумовлена низькими коефіцієнтами технологічної ефективності (див. додаток С, табл. С.2), що показує перевищення негативного впливу від зростання обводненості продукції в результаті кислотної обробки над позитивним її впливом на збільшення дебіту продукції свердловини, в тому числі і нафти.

Отже, протягом 2005-2006 років НГВУ “Долинанафтогаз” нарощувало обсяги робіт з імпульсно-ударної дії на привибійну зону свердловин та потужному гідророзриву пласта, оскільки більшість родовищ підприємства вичерпали свій видобувний ресурс, і застосувати для них інші методи є недоцільно або малоефективно з огляду на їх технологічну ефективність. Згідно прогнозу на 2007 – 2008 рр. підприємству слід продовжувати впровадження комбінованих заходів по інтенсифікації видобутку (поєднання гідророзривів із різними видами обробок привибійної зони та імпульсно-ударної дії), оскільки вони даватимуть найбільший приріст видобутку вуглеводнів. Інші методи, можна застосовувати після або під час більш ефективних з метою закріплюючого ефекту дії на привибійну зону пласта або покращення умов розробки покладу на завершальній стадії експлуатації свердловин, коли, наприклад, обмеження припливу пластової води чи обробка ПАР дають змогу продовжити період експлуатації перед переводом свердловини в нагнітальні чи її ліквідацією.

Інтенсифікацію припливу газу, нафти до свердловин застосовують для покращення їх продуктивної характеристики (збільшення дебіту, зниження депресії на пласт, запобігання виносу піску та ін.). При цьому найбільше поширення одержали солянокислотна обробка, гідророзрив пласта, гідропіскоструменева перфорація, кріплення привибійних зон і т.д. [37]. У результаті проведення цих заходів збільшується дебіт, і заданий відбір вуглеводнів забезпечується меншою кількістю свердловин. Оптимізувати кількість свердловин можна також, застосовуючи багатовибійні свердловини, наприклад, шляхом паралельної експлуатації. У цьому випадку економію



капіталовкладень отримують за рахунок зменшення числа свердловин порівнюють з додатковими витратами на спорудження багатовибійних свердловин [46].

На деяких родовищах доводиться вирішувати питання про вибір методу інтенсифікації і при цьому необхідно визначати не тільки доцільність проведення інтенсифікації, а й обирати найбільш економічно вигідний варіант.

Згідно методики [143, 144] доцільність проведення інтенсифікації оцінювала-ся, виходячи з передумови одержання однакової кількості газу (нафти) із заново пробурених на родовищі свердловин ( з врахуванням об'єктів, потрібних для кожної нової свердловини – присвердловинних споруд, шлейфів і т.д.) або за рахунок проведення інтенсифікації видобутку газу в діючих свердловинах. За цією методикою інтенсифікацію доцільно проводити в тому випадку, коли річні приведені витрати на інтенсифікацію притоку газу менші, ніж витрати на отримання такої ж кількості газу при допомозі введення в експлуатацію нових свердловин. В розрахунках за формулою передбачається, що ефект від інтенсифікації видобутку газу спостерігається впродовж тривалого часу. Якщо ж операції з інтенсифікації впродовж тривалості розробки родовища необхідно повторювати, то витрати на проведення інтенсифікації слід помножити на кратність проведення інтенсифікації видобутку на родовищі.

Сьогодні роботи з інтенсифікації видобутку відносяться до виробничого процесу і витрати на їх проведення входять до собівартості продукції, тому такий підхід не відображає сучасні потреби при оцінці економічної ефективності. Натомість у роботі запропоновано коефіцієнт економічної ефективності, який можна визначити як співвідношення приросту чистого дисконтованого доходу до витрат на проведення заходу.

Річний економічний ефект від проведення інтенсифікації визначався як різниця приведених витрат на буріння і облаштування додаткової кількості свердловин і приведеними витратами з інтенсифікації, що забезпечують одержання такої ж кількості об'єму газу, нафти, конденсату. Тому величина річного економічного ефекту різко зростала для родовищ з низькою продуктивністю свердловин. Однак це не свідчить про доцільність першочергового проведення робіт з інтенсифікації на покла-

тах з низькою продуктивністю. Інтенсифікацію широко проводять і на високопродуктивних родовищах.

При виборі способу інтенсифікації порівнюють приведені витрати на одержання однакової кількості газу, нафти, конденсату, але при різних методах інтенсифікації. Оптимальним буде варіант з мінімальними приведеними затратами [151].

В розрахунках необхідно враховувати коефіцієнт вдалих операцій шляхом збільшення їх вартості або зменшення приросту дебіту. В окремих випадках інтенсифікація не приводить до збільшення дебітів, але дозволяє досягнути економії пластової енергії у вигляді зниження депресії на пласт. Це дає можливість при сталому відборі нерідко зменшити або не допустити обводнення свердловин, а в ряді випадків підвищити тиск на гирлі свердловин.

Отримуваний в результаті попередження обводнення свердловин економічний ефект оцінюється сумою попереджених збитків на промислі, до яких призвело б обводнення свердловин при збереженні попередньої величини депресії на пласт.

Економічна ефективність від підвищення робочого тиску на гирлі свердловин може використовуватись залежно від умов розробки родовищ по-різному – пониженням діаметрів газозбірної системи, продовженням терміну служби устаткування низькотемпературної сепарації без застосування штучного холоду, відстрочкою введення в експлуатацію промислової нагнітальної компресорної станції та ін.

Прибуток від видобування газу, газоконденсату і нафти визначається як добуток питомого прибутку з одиниці продукції на обсяг її видобутку. Отже, якщо ціни на нафту і газ у короткостроковому періоді вважати незмінними, то для підвищення прибутку необхідно збільшити накопичені видобутки нафти і газу. Тобто триваліше і інтенсивніше видобувати нафту і газ із кожної свердловини та зменшити їх собівартість.

Ефективність проведення робіт з інтенсифікації видобування визначається фактичним додатковим об'ємом видобутку (газу, конденсату, нафти) і прибутком з одиниці продукції видобування [96].

Фактична змінна частина собівартості видобування продукції з окремих свердловинах визначається за такими елементами витрат:

- прями матеріальні витрати, у т.ч. додаткові матеріали, паливо, енергія, відрахування на геологорозвідувальні роботи ;
- інші витрати , у т.ч. невиробничі (фонд охорони праці , плата за використання надр, відрахування на дороги) і позапромислові [97];
- змінні загально-виробничі витрати.

До змінних загально-виробничих витрат належать витрати на обслуговування і управління виробництвом, що змінюються прямо (або майже прямо) пропорційно до зміни обсягу діяльності. Змінні загально-виробничі витрати розподіляються на кожен об'єкт витрат з використанням бази розподілу .

Оскільки облік фактичних матеріальних витрат для кожної свердловини не ведеться, то матеріальні витрати на експлуатацію окремої свердловини , де проведено інтенсифікацію, беруть на рівні середніх фактичних даних родовища , промислу або підприємства (в розрахунку на натуральну одиницю – 1000 м<sup>3</sup> газу, тонну газоконденсату або нафти) [152, 153].

З метою виключення впливу результатів проведення інтенсифікації на собівартість видобування продукту, що призведе до погіршення результатів, у розрахунках беруться дані про фактичну собівартість за звітній період до впровадження технології. За базу порівняння взято дебіт свердловини до застосування в ній технології.

Прибуток від впровадження технології визначаємо за наступними формулами:

$$\text{а) для природного газу:} \quad P_z = \Delta Q_z \left[ C_z - \left( C_{1z} + \frac{B_{1z}}{\Delta Q_z} \right) \right], \quad (3.23)$$

$$\text{б) для газоконденсату:} \quad P_k = \Delta Q_k \left[ C_k - \left( C_{1k} + \frac{B_{1k}}{\Delta Q_k} \right) \right], \quad (3.24)$$

$$\text{в) для нафти:} \quad P_n = \Delta Q_n \left[ C_n - \left( C_{1n} + \frac{B_{1n}}{\Delta Q_n} \right) \right], \quad (3.25)$$

де  $B_{1r}$  – витрати на проведення операції з інтенсифікації видобутку, грн.

г) разом від впровадження технології:

$$P = P_z + P_k + P_n. \quad (3.26)$$

Незважаючи на практику інтенсифікації видобутку нафти за рахунок використання техніко-технологічних заходів, багато методичних питань в цій галузі ще не вирішені і потребують подальшого доопрацювання .

Аналіз існуючих методик оцінки економічної ефективності заходів, що проводяться на нафтових і газових свердловинах [151, 154, 195 ], показує, що їх практичні і теоретичні рекомендації, як правило, не йдуть далше виявлення промислової ефективності здійснення їх проведення. В кращому випадку економічна ефективність проведення заходів з відновлення продуктивності свердловин оцінюється економією експлуатаційних витрат, що пов'язані з одержанням нафти.

Виникла необхідність комплексного підходу до аналізу застосування технологій з відновлення продуктивності свердловин, що забезпечує одержання достовірної інформації для контролю за ефективністю роботи кожної свердловини після проведення відповідних робіт.

Однак це вимагає формування єдиної методики розрахунку технологічної і економічної ефективності застосування методів інтенсифікації, що дозволяє дати сучасну ринкову оцінку їх використання з врахуванням специфічних умов розробки кожного родовища і окремо взятого нафтогазового регіону з тим , щоби зацікавити нафтогазовидобувні підприємства в застосуванні цих методів.

Проведений в роботі аналіз існуючих у вітчизняній та зарубіжній практиці критеріїв економічної оцінки [38, 45, 46, 96] свідчить на користь використання динамічних методів для економічного аналізу результатів здійснення заходів, направлених на покращення видобувних характеристик свердловин .

При виборі критеріїв необхідно виходити із природно-геологічних умов експлуатації свердловин. Для цього передбачено розмежувати показники , які відображають технологічну і економічну ефективність, в залежності від характеру заходів, що проводяться, і особливостей одержання ефекту .

Враховуючи специфіку і особливості заходів з відновлення продуктивності свердловин, оцінку ефективності їх здійснення слід проводити за трьома етапами.

1. Встановлення критеріїв технологічної і економічної ефективності відновлення продуктивності свердловин з врахуванням особливостей і стадій їх експлуатації.
2. Ранжування проведених заходів за вибраними критеріями ефективності в залежності від результатів вирішення поставленого завдання.
3. Оцінка границь технологічної і економічної доцільності проведення відновлення продуктивності свердловин.

Такий підхід до оцінки економічної ефективності зумовлений значними витратами на відновлення і необхідністю виявлення технологічної і економічної доцільності його проведення .

У зв'язку з цим, як основні вихідні показники ефективності відновлення продуктивності свердловин пропонуються наступні:

- середньодобовий дебіт з врахуванням і без врахування заходу , т/д;
- обводненість отриманої продукції з врахуванням і без врахування відновлення ,% ;
- тривалість технологічного ефекту, що характеризує час після проведення заходу, впродовж якого свердловина з великими дебітами і меншою обводненістю відносно їхнього погіршення в разі непроведення заходу, діб ;
- приріст видобутку нафти або запобігання його зниженню в результаті дії ефекту, т ;
- витрати на проведення інтенсифікації видобутку, тис. грн.;
- коефіцієнт ефективності витрат, що є відношенням кількості заходів, по яких витрати окупились, до кількості відновлених свердловин. Введення такого коригуючого коефіцієнта передбачає необхідність обов'язкової їх окупності за рахунок покращення режиму роботи свердловини до економічно обґрунтованої величини.

Критерій економічної ефективності експлуатації свердловини після здійснення на ній робіт для підвищення її продуктивності і зниження обводнення продукції, характеризують наступні показники[141, 149, 190]:

- чистий дисконтований дохід ( $ЧДД$ ) впродовж тривалості технологічного ефекту з врахуванням і без врахування інтенсифікації видобутку;
- приріст  $ЧДД$ , пов'язаний з одержанням додаткового обсягу нафти, газу, конденсату або з припиненням її зниження в результаті дії технологічного ефекту  $\Delta ЧДД$ ;
- період окупності витрат на проведення заходу ( $T_o$ );
- фактичний і очікуваний приріст видобутку нафти до межі економічної доцільності експлуатації свердловини ( $\Delta Q$ ).

У разі запровадження заходів з відновлення продуктивності свердловин логіка  $ЧДД$  така, що навіть при виборі варіанту з  $ЧДД=0$ , обсяги виробництва зростають. Це приводить до розширення границь доцільності експлуатації свердловини з врахуванням інтенсифікації видобутку.

Логіка періоду окупності витрат, необхідних для проведення заходів з відновлення продуктивності свердловин, полягає в тому, що він показує тривалість часу ( $T_o$ ), протягом якого сума чистих доходів ( $ЧДД$ ), що дисконтуються на момент здійснення інвестицій у вигляді витрат на проведення заходу ( $B_{zi}$ ), рівна величині цих витрат:

$$\sum_{t=1}^T \frac{ЧД_t}{(1+i)^t} = B_{zi} \cdot \quad (3.27)$$

Оскільки, цей показник не враховує всього періоду функціонування інвестицій, і на нього не діє вся віддача, що лежить за межами окупності витрат, він може використовуватися як додатковий критерій у вигляді обмеження прийняття рішення про доцільність здійснення заходів з відновлення продуктивності свердловин.

На користь вибору показника співставлення фактичного і економічно допустимого дебітів нафти в результаті проведення відновлення говорить те, що він дозволяє ув'язати витрати з показниками технологічної ефективності і відображає доцільність подальшої експлуатації свердловини, коли покриваються витрати, що пов'язані з впровадженням заходів з відновлення її продуктивності. При цьому

враховується, на скільки потрібно знижувати змінні витрати або збільшувати виручку, щоб у випадку падіння видобутку нафти одержати прибуток або хоч би покрити витрати на проведення відновлення. На відміну від традиційної схеми розрахунку прибутку поняття маржинального прибутку (МП) є різницею між виручкою від продажу нафти ( $V$ ) і змінними витратами ( $V_{зм}$ ) і може застосовуватися для виявлення доцільності від проведення відновлення свердловин.

Звідси умова економічної доцільності застосування технології з відновлення продуктивності свердловин може бути представлена таким чином:

$$МП + V_{пост} + B_{zi} = V - V_{зм} . \quad (3.28)$$

Тим самим, технологія з відновлення продуктивності свердловин може бути ефективною навіть у випадку  $МП=0$ , коли покриваються постійні витрати на здійснення інтенсифікації. Вибір критеріїв для економічного обґрунтування пропонується здійснювати з врахуванням умов технологічної і економічної доцільності у відповідності із завданням, що конкретно вирішується (рис. 3.7).

Залежність критичного обсягу видобутку нафти (конденсату, газу) від критерію економічної ефективності проведення відновлення продуктивності свердловин запропоновано здійснювати на основі побудови моделі управління беззбитковістю свердловин, сутністю якої є знаходження граничних значень ефективності технологій, що застосовуються на свердловині або групі свердловин в конкретних економічних і геологічних умовах. Нерідко виявляється, що продовжувати збиткову експлуатацію свердловин після проведення заходів з відновлення продуктивності буде більш рентабельним, ніж зупиняти і переводити в консервацію свердловини.

Для отримання обґрунтованої залежності критичного обсягу видобутку нафти з врахуванням і без врахування заходів нами запропоновано метод, що дозволяє одержати набір рішень у вигляді залежностей межі беззбитковості для кожної свердловини.

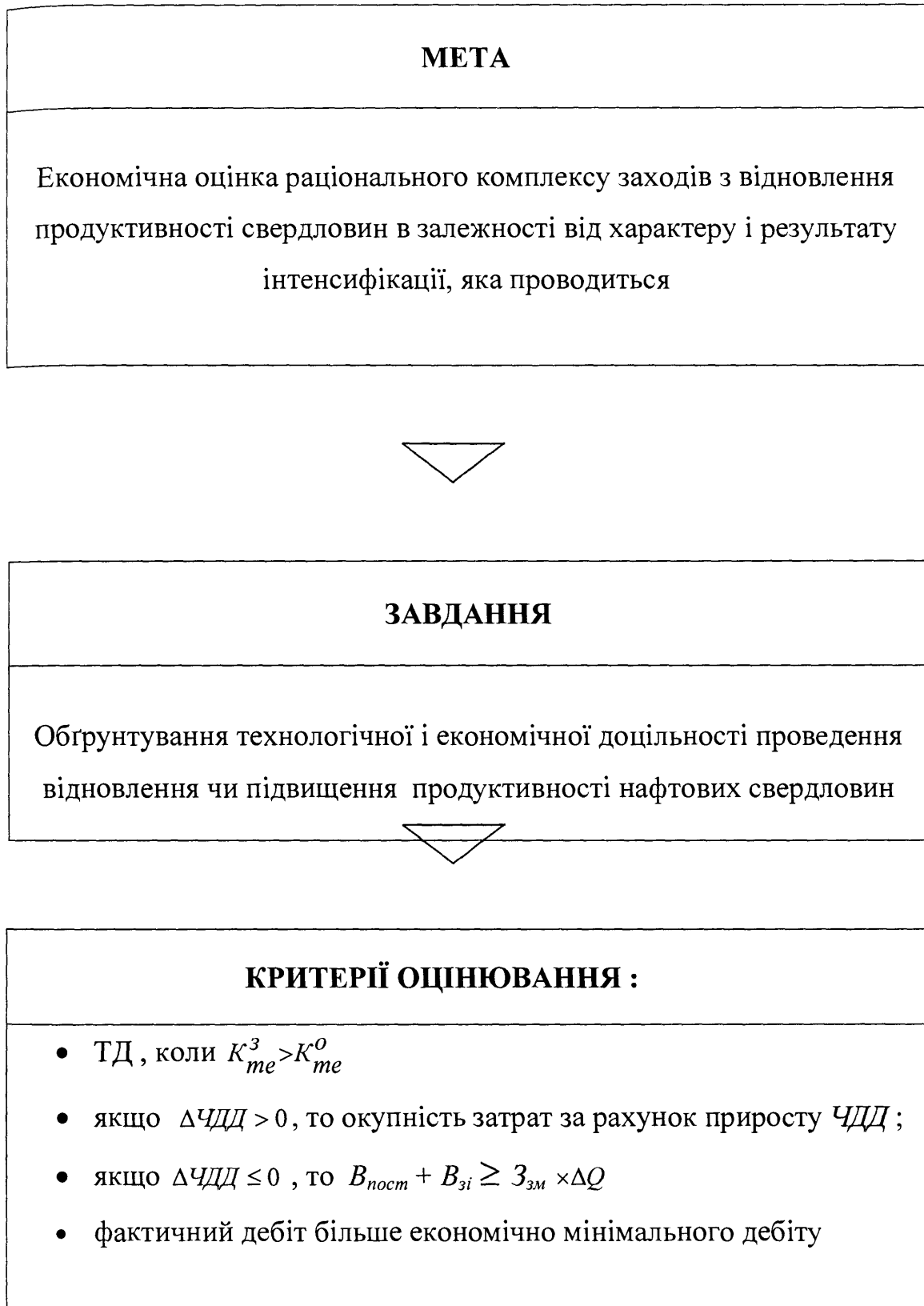


Рис. 3. 7. Вибір критеріїв для економічного обґрунтування проведення заходів з відновлення продуктивності свердловин [90, 92].



Запропонована модель дає можливість проводити ситуаційний аналіз для вибору методів інтенсифікації з високим або низьким рівнем витрат та їх порівнювати на основі вибраних критеріїв економічної ефективності. Також в роботі робиться спроба оцінювати економічно неефективну експлуатацію свердловин з точки зору екологічної доцільності, що розширює межі ефективності її здійснення. У міру зростання складності методи, які проводяться, щодо економічної оцінки ранжують наступним чином [90]:

- простий метод: використання критерію ЧДД з врахуванням і без врахування інтенсифікації, що проводиться, і приріст ЧДД;
- метод середньої важкості : додаткові критерії;
- складний метод : імітаційне моделювання екологічно граничних дебітів з врахуванням і без врахування інтенсифікації , що проводиться, імітаційне моделювання екологічних збитків.

Тим самим, схема сценаріїв досліджень забезпечує концептуальну основу економічної оцінки проведення комплексу заходів з відновлення продуктивності свердловин. Проте, слід врахувати, що для вибору оптимального варіанта інтенсифікації можна застосовувати показник приведених витрат, оскільки роботи з впливу на привибійну зону свердловини фінансуються за рахунок валових витрат підприємства протягом звітного періоду. Тому доцільно визначати економічну ефективність за рахунок чистих дисконтованих доходів і періоду окупності. Розрахунок економічної ефективності для НГВУ «Долинанафтогаз» наведено в табл. 3.8.

Приріст дисконтованого доходу обчислюємо, враховуючи приріст видобутку вуглеводнів у зв'язку із проведенням інтенсифікації та ціну нафти і попутного газу без ПДВ. Дисконтування чистого доходу ми не проводили, оскільки тривалість технологічного ефекту менше року. На відміну від визначення технологічної ефективності, при визначенні економічної слід враховувати додатковий видобуток в результаті проведення робіт з інтенсифікації не тільки нафти, але і попутного газу. Тому коефіцієнт економічної ефективності більш точно характеризує доцільність проведення заходу ніж показники технологічної ефективності.

Таблиця 3.8

**Динаміка показників економічної ефективності операцій інтенсифікації  
нафтогазовидобутку в НГВУ «Долинанафтогаз»**

Показники	Роки	Методи інтенсифікації нафтогазовидобутку				
		КО	ПГРП	ГУД	ПАР	ОППВ
1. Додатковий обсяг видобутку нафти, т	2004	9635,8	2659,9	1019,8	9600,6	1420,1
	2005	10080,9	2810,0	1185,3	9654,2	1533,8
	2006	7335,2	2989,2	3766,9	10739,4	498,7
2. Додатковий обсяг видобутку газу, тис.м3	2004	3188,2	636,4	244,3	2590	262,3
	2005	3680,4	644,2	269,3	2660,1	285,5
	2006	2124,5	732,5	877,7	2712,8	83,4
3. Ціна нафти без ПДВ, грн./т.	2004	657,83	657,87	657,87	657,87	657,87
	2005	652,34	652,34	652,34	652,34	652,34
	2006	650,14	650,14	650,14	650,14	650,14
4. Ціна газу без ПДВ, грн./1000м3	2004	318,89	318,89	318,89	318,89	318,89
	2005	331,50	331,5	331,5	331,5	331,5
	2006	343,75	343,75	343,75	343,75	343,75
5. Собівартість 1 тонни нафти, грн.	2004	186,15	186,15	186,15	186,15	186,15
	2005	214,67	214,67	214,67	214,67	214,67
	2006	245,94	245,94	245,94	245,94	245,94
6. Собівартість 1000 м3 газу, грн.	2004	152,44	152,44	152,44	152,44	152,44
	2005	185,86	185,86	185,86	185,86	185,86
	2006	192,73	192,73	192,73	192,73	192,73
7. Витрати на проведення заходу, тис. грн.	2004	884,3	770,9	408,3	496,3	99,2
	2005	468,5	530,3	494,0	588,9	90,3
	2006	308,9	368,0	686,4	850,6	72,2
8. Приріст чистого дисконтованого доходу, тис. грн.	2004	5075,7	1360,7	521,7	4959,9	713,6
	2005	4948,1	1323,7	558,0	4612,8	712,9
	2006	3285,7	1318,86	1655,1	4750,6	214,2
9. Тривалість технологічного ефекту на 1 свердловині, діб	2004	136	285	112	159	160
	2005	135	321	103	148	168
	2006	132	334	146	141	150
10. Термін окупності витрат, дні	2004	63	204	282	36	50
	2005	34	144	319	46	46
	2006	34	100	149	64	121
11. Кількість свердловино-операцій з позитивним ефектом, свердл.-опер.	2004	19	3	5	17	7
	2005	18	3	7	18	3
	2006	25	2	9	26	4
12. Коефіцієнт економічної ефективності інтенсифікації, долі одиниці	2004	5,7	1,8	1,3	10,0	7,2
	2005	10,4	2,5	1,1	7,8	7,9
	2006	10,6	3,6	2,4	5,6	3,0
13. Темпи росту терміну окупності заходу, %	2004	100	100	100	100	100
	2005	54,2	70,7	113,1	127,6	91,1
	2006	54,0	49,2	53,0	178,9	242,5
14. Темпи росту кількості свердловин з позитивним ефектом, %	2004	100	100	100	100	100
	2005	94,7	100	140	105,9	133,3
	2006	131,6	66,7	180	152,9	66,7
15. Темпи росту коефіцієнта економічної ефективності, %	2004	100	100	100	100	100
	2005	184,0	141,4	88,4	78,4	109,8
	2006	185,3	203,0	188,7	55,9	41,2

Аналізуючи показники економічної ефективності застосування різних методів інтенсифікації видобутку нафти і газу слід відмітити, що коефіцієнт ефективності перевищує одиницю для всіх методів протягом 2004-2005 років. Проте, найбільше його значення спостерігається при кислотних обробках привибійної зони свердловин (КО), 5,7; 10,6; 10,6 відповідно в 2004, 2005 і 2006 роках, обробках із застосуванням поверхнево-активних речовин (ПАР) – 10,0 у 2004 р.; 7,8 у 2005 р.; 5,6 – у 2006 р. та для заходів з обмеження припливу пластових вод – 7,2 у 2004; 7,9 у 2005 і 3,0 у 2006 роках. Це пояснюється меншою тривалістю періоду окупності витрат, незважаючи, що технологічна ефективність цих заходів дещо нища за потужний гідророзрив пласта та імпульсно-ударну дію на привибійну зону свердловини (коефіцієнти зростання дебіту додатково видобутих вуглеводнів по яких вищі див. додаток Е), оскільки витрати на їх проведення значно менші за отриманий чистий дохід.

Найбільшу тривалість технологічного ефекту мають гідророзрив пласта (2004 р. – 285 днів; 2005 р. – 321 день і у 2006 р. – 334 дні) та обмеження припливу пластових вод (160 днів – 2004 р.; 168 днів – 2005 р. і 150 днів – 2006 р.). Зростання тривалості гідророзриву пласта, як і тривалості будь-якого іншого заходу, пояснюється вдосконаленням технології проведення робіт, зокрема, використання обробки ПАР паралельно із гідророзривом пласта, що підвищує його результативність. Взагалі, закономірною тенденцією є те, що з роками на виснажених родовищах тривалість технологічного ефекту знижується і заходи із інтенсифікації стають неефективними. Тоді слід проводити роботи з оптимізації роботи свердловини: перехід на інші продуктивні горизонти, достріл, перехід на інші способи експлуатації тощо.

Одним із визначальних економічних критеріїв вкладення коштів є період їх окупності, в нашому випадку витрати, пов'язані із інтенсифікацією відбору продукції включаються до операційних витрат звітного періоду, проте, цей показник характеризує швидкість повернення оборотних засобів, що є дуже актуальним для будь-якого підприємства.

Отже, найменший термін окупності мають кислотні обробки, обробки із використанням ПАР (таблиця 3.8) та обмеження припливу пластових вод, але це не означає, що вони найефективніші. Комплексним показником, що враховує і технологічні фактори при економічній ефективності є коефіцієнт економічної ефективності, який набуває найвищого значення при КО, ПАР і ОППВ. Отже, ці заходи є економічно

найвигіднішими, проте, ця тенденція простежується у короткостроковому періоді, а у довгостроковому найбільш ефективними, що суттєво впливають на умови розробки родовищ, є ПГРП і ІУД.

Проаналізуємо динаміку основних показників економічної ефективності заходів з інтенсифікації видобутку вуглеводнів з метою оцінки роботи підприємства у цьому напрямі. Аналізуючи роботу НГВУ “Долинанафтогаз” щодо ефективного використання методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів із діючих свердловин слід визначити деякі його досягнення на підставі даних табл. 3.8.

Темпи росту кількості свердловин, на яких було отримано позитивний ефект, характеризують не співвідношення кількості ефективних і неефективних операцій, а збільшення або зменшення кількості заходів із застосуванням певного методу стимулювання відбору продукції. Так, у 2004 році зменшилась кількість солянокислотних обробок на 5,3% стосовно рівня попереднього року, а у 2006 зросла на 31,6%. Кількість ПГРП у 2006 році зменшилась до 66,7% за рахунок заходів на одну свердловино-операцію. За рахунок щорічного зростання на дві свердловино-операції кількість свердловин з позитивним ефектом від ІУД збільшувалась на 40% щорічно. Так, як кількість обробок із застосуванням ПАР впродовж 2004-2006 років зростала, то кількість свердловин із позитивним результатом зросла на 52,9%. Зменшення темпів росту по ОППВ у 2006 р. на 33,3% обумовлене зменшенням свердловино-операцій на одну стосовно 2002 року.

Темпи росту періоду окупності заходу характеризують наробки та вдосконалення технологій у процесі його проведення, тому це відображає роботу підприємства щодо підвищення ефективності інтенсифікації вилучення вуглеводнів. Впродовж 2004-2006 років термін окупності кислотних обробок зменшився на 46%, а потужного гідророзриву пласта на 50,8%. Це означає, що підприємство проводить роботу з вдосконалення і підвищення ефективності технології цих заходів, що також позитивно впливає на зростання коефіцієнта економічної ефективності. Особливо позитивною тенденцією є зменшення терміну окупності ПГРП, а це підвищує його економічну ефективність, оскільки вона дещо нижча у порівнянні з іншими заходами. Зростає термін окупності із застосуванням ПАР, оскільки це викликано прове-

Зменшенням селективних обробок та комплексних із паралельним використанням лугів та кислот, зростання протягом 2004-2006 років сягнуло 78,9%. Зростання терміну окупності ОППВ у 2005 році на 142,5% обумовлене зменшенням кількості свердловино-операцій на дві, а також тим, що решту були проведені на свердловинах, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації і, в результаті зменшення обводненості, різко зменшився дебіт рідини, що призвело до зменшення чистого дисконтованого доходу. Зменшення темпів росту коефіцієнта економічної ефективності обробок із застосуванням ПАР характеризують зменшення їх ефективності, що викликане гірничо-геологічними умовами і вичерпаним ресурсом родовищ, тому необхідно проводити більш адекватні заходи, що вплинуть на умови експлуатації (ПГРП, ІУД).

Отже, для НГВУ «Долинанафтогаз» на підставі комплексного аналізу слід створити програму заходів, щоб спланувати розробку родовищ з метою якнайбільш повнішого вилучення ресурсів вуглеводневої сировини при оптимальних витратах. В цю програму слід включити усі методи інтенсифікації видобутку, передбачивши їх черговість стосовно проекту розробки родовищ. Це дозволить досягнути максимальної економічної ефективності виробництва у нафтогазоконденсатовидобутку. На основі сценарію дослідження сформований аналітичний механізм для прийняття економічних рішень з експлуатації і реанімації свердловин за рахунок здійснення заходів з відновлення або збільшення їх продуктивності.

### Висновки до розділу 3

1. В результаті аналізу формування і використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств, що проводився на прикладі НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз», запропоновано механізм регулювання виробничих потужностей, яка залежно від мети і часу передбачає поточну і перспективну форми регулювання. Регулювання формування і використання виробничих потужностей зводиться до визначення найвигіднішої послідовності, переліку і обсягу заходів з раціоналізації операцій щодо витрачання ресурсів та непродуктивних витрат у виробничому процесі видобутку нафти і газу.

2. Необхідність порівняння економічної ефективності різних робіт, які виконуються на об'єктах розробки, зумовило удосконалення їх класифікації з поділом на ремонтні та неремонтні роботи. Ремонтні роботи включають поточні і капітальні ремонти та фінансуються в межах 10% від вартості об'єктів на початок року за рахунок валових витрат, а для неремонтних робіт, що включають оснащення свердловин обладнанням, джерелом відшкодування витрат є амортизація. Витрати на неремонтні роботи, які включають дослідження свердловин та дію на привибійну зону, включаються до складу валових витрат. Такий підхід дозволяє зменшити податкове навантаження на нафтогазовидобувні підприємства. Уточнена класифікація заходів і робіт за об'єктами (технологічне обладнання, об'єкт розробки, система управління) та напрямками впливу (процес експлуатації, технічне переозброєння і реконструкція нафтового і газового обладнання, ремонт і модернізація обладнання, нові технічні та технологічні рішення) дозволила виділити укрупнені групи для розробки теоретичних положень визначення економічної і технологічної ефективності їх проведення.

3. Для нафтогазовидобувного підприємства запропоновано систему регулювання ефективності виробництва за результатами, яких слід досягнути, оскільки це дозволяє враховувати не тільки умови нормативно-правового та ринкового середовища функціонування, але і директиви вертикально інтегрованої компанії. Розроблено механізм регулювання ефективності виробництва величиною виробничої потужності, в межах якого запропоновано трьохрівневу систему показників для оцінки ефективності, що передбачає використання коефіцієнта порівняльної ефективності з врахуванням бальної оцінки при виборі процесів і операцій для регулювання. Функціонально-орієнтована система управління дозволяє враховувати теоретичні можливості адаптації і практичні обмеження, розглядаючи доцільність внутрішньої структури підприємства, вдосконалення техніки та технології виробництва, регулювання виробничої потужності в контексті економічного аналізу витрат. Обґрунтовані теоретичні положення дозволяють регулювання виробничої потужності та споживання ресурсів у виробничому процесі, проектування управлінських рішень та їх моделювання в конкретних економічних умовах господарювання, визначаючи технологічну та економічну ефективність.

4. Для характеристики економічної ефективності заходів, об'єктом впливу для яких є родовище, у дисертації рекомендується показник доходу на одну гривню сукупних витрат, що дозволяє робити висновки про доцільність продовження експлуатації об'єктів чи потребу у певних технологічних змінах режимів розробки. Ефективність організаційно-технічних заходів, що передбачають стабілізацію видобутку нафти і газу, визначається за показником ефективності додаткових інвестицій, який передбачає відшкодування вартості виконаних робіт за рахунок зменшення експлуатаційних витрат. Для визначення доцільності або найбільш ефективного варіанта реконструкції чи модернізації основних виробничих потужностей при прогнозованому зростанні видобутку, запропоновано показник, який враховує співвідношення граничного доходу від продажу додаткової продукції та додаткових витрат на її видобуток, що забезпечує нарощування виробничих потужностей до досягнення максимального сукупного прибутку. При проектуванні нових, реконструкції, технічного переозброєнні діючих виробничих потужностей необхідно здійснювати розрахунки економічної ефективності природоохоронних заходів, що досягається економією збору за забруднення навколишнього середовища та отриманням додаткової продукції внаслідок утилізації. Запропонований показник економічної ефективності інвестицій у природоохоронні заходи доцільно використовувати при порівнянні заходів з однаковим напрямом та об'єктами впливу.

5. Відомі системи показників ефективності проведення поточних ремонтів характеризують якість їх виконання ремонтними бригадами та організацію у часі. Запропонований у роботі новий підхід дозволяє обґрунтувати економічну доцільність проведення поточного ремонту для усіх видів свердловин за рахунок визначення можливості максимізації сукупного річного видобутку нафти і газу, досягнення планового рівня витрат на ремонтні роботи, запланованого міжремонтного періоду і збалансування обсягу робіт з ремонтними потужностями. Ці показники також дозволяють виявити момент часу, коли ефективно продовжувати експлуатацію свердловин неможливо, і виникає потреба у проведенні інтенсифікації видобутку, зміні технологічного режиму експлуатації чи зміні фонду свердловин.

6. Розроблена система визначення економічної ефективності проведення планово-попереджувальних ремонтів (ППР), що ґрунтується на формуванні витрат за об'єктами розробки, на правилі максимізації сукупного прибутку та врахуванні різних залежностей зміни дебіту. Він включає 6 етапів: 1) визначення початкового планового дебіту свердловини після проведення ремонту з врахуванням нормативного коефіцієнту відповідності режимному дебіту та планового дебіту при продовженні експлуатації без проведення ремонтних робіт; 2) обчислення сукупного дебіту при плановому міжремонтному періоді та при його скороченні за рахунок впровадження системи ППР; 3) знаходимо планові постійні витрати для свердловини за обраний період; 4) визначаємо змінні витрати на свердловину згідно планового режиму експлуатації та при впровадженні системи планово-попереджувальних ремонтів; 5) обчислюємо середні питомі витрати за планом і при впровадженні системи ППР; 6) визначаємо економічну ефективність проведення ремонтів, порівнюючи середні питомі витрати з ціною вуглеводнів, враховуючи обсяг видобутку згідно плану експлуатації та при впровадженні системи ППР. Запропонований механізм є універсальним щодо продукту видобутку, способу експлуатації та гірничо-геологічних умов роботи свердловини.

7. У дисертації пропонується методичний підхід до обґрунтування ефективності заходів з інтенсифікації видобутку, що передбачає використання коефіцієнта технологічної ефективності. Його суттєвою перевагою є врахування рівня обводненості продукції, що характеризує також погіршення продукції свердловини і втрати обсягу видобутку після припинення дії технологічного ефекту за рахунок зростання обводненості продукції. При оцінці економічної ефективності заходів з інтенсифікації видобутку пропонується використовувати коефіцієнт економічної ефективності, який можна визначити як співвідношення приросту чистого дисконтованого доходу до витрат на проведення заходу. Критерій економічної ефективності експлуатації свердловини після здійснення на ній робіт для підвищення її продуктивності і зниження обводнення продукції, характеризують наступні показники: чистий дисконтований дохід (ЧДД) впродовж тривалості технологічного ефекту з врахуванням і без врахування інтенсифікації видобутку; приріст ЧДД, пов'язаний з одержанням



додаткового обсягу нафти, газу, конденсату або з припиненням її зниження в результаті дії технологічного ефекту ( $\Delta ЧДД$ ); період окупності витрат на проведення заходу ( $T_o$ ); фактичний і очікуваний приріст видобутку нафти до межі економічної доцільності експлуатації свердловини ( $\Delta Q$ ). У разі запровадження заходів з відновлення продуктивності свердловин логіка  $ЧДД$  така, що навіть при виборі варіанту з  $ЧДД=0$ , обсяги виробництва зростають. Це приводить до розширення границь доцільності експлуатації свердловини з врахуванням інтенсифікації видобутку.

Результати проведеного дослідження у третьому розділі опубліковано у статтях 130, 131, 132, 134, 137, 139, 140.

## ВИСНОВКИ

У дисертації наведене теоретичне обґрунтування підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств, що виявляється в розробці механізму управління формуванням і використанням виробничих потужностей. Узагальнення та систематизація дослідження дозволили сформулювати такі висновки:

1. Дослідження нормативних і теоретичних трактувань економічної категорії «потужність» дозволило сформувати систему показників виробничих потужностей, до якої увійшли: проектна, нормативна, планова, практична, фактична виробничі потужності, які ґрунтуються на визначенні обсягу видобутку продукції з об'єкта розробки. Визначення співвідношень між показниками характеризує ефективність формування і використання виробничих потужностей та технологічну ефективність виробництва одночасно, що є передумовою для вироблення нових методичних і теоретичних засад управління виробничими потужностями, враховуючи технологічні та режимні особливості експлуатації та вплив робіт, які виконуються у свердловинах.

2. В результаті дослідження виявлені резерви нарощування виробничих потужностей та ефективності їх використання у нафтогазоконденсатовидобутку, які об'єднано у два напрями: екстенсивний, що полягає у збільшенні розвіданих запасів і покладів вуглеводневої сировини, й інтенсивний, пов'язаний з вдосконаленням формування і використання фонду свердловин та режимів розробки покладів і родовищ. Перший становлять: 1) пошуково-розвідувальне і розвідувально-експлуатаційне буріння вертикальних, горизонтальних і розгалужених свердловин для розкриття нафтогазоносних структур на значних глибинах та для більш повного розкриття нафтогазоносних горизонтів з поганими фільтраційними властивостями; 2) проведення розробки з підтриманням пластового тиску через несприятливі фільтраційно-ємнісні властивості колекторів та пластових флюїдів; 3) ущільнення сітки видобувних свердловин для залучення у розробку залишкових запасів нафти з метою виконання проекту розробки родовищ та збільшення коефіцієнта нафтогазовилучення; 4) переінтерпретація геолого-

геофізичних матеріалів для виділення додаткових об'єктів, перспективних щодо нафтогазонасиченості; 5) залучення у розробку важко видобувних запасів і малих родовищ; 6) підвищення нафтовилучення з покладів шляхом застосування аеро- та гідродинамічних технологій. До другого ввійшли: 1) проведення робіт у свердловинах для інтенсифікації видобутку та обмеження припливу пластових вод; 2) збільшення продуктивного часу видобувних свердловин за рахунок регламентації та ефективної організації проведення робіт у свердловинах; 3) перегляд фонду свердловин, які перебувають у консервації, ліквідації та контрольних для залучення їх у розробку шляхом поглиблення, дорозбурювання вибою, ліквідації геологічних та технічних пошкоджень; 4) поглиблення та забурювання нових чи горизонтальних вибоїв свердловин для більш повного розкриття нафтогазоносних горизонтів; 5) буріння додаткових свердловин в зонах що не були в активній розробці; 6) розукрупнення великих багато пластових об'єктів розробки на більш малі на пізніх стадіях розробки; 7) відновлення пластової температури у низько проникних зонах при використанні ідродинамічних методів. Метою реалізації запропонованих напрямів є підвищення рівня вилучення запасів нафти і газу з покладів, який залишається ще досить низьким.

3. Розроблений у роботі механізм регулювання виробничих потужностей для забезпечення ефективності нафтогазовидобувних підприємств об'єднує шість етапів: 1) експрес-аналіз показників першого рівня та результатів функціонування підприємства, на якому визначаються основні тенденції зміни собівартості та її структури; 2) вибір виробництв, які потребують регулювання виробничого процесу, що полягає у визначенні капіталомістких процесів та основних залежностей і причин зміни показників їхньої ефективності; 3) аналіз показників поопераційного формування витрат дозволяє визначити можливості усунення, заміни чи раціоналізації операцій, що потребують регулювання; 4) аналіз ефективності заходів з регулювання виробничої потужності, що передбачає вибір рішень і розробку плану організаційно-економічних та техніко-технологічних заходів; 5) аналіз ефективності виробництва передбачає визначення планових показників виробничих потужностей підприємства, з врахуванням плану заходів і

показників загальної та локальної ефективності; б) реалізація плану організаційно-економічних та техніко-технологічних заходів, що включає порівняння досягнутого рівня ефективності виробництва та виробничих потужностей з плановим і проектним. Запропонований механізм дозволяє визначити ефективність нафтогазовидобувного виробництва згідно результатів, яких слід досягнути, враховуючи місце підприємства в багаторівневій структурі вертикально-інтегрованих компаній. Він дозволяє впливати на ефективність їх функціонування шляхом регулювання виробничих потужностей.

4. Традиційні системи показників ефективності не дозволяють оцінювати ефективність регулювання використання виробничих потужностей окремих операцій чи процесів. Розроблена трьохрівнева функціонально-орієнтована система показників ефективності нафтогазовидобувних підприємств включає показники собівартості, які характеризують формування і доцільність витрат у нафтогазоконденсатовидобутку. Розроблена система показників формує бальну оцінку, яка використовується при визначенні коефіцієнта порівняльної ефективності, за яким обираються процеси та операції для регулювання використання і формування виробничих потужностей.

5. Запропоновано класифікацію заходів і робіт із регулювання виробничих потужностей у нафтогазовидобутку, яка дозволяє систематизувати їх види за об'єктом впливу (технологічне обладнання, об'єкт розробки чи система управління) та напрямом технологічних інновацій (процес експлуатації свердловин, технічне переозброєння і реконструкція нафтового та газового обладнання, ремонт і модернізація обладнання чи нові технічні та технологічні рішення). Це створило передумови для розробки теоретично-методичних положень із визначення технологічної та економічної ефективності окремих груп робіт та заходів, які ґрунтуються на оптимізаційних підходах у визначенні критеріальної оцінки.

6. Досягнення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств можна забезпечити тільки при умові задоволення інтересів усіх зацікавлених сторін – інших економічних суб'єктів, які формують умови зовнішнього і внутрішнього середовища. Запропонована модель функціонування

нафтогазовидобувних підприємств дозволяє дослідити функціональні взаємодії, взаємовпливи між ними та іншими підприємствами, загальнодержавними і місцевими органами влади, інституційними структурами вертикально-інтегрованих компаній. В ринкових умовах найбільшими резервами розвитку нафтогазовидобувних підприємств є пристосування до впливів зовнішнього і внутрішнього середовища. Процес адаптації прискорюється при певному рівні централізації, що сприяє захищеності системи і розвитку ініціативи окремих ланок, тому запропоновано принципи вертикальної інтеграції у моделі функціонування нафтогазовидобувних підприємств, здійснено розмежування функцій між підприємствами та материнськими компаніями, що дозволяє отримувати вигоди від зменшення витрат на виконання певних функцій та збільшити конкурентоспроможність.

7. Запропоновано систему та алгоритми визначення економічної ефективності заходів з формування і використання виробничих потужностей в залежності від об'єкта та характеру їх впливу. Для цього використовуються показники доходу на одну гривню сумарних витрат; ефективність додаткових інвестицій; співвідношення граничного доходу від продажу додаткової продукції та додаткових витрат на її видобуток; економічної ефективності інвестицій у природоохоронні заходи. При проектуванні нових, реконструкції, технічному переозброєнні діючих виробничих потужностей необхідно здійснювати розрахунки економічної ефективності природоохоронних заходів, що досягається економією збору за забруднення навколишнього середовища та отриманням додаткової продукції внаслідок утилізації.

8. В межах механізму регулювання використання виробничих потужностей аналізується підвищення ефективності виробництва внаслідок впровадження організаційно-економічних та техніко-технологічних заходів за рахунок використання цільової функції ефективності виробництва. Запропонована цільова функція використовується для оцінки регулювання ефективності виробництва і ґрунтується на максимізації прибутку. Перевага застосування цільової функції при виборі заходів з регулювання виробничої потужності полягає у можливості вибору найефективнішого варіанту та врахуванні певних обмежень: величини можливих

капіталовкладень, перспективного плану розвитку підприємства, розробки родовищ, наявності запасів вуглеводнів. За допомогою цільової функції можна аналізувати ефективність розробки родовищ, використання виробничої потужності по родовищах і покладах, планувати їх розробку за умови найбільшої ефективності та доцільності.

9. Нафтогазовий комплекс є базовою галуззю народного господарства, яка має стратегічне значення для України, тому підприємства зазнають значного державного управління та регулювання. Між нафтогазовидобувними підприємствами, загальнодержавними і місцевими органами влади виникає «конфлікт інтересів». Комплексне вирішення «конфлікту інтересів» в межах держави і, зокрема, регіону полягає у розробці регіональних і галузевих стратегічних програм розвитку нафтогазового комплексу. Створення програм розвитку нафтогазовидобувних підприємств повинно ґрунтуватися на таких основних концепціях: 1) соціальній, гарантом якої виступають загальнодержавні органи влади; 2) економічній концепції підприємств нафтогазовидобувного комплексу; 3) економічній концепції розвитку територіальних громад в особі місцевих органів самоврядування. Реалізація програми розвитку нафтогазових компаній повинна забезпечуватися укладенням двохсторонніх угод, які б регламентували зобов'язання підприємств надавати усю необхідну інформацію для проведення контролю за цільовим використанням ресурсів та передбачали штрафні та адміністративні санкції щодо виявлених порушень. Необхідно створити комплексну методичку оцінки впливу економічного розвитку окремих підприємств на соціально-економічний розвиток територіальної громади – регіону загалом. Залучення науково-дослідних установ до створення відповідних регіональних програм розвитку нафтогазовидобувних підприємств дозволить мінімізувати витрати коштів та часу на проведення відповідних обґрунтувань, що спростить процедуру прийняття рішень місцевими органами влади. Запропонований підхід до вирішення «конфлікту інтересів» має універсальний характер і може використовуватися по відношенню і до інших галузей виробництва.

# ДОДАТКИ







Найменування родовища (назва родовища, поклад)	Розмір родовища	Геолого-фізичні критерії										Фізико-хімічні критерії										Технологічні критерії											
		Запаси поклади видобувної категорії А+В+С		Тип поклади (поверхня, підземна)	Коеф. пористості (поверхня, підземна)	Проникність, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Глибина залягання поклади (поверхня, підземна), м	Товщина поклади (поверхня, підземна), м	Коеф. пористості (поверхня, підземна)	Площовий тиск поклади (поверхня, підземна), МПа	Плас-тосил. коеф. (поверхня, підземна)	Вмір видоб. флюїда, %	Склад нафти (вміст масових частин, масові частини, масові частини)	Густина нафти (поверхня, підземна), г/см <sup>3</sup>	В'язкість нафти (поверхня, підземна), МПа·с	Тиск (поверхня, підземна), МПа	Ріжми поклади (поверхня, підземна)	Напоминаний видобуток (нафти, газу, конденсату), тис. т	Середній нафти, т/добу	Об'єм нафти, м <sup>3</sup> /добу	Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	К-сть видобути, тис. т											
		Нафти, тис. т	Газу, тис. т																				Конденсату, тис. т	Вмір видоб. флюїда, %	Склад нафти (вміст масових частин, масові частини, масові частини)	Густина нафти (поверхня, підземна), г/см <sup>3</sup>	В'язкість нафти (поверхня, підземна), МПа·с	Тиск (поверхня, підземна), МПа	Ріжми поклади (поверхня, підземна)	Напоминаний видобуток (нафти, газу, конденсату), тис. т	Середній нафти, т/добу	Об'єм нафти, м <sup>3</sup> /добу	Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т
30.3 III P.	331	1276	372	1030	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5
31. Палеоніо-Гелазичке родовище/Козубівське родовище	495	372	1030	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
31.3 Р.ІІІ	570	372	1030	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
31.3 Р.ІІІ	152	372	1030	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
31.4 Р.ІІІ	59	372	1030	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
32. Палеоніо-Гелазичке родовище	5089	1836	1030	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
32.1 Р.ІІІ	5089	1836	1030	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
33. Довбушанське нафтогазове родовище	3350	359	316	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
33.1 Р.ІІІ П.ІІІ Довб. скважина	3350	359	316	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
33.2 Р.ІІІ Довб. скважина	3350	359	316	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
33.3 Р.ІІІ Малогорська скв.	3350	359	316	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
33.4 Підвертує крило	3350	359	316	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
34. Висотське родовище	4174	427	427	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
34.1 Р.ІІІ Бист. скважина	4174	427	427	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
34.2 Р.ІІІ П.ІІІ Вистр. скважина	4174	427	427	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
34.3 Р.ІІІ П.ІІІ П.ІІІ П.ІІІ скважина	4174	427	427	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
34.4 Р.ІІІ П.ІІІ П.ІІІ П.ІІІ скважина	4174	427	427	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
35. Милушанське родовище	103	407	407	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
35.1 Р.ІІІ	103	407	407	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
36. Стрешевське родовище	110	407	407	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
36.1 Р.ІІІ	110	407	407	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
37. Стельницьке родовище	333	13	13	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
37.1 Р.ІІІ Стельницька скважина	333	13	13	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
37.2 К.ІІІ Стельницька скважина	207	13	13	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
37.3 Р.ІІІ Старосільська скважина	75	13	13	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
38. Сидимичьке родовище	3812	407	407	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
38.1 Р.ІІІ	3812	407	407	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
39. Вилка-Баченське родовище/Козубівське родовище	12442	9490	46431	1829	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
39.1 К.ІІІ Березова скважина	115	147	147	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
39.2 Р.ІІІ Івруч. Бухт. блок скважина газова	501	147	147	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
39.3 Р.ІІІ скважина Газова	552	147	147	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
39.4 Р.ІІІ Бухт. блок скважина ДІІ	552	147	147	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
39.5 Р.ІІІ скважина Стара кончална ДІІІ ДІІ	953	1005	1193	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
39.6 Р.ІІІ Могольська скважина	122	119	119	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3	0.27	74.1	970	10.19	7.1	27.1	27.1	311.3	67.7	796.3	1.4	92	300	5	
39.7 Р.ІІІ Бач. скважина	31	43	43	218	107	1	61	19.9	15.4	0.73	32.2	19.9	320	0.343	54	10.4	7.5	2.3</															



Таблиця Б.2  
Порівняльна характеристика проектних, фактичних та нормативних показників розробки газових та газоконденсатних родовищ Західного регіону

Родовища	Видобток газу, млн. м3		Видобток конденсату, тис. т		Коефіцієнт газовидлучення, одиниць		Коефіцієнт конденсатовидлучення, одиниць		Газоконденсатний фактор, г/см3		Вміст води в продукції, л/тис. м3		Фонд видобувних свердловин, свердловин		Середній дебіт газу, тис. м3/д		Середній дебіт конденсату, т/д										
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт									
Пасічанське	23	36,9	47,6	2,04	1,78	2,01	0,35	0,34	0,34	0,26	0,2	0,21	88,7	48,3	42,2	0	35	16,8	4	4	15,8	25,3	33	1,4	1,2	1,4	
Південно-Гвіздецьке	82,5	3,35	3,4	5,8	0,36	0,35	0,51	0,51	0,44	0,23	0	0	70,4	107,5	103	5	35,8	20,8	2	2	112,8	4,6	4,7	7,9	0,5	0,5	
Космацьке	3	4,57	4,8	0	0	0	0,71	0,73	0,73	0	0	0	0	0	0	667	565	708	1	2	2	8,2	6,3	6,6	0	0	0
Росільнянське	9,7	9,5	9,2	0	0	0	0,7	0,69	0,69	0	0	0	0	0	0	577	659	739	2	3	3	13,3	8,7	8,4	0	0	0
Монастирчанське	43,9	25,6	18,5	2,42	1,44	1,3	0,4	0,33	0,38	0,22	0,22	0,22	55	56,2	70,3	2	0	2	2	4	3	30	23,4	17	1,7	1,3	1,2
Іванківське	не розробляється, одна свердловина у консервації																										
Славецьке	не розробляється, одна свердловина у консервації																										

Додаток В  
Аналіз формування та використання фонду свердловин нафтогазовидобувними підприємствами Західного регіону

Таблиця В.1

Показники	Кількість свердловин на 01.01.2005 р.					Кількість свердловин на 01.01.2006 р.					Кількість свердловин на 01.01.2007р.					Зміна	
	НГВУ "Надвірна- нафтогаз"	НГВУ "Долина- нафтогаз"	НГВУ "Борислав- нафтогаз"	Всього	НГВУ "Надвірна- нафтогаз"	НГВУ "Долина- нафтогаз"	НГВУ "Борислав- нафтогаз"	Всього	НГВУ "Надвірна- нафтогаз"	НГВУ "Долина- нафтогаз"	НГВУ "Борислав- нафтогаз"	Всього	НГВУ "Надвірна- нафтогаз"	НГВУ "Долина- нафтогаз"	НГВУ "Борислав- нафтогаз"		Всього
Діючий фонд	308	337	562	1207	295	343	553	1191	293	345	633	1271	293	345	633	1271	64
- даючих нафту	307	327	560	1194	283	335	553	1171	287	335	595	1217	287	335	595	1217	23
-в простой	1	10	2	13	12	8	0	20	6	10	38	54	6	10	38	54	41
Бездіючий фонд	4	-	216	220	15	-	220	235	20	1	135	156	20	1	135	156	-64
-зупинені в поточному році і грудні попереднього року	4	-	8	12	15	-	8	23	8	1	15	24	8	1	15	24	12
-зупинені до 01.12 попереднього року	-	-	208	208	0	-	212	212	12	-	120	132	12	-	120	132	-76
В освоєнні після буріння	-	-	1	1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1
Експлуатаційний фонд	312	337	779	1428	310	343	773	1426	313	346	768	1427	313	346	768	1427	-1
Нагнітальні	42	133	39	214	41	123	38	202	41	125	37	203	41	125	37	203	-11
- в т.ч. діючі	41	132	33	206	41	120	31	192	41	121	29	191	41	121	29	191	-15
Контрольні	64	94	228	386	69	95	231	395	70	-	233	303	70	-	233	303	-83
В консервації	-	30	3	33	-	32	2	34	-	31	2	33	-	31	2	33	-
В очікуванні ліквідації	-	20	3	23	-	33	7	40	-	29	13	42	-	29	13	42	19
Дегазаційні	13	-	12	25	14	-	13	27	14	-	13	27	14	-	13	27	2
Всього свердловин	431	614	1064	2109	434	626	1064	2124	438	531	1066	2035	438	531	1066	2035	-74
Ліквідовані свердловини після експлуатації	441	276	1622	2339	441	276	1624	2341	440	281	1625	2346	440	281	1625	2346	7
Ліквідовані свердловини після буріння	163	128	442	733	163	128	442	733	163	122	442	727	163	122	442	727	-6
Прийнято свердловин із буріння за рік	1	1	3	5	2	-	2	4	3	1	2	6	3	1	2	6	1
Прийнято свердловин із ліквідованих	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	1	-	-	1	1
Прийнято свердловин з інших фондів	-	-	2	2	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-2
Прийнято свердловин з газового фонду	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прийнято свердловин з інших горизонтів	-	-	3	3	-	1	-	1	-	-	1	1	-	-	1	1	-2



## Аналіз використання експлуатаційного фонду нафтових свердловин по часу

Показники	НГВУ "Бориславнафтогаз"				НГВУ "Надвірнанафтогаз"				НГВУ "Долинанафтогаз"				Всього				
	2004	2005	2006		2004	2005	2006		2004	2005	2006		2004	2005	2006		
	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	Гр. %	
Календарний час роботи по всьому фонду свердловин, год.	6969360	6985392	6786072	2733120	2715600	2741880	2999688	2938800	2938800	12702168	12639792	12466752	98,1				
Час експлуатації всього фонду свердловин, год.	6722890	6144305	4754414	2698080	2584200	2566680	2933331	2938488	2930932	12354301	11666993	10252026	83,0				
Календарний час для діючого фонду свердловин, год.	5726192	5676096	5796832	2266160	2163118	2262773	2877331	2862193	2878078	10869683	10701407	10937683	100,6				
Час експлуатації діючого фонду свердловин, год.	5646025	5556898	5512787	2241232	2106877	2208466	2998898	2986923	2991132	10886156	10650698	10712386	98,4				
Середній дебіт на один відпрацьований свердловино-місяць, т	9,790	11,330	15,360	15,890	16,749	17,098	83,201	86,300	88,800	33,868	39,686	40,886	120,7				
Коефіцієнт використання експлуатаційного фонду свердловин, од.	0,822	0,813	0,854	0,829	0,797	0,825	0,959	0,974	0,979	0,856	0,847	0,877	102,5				
Коефіцієнт експлуатації свердловин, од.	0,986	0,979	0,951	0,989	0,974	0,976	0,959	0,958	0,962	0,998	1,005	1,021	102,3				
Коефіцієнт інтенсивного використання фонду свердловин, од.	1,005	1,008	1,040	1,005	1,043	0,994	1,000	1,002	1,005	1,001	1,002	1,001	100,0				
Інтегральний коефіцієнт, од.	0,990	0,986	0,989	0,833	0,831	0,821	0,959	0,976	0,985	0,857	0,848	0,878	102,5				
Коефіцієнт використання нафтового газу, од.	0,954	0,962	0,960	0,957	0,975	0,997	0,997	0,994	0,996	0,976	0,972	0,985	100,9				

Таблиця В. 5

## Аналіз використання газового фонду свердловин за часом

Показники	НГВУ "Надвірнанафтогаз"			НГВУ "Долинанафтогаз"			Всього				
	2004	2005	2006	2004	2005	2006	2004	2005	2006	Тр, %	Тр, %
Календарний час роботи по всьому фонду свердловин, год.	111672	101288	91776	17520	8754	8695	129192	110042	100471	85,18	77,77
Час експлуатації всього фонду свердловин, год.	111072	101178	91520	14892	8682	8547	125964	109860	100067	87,22	79,44
Час експлуатації діючого фонду свердловин, год.	111072	101178	91520	14892	8682	8547	125964	109860	100067	87,22	79,44
Календарний час для діючого фонду свердловин, год.	111672	101288	91776	17520	8754	8695	129192	110042	100471	85,18	77,77
Середній дебіт на один відпрацьований свердловино-місяць, 1000 м3	50,69	11,33	15,36	459,29	757,17	512,58	47,03	58,08	48,56	123,50	103,25
Коефіцієнт використання фонду свердловин, од.	0,995	0,999	0,997	0,850	0,992	0,983	0,975	0,998	0,996	102,39	102,15
Коефіцієнт експлуатації свердловин, од.	0,995	0,999	0,997	0,850	0,992	0,983	0,975	0,998	0,996	102,39	102,15
Коефіцієнт інтенсивного використання фонду свердловин, од.	1,002	0,975	1,006	1,000	1,011	1,002	1,000	1,002	1,007	100,20	100,71
Інтегральний коефіцієнт, од.	0,990	0,986	0,989	0,850	1,003	0,984	0,975	1,000	1,003	102,60	102,88



Таблиця В. 6

## Видобуток нафти за способами експлуатації

Підприємство	Роки	Видобуток нафти за способами експлуатації, т				
		ШГН	фонтанний	газліфтний	ЕДН	Всього
НГВУ "Бориславнафтогаз"	2004	79253	12247	-	0	91500
	2005	81830	14381	-	0,522	96211,5
	2006	84957	14381	-	1819	101157
НГВУ "Надвірнафтогаз"	2004	63326	33475	53178	-	149979
	2005	78644	38349	38399	-	155392
	2006	94100	40447	26140	-	160687
НГВУ "Долинафтогаз"	2004	300856,2	31422,1	-	-	332278
	2005	302799,4	34510,6	-	-	337310
	2006	306148,3	42877,3	-	-	349026

Таблиця В. 7

## Додатковий видобуток нафти за рахунок нагнітання води

Родовища	2004		2005		2006	
	тонн	т/тис. м <sup>3</sup>	тонн	т/тис. м <sup>3</sup>	тонн	т/тис. м <sup>3</sup>
Бориславське	7648,00	42,50	8771,00	48,20	18300,00	138,60
Східницьке	1804,00	22,40	1813,00	23,50	1000,00	17,90
Орів-Уличнянське	5930,00	247,00	5313,00	212,50	4400,00	200,00
Старосамбірське	29318,00	230,50	27155,00	271,60	24200,00	277,00
Битківське	32100,00	188,71	36569,00	215,10	40100,00	235,80
Луквинське	16254,00	162,50	16140,00	161,33	16005,00	133,31
Гвіздецьке	1321,00	13,21	100,00	1,00	0,00	0,00
Бистрицько- Довбушанське	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Долинське	36439,48	25,20	37107,38	25,20	37826,00	25,20
Північно- Долинське	12181,06	23,40	11901,20	22,16	14182,79	24,01
Струтинське	10132,48	63,01	9926,50	61,73	10984,09	70,40
Спаське	15500,91	118,87	13601,96	104,39	16019,70	123,23

Додаток Г  
Аналіз потужності родовищ з видобутку нафти, газу природного і попутного та конденсату

Таблиця Г. 1

**Аналіз показників потужності нафтових родовищ у 2006р.**

Родовища	Показники					
	Проектна потужність з видобутку нафти, тис. т	Нормативна потужність з видобутку нафти, тис. т	Фактична потужність з видобутку нафти, тис. т	Проектна потужність з видобутку попутного газу, млн. м3	Нормативна потужність з видобутку попутного газу, млн. м3	Фактична потужність з видобутку попутного газу, млн. м3
Битківське	60,1	49,1	55,6	41,6	28,6	47,1
Пнівське	0,6	0,7	0,84	0,45	0,72	0,9
Гвіздецьке	3,9	3,8	2,95	2,7	2,4	2,7
Довбушансько-Бистрицьке	6,6	8,7	9,1	6,4	6	9,6
Луквинське	21,8	17	18	8	7,5	8,1
Пасічниське	23,6	8,1	8,4	35,2	8,3	10,5
Рудацьке	4,6	2,4	2,4	3,2	1	0,8
Південно-Гвіздецьке	11,1	6,3	6,7	11,4	6,177	5,9
Лопушниське	35,64	38,6	34,9	17,91	14,8	25,4
Микуличинське	22,8	21,1	19,7	8,8	1,5	22,7
Південно-Пнівське	1,6	1,6	1,5	0,8	22,1	1,1
Монастирчанське	-	4,4	0,8	-	-	3,5
Біориславське	24,51	25,1	25,8	20,59	21,08	21,67
Орів-Уличниське	18,7	7,4	7,1	10,68	4,23	4,05
Східницьке	1,12	1,7	1,2	0,02	0,04	0,03
Заводівське	8,91	9,1	8,8	6,93	7,08	6,85
Стрільбицьке	-	0,6	0,55	0,00	0,01	0,01
Новосхідницьке	-	6,9	7,606	0,00	1,97	2,18
Півд.Монастирське	0,26	0,1	0,07	0,01	0,00	0,00
Коханівське	36,3	2	1,88	0,47	0,03	0,02
Мельничинське	4,2	1,1	1,792	0,27	0,07	0,12
Старосамбірське	40,16	40,3	38,82	5,02	5,04	4,85
Верхньомасловецьке	13,96	5,4	7,066	0,17	0,06	0,08
Блажівське	3,92	-	-	0,06	0,00	0,00
Південно-Стинавське	0,35	0,35	0,35	0,04	0,04	0,04
Долинське	210,5	192,7	190,72	50,31	46,03	38,59
Північно-Долинське	104,88	62,7	82,53	32,51	19,45	29,18
Струтинське	92,3	41,1	37	27,60	12,3	10,63
Спаське	80,4	34	31,93	28,62	12,1	11,27
Ріпнянське	-	1,6	1,32	-	0,19	0,22
Вигода-Витвицьке	-	0,03	0,06	-	0,01	0,01
Танявське	-	2,98	3,42	-	8,9	6,14
Рожнятівське	3,2	0,48	0,47	1,78	0,27	0,31
Чечвінське	2	1,7	1,6	0,55	0,47	0,46
Підлісівське	-	0,32	0,3	-	0,77	0,59

Таблиця Г. 2

**Аналіз показників потужності газових і газоконденсатних родовищ у 2006р.**

Родовища	Показники					
	Проектна потужність з видобутку конденсату, тис. т	Нормативна потужність з видобутку конденсату, тис. т	Фактична потужність з видобутку конденсату, тис. т	Проектна потужність з видобутку природного газу, млн. м3	Нормативна потужність з видобутку природного газу, млн. м3	Фактична потужність з видобутку природного газу, млн. м3
Пасічниське	2,04	1,78	2,01	23	36,9	47,6
Південно-Гвіздецьке	5,8	0,36	0,35	82,5	3,35	3,4
Космацьке	0	0	0	3	4,57	4,8
Росільниське	0	0	0	9,7	9,5	9,2
Монастирчанське	2,42	1,44	1,3	43,9	25,62	18,5
Славецьке (конс. з 1998р.)	-	-	-	-	-	-
Іваниківське (конс.)	-	-	-	-	-	-

## Додаток Д

Показники ефективності проведення ремонтних та робіт з інтенсифікації видобутку у свердловинах

Таблиця Д.1

## Аналіз показників капітального та поточного ремонту свердловин

Показники	НГВУ "Бориславнафтогаз"		НГВУ "Надвірнафтогаз"		НГВУ "Долинафтогаз"		Всього							
	2004	2005	2006	2004	2005	2006	2004	2005	2006	Тр. %	Тр. %			
<b>Поточний ремонт свердловин</b>														
Середньодіюча кількість бригад, шт.	7,10	6,60	6,85	3,90	4,10	4,50	7,70	7,80	7,70	18,70	18,50	98,93	19,05	101,87
Кількість бригад, шт.	7	7	7	4	4	4	8	8	8	19	19	100,00	19	100,00
Кількість виконаних ремонтів свердловин, шт.	654	629	545	252	317	308	966	1041	965	1872	1987	106,14	1818	97,12
в тому числі:														
фонтанних свердловин	1	-	-	3	8	2	11	10	6	15	18	120,00	8	53,33
глибино-насосних свердловин	652	626	545	222	287	287	901	985	950	1775	1898	106,93	1782	100,39
газліфтних				22	11	18				22	11	50,00	18	81,82
нагнітальних	1	3	4	2	6	-	8	41	8	11	50	454,55	12	109,09
інших	-	-	1	3	5	1	46	5	1	49	10	20,41	3	6,12
Виробіток на одну середньодіючу бригаду, свердл.-ремонтів	92,11	95,30	79,56	64,62	77,30	68,40	125,45	133,46	125,32	100,11	107,41	107,29	95,43	95,33
Середня тривалість одного ремонту свердловин, діб	79,13	76,10	84,70	4,57	3,79	3,64	2,97	2,73	2,95	2,75	2,56	93,20	2,88	104,90
фонтанних свердловин	764,00	0,00	0,00	7,32	5,00	3,21	15,80	12,90	14,60	787,12	17,90	2,27	17,81	2,26
глибино-насосних свердловин	78,03	75,76	84,70	4,36	3,58	3,57	2,58	2,65	2,74	84,97	81,99	96,49	91,01	107,10
газліфтних	-	-	-	6,24	4,42	4,42	-	-	-	6,24	4,42	70,76	4,42	70,83
нагнітальних	112,00	126,00	89,75	7,00	5,17	0,00	11,40	8,20	1,80	130,40	139,37	106,88	91,55	70,21
інших	0,00	0,00	24,00	3,42	2,63	11,46	9,30	10,10	0,00	12,72	12,73	100,07	35,46	278,83

Продовження таблиці Д.1

Показники	НГВУ "Бориславнафтогаз"				НГВУ "Надвірнафтогаз"				НГВУ "Долинафтогаз"				Всього				
	2004	2005	2006		2004	2005	2006		2004	2005	2006		2004	2005	2006	Тр, %	
	2004	2005	2006	Тр, %	2004	2005	2006	Тр, %	2004	2005	2006	Тр, %	2004	2005	2006	Тр, %	
<b>Капітальний ремонт свердловин</b>																	
Середньодіюча кількість бригад, шт.	2,66	2,31	2,61		2,90	3,10	2,40		4,90	5,90	5,80		10,46	11,31	10,81	108,13	103,35
Кількість бригад, шт.	3	3	3		4	4	4		5	6	6		12	13	13	108,33	108,33
Кількість виконаних ремонтів свердловин, шт.	10	12	16		21	22	36		76	96	101		107	130	153	121,50	142,99
в тому числі:																	
фонтанних свердловин	1	2	0		3	5	1		3	1	5		7	8	6	114,29	85,71
глибинно-насосних свердловин	8	7	13		12	4	13		67	79	81		87	90	107	103,45	122,99
газліфтних	-	-	-		4	6	10		-	-	-		4	6	10	150,00	250,00
газових	-	-	-		1	3	3		-	-	-		1	3	3	300,00	300,00
нагнітальних	1	1	3		1	4	1		5	16	15		7	21	19	300,00	271,43
інших	-	2	-		-	-	8		1	1	-		1	3	8	300,00	800,00
Виріток на одну середньодіючу бригаду, свердл.-ремонтів	3,76	5,20	6,10		5,25	7,00	15,00		15,50	16,00	17,40		10,23	11,49	14,15	112,36	138,36
Середня тривалість одного ремонту свердловин, діб	53,6	131,0	31,3		35,8	29,7	37,9		19,5	18,0	18,3		26,9	23,9	19,4	89,0	72,3
фонтанних свердловин	70,0	32,5	0,0		15,1	12,5	55,0		21,4	9,7	11,6		25,6	17,1	18,8	66,9	73,5
глибинно-насосних свердловин	52,3	72,1	34,7		28,7	23,8	54,9		18,6	16,7	17,5		23,1	21,3	24,1	92,4	104,5
газліфтних	-	-	-		27,4	22,7	22,3		-	-	-		27,4	22,7	22,3	83,0	81,5
газових	-	-	-		85,7	71,1	79,6		-	-	-		85,7	71,1	79,6	83,0	92,9
нагнітальних	48,0	11,0	16,5		43,9	36,4	34,4		29,2	25,2	24,8		34,0	26,7	24,0	78,4	70,6
інших	0,0	54,1	0,0		0,0	0,0	12,4		20,6	-	-		20,6	36,1	12,4	175,1	60,2
Частота ремонтів, од.	0,83	0,80	0,71		0,61	0,91	1,15		1,82	1,90	1,61		3,27	3,61	3,47	110,53	106,15
фонтанних свердловин	0,12	0,13	0,00		0,15	0,30	0,07		0,20	0,17	0,15		0,47	0,61	0,22	129,62	47,25
глибинно-насосних свердловин	1,03	1,01	0,91		1,73	1,66	2,16		0,21	1,75	1,70		2,97	4,42	4,77	148,73	160,58
газліфтних	-	-	-		0,23	0,27	0,30		0,00	0,00	0,00		0,23	0,27	0,30	114,77	129,30
газових	-	-	-		0,04	-	-		-	-	-		0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
ЕДН	0,00	0,00	1,00		-	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
нагнітальних	0,03	0,03	0,10		0,20	0,00	0,00		0,04	0,31	0,15		0,27	0,34	0,25	126,31	92,54

Продовження таблиці Д.1

Показники	НГВУ "Бориславнафтогаз"			НГВУ "Надвірнанафтогаз"			НГВУ "Долинанфтогаз"			Всього					
	2004	2005	2006	2004	2005	2006	2004	2005	2006	2004	2005	2006	Тр, %	2006	Тр, %
Міжремонтний період, діб	439,8	456,3	514,1	595,0	400,0	318,0	200,1	192,2	226,6	1234,8	1048,5	1058,7	84,9	1058,7	85,7
фонтанних свердловин	3041,7	2807,7	0,0	2433,3	1203,0	5080,0	1850,6	2119,6	2450,7	7325,6	6130,3	7530,7	83,7	7530,7	102,8
глибинно-насосних свердловин	354,4	361,4	402,2	210,6	220,0	169,0	1742,6	208,3	214,2	2307,5	789,7	785,4	34,2	785,4	34,0
газліфтних	48,0	11,0	16,5	1572,3	1370,0	1216,0	-	-	-	1620,3	1381,0	1232,5	85,2	1232,5	76,1
газових	0,0	54,1	0,0	10220,0	-	-	-	-	-	10220,0	54,1	0,0	0,5	0,0	-
ЕДН	0,0	0,0	366,0	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	366,0	0,0	366,0	-
нагнітальних	11862,5	11680,0	3650,0	1870,6	0,0	0,0	8244,6	7213,3	6420,1	21977,7	18893,3	10070,1	86,0	10070,1	45,8

Таблиця Д.2

## Характеристика робіт, які виконуються бригадами підземного і капітального ремонту свердловин

Показники	Кількість свердловино-операцій, свердл.-опер.			Витрати на проведення робіт, тис. грн.			Додатковий видобуток нафти і конденсату за рахунок робіт, тис. т			Додатковий видобуток газу природного і попутного за рахунок робіт, млн. м3			Економічний ефект, тис. грн.			Середня вартість однієї свердловино-операції, тис. грн.		
	"Бориславнафтогаз"	"Долинанфтогаз"	"Надвірнанафтогаз"	"Бориславнафтогаз"	"Долинанфтогаз"	"Надвірнанафтогаз"	"Бориславнафтогаз"	"Долинанфтогаз"	"Надвірнанафтогаз"	"Бориславнафтогаз"	"Долинанфтогаз"	"Надвірнанафтогаз"	"Бориславнафтогаз"	"Долинанфтогаз"	"Надвірнанафтогаз"	"Бориславнафтогаз"	"Долинанфтогаз"	"Надвірнанафтогаз"
Капітальний ремонт свердловин	16	101	36	2420,5	5362,2	7213	0,611	2,7	0,915	0,093	1,4	0,2013	-1478,53	-714,4	151,3	53,09	200,4	
Поточний ремонт свердловин	545	965	308	9827,3	20726,2	4676,32	0,368	4,1	1,09	0,021	0,8	0,276	-9269,55	-14235	18,03	21,48	15,18	
Інтенсифікація видобутку	32	77	39	1006,88	2396,82	1028,87	2,21	18,77	4,48	1,062	4,539	3,39	2599,11	27703	31,47	31,13	26,38	

Таблиця Д.3

## Баланс календарного часу бригад поточного і капітального ремонту свердловин

Підприємство	Роки	Кількість бригад, бриг.	Відпрацьовано всього, бриг.-год.	Календарний час, год.	Відпрацьовано на закінчених ремонтах, бриг.-год.						Продуктивний час, бриг.-год.	Непродуктивний час, бриг.-год.	Коефіцієнт продуктивного часу, од.	
					всього	глушіння	перезід	ПЗР	безпосередньо ремонт	із-за підомника				
										простої, бриг.-год.				при ремонті
<b>Підземний ремонт свердловин</b>														
НГВУ	2004	7	54527	62144	51752	1309	2282	6215	35144	2350	4452	44950	6802	0,87
"Бориславнафтогаз"	2005	7	52328	58287	47886	1269	2440	4875	34741	969	2743	43325	4561	0,91
	2006	7	48915	59998	46135	1175	2009	3987	35252	1131	3130	42423	3712	0,92
НГВУ	2004	4	26573	28965	25069	2241	2030	1622	17181	1044	951	23074	1995	0,92
"Надвірнанафтогаз"	2005	4	28749	31337	27122	2407	1993	1576	20259	188	699	26235	887	0,97
	2006	4	28462	31023	26851	2406	1723	1284	19570	1085	783	24983	1868	0,93
НГВУ	2004	8	63802	68907	56966	1613	1422	2240	47182	2891	2030	52458	4509	0,92
"Долинанфтогаз"	2005	8	59828	64614	55396	1557	1237	2336	45224	2663	2376	50357	5039	0,91
	2006	8	63772	68874	59048	1589	1152	1867	51480	1304	1656	56088	2960	0,95
<b>Капітальний ремонт свердловин</b>														
НГВУ	2004	3	22572	23304	12864	80	102	558	9334	478	2312	10074	27900	0,78
"Бориславнафтогаз"	2005	3	19252	20248	37767	108	310	4532	16486	6127	10204	21507	16331	0,57
	2006	3	20712	22864	12020	128	382	654	8683	44	2129	9847	2173	0,82
НГВУ	2004	4	32737	34878	30595	1018	599	460	5835	1250	14	28617	1978	0,94
"Надвірнанафтогаз"	2005	4	34296	36539	32052	1066	627	441	6154	1309	15	29980	2072	0,94
	2006	4	35855	36705	33509	1114	656	461	31034	241	3	33265	244	0,99
НГВУ	2004	5	39876	43067	35604	1008	889	1400	29489	1807	1269	32786	2818	0,92
"Долинанфтогаз"	2005	6	44871	48460	41547	1168	928	1752	33918	1997	1782	37768	3779	0,91
	2006	6	47829	51655	44286	1192	864	1400	38610	978	1242	42066	2220	0,95

Додаток Е  
Впровадження системи планово-попереджувальних ремонтів

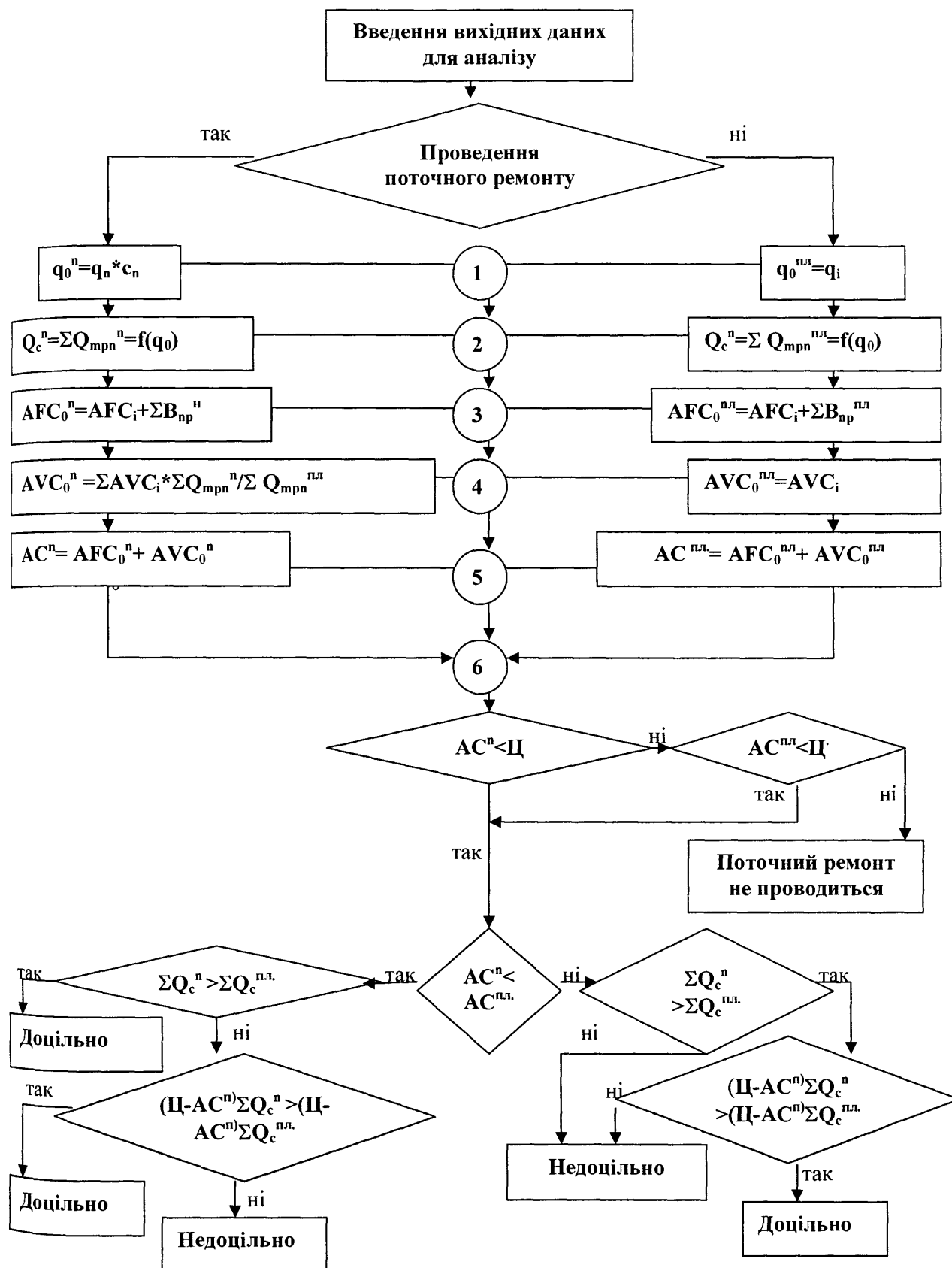


Рис. Е.1. Блок-схема алгоритму розрахунку ефективності поточного ремонту свердловин:

$q_0^n$  - початковий плановий дебіт після проведення ремонту, т ;  $q_0^{пл}$  – дебіт свердловини на момент прийняття рішення, т;

$q_n$  – дебіт свердловини перед проведенням ремонту, т;

$c_n$  - нормативний коефіцієнт відповідності режимному дебіту, од.;

$Q_c^n, Q_c^{пл}$  - сукупний дебіт при впровадженні системи попереджувальних ремонтів та плановий за весь міжремонтний період., т ,

$AFC_0^n, AFC_0^{пл}$  – планові умовно-постійні витрати при впровадженні системи попереджувальних ремонтів і при звичайній тривалості міжремонтного періоду , грн.;

$AFC_i$  – планові умовно-постійні витрати в і-ий момент часу для свердловини, грн.;

$\Sigma B_{пр}^n, \Sigma B_{пр}^{пл}$  – витрати на проведення поточного ремонту при впровадженні системи попереджувальних ремонтів і по плану у плановому періоді, грн.;

$AVC_0^{пл}, AVC_0^n$  – умовно-змінні витрати на свердловину за відповідний період часу згідно планового режиму експлуатації та за умови впровадження системи попереджувальних ремонтів даної свердловини, грн.;

$AC^{пл}, AC^n$  – середні питомі витрати – собівартість видобутку 1 тонни нафти, грн.;

$\text{Ц}$  – ринкова ціна 1 тонни нафти, грн..



Таблиця Е. 1

Зміна видобутку продукції на свердловині 335-Битків у 2005 р.

Показники	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Річний обсяг видобутку, т	
Середньодобовий видобуток, т (м3)														
нафти	0,258	0,208	0,226	0,233	0,194	0,2	0,226	0,258	0,167	0,226	0,2	0,226		0,226
води	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03		0,03
рідини	0,32	0,25	0,26	0,27	0,23	0,23	0,26	0,29	0,02	0,26	0,23	0,26		0,26
газу	0,59	0,258	0,406	0,473	0,553	0,697	0,523	0,61	0,613	0,948	0,817	0,658	0,658	
Кількість відпрацьованих днів, діб	31	24	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	31	
Видобуток нафти за місяць, т	7,998	4,992	7,006	6,99	6,014	6	7,006	7,998	5,01	7,006	6	7,006	79,026	

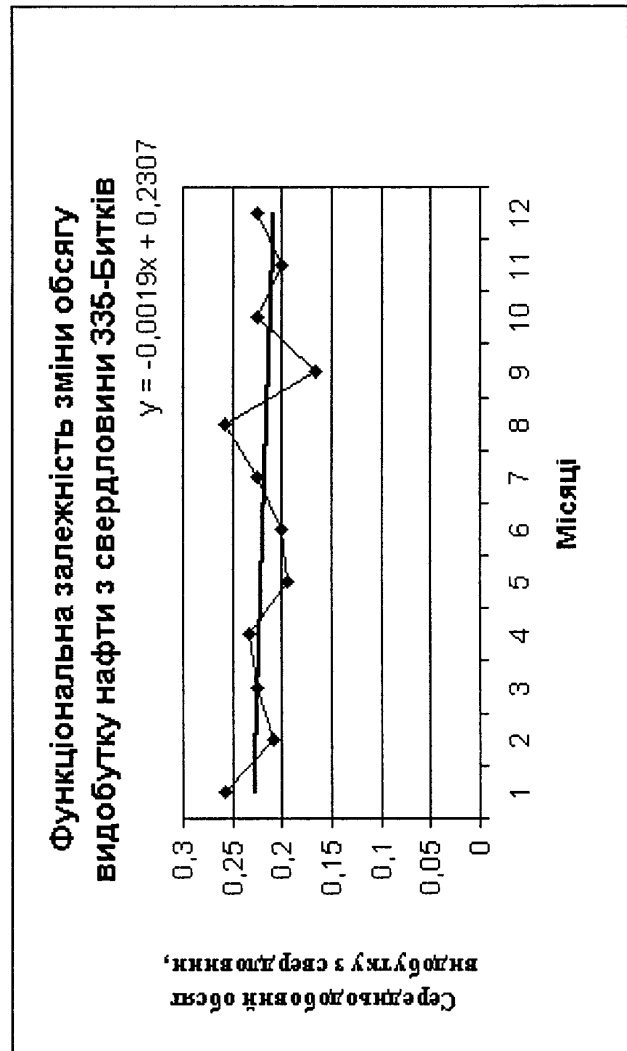


Рисунок Е.2. Функціональна залежність зміни обсягу видобутку нафти з свердловини 335-Битків

Таблиця Е. 2

## Прогнозована зміна видобутку продукції на свердловині 335-Битків у 2006 р.

Показники	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Річний обсяг видобутку, т
Середньодобовий видобуток нафти, т (м3)	0,206	0,2041	0,2022	0,2003	0,1984	0,1965	0,1946	0,1927	0,1908	0,1889	0,187	0,1851	
Кількість відпрацьованих днів, діб	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Видобуток нафти за місяць, т	6,386	5,7148	6,2682	6,009	6,1504	5,895	6,0326	5,9737	5,724	5,8559	5,61	5,7381	71,358

Таблиця Е. 3

## Планова зміна видобутку продукції на свердловині 335-Битків у 2006 р. після впровадження системи планово-попереджувальних ремонтів

Показники	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Річний обсяг видобутку, т
Середньодобовий видобуток нафти, т (м3)	0,206	0,204	0,202	0,200	0,230	0,228	0,227	0,225	0,223	0,221	0,219	0,217	
Кількість відпрацьованих днів, діб	31,00	28,00	31,00	30,00	16,00	30,00	31,00	31,00	30,00	31,00	30,00	31,00	
Видобуток нафти за місяць, т	6,386	5,715	6,268	6,009	3,686	6,853	7,023	6,964	6,682	6,846	6,568	6,728	75,729

Таблиця Е. 4

## Фактична зміна видобутку продукції на свердловині 335-Битків у 2006 р. після впровадження системи планово-попереджувальних ремонтів

Показники	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Річний обсяг видобутку, т
Середньодобовий видобуток нафти, т (м3)	0,206	0,22	0,233	0,231	0,356	0,347	0,332	0,329	0,311	0,308	0,345	0,341	
Кількість відпрацьованих днів, діб	27,21	28	31	30	14,3	30	31	31	30	28,5	30	31	
Видобуток нафти за місяць, т	5,605	6,16	7,223	6,93	5,0908	10,41	10,292	10,199	9,33	8,778	10,35	10,571	100,939

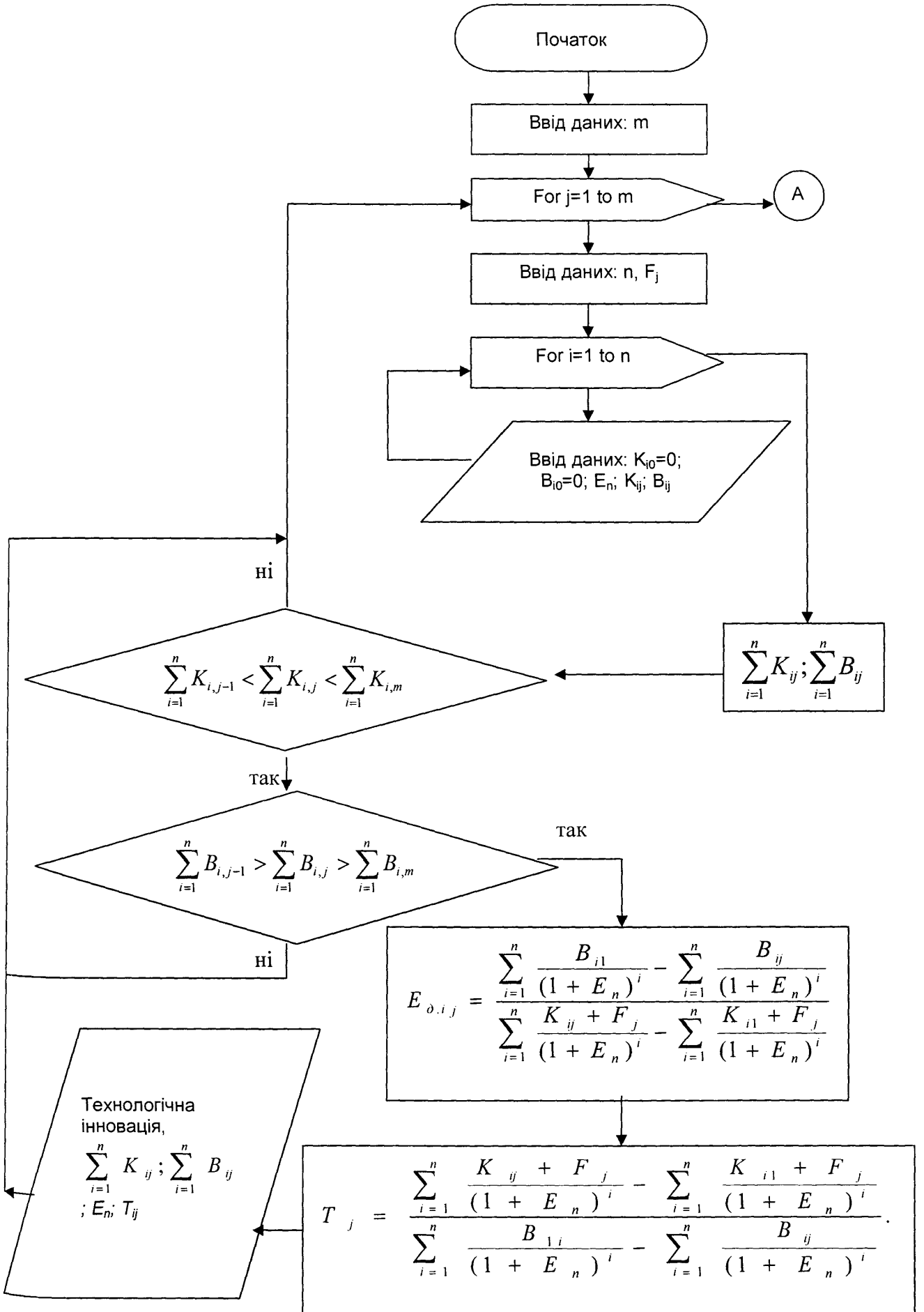
Таблиця Е. 5

**Ефективність впровадження поточного ремонту**

Показники	Без впровадження	При впровадженні	Фактично після впровадження
Постійні витрати, тис. грн.	18004,08	39957,44	39958,03
Сукупний дебіт, т	71,36	75,73	100,94
Витрати на проведення поточного ремонту, грн.	4615,42	0,00	0,00
Змінні витрати на свердловину, грн.	10947,03	11617,65	15485,13
Собівартість видобутку 1 т нафти, грн.	262,84	396,26	396,23
Ринкова ціна 1 т нафти, грн.	1355,00	1500,00	1500,00
Ринкова ціна попутного газу за 1000 м <sup>3</sup> , грн.	285,00	360,00	455,00
Час роботи свердловин, діб	361,00	350,00	342,01
Середня тривалість ремонту, діб	5,00	5,00	7,66
Середня вартість одного підземного ремонту, грн.	17994,56	19973,96	19973,96
Середня вартість одного капітального ремонту, грн.	200361,10	222401,00	222401,00
Собівартість попутного газу, грн./тис. м <sup>3</sup>	165,30	291,59	288,06
Величина газового фактора, м <sup>3</sup> /т	2286,00	2286,00	2286,00
Рентна плата за 1 т нафти, грн./т	160,00	300,00	408,33
Рентна плата за 1000 м <sup>3</sup> газу, грн./1000 м <sup>3</sup>	30,60	30,60	30,60
Економічний ефект, грн.	-8709,99	3891,24	29791,65
Цільова функція ефективності виробництва, грн.	-10473,33	5508,43	43939,97

Отже, найефективнішим є впровадження планово-попереджувальних ремонтів свердловин у поєднанні із методами інтенсифікації видобутку, що забезпечує зростання видобутку у більшій мірі ніж збільшуються витрати. Це також позитивно відображається на підвищенні нафтовилучення та нарощуванні обсягів видобутку нафти і конденсату.

Додаток Ж  
 Визначення економічної ефективності організаційно-технологічних заходів при стабілізації видобутку вуглеводнів



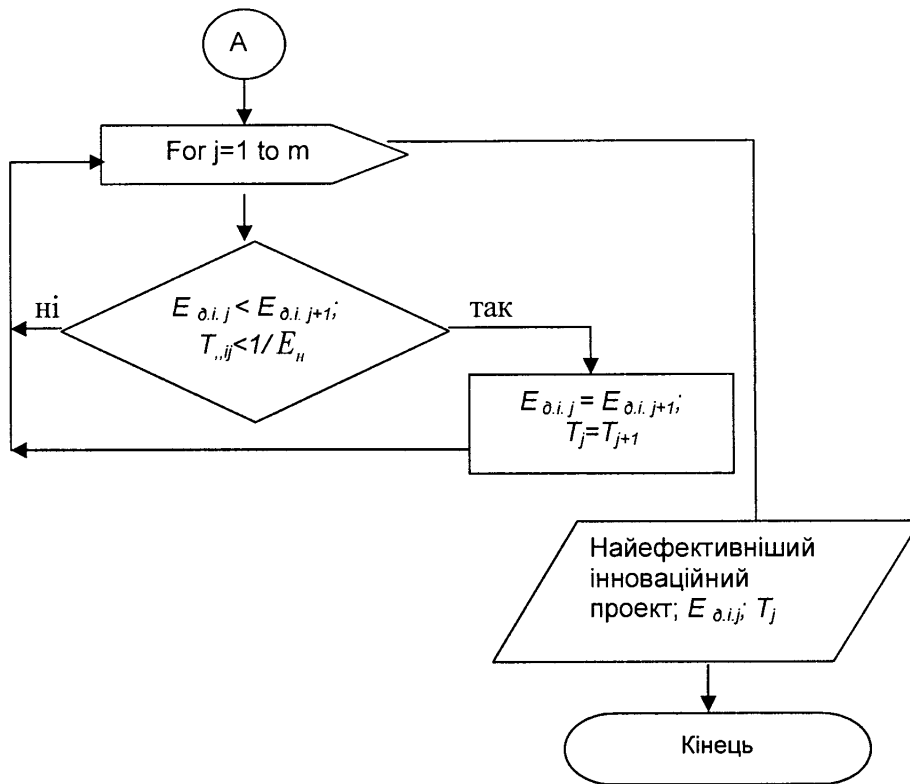


Рис. Ж.1. Блок-схема алгоритму визначення економічної ефективності організаційно-технологічних заходів, при прогнозованій стабілізації видобутку вуглеводнів:

$j$  – індекс порядкового номера варіанта реконструкції чи модернізації;

$i$  – порядковий номер року інвестування чи отримання доходу;

$\sum_{j=1}^m K_{ij}, \sum_{j=1}^m B_{ij}$  - відповідно суми дисконтованих інвестицій та експлуатаційних витрат без

амортизаційних витрат на реновацію, приведені до моменту впровадження технічних інновацій;

$E_n$  – дисконтна ставка;

$E_{d,i,j}$  – економічна ефективність додаткових інвестицій  $j$ -ого;

$T_j$  – термін окупності  $j$ -ого проекту.

**Захід 1. Модульний електричний нагрівач (МЕН 50-122) призначений для теплової обробки привібійної зони свердловини при видобуванні нафти фонтанним, газліфтним і механізованим способами.**

**Цілі застосування нагрівача**

- \* зниження в'язкості високов'язкої нафти
- \* запобігання відкладання парафіну в насосно-компресорних трубах

**Ефективність застосування**

- \* при зниженні в'язкості до 20 спз (20 мП\*с) видобуток зростає на 20%
- \* при боротьбі з парафіновими відкладами

Таблиця Ж. 1

**Технічні та економічні характеристики впровадження МЕН 50-122**

Максимальна потужність, кВА	50	15	25
Напруга, В	958	380	980
Макс. темп нагріву рідини, К	363	363	363
Пропускна здатність в нагрітому середовищі при $\Delta T=70^{\circ}\text{C}$			
води, м3/год (похибка 10%)	0,55	0,17	0,28
обезводненої нафти, м3/год (похибка 10%)	1,1	0,35	0,58
макс. зовн. діаметр, мм	122	122	122
довжина, мм	6920	6920	6920
Захід пропонується для впровадження на Гвіздецькому нафтовому родовищі і на Коханівському родовищі			
Показники		Гвіздецьке нафтове родовище	
В'язкість нафти до впровадження заходу, мП*с	9,57	5,23	10,19
В'язкість нафти після впровадження заходу, мП*с	5,21	2,63	6,95
Зміна в'язкості, мП*с	4,36	2,6	3,24
Кількість поточних ремонтів до впровадження, рем.	5	5	5
Кількість поточних ремонтів після впровадження, рем.	3	2	3
Вартість одно підземного ремонту, грн.	17994,56	17994,56	17994,56
Експлуатаційні витрати до впровадження заходу, грн.	84108,52	59267,81	76486,18
Обсяг видобутку нафти до впровадження, т	320	307	291
Додатковий видобуток нафти, т	25,6	42,98	11,64
Коефіцієнт природного зменшення дебіту, од.	0,92	0,86	0,96
Збільшення експлуатаційних витрат, грн.	9987,22	13410,98	10118,07
Максимальна потужність, кВт	4	4,5	5,5
Вартість електроенергії, грн./кВт*год	0,367	0,367	0,367
Час роботи нагрівачів, год	4128	4128	4128
Термін експлуатації нагрівача, років	6	6	6
Інвестиції, грн.	1400	1580	1920

**Захід 2. Металічний пластир призначений для відключення пластів та герметизації обсадної колони у видобувних і нагнітальних свердловинах**

Таблиця Ж. 2

**Технічні та економічні характеристики впровадження металічного пластира**

Показники	грн.
Вартість проведення робіт по встановленню металічного пластира, грн.	1800
Ціна металічного пластира, грн.	1350
Витрати на транспортування, грн.	950
Всього витрат на впровадження заходу, грн.	4100
<i>Для видобувних свердловин</i>	
Собівартість 1кВт*год електроенергії, грн.	0,328
Скорочення часу роботи ШГНУ, год.	2465
Потужність, яку споживає ШГНУ, кВт*год	2
Зниження експлуатаційних витрат за рахунок скорочення часу роботи ШГНУ, грн.	1617,04
<i>Для нагнітальних свердловин</i>	
Об'єм нагнітання води, м3	
до впровадження заходу	18000
після впровадження заходу	9860
Зниження приймальності свердловини, м3	8140
Собівартість 1м3 нагнітання води, грн.	7,26
Зниження експлуатаційних витрат, грн.	59096,4
Термін експлуатації пластира, років	4

**Захід 3. Клапан-відсікач для відключення продуктивного пласта від свердловини на час проведення в ній ремонту**

*Застосовують клапан-відсікач для нагнітальних та видобувних свердловин*

Таблиця Ж. 3

**Технічні та економічні характеристики впровадження клапана-відсікача**

Зниження тривалості ремонту за рахунок скорочення часу на глушіння свердловини і ПЗР, %	15
Глушіння свердловини, год	15393
Відпрацьований час на виконаних ремонтах, год.	59663
Вартість всіх закінчених ремонтів, грн.	12560982
Питома вага ремонтів непов'язаних з дією на привібійну зону пласта, %	25
Зниження витрат на проведення ремонтів у свердловині, грн.	121527,501
Вартість клапана-відсікача, грн.	400
Термін експлуатації, років	3

Таблиця Ж. 4

## Визначення економічної ефективності організаційно-технологічних заходів при стабілізації видобутку

Захід	Рік впровадження	Експлуатаційні витрати після впровадження, грн.	Інвестиції, грн.	Коефіцієнт приведення різночасових витрат, од.	Дисконтовані інвестиції (K <sub>i</sub> ), грн.	Дисконтовані експлуатаційні витрати (B <sub>i</sub> ) після впровадження, грн.	Індекс росту цін, (I <sub>p</sub> ) од.	Економічна ефективність додаткових інвестицій, од.	Термін окупності, років	Вартість введених з експлуатації основних фондів, грн.	Дисконтовані експлуатаційні витрати (B <sub>i</sub> ) до впровадження, грн.	Дисконтовані інвестиції за планом, грн.
Впровадження МЕН 50-122	1	184068,53	1400	1	1400,00	184068,53	1,00			0	174081,32	0
	2	202475,39	0	0,82	0,00	165963,43	1,10			0	142689,60	0
	3	222722,93	0	0,67	0,00	149639,16	1,21	-138,10	-0,01	0	116958,69	0
	4	244995,22	0	0,55	0,00	134920,55	1,33			0	95867,78	0
	5	269494,74	0	0,45	0,00	121649,68	1,46			0	78580,15	0
	6	296444,21	0	0,37	0,00	109684,14	1,61			0	64409,96	0
Застосування металевого пластира	1	82491,48	4100	1	4100,00	82491,48	1,00			0	84108,52	0
	2	90740,62	0	0,82	0,00	74377,56	1,10	1,36	0,74	0	75835,55	0
	3	99814,69	0	0,67	0,00	67061,73	1,21			0	68376,31	0
	4	109796,15	0	0,55	0,00	60465,50	1,33			0	61650,77	0
Впровадження клапана-відсікача	1	12439454,50	2400	1	2400,00	12439454,50	1,00			1426	12560982,00	0
	2	13683399,95	0	0,82	0,00	11215901,60	1,10	86,23	0,01	0	11325475,57	0
	3	15051739,94	0	0,67	0,00	10112698,16	1,21			0	10211494,37	0



## Додаток 3

Визначення економічної ефективності організаційно-технологічних заходів при зростанні видобутку вуглеводнів

**Захід 1. Приєднання продуктивних горизонтів на основі виділених цифровими методами інтерпретації геофізичних матеріалів нових об'єктів**

Таблиця 3.1

Впровадження цифрової реєстрації даних магнітного локатора муфт (реєстратор ФОТОЗ-3) з метою контролю інтервалів перфорації на св. №21, №813 - Монастирчани

Показники	Роки				
	2007	2008	2009	2010	2011
Додатковий видобуток					
- нафта, т	218,75	226	237	238	248
- газ, м3	8790,24	9081,52	9523,55	9563,73	9965,57
Додаткові експлуатаційні витрати на впровадження заходу, грн.	16068	16068	16068	16068	16068
Інвестиції, тис.грн.	32240	-	-	-	-

**Захід 2. Вдосконалена технологія підтримання пластового тиску із застосуванням поверхнево-активних полімерних систем і циклічного заводнення Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища**

Таблиця 3.2

Збільшення об'ємів видобутку на свердловинах №4, №7, №9, №88, №93, №128 - Довбушанка

Показники	Роки				
	2007	2008	2009	2010	2011
Додатковий видобуток					
- нафта, т	212	192,496	174,786368	158,706	144,10507
- газ, м3	283	256,964	233,323312	211,8576	192,36667
Додаткові експлуатаційні витрати на впровадження заходу, грн.	142240	142240	142240	142240	142240
Інвестиції, грн.	60000	0	0	0	0

**Захід 3. Модульний електричний нагрівач (МЕН 50-122) призначений для теплової обробки привібійної зони свердловини при видобуванні нафти фонтанним, газліфтним і механізованим способами.**

**Цілі застосування нагрівача**

- \* зниження в'язкості високов'язкої нафти
- \* запобігання відкладання парафіну в насосно-компресорних трубах

**Ефективність застосування**

- \* при зниженні в'язкості до 20 спз (20 мП\*с) видобуток зростає на 20%
- \* при боротьбі з парафіновими відкладами

Таблиця 3.3

Показники	Роки				
	2007	2008	2009	2010	2011
Додатковий видобуток					
- нафта, т	8,85	8,85	8,85	8,85	8,85
- газ, м3	4,99	4,99	4,99	4,99	4,99
Додаткові експлуатаційні витрати на впровадження заходу, грн.	7877,88	7877,88	7877,88	7877,88	7877,88
Інвестиції, грн.	1400,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Коефіцієнт природного зменшення дебіту, од.	0,92	0,90	0,89	0,85	0,84

Таблиця 3.4

**Аналіз економічної ефективності організаційно-технічних заходів  
при зростанні видобутку вуглеводнів**

Показники	Роки	Заходи		
		1	2	3
Додатковий видобуток нафти після впровадження заходу, т (qj)	2007	218,75	212,00	8,85
	2008	226,00	192,50	8,85
	2009	237,00	174,79	8,85
	2010	238,00	158,71	8,85
	2011	248,00	144,11	8,85
Додатковий видобуток газу після впровадження заходу, тис. м3 (qгj)	2007	8790,24	283,00	4,99
	2008	9081,52	256,96	4,99
	2009	9523,55	233,32	4,99
	2010	9563,73	211,86	4,99
	2011	9965,57	192,37	4,99
Інвестиції, грн. (К)	2007	32240,00	60000,00	1400,00
	2008	0,00	0,00	0,00
	2009	0,00	0,00	0,00
	2010	0,00	0,00	0,00
	2011	0,00	0,00	0,00
Додаткові експлуатаційні витрати, грн.	2007	16068,00	142240,00	6059,90
	2008	16068,00	142240,00	6059,90
	2009	16068,00	142240,00	6059,90
	2010	16068,00	142240,00	6059,90
	2011	16068,00	142240,00	6059,90
Ціна нафти, грн./т (Цн)	2007	2200,00	2200,00	2200,00
	2008	2689,00	2689,00	2689,00
	2009	3135,30	3135,30	3135,30
	2010	3581,60	3581,60	3581,60
	2011	4027,90	4027,90	4027,90
Ціна попутного газу, грн/тис.м3 (Цг)	2007	345,00	345,00	345,00
	2008	405,50	405,50	405,50
	2009	402,00	402,00	402,00
	2010	398,50	398,50	398,50
	2011	395,00	395,00	395,00
Собівартість однієї тонни нафти, грн./т	2007	470,02	470,02	470,02
	2008	535,25	535,25	535,25
	2009	605,41	605,41	605,41
	2010	675,58	675,58	675,58
	2011	745,74	745,74	745,74
Собівартість 1000 м3 попутного газу, грн./1000 м3	2007	410,03	410,03	410,03
	2008	471,66	471,66	471,66
	2009	534,89	534,89	534,89
	2010	598,12	598,12	598,12
	2011	661,35	661,35	661,35
Непроамортизована вартість обладнання та устаткування внаслідок впровадження заходу, грн., (Fj)	2007	0,00	0,00	0,00
	2008	0,00	0,00	0,00
	2009	0,00	0,00	0,00
	2010	0,00	0,00	0,00
	2011	0,00	0,00	0,00
Коефіцієнт приведення різночасових грошових потоків, грн.	2007	1,00	1,00	1,00
	2008	0,88	0,88	0,88
	2009	0,77	0,77	0,77
	2010	0,67	0,67	0,67
	2011	0,59	0,59	0,59
Економічна ефективність інвестицій без врахування попутного газу, од.		37,56	7,94	11,81
Термін окупності інвестицій без врахування попутного газу, років		0,0266	0,1260	0,0847
Економічна ефективність інвестицій з врахуванням попутного газу, од.		-155,65	15,95	16,77
Термін окупності інвестицій з врахуванням попутного газу, років		-0,0064	0,0627	0,0596

Зміна видобутку нафти і природного газу у 2006 р. по місяцях

Показники	Зміна видобутку нафти і природного газу у 2006 р. по місяцях												Річний обсяг видобутку нафти, т	Річний обсяг видобутку попутного газу, 1000 м3	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
Середньодобовий видобуток, т (1000м3)	нафти	2,55	2,52	2,01	3,14	4,56	4,32	4,51	4,25	4,30	4,02	3,85	3,65	2085,22	15599,50
	газу	17,20	16,98	13,58	21,20	30,78	29,16	30,45	28,69	29,03	27,14	25,99	24,64		
№21- Монастирчани	нафти	2,45	2,15	2,33	2,39	2,51	3,11	3,35	3,21	3,22	3,04	2,91	2,95	2085,22	15599,50
	газу	16,54	14,51	15,73	16,13	16,94	20,99	22,61	21,67	21,74	20,52	19,64	19,91		
Кількість відпрацьованих днів, діб	№21	31	28	22,5	26	31	30	31	31	30	31	30	31	2085,22	15599,50
	№813	31	28	31	30	26,5	29	31	31	30	31	30	31		
Видобуток за місяць, т (1000 м3)	нафти	154,94	130,62	117,48	153,34	207,88	219,79	243,66	231,26	225,60	218,86	202,80	204,60	2085,22	15599,50
	газу	1046,00	881,76	793,04	1035,14	1403,28	1483,71	1644,85	1561,14	1522,94	1477,44	1369,02	1381,17		

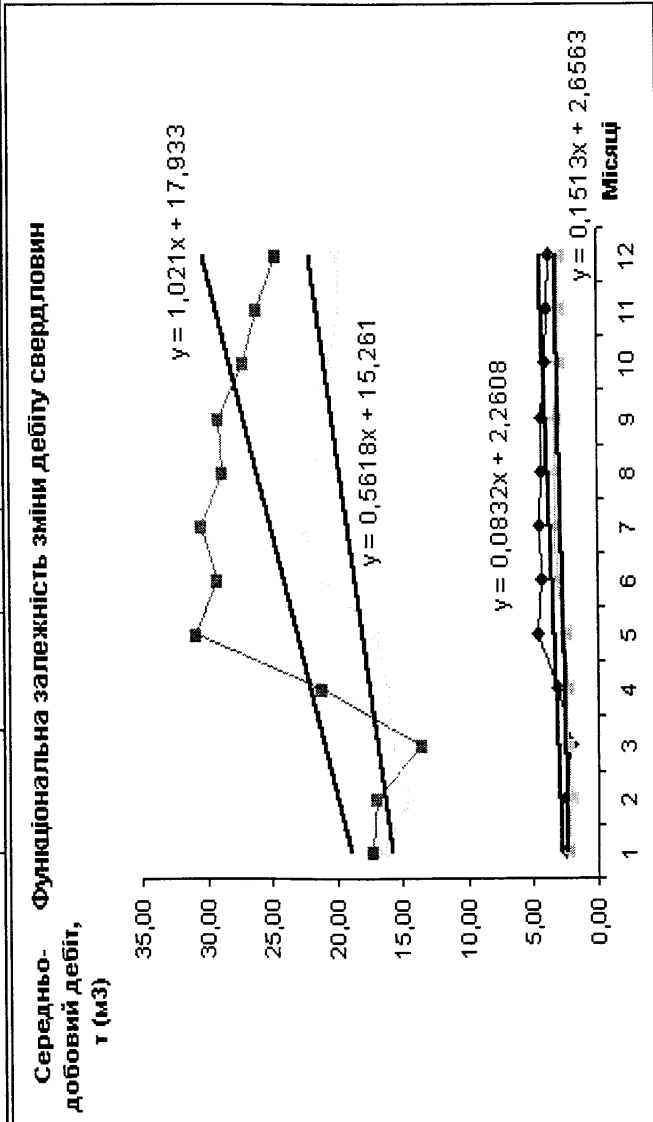


Рис. 3. 1. Динаміка зміни дебіту свердловини

5,916

Середній добовий видобуток нафти у 2006 р., т

3,79

Середня тривалість ремонту у 2005 р., діб

17,966

Середня вартість одного підземного ремонту свердловин, тис. грн.

Середня вартість одного капітального ремонту свердловин, тис. грн.

200,36

1355

Ціна нафти на аукціоні, грн./т

327,73

Собівартість видобутку 1 т нафти, грн.

455

Ціна попутного газу, грн./тис. м3

288,06

Собівартість газу попутного, грн./тис. м3

Таблиця 3.6

## Визначення ефективності виробництва з врахуванням впровадження заходів щодо формування виробничої потужності

Заходи з прогнозованим збільшенням виробництва	Планова собівартість нафти в базовому році, грн/т	Постійні витрати (в-во нафти), тис. грн.	Змінні витрати (в-во нафти), грн/т	Витрати на впровадження заходів (додаткові експлуатаційні витрати), тис. грн.	Інвестиції, тис. грн.	Додатковий видобуток нафти, т	Планова собівартість попутного газу в базовому році, грн/1000 м <sup>3</sup>	Постійні витрати (в-во попутного газу), тис. грн.	Змінні витрати (в-во попутного газу), грн/т	Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Додатковий видобуток попутного газу, тис. м <sup>3</sup>	Фактична собівартість нафти у базовому році, грн/т.	Фактична собівартість газу у базовому році, грн/1000 м <sup>3</sup>	Плановий обсяг видобутку нафти, т	Плановий обсяг видобутку газу попутного, 1000м <sup>3</sup>	Планова собівартість нафти з врахуванням впровадження заходів, грн/т.	Попуточний видобуток з врахуванням впровадження заходів, грн/1000м <sup>3</sup> .	Цільва функція ефективності виробництва, грн.
1. Приєднання продуктивних горизонтів	390,8	34202,9	125,2	12,4	32,2	266,0	271,7	23247,7	84,7	-	922,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	209,5	337317796,4
2. Підтримання пластового тиску із застосуванням поверхнево-активних полімерних систем	390,8	34202,9	125,2	101,6	60,0	212,0	271,7	23247,7	84,7	-	283,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	210,0	336938022,1
3. Вплив на ПЗП та нафтових свердловин композиційними розчинами	390,8	34202,9	125,2	1380,0	0,0	183,0	271,7	23247,7	84,7	-	158,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	210,0	336895952,8
4. Впровадження технології потужного гідророзриву пластів в нафтових, газових, і нагнітальних свердловинах	390,8	34202,9	125,2	574,0	0,0	1058,0	271,7	23247,7	84,7	-	0,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	210,2	338349121,5
5. Селективна обробка ПЗП неолігнірного по проникності продуктивного розриву	390,8	34202,9	125,2	33,4	0,0	343,0	271,7	23247,7	84,7	-	842,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	209,6	337451100,3
6. Гідроімпульсний вплив	390,8	34202,9	125,2	196,0	0,0	433,0	271,7	23247,7	84,7	-	224,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	210,0	337357033,3
7. Обробки ПЗП з використанням водних і вуглеводневих розчинів	390,8	34202,9	125,2	215,0	0,0	1105,0	271,7	23247,7	84,7	-	823,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	209,6	338763667,9
8. Впровадження технологій дилатансійного торпедування направленої дії	390,8	34202,9	125,2	596,0	0,0	183,0	271,7	23247,7	84,7	-	76,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	210,1	336863583,8
9. Підвищення нафтовіддачі пластів за рахунок газовидної дії	390,8	34202,9	125,2	8092,5	0,0	56405,0	271,7	23247,7	84,7	-	0,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,3	210,2	434249600,3
10. Впровадження для теплової обробки МЕН 50-122	390,8	34202,9	125,2	7,9	1,4	8,9	271,7	23247,7	84,7	-	5,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	210,2	336532286,5
Заходи по зниженню витрат 1. Металічний пластир призначений для відключення пластів (для видобувних свердловин)	390,8	34202,9	125,2	-1617,0	4,1	0,0	271,7	23247,7	84,7	-	0,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,3	210,2	336513858,2
2. Металічний пластир призначений для відключення пластів (для нагнітальних свердловин)	390,8	34202,9	125,2	-59,1	4,1	0,0	271,7	23247,7	84,7	-	0,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	210,2	336512300,3
2. Клапан-відсікач для відключення продуктивного пласта	390,8	34202,9	125,2	-121,5	0,4	0,0	271,7	23247,7	84,7	-	0,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	210,2	336516062,7
3. Впровадження автоматизованої системи обліку електроенергії	390,8	34202,9	125,2	-191,0	72,0	0,0	271,7	23247,7	84,7	-	0,0	355,8	251,0	164400,0	185300,0	125,4	210,2	336444532,2

Додаток К

Аналіз показників першого рівня ефективності виробництва

Таблиця К.1

Динаміка показників першого рівня ефективності виробництва НГВУ «Надвірнанафтогаз»

Показники 1-го рівня аналізу ефективності виробництва	Роки						
	2005	2006					
		план	факт	зміна ф (+/-)	зміна пл (+/-)	Тр ф, %	Тр пл, %
1. Витрати на виробництво нафти, тис. грн.	63519,57	72598,70	66105,39	2585,82	-6493,31	4,07	-8,94
2. Витрати на виробництво природного газу, тис. грн.	22471,94	20225,05	18921,67	-3550,27	-1303,38	-15,80	-6,44
3. Витрати на виробництво попутного газу, тис. грн.	56542,41	71675,58	65967,99	9425,58	-5707,59	16,67	-7,96
4. Постійні розподілені загально-виробничі витрати, тис. грн	14666,84	22000,98	20145,53	5478,69	-1855,45	37,35	-8,43
5. Постійні нерозподілені загально-виробничі витрати, тис. грн	8767,52	8812,48	9198,72	431,20	386,24	4,92	4,38
6. Прямі витрати, тис. грн.	142533,93	164499,33	150995,05	8461,12	-13504,28	5,94	-8,21
7. Наднормативні витрати, тис. грн.	49525,62	62081,70	60645,55	11119,93	-1436,15	22,45	-2,31
8. Собівартість однієї тонни нафти, грн.	390,71	445,40	405,57	14,86	-39,83	3,80	-8,94
9. Собівартість 1000 м <sup>3</sup> природного газу, грн.	227,44	271,69	265,01	37,57	-6,68	14,52	-4,41
10. Собівартість 1000 м <sup>3</sup> попутного газу, грн.	291,59	348,32	339,76	48,17	-8,56	16,52	-2,46
11. Питомі витрати на одну гривню товарної продукції, грн./грн.	1,83	1,15	1,29	-0,54	0,14	-29,35	12,30

## Додаток Л

## Аналіз показників другого рівня ефективності виробництва

Таблиця Л.1

Динаміка показників другого рівня ефективності виробництва нафти для  
НГВУ Надвірнанафтогаз

Показники 2-го рівня ефективності виробництва нафти	Роки	Видобуток нафти конденсатом	Штучна дія на пласт	Збирання і транспортування нафти	Підготовка нафти	Утримання та експлуатація обладнання	Енергія на видобуток нафти
1. Прямі витрати, тис. грн.	2005	35228,72	7592,13	2464,02	2454,82	11828,22	7102,31
	2006	38038,83	5028,08	2445,62	3011,33	11476,61	8354,45
Тр,%	2006/2005	107,98	66,23	99,25	122,67	97,03	117,63
2. Постійні розподілені загально-виробничі витрати, тис. грн.	2005	1248,68	593,30	50,59	64,39	2155,76	0,00
	2006	1283,18	657,69	77,04	75,89	2535,19	0,00
Тр,%	2006/2005	102,76	110,85	152,27	117,86	117,60	0,00
3. Наднормативні витрати, тис. грн.	2005	519,71	561,10	212,71	413,93	276,64	177,18
	2006	619,51	1229,33	247,90	471,88	278,94	186,04
Тр,%	2006/2005	119,20	219,09	116,54	114,00	100,83	105,00
4. Внутрішньовиробнича ціна, грн./т	2005	219,88	267,26	282,64	297,97	371,80	416,12
	2006	231,31	260,66	275,53	293,84	363,62	414,42
Тр,%	2006/2005	105,20	97,53	97,48	98,61	97,80	99,59
5. Питомі витрати на 1 т нафти чи конденсату, грн.	2005	219,88	47,39	15,38	15,33	73,83	44,34
	2006	231,31	50,05	14,87	18,32	69,78	50,80
Тр,%	2006/2005	105,20	105,60	96,64	119,50	94,52	114,57
6. Коефіцієнт наростання питомих витрат, од.	2005	1,15	0,25	0,08	0,08	0,39	1,08
	2006	1,15	0,25	0,07	0,09	0,35	1,17
Тр,%	2006/2005	100,00	100,37	91,86	113,63	89,85	108,50
7. Постійні витрати, тис. грн.	2005	12884,66	1816,68	327,69	398,98	8558,05	0,00
	2006	14237,97	1769,54	441,52	474,87	8050,11	0,00
Тр,%	2006/2005	110,50	97,41	134,74	119,02	94,06	0,00
8. Змінні витрати на 1 т нафти, грн.	2005	63,37	31,58	12,16	11,51	20,41	44,33
	2006	66,94	14,86	10,28	13,52	20,00	50,80
Тр,%	2006/2005	105,64	47,04	84,54	117,45	98,01	114,58
9. Структура витрат виробничого циклу, %	2005	60,76	13,10	4,25	4,23	20,40	12,25
	2006	63,99	8,46	4,12	5,07	19,31	14,05
Тр,%	2006/2005	105,32	64,62	96,76	119,84	94,64	114,74
10. Технологічна місткість виробництва, грн./грн.	2005	32,46	9,61	4,13	5,50	0,10	1,93
	2006	32,54	10,28	3,40	4,35	0,09	2,41
Тр,%	2006/2005	100,25	106,94	82,45	79,08	88,89	125,00
11. Коефіцієнт еластичності 1-го порядку, од.	2005	0,0301	0,0565	0,0708	0,0474	0,0701	0,0190
	2006	0,0132	0,1162	0,0062	0,0047	0,0139	0,0198
Тр,%	2006/2005	43,89	205,91	8,77	9,95	19,84	104,24
12. Коефіцієнт еластичності 2-го порядку, од.	2005	0,0583	0,1029	0,1610	0,1131	0,1225	0,0286
	2006	0,0320	0,1618	0,0062	0,0093	0,0231	0,0256
Тр,%	2006/2005	54,83	157,21	3,86	8,23	18,87	89,56
13. Величина зв'язаних витрат, тис. грн.	2005	1785,64	679,53	496,71	342,64	1260,18	177,18
	2006	1055,86	884,39	13,11	24,38	214,43	186,04
Тр,%	2006/2005	59,13	130,15	2,64	7,11	17,02	105,00
14. Коефіцієнт зв'язування витрат, од.	2005	0,8509	0,8394	0,9773	0,9773	0,8164	0,7704
	2006	0,9083	0,8164	0,5749	0,8624	0,6669	0,7014
Тр,%	2006/2005	106,76	97,26	58,82	88,24	81,69	91,04

## Визначення бальної оцінки та коефіцієнта порівняльної ефективності для процесів виробництва нафти

Показники 2-го рівня ефективності виробництва нафти	Видобуток нафти конденсатом	Штучна дія на пласт	Збирання нафти	Підготовка нафти	Утримання та експлуатація обладнання	Енергія на видобуток нафти
1. Прямі витрати, тис. грн.	1	-	-	1	-	1
2. Постійні розподілені загально-виробничі витрати, тис. грн.	-	-	1	1	1	-
3. Наднормативні витрати, тис. грн.	1	1	1	-	-	-
4. Внутрішньовиробнича ціна, грн./т.	1	-	-	-	-	1
5. Питомі витрати на 1 т нафти, грн.	-	-	-	1	-	1
6. Структура витрат виробничого циклу, %.	1	-	-	1	-	1
7. Постійні витрати, тис. грн.	1	-	1	1	-	-
8. Змінні витрати на 1 т нафти, грн.	1	-	-	1	-	1
9. Технологічна місткість виробництва, грн./грн.	-	1	-	-	-	1
10 Величина зв'язаних витрат, тис. грн.	-	1	-	-	-	1
Сума балів:	6	3	3	6	1	7
11. Коефіцієнт порівняльної ефективності, од.	0,002649	0,011460	0,000005	0,000021	0,000074	0,002905





Продовження таблиці Л.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4. Кислотна обробка з біополімерами	450-Бит	184	0,27	0,71	24,10	29,30	54,93	-	0,84	1,71	-	65048,69	12485,00	2,63	70,06
	221-Гвізд	147	0,34	1,00	95,40	97,40	1,496	-	0,02	0,03	-	1771,28	10857,60	0,07	2237,38
	226-Гвізд	84	0,71	1,61	95,40	97,40	0,772	-	0,03	0,04	-	913,69	11540,00	0,02	4610,00
5. Спирто-кислотна обробка ПЗП	Лоп-35	0	0,10	0,10	6,20	6,60	0	-	1,51	1,42	-	0,00	16824,30	-	-
	805-Бит	338	1,49	1,80	24,10	29,30	47,89	-	4,69	4,34	-	56708,47	14520,10	3,62	93,46
6. Обробка привибійної зони ПАР	360-Бит	306	1,10	1,60	24,10	29,30	90,67	-	3,46	3,86	-	107360,65	15230,20	5,91	51,78
	563-Бит	282	0,54	0,74	24,10	29,30	31,96	-	1,70	1,79	-	37839,70	14298,30	2,04	137,92
	592-Бит	249	0,30	0,80	24,10	29,30	84,52	-	0,94	1,93	-	100075,15	16847,30	4,05	61,45
	35-Бит	225	3,62	4,30	24,10	29,30	65,82	-	11,40	10,38	-	77934,57	17841,20	2,69	83,56
	10-Пл. Гвізд	42	0,80	1,40	1,20	1,60	24,79	-	65,62	86,10	-	29350,40	15698,10	0,22	195,22
	651-Бит	160	1,23	2,10	24,10	29,30	88,18	-	3,87	5,07	-	104415,77	16103,30	2,84	56,29
7. Гідро-імпульсна обробка свердловин	Пн-3	312	0,63	1,40	84,10	77,90	65,28	-	0,12	0,40	-	77298,42	25075,30	2,64	118,40
	Лук-6	116	0,57	1,45	34,70	34,40	67,16	-	1,07	2,77	-	79528,19	29651,10	0,85	136,09
	430-Бит	114	2,20	3,10	24,10	29,30	59,41	-	6,93	7,48	-	70348,06	30121,30	0,73	156,28
	534-Бит	66	0,57	1,45	24,10	29,30	39,26	-	1,79	3,50	-	46484,13	29615,70	0,28	232,55
	Пас-813	312	0,63	1,40	13,00	10,20	221,24	-	4,22	12,33	-	261971,55	51203,20	4,37	71,34
8. Дилатансійне торпедування	Лоп-35	116	0,57	1,45	6,20	6,60	95,08	-	8,62	20,52	-	112583,09	78596,90	0,46	254,82
	Пас-816	114	2,20	3,10	13,00	10,20	99,06	-	14,73	27,29	-	117295,59	33215,70	1,10	103,36
	Довб-53	66	0,57	1,45	4,00	6,00	54,03	-	13,61	22,72	-	63980,87	45584,20	0,25	260,05
	Род. Битків	365	124,58	146,16	24,6	29,8	36569	-	381,85	344,31	-	43301718,59	6478300	6,68	54,61
	Род. Луква	365	21,677	21,323	13	10,2	16005	-	145,07	187,73	-	18951680,55	704300	26,91	13,56
9. Нагнітання води в пласт для збільшення віддачі пластів	Род. Гвізд	365	12,871	8,516	95,4	97,4	300	-	0,62	0,23	-	355233,00	808300	0,44	830,52
	Довб-Бистр.род	365	24,742	24,935	4,0	6,0	70,44	-	593,81	390,65	-	83414,63	101600	0,82	444,57

Таблиця Л.4

## Показники третього рівня ефективності операцій штучної дії на пласт

Показники 3-го рівня ефективності виробництва нафти	Термічна обробка	Гіравлічний розрив продуктивних пластів (ГРП)	Комплексно-термохімічна обробка ПЗП	Кислотна обробка фосфорною кислотою	Кислотна обробка з біополімерами	Спирто-кислотна обробка ПЗП	Обробка привійної зони ПАР	Гідро-імпульсна обробка свердловин	Дилатанційне торпедування	Закачка води для збільшення віддачі пластів
1. Поопераційні витрати, грн..	267496,37	188830,16	60439,35	81896,13	40108,01	19344,58	127097,17	131610,02	239848,28	9304756,50
2. Питома вартість операцій, грн..	16718,53	62943,39	60439,35	40948,07	13369,33	19344,58	18156,73	32902,50	59962,07	1860951,30
3. Коефіцієнт технологічної складності, од.	2,79	4,22	1,35	1,85	1,15	10,83	1,75	3,13	5,46	3,17
4. Кількість операцій, опер.	18,40	3,45	1,15	2,30	3,45	1,15	8,05	4,60	4,60	5,75
5. Собівартість продукції по об'єктах видобутку, грн.	180,85	272,73	87,12	119,77	74,40	701,03	113,13	202,22	353,54	205,09
6. Коефіцієнт еластичності першого порядку, од.	0,5495	0,2668	0,0000	0,0000	0,0000	1,1498	0,1633	0,8979	0,68	0,14
7. Коефіцієнт еластичності другого порядку, од.	0,7759	0,2668	0,0000	0,0000	0,0000	1,1498	0,1633	0,8979	0,68	0,21
8. Величина зв'язаних витрат, грн.	180495,03	43810,14	0,00	0,00	0,00	19344,58	18049,68	102778,44	142783,43	1728609,32
9. Коефіцієнт зв'язування витрат, од.	0,3564	0,0724	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1323	0,3104	0,31	0,78
10. Постійні витрати, грн.	27399,81	42509,43	11985,60	17354,63	9892,99	112946,38	16261,82	30912,63	55798,66	4813,98
11. Змінні витрати, грн.	14,25	14,25	14,25	14,25	14,25	14,25	14,25	14,25	14,25	4490773,86
12. Технологічна місткість операцій, грн./грн.	0,0174	0,0115	0,0361	0,0262	0,0423	0,0045	0,0278	0,0155	0,01	0,11
13. Коефіцієнт наростання питомих витрат, од.	1,0000	3,7649	3,6151	2,4493	0,7997	1,1571	1,0860	1,9680	3,5866	111,3107

## Оцінка ефективності операцій штучної дії на пласт у виробництві нафти

Показники третього рівня ефективності виробництва нафти	Термічна обробка	Гідравлічний розрив продуктивних пластів (ГРП)	Комплексно-термохімічна обробка ПЗП	Кислотна обробка фосфорною кислотою	Кислотна обробка з біополімерами	Спирто-кислотна обробка ПЗП	Обробка привійної зони ПАР	Гідроімпульсна обробка свердловин	Дилатансійне торпедування	Закачка води для збільшення віддачі пластів
1. Поопераційні витрати, грн.	1	1	-	-	-	-	-	-	1	1
2. Питома вартість операції, грн.	-	1	1	-	-	-	-	-	1	1
3. Коефіцієнт технологічної складності, од.	-	1	-	-	-	1	-	-	1	-
4. Собівартість продукції по об'єктах видобутку, грн.	-	1	-	-	-	1	-	-	1	-
5. Коефіцієнт еластичності першого порядку, од.	-	-	-	-	-	1	-	1	1	-
6. Коефіцієнт еластичності другого порядку, од.	1	-	-	-	-	1	-	1	-	-
7. Величина звязаних витрат, грн.	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1
8. Коефіцієнт звязування витрат, од.	1	-	-	-	-	-	-	1	1	1
9. Постійні витрати, тис. грн.	-	1	-	-	-	1	-	-	1	-
10. Технологічна місткість операцій, грн./грн.	-	-	1	-	1	-	-	-	-	1
11. Кількість операцій, опер.	1	-	-	-	-	-	1	-	-	1
12. Коефіцієнт наростання питомих витрат, од.	-	1	1	-	-	-	-	-	1	1
Бальна оцінка, балів	5	6	3	0	1	5	1	3	9	7
Коефіцієнт порівняльної ефективності, од.	0,759820	0,116436	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,003831	1,477657	4,694869	17,837450

## Додаток М

Аналіз показників другого рівня ефективності виробництва природного газу

Таблиця М.1

## Динаміка показників 2-го рівня ефективності виробництва природного газу

Показники 2-го рівня ефективності виробництва природного газу	Роки	Видобуток газу природного	Збирання і транспортування газу природного	Підготовка газу природного	Утримання та експлуатація обладнання
1. Прямі витрати, тис. грн.	2005	4368,00	433,23	1024,00	3775,26
	2006	3468,91	499,12	36,05	4607,88
Тр, %	2005/2006	79,42	115,21	3,52	122,05
2. Постійні розподілені загально-виробничі витрати, тис. грн.	2005	66,46	76,31	0,00	111,31
	2006	63,78	63,78	0,00	365,72
Тр, %	2005/2006	95,96	83,58	-	328,56
3. Наднормативні витрати, тис. грн.	2005	17,23	4,92	8,62	154,71
	2006	15,25	11,09	11,09	277,29
Тр, %	2005/2006	88,51	225,30	128,74	179,24
4. Внутрішньовиробнича ціна, грн./1000 м3	2005	85,19	90,01	101,38	143,31
	2006	91,85	97,80	98,23	153,19
Тр, %	2005/2006	107,82	108,66	96,89	106,89
5. Питомі витрати на 1000 м3 природного газу, грн.	2005	48,52	4,81	11,37	41,93
	2006	41,37	5,95	0,43	54,96
Тр, %	2005/2006	85,27	123,60	3,78	131,07
6. Коефіцієнт наростання питомих витрат, од.	2005	1,23	0,12	0,29	1,06
	2006	1,39	0,20	0,01	1,84
Тр, %	2005/2006	112,65	163,85	4,81	173,15
7. Постійні витрати, тис. грн.	2005	4204,31	212,92	0,00	3732,31
	2006	3258,17	253,72	0,00	4545,77
Тр, %	2005/2006	77,50	119,16	-	121,80
8. Змінні витрати на 1000 м3, грн.	2005	1,82	2,45	11,37	0,48
	2006	2,52	2,94	0,43	0,75
Тр, %	2005/2006	138,53	120,01	3,78	155,98
9. Структура витрат виробничого циклу, %	2005	41,61	5,55	13,13	48,39
	2006	37,38	8,04	0,58	74,19
Тр, %	2005/2006	89,83	144,87	4,43	153,30
10. Технологічна місткість виробництва, грн./грн.	2005	113,02	10,84	0,00	0,01
	2006	121,69	14,64	0,00	0,06
Тр, %	2005/2006	107,67	135,03	-	450,60
11. Коефіцієнт еластичності 1-го порядку, од.	2005	0,00	0,01	0,00	0,01
	2006	0,28	0,00	0,43	0,15
Тр, %	2005/2006	230142,73	36,25	8887,75	1227,53
12. Коефіцієнт еластичності 2-го порядку, од.	2005	0,11	0,03	0,01	0,10
	2006	0,18	0,03	0,43	0,15
Тр, %	2005/2006	159,79	110,17	3610,65	148,60
13. Величина зв'язаних витрат, тис. грн.	2005	296,62	17,85	295,14	128,26
	2006	446,72	11,09	11,09	349,16
Тр, %	2005/2006	150,60	62,15	3,76	272,24
14. Коефіцієнт зв'язування витрат, од.	2005	1,23	0,73	0,05	0,97
	2006	1,15	1,30	0,69	1,26
Тр, %	2005/2006	93,50	179,48	1408,12	129,76

## Показники 2-го рівня ефективності виробництва природного газу

Показники 2-го рівня ефективності виробництва природного газу	Видобуток газу природного	Збирання і транспортування газу природного	Підготовка газу природного	Утримання та експлуатація обладнання
1. Прямі витрати, тис. грн.	-	1	-	1
2. Постійні розподілені загально-виробничі витрати, тис. грн.	-	-	-	1
3. Наднормативні витрати, тис. грн.	-	1	-	1
4. Внутрішньовиробнича ціна, грн./1000 м3	1	1	-	1
5. Питомі витрати на 1000 м3 природного газу, грн.	-	1	-	1
6. Структура витрат виробничого циклу, %.	-	1	-	1
7. Постійні витрати, тис. грн.	-	1	-	1
8. Змінні витрати на 1000 м3 природного газу, грн.	1	-	-	1
9. Технологічна місткість виробництва, грн./грн.	-	1	-	1
10. Величина зв'язаних витрат, тис. грн.	1	-	-	1
Сума балів:	3	7	0	10
11. Коефіцієнт порівняльної ефективності, од.	0,242106	0,000218	0,000000	0,511170

## Показники ефективності операцій у виробництві природного газу (утримання та експлуатація обладнання)

Показники 3-го рівня ефективності виробництва	Ремонт експлуатаційного обладнання	Ремонт електрообладнання	Прокат електрообладнання	Утримання обладнання цехами основного виробництва	Капітальний ремонт свердловин	Ремонт інших споруд
1. Операційні витрати, тис. грн.	27,60	30,36	100,19	478,86	1729,55	1868,52
2. Питома вартість операції, тис. грн.	0,59	0,90	2,57	1,16	864,78	49,17
3. Коефіцієнт технологічної складності, од.	1,66	3,31	1,66	2,21	5,80	5,66
4. Кількість операцій, опер.	64,86	46,92	53,82	568,56	2,76	52,44
5. Коефіцієнт еластичності першого порядку, од.	0,0759	0,6148	0,0457	0,8288	0,0095	0,0230
6. Коефіцієнт еластичності другого порядку, од.	0,0759	0,7967	0,0533	0,8348	0,0128	0,0304
7. Величина зв'язаних витрат, грн.	1,52	17,53	3,86	289,66	16,13	41,19
8. Коефіцієнт зв'язування витрат, од.	0,056718	0,016974	0,63894	0,694968	0,17388	0,635214
9. Технологічна місткість операцій, грн./грн.	0,4692	0,5106	0,207	0,276	0,2346	0,1104
10. Структура витрат, %	0,65	0,72	2,37	11,31	40,84	44,12
11. Коефіцієнт наростання витрат, од.	1,0000	1,5116	4,3256	1,9535	1457,3256	82,8605

Таблиця М.4.

## Оцінка ефективності операцій у виробництві природного газу за показниками третього рівня

Показники 3-го рівня ефективності виробництва природного газу	Ремонт експлуатаційного обладнання	Ремонт електрообладнання	Прокат електрообладнання	Утримання обладнання цехами основного виробництва	Капітальний ремонт свердловин	Ремонт інших споруд
1. Поопераційні витрати, тис. грн.	-	-	-	1	1	1
2. Питома вартість операції, тис. грн.	-	-	1	-	1	1
3. Коефіцієнт технологічної складності, од.	-	1	-	-	1	1
4. Кількість операцій, опер.	1	-	1	1	-	-
5. Коефіцієнт еластичності першого порядку, од.	-	1	1	1	-	-
6. Коефіцієнт еластичності другого порядку	-	1	-	1	-	1
7. Величина звязаних витрат, грн.	-	1	-	1	-	1
8. Середня тривалість звязаних витрат, діб	-	-	1	1	-	1
9. Технологічна місткість операцій, грн./грн.	1	1	-	1	-	-
10. Структура витрат, %	-	-	-	1	1	1
11. Коефіцієнт наростання витрат, од.	-	1	1	-	1	-
Бальна оцінка, балів	2	6	5	8	5	7
Коефіцієнт порівняльної ефективності, од.	0,000653	0,0754029	0,03362	7,51437	0,15483	0,25779

## Додаток Н

## Аналіз ефективності виробництва попутного газу

Таблиця Н.1.

## Показники 2-го рівня ефективності виробництва попутного газу

Показники 2-го рівня ефективності виробництва попутного газу	Роки	Видобуток газу попутного	Штучна дія на пласт	Збирання і транспортування газу попутного	Підготовка газу попутного	Утримання та експлуатація обладнання
1. Прямі витрати, тис. грн.	2005	22310,43	5504,05	8953,35	6119,73	9354,78
	2006	31528,65	5327,87	10957,60	13254,70	12125,91
Тр, %	2006/2005	141,32	96,80	122,39	216,59	129,62
2. Постійні розподілені загально-виробничі витрати, тис. грн.	2005	992,76	211,41	66,76	69,23	1201,58
	2006	1371,22	697,12	69,03	89,34	1644,21
Тр, %	2006/2005	138,12	329,75	103,41	129,04	136,84
3. Наднормативні витрати, тис. грн.	2005	260,98	229,09	850,95	614,07	266,30
	2006	515,73	431,81	1516,06	2023,67	145,65
Тр, %	2006/2005	197,61	188,49	178,16	329,55	54,69
4. Внутрішньовиробнича ціна, грн./1000 м3	2005	131,62	164,08	216,90	253,00	310,51
	2006	151,34	176,91	229,51	293,13	355,54
Тр, %	2006/2005	114,98	107,81	105,81	115,86	114,50
5. Питомі витрати на 1000 м3 попутного газу, грн.	2005	131,62	32,47	52,82	36,10	57,51
	2006	151,34	25,57	52,60	63,62	62,42
Тр, %	2006/2005	114,98	78,76	99,60	176,23	108,52
6. Коефіцієнт наростання питомих витрат, од.	2005	1,24	0,31	0,50	0,34	0,54
	2006	1,35	0,23	0,47	0,57	0,56
Тр, %	2006/2005	109,49	74,91	95,02	167,83	103,23
7. Постійні витрати, тис. грн.	2005	19886,03	1573,82	201,52	0,00	9297,54
	2006	28206,85	2631,45	301,86	0,00	12018,71
Тр, %	2006/2005	141,84	167,20	149,79	-	129,27
8. Змінні витрати на 1000 м3 попутного газу, грн.	2005	14,30	23,18	51,63	36,10	0,33
	2006	15,95	12,94	51,15	63,62	0,51
Тр, %	2006/2005	111,48	55,82	99,08	176,23	154,10
9. Структура витрат виробничого циклу, %	2005	52,80	13,03	21,19	14,48	22,14
	2006	58,31	9,85	20,26	24,51	22,43
Тр, %	2006/2005	110,44	75,62	95,63	169,33	101,30
10. Технологічна місткість виробництва, грн./грн.	2005	43,79	10,94	0,46	0,00	0,11
	2006	49,15	12,10	0,72	0,00	0,11
Тр, %	2006/2005	112,24	110,60	156,84	-	97,32
11. Коефіцієнт еластичності 1-го порядку, од.	2005	0,0088	0,0373	0,1519	0,2601	0,0120
	2006	0,0083	0,0120	0,0016	0,2067	0,0171
Тр, %	2006/2005	94,07	32,27	1,07	79,46	142,22
12. Коефіцієнт еластичності 2-го порядку, од.	2005	0,0199	0,0849	0,3777	0,7506	0,0304
	2006	0,0169	0,1052	0,3699	0,4154	0,0288
Тр, %	2006/2005	85,01	123,83	97,95	55,35	94,80
13. Величина зв'язаних витрат, тис. грн.	2005	395,62	435,18	595,41	1879,93	767,07
	2006	392,55	414,21	2994,90	4067,92	252,44
Тр, %	2006/2005	99,22	95,18	503,00	216,39	32,91
14. Коефіцієнт зв'язування витрат, од.	2005	0,99	1,00	0,10	0,82	1,16
	2006	1,03	1,27	0,89	1,02	0,95
Тр, %	2006/2005	104,01	127,06	903,29	124,42	81,53



## Оцінка ефективності операцій у виробництві попутного газу

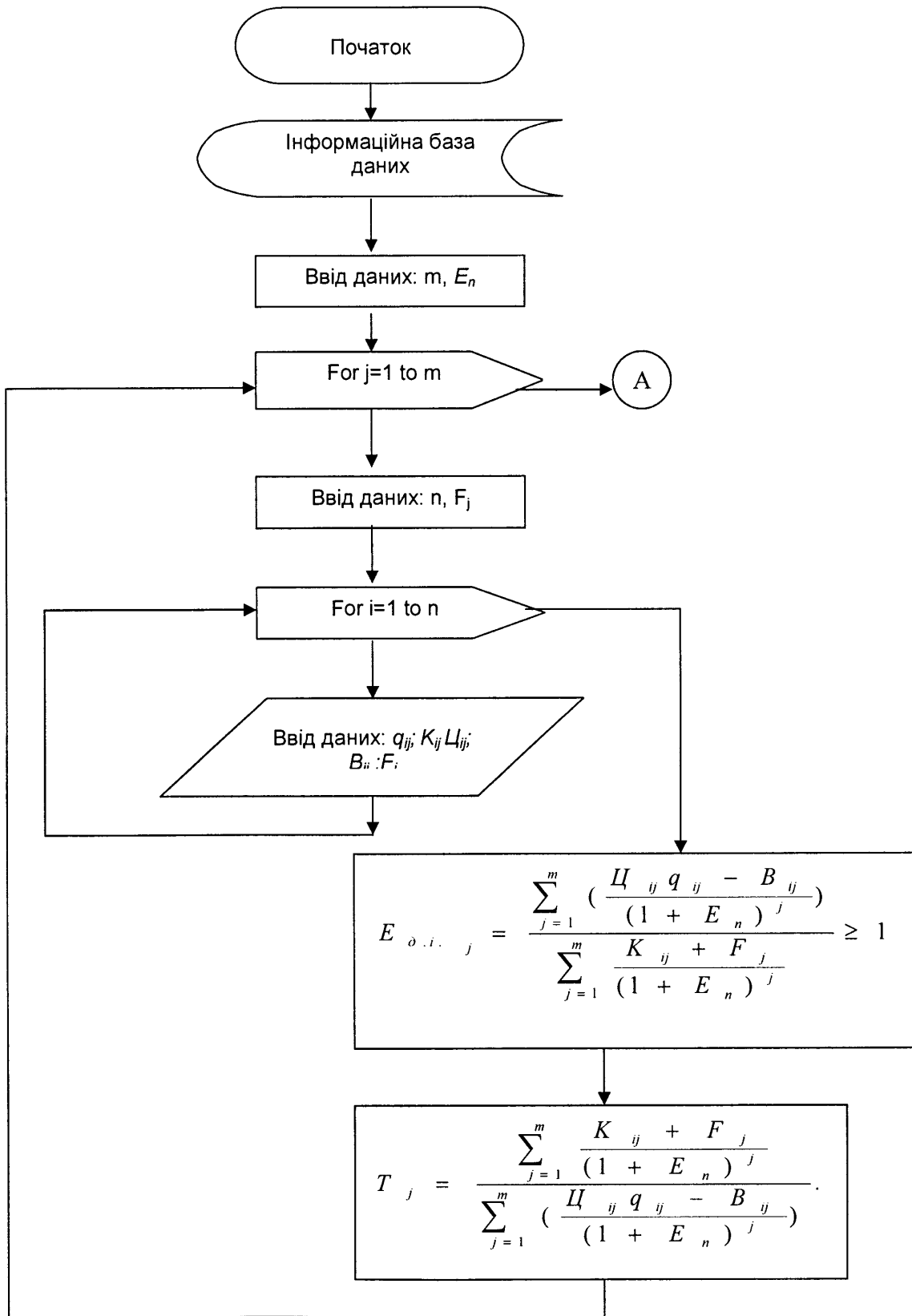
Показники 2-го рівня ефективності виробництва попутного газу	Видобуток газу попутного	Штучна дія на пласт	Збирання і транспортування газу попутного	Підготовка газу попутного	Утримання та експлуатація обладнання
1. Прямі витрати, тис. грн.	1	-	-	1	-
2. Постійні розподілені загально-виробничі витрати, тис. грн.	1	1	-	-	1
3. Наднормативні витрати, тис. грн.	1	1	1	1	-
4. Внутрішньовиробнича ціна, грн./1000 м3	1	-	-	1	1
5. Питомі витрати на 1000 м3 попутного газу, грн.	1	-	-	1	1
6. Структура витрат виробничого циклу, %.	1	-	-	1	-
7. Постійні витрати, тис. грн.	1	1	1	-	-
8. Змінні витрати на 1000 м3 попутного газу, грн.	1	-	-	1	1
9. Технологічна місткість виробництва, грн./грн.	1	1	1	-	-
10 Величина зв'язаних витрат, тис. грн.	-	-	1	1	-
Сума балів:	9	4	4	7	4
11. Коефіцієнт порівняльної ефективності, од.	0,0018	0,0015	0,0010	0,3469	0,0010

Таблиця Н.3.

**Оцінка ефективності операцій у виробництві попутного газу за показниками третього рівня**

Показники 3-го рівня ефективності виробництва попутного газу	Підготовка попутного газу	Підготовка природного газу	Підготовка супутного газу
1. Поопераційні витрати, грн.	1	-	-
2. Коефіцієнт технологічної складності, од.	1	-	-
3. Собівартість 1000 м3, грн.	1	-	-
4. Коефіцієнт еластичності першого порядку, од.	-	1	-
5. Коефіцієнт еластичності другого порядку, од.	-	1	-
6. Величина звязаних витрат, грн.	1	-	-
7. Середня тривалість звязаних витрат, діб	-	1	-
8. Обсяг підготовки, тис. м3	1	-	-
9. Коефіцієнт наростання витрат, од.	1	-	-
Бальна оцінка	6	3	0
Коефіцієнт порівняльної ефективності, од.	0,038311	0,000474	0

Додаток П  
Визначення економічної ефективності організаційно-технологічних заходів  
при зростанні видобутку вуглеводнів



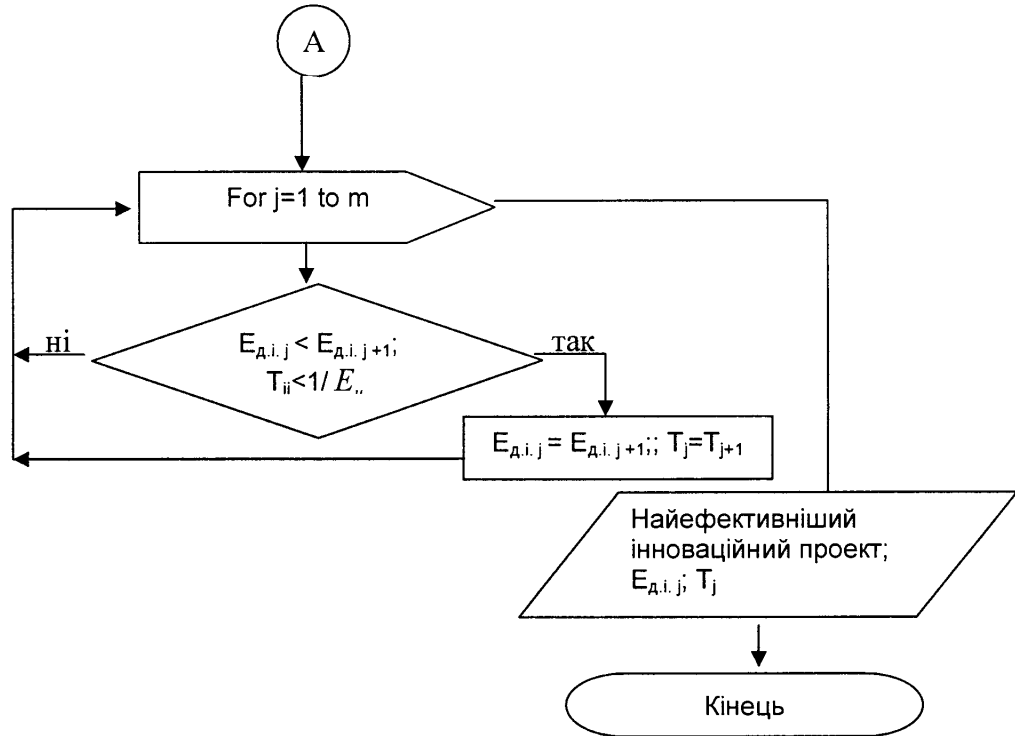


Рис. П.1. Блок-схема алгоритму визначення економічної ефективності організаційно-технологічних заходів при збільшенні видобутку вуглеводнів:

$j$  – індекс порядкового номера варіанта реконструкції чи модернізації;

$i$  – порядковий номер року інвестування чи отримання доходу;

$\sum_{j=1}^m K_{ij}, \sum_{j=1}^m B_{ij}$  - відповідно суми дисконтованих інвестицій та експлуатаційних витрат без

амортизаційних витрат на реновацію, приведені до моменту впровадження технічних інновацій;

$E_n$  – дисконтна ставка;

$E_{d,i,j}$  – економічна ефективність додаткових інвестицій  $j$ -ого;

$T_j$  – термін окупності  $j$ -ого проекту;

$q_{ij}$  - прогнозний річний дебіт вуглеводнів;

$C_{ij}$  – прогнозована ціна видобутих вуглеводнів, грн./т (грн./1000 м<sup>3</sup>).

Додаток Р

Інформаційна база аналізу

Таблиця Р.1.

Форма занесення даних до інформаційної бази

Категорія	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	Середній / Всього				
Категорія 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31					
Категорія 2																																				
Категорія 3																																				
Категорія 4																																				
Категорія 5																																				
Категорія 6																																				
Категорія 7																																				
Категорія 8																																				
Категорія 9																																				
Категорія 10																																				
Категорія 11																																				
Категорія 12																																				
Категорія 13																																				
Категорія 14																																				
Категорія 15																																				
Категорія 16																																				
Категорія 17																																				
Категорія 18																																				
Категорія 19																																				
Категорія 20																																				
Категорія 21																																				
Категорія 22																																				
Категорія 23																																				
Категорія 24																																				
Категорія 25																																				
Категорія 26																																				
Категорія 27																																				
Категорія 28																																				
Категорія 29																																				
Категорія 30																																				
Категорія 31																																				
Категорія 32																																				
Категорія 33																																				
Категорія 34																																				
Категорія 35																																				
Категорія 36																																				
Категорія 37																																				
Категорія 38																																				
Категорія 39																																				
Категорія 40																																				
Категорія 41																																				
Категорія 42																																				
Категорія 43																																				
Категорія 44																																				
Категорія 45																																				
Категорія 46																																				
Категорія 47																																				
Категорія 48																																				
Категорія 49																																				
Категорія 50																																				
Категорія 51																																				
Категорія 52																																				
Категорія 53																																				
Категорія 54																																				
Категорія 55																																				
Категорія 56																																				
Категорія 57																																				
Категорія 58																																				
Категорія 59																																				
Категорія 60																																				
Категорія 61				</																																

## Розрахунок порівняльної ефективності методів дії на привибійну зону пласта

Таблиця С.1

Порівняльна характеристика технологічної ефективності методів інтенсифікації видобутку нафти

№ з/п	Методи інтенсифікації	Умови впровадження	Видобуток рідини, т/д		Видобуток газу, тис м3/д		Видобуток нафти, т/д		Обводненість, %		Тривалість ефекту, місяці	Коефіцієнту ефіцитності, %	Коефіцієнт збільшення видобутку, долі од.		
			до	після	до	після	до	після	до	після			ріднин	обводненості	нафти
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.	Кислотна обробка з полімерним розчином в циклічному режимі	Середньокрупнозернистий	10,6	73,6	-	1,57	1,5	8,74	85,8	88,1	8	100	6,94	1,03	5,83
2.	Кислотна обробка і застосування міцелярних розчинів	пісковик, шаруватий і тріщинний	11,1	21,04	-	2,51	9,4	11,01	15,3	47,7	7	100	1,90	3,12	1,17
3.	Обробка розчинами кислоти і лугу в циліндричному режимі (Т 78 <sup>0</sup> С).	алевроліт,	0	18,94	0	0,11	0	0,16	0	99,1	1	-	-	-	-
			224,0	147,1	-	2,27	3,247	10,6	98,5	92,8	2	-	0,66	0,94	3,26
4.	Глинокислотна обробка (ПАР, СКР, ГКР)	пористість 9-12%, проникність 0,0062 мкм <sup>2</sup>	51,2	71,53	-	2,81	47,0	58,01	8,2	18,8	1	100	1,39	2,29	1,23
5.	Обмеження припливу пластових вод железодійним осадом		14,4	9,57	-	-	3,09	1,71	78,5	82,1	4	-	0,66	1,05	0,55
6.	Хімічна обробка ПЗП		5,1	14,6	-	1,04	2,0	5,05	60,8	65,4	1	100	2,86	1,08	2,53
		13,8	27,3	-	0,03	0,38	0,44	97,2	98,6	1	100	1,98	1,01	1,16	
7.	Селективна кислотна обробка	Середньокрупнозернистий пісковик, шаруватий і тріщинний	1,79	6,07	-	0,6	1,6	5,2	89,2	85,6	6	100	3,39	0,96	3,25
			4,7	9,23	-	0,36	2,75	5,4	58,5	58,5	6	100	1,96	1,00	1,96
			2,67	4,16	-	0,16	2,5	3,9	93,8	93,8	2	100	1,56	1,00	1,56
8.	Комбінована кислотна обробка з застосуванням ПАР	алевроліт,	5,25	9,27	-	0,62	2,9	5,1	55,2	55,0	9	100	1,77	0,99	1,76
			0,69	1,62	-	0,8	0,59	1,4	85,1	86,2	6	100	2,37	1,01	2,37
9.	Селективна кислотна дія з використанням полімеру	пористість 9-12%, проникність 0,0062 мкм <sup>2</sup>	4,85	7,96	-	0,44	2,5	4,1	51,5	51,5	9	100	1,64	1,00	1,64
			0,94	1,76	-	-	0,92	1,7	97,5	96,8	5	100	1,82	0,99	1,85
10.	Обробки з використанням ПАР	0,0062 мкм <sup>2</sup>	10,7	16,12	-	0,42	2,6	3,9	24,2	24,2	10	100	1,5	1,00	1,5
			1,86	4,33	-	1,28	1,5	3,5	80,7	80,7	5	100	2,33	1,00	2,33
			0,63	1,27	-	0,25	0,61	1,2	96,3	94,8	4	100	2,01	0,98	1,97
			17,2	23,21	-	0,83	4,05	5,2	23,6	22,4	5	100	1,35	0,95	1,28

## Результати аналізу ефективності і технологічної доцільності проведення інтенсифікації нафтовидобутку

№ з/п	Методи інтенсифікації видобутку	Родовища	Кількість свердловин-операцій	Середній дебіт, т/добу		Середня обводненість, %		Приріст видобутку		Коефіцієнт технологічної ефективності, од.	
				до впровадження заходу	після інтенсифікації	до інтенсифікації	після інтенсифікації	нафти тонн	газу 1000 м3	до інтенсифікації	після інтенсифікації
1.	Кислотні обробки	Долинське	9	6,5	9,2	73,0	85,3	2022,8	404,9	2,4	1,6
		Північно-Долинське	7	3,7	4,9	68,8	86,7	3167,4	1172,0	1,7	0,8
		Струтинське	8	4,9	3,9	63,3	64,9	2131,4	543,6	2,8	2,1
		Чечинське	1	0,179	1,15	68,8	33,5	13,6	4,0	5,73	8,0
		Струтинське	1	2,6	7,4	89,2	89,2	2989,2	732,5	0,31	0,90
2.	Гідралічний розрив продуктивних пластів (ГРП)	Долинське	1								
		Струтинське	2								
		Спаське	2	0,78	3,4	37,6	56,4	3766,9	877,7	1,29	2,63
		Долинське	4								
3.	Імпульсно-хвильові обробки свердловин	Долинське	10								
		Північно-Долинське	8								
		Струтинське	2	2,3	4,9	57,8	58,6	10739,4	2712,8	1,68	3,46
		Чечинське	1								
		Танявське	1								
		Спаське	4								
4.	Обробка привибійної зони ПАР (міцмер-ними розчинами)	Струтинське	1	3,09	5,07	78,5	82,1			0,84	1,1
		Долинське	1	1,81	3,79	95,7	96,4	498,7	83,4	0,08	0,14
5.	Обмеження припливу пластових вод	Струтинське	1								
		Долинське	1								

Додаток Г

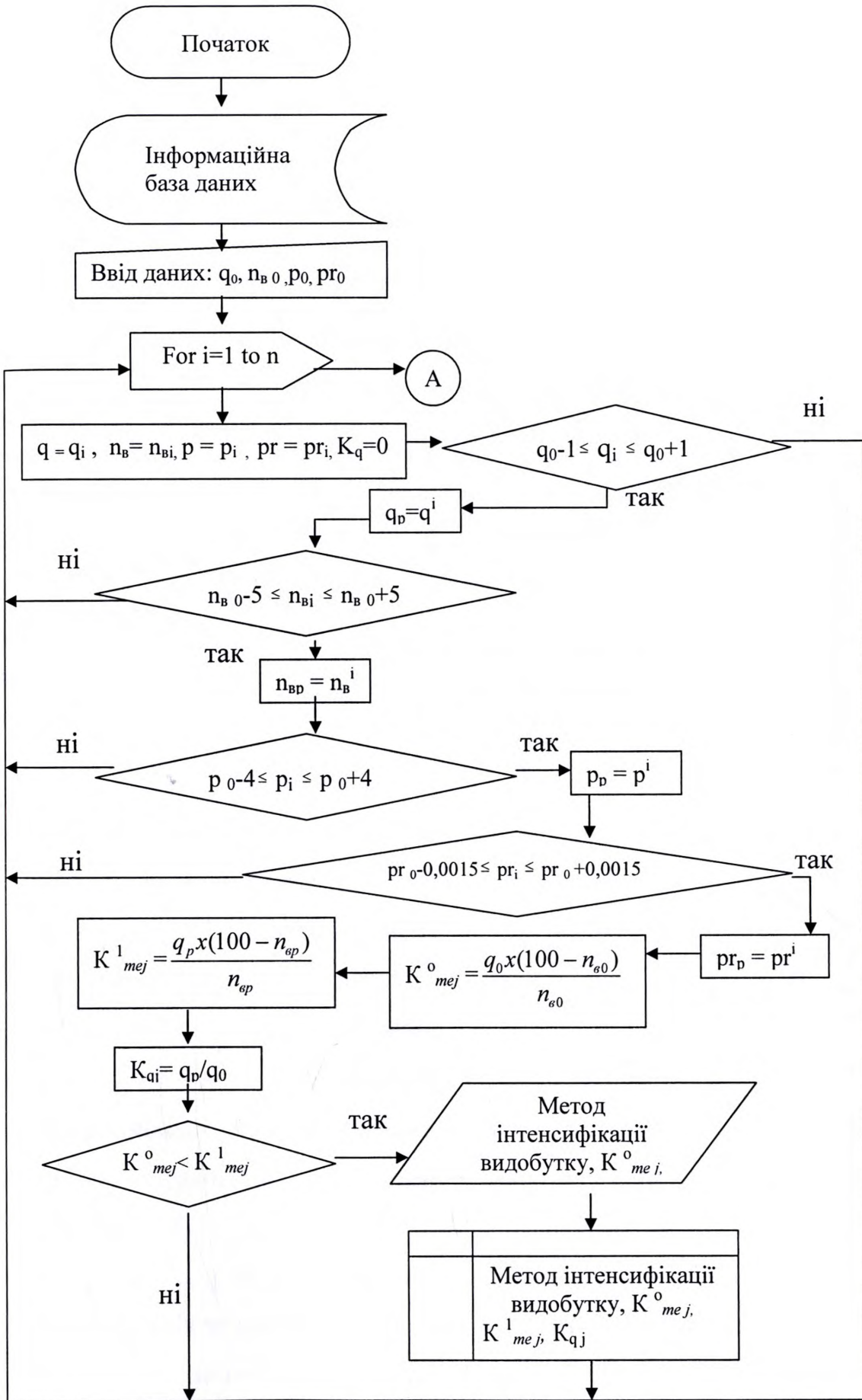
Алгоритм вибору раціонального і найбільш ефективного методу інтенсифікації видобутку вуглеводнів

Таблиця Г.1

Форма занесення даних до інформаційної бази

№ п/п	Родовище	Тип родовища	Породи колектора	Проникність, мкм <sup>2</sup>	Метод експлуатації	Видобуток продукції, т/д (1000 м <sup>3</sup> )		Видобуток нафти, т/д	Обводненість, %		Тривалість технологічного ефекту, днів	Коефіцієнт зростання видобутку продукції, од.	Коефіцієнт зростання видобутку нафти, од.	Коефіцієнт зростання обводненості продукції, од.	Додатковий видобуток продукції, т/д (1000 м <sup>3</sup> )	Метод інтенсифікації видобутку вуглеводнів	
						до	після		до	після							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18





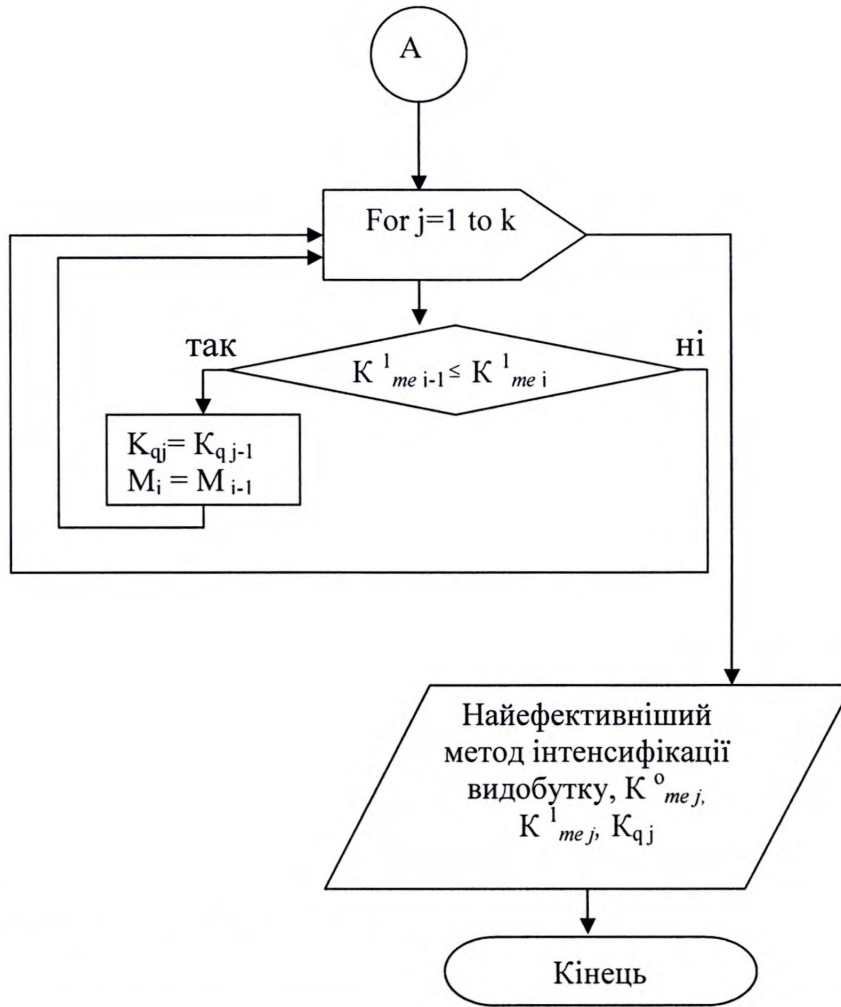


Рис.Т.1. Блок-схема алгоритму визначення найефективнішого методу інтенсифікації видобутку нафти:

$q_0, n_{в0}, p_0, pr_0$  – початкові дані на момент визначення методу інтенсифікації видобутку нафти: середньодобовий видобуток в тонах, обводненість продукції у %, пористість у %, проникність у  $\text{мкм}^2$ ;

$q_i, n_{ві}, p_i, pr_i$  – вихідна інформація з бази даних про свердловини, по яких вже проводились заходи з інтенсифікації видобутку нафти до моменту їх проведення;  
 $q^i, n_{в}^i, p^i, pr^i$  – дані після проведення заходів з видобутку нафти і газу по свердловинах;

$K_{me j}^0, K_{me j}^1, K_{q j}$  – коефіцієнти технологічної ефективності до і після проведення заходів та коефіцієнт зростання видобутку в одиницях,

$M_{j, j-1}$  – методи інтенсифікації видобутку на  $j$  – тій і  $j-1$  –ій свердловинах.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про бухгалтерський облік та фінансову звітність в Україні. Закон України №996 – XIV від 16.07.1999 // Відомості Верховної ради. – 1999. - № 40. – С. 365.
2. Про Державний бюджет України на 2005 рік. Закон України № 2285-15, редакція від 23.12.2004 // Урядовий кур'єр . - 2004 - № 249. –С. 155.
3. Про оподаткування прибутку підприємств. Закон України від 28.12.1994 № 334/94-ВР // Відомості Верховної Ради . - 1995. - N 4. – С. 28.
4. Про державне регулювання ринку цінних паперів в Україні. Закон України № 448/96
5. Про інститути спільного інвестування (пайові та корпоративні інвестиційні фонди). Закон України №2299-14 // Відомості Верховної Ради. – 2001. - N 21. - С.103.
6. Про режим іноземного інвестування. Закон України № 93/96 від 19.03.1996 // Відомості Верховної Ради України від 07.05.1996 - 1996 р. - № 19. - С. - 80.
7. Про інвестиційну діяльність. Закон України № 1560-ХІІ від 18.09.1991 // Відомості Верховної Ради. - 1991. - N 47. - С. 646.
8. Про оподаткування прибутку підприємств. Закон України // Серія “Бібліотека законодавства “/ Уклад. О. Павленко. – Х.: Фактор, 2003. – 152 с.
9. Про інноваційну діяльність: Закон України №380 – IV(380 – 15) від 26. 12. 2002 // Відомості Верховної Ради, 2002. - №36. – С. 266.
10. Про нафту і газ. Закон України від 12.07.01 №2665 – III // Відомості Верховної Ради України. – 2000. - №20. – С. 148.
11. Про пріоритетні напрями інноваційної діяльності в Україні. Закон України №433- 15 від 16.01. 2003 // Відомості Верховної Ради України , 2003. - №13. – С. 93.
12. Про інвестиційні фонди та інвестиційні компанії. Указ Президента N 55 (55/94 )України від 19.02.94 / [www.rada.kiev.ua](http://www.rada.kiev.ua)
13. Про заходи щодо забезпечення захисту прав учасників інвестиційних фондів та інвестиційних компаній. Указ Президента N 968 ( 968/99 ) від 07.08.99/ [www.rada.kiev.ua](http://www.rada.kiev.ua)



14. Методичні рекомендації щодо розроблення середньострокових пріоритетних напрямів інноваційної діяльності галузевого та регіонального рівня. Наказ Міністерства освіти і науки України, Міністерства економіки та з питань європейської інтеграції України, Міністерства промислової політики України, Міністерства фінансів України, Національної академії наук України №442/279/180/298/449 від 09.07.2003 // Відомості Верховної Ради України, 2003. – 42. – С. 154.

15. Про підвищення ефективності залучення та використання коштів міжнародних фінансових організацій. Наказ Міністерства економіки та з питань європейської інтеграції України №451 від 29.12.2004 // Офіційний вісник України від 04.02.2005 - 2005 р. - № 3. – С. 326.

16. Про затвердження Положення (стандарту) бухгалтерського обліку 19 «Об'єднання підприємств». Наказ Міністерства фінансів України № 163 від 07.07.1999 // Відомості Верховної Ради України / [www.rada.kiev.ua](http://www.rada.kiev.ua)

17. Про затвердження Положення (стандарту) бухгалтерського обліку 16 «Витрати». Наказ Міністерства фінансів України №318 від 31.12.1999 // Відомості Верховної Ради України / [www.rada.kiev.ua](http://www.rada.kiev.ua)

18. Про затвердження Положення (стандарту) бухгалтерського обліку 7 «Основні засоби». Наказ Міністерства фінансів України № 92 від 27.04.2000 // Відомості Верховної Ради України / [www.rada.kiev.ua](http://www.rada.kiev.ua)

19. Акофф Р. Планирование будущего корпорации: Пер. с англ. – М.: Прогресс, 1985. – 456 с.

20. Алексеев Н. Эволюция систем и организационное проектирование. [www.nauka.com.ua](http://www.nauka.com.ua)

21. Аналіз та обґрунтування господарських рішень / Майданчик Б. І. і інші. – М.: Фінанси і статистика, 1991. – 136 с.

22. Анализ хозяйственной деятельности предприятий нефтяной и газовой промышленности. – 3-е изд. / Л. Г. Злотникова, В. А. Колосков, В. Р. Матвеев и др. – М.: Недра, 1980. – 203 с.

23. Атаманчук Г. В. Государственное управление: организационно-функциональные вопросы. - М.: Экономика, 2000. - 302 с.
24. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т./ Українська нафтогазова академія. - Львів, 1998. - Т 2. Західний нафтогазоносний регіон. - 1489 с.
25. Бажал Ю. М. Економічна теорія технологічних змін: Навчальний посібник. - К.: Заповіт, 1996. - 240 с.
26. Бажал Ю. М. Еволюційна парадигма економіки перехідного періоду. Економіка України. - № 8, 1993, с. 3-11
27. Базиліук А. В. Податкова система у пошуку оптимізації // Актуальні проблеми економіки, 2001. - №1-2. - С. 37 - 44.
28. Бебко В. Г. Економічне обґрунтування технічних рішень в електричних мережах // Енергетика и электрификация, 2000. - №3. - С. 4 - 10.
29. Бець М. Т. Щодо розрахунку рентабельності виробничо-господарської діяльності підприємства у розрізі основних її ознак - факторів // Науковий вісник УкрДЛТУ. - Львів, 1995. - Вип. - 3.3. - С. 139 - 142.
30. Бець М. Т. Прогнозування зони фінансової безпеки на прикладі підприємств лісової галузі / Лісове господарство.- Львів: УкрДЛТУ, 1999. - №26. - С. 85 - 88.
31. Бець М. Т. Аналітична оцінка прибутковості підприємств лісового комплексу за рівнем рентабельності виробництва // Науковий вісник НАУ. Вип. 17 Лісівництво -К., 1999. -С. 305 - 313.
32. Бець М. Т. Планування рентабельності виробництва // Економіка України. -К., 2000. -№2. - С. 41 - 46.
33. Богданов А.А. Всеобщая организационная наука (тектология). Ч.1.- СПб, 1912. - 356 с.
34. Богиня Д., Волинський Г. Державне регулювання перехідних процесів // Економіка України. - № 5, 1999. - С. - 12.
35. Бодюк А. В. Особливості податкової політики у нафтогазовій галузі // Нафтова і газова промисловість, 2000. -№5. - С. 7 - 10.



36. Божидарник Т. В. Структура витрат виробництва продукції та її вплив на розвиток промислових підприємств// Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України /Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип.. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. –С. 371 –381.

37. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник – К.: ІСДО, 1995.-496 с.

38. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин : Підручник для вищих навчальних закладів . Частина 1. – Івано-Франківськ : Факел , 2002. – 465с.

39. Бойчук І. М., Харів П. С., Хопчан М. І., Піча Ю. В. Економіка підприємства: Навч. посібник. - 2-ге вид. перероб. і доп. – К.: «Каравела»; Львів: «Новий світ – 2000», 2001. – 298 с.

40. Борщевський В. В. Іноземні інвестиції як чинник регіонального розвитку // Фінанси України. – К.: Міністерство фінансів України, 2003. - №10. – С. 108 – 117.

41. Браславець О. Ю. Фінансові інтереси суб'єктів господарювання та оптимізація податкових платежів // Актуальні проблеми економіки, 2001. - №9 – 10. – С. 24 – 34.

42. Брюховецька Н. Ю. Економічний механізм підприємства в ринковій економіці: методологія і практика. – Донецьк: ІЕП НАН України, 1999. – 276 с.

43. Василенко Ю. Оптимізація структури капіталу підприємства в Україні (можливості використання зарубіжних методик) // Економічний часопис. Науково-аналітичний журнал. – 1999. - №7 – 8. – С.10 – 12.

44. Вёйе Г., Дёринг У. Введение в общую экономику и организацию производства: Пер. с нем. 17-го издания. – Красноярск: Издательство Красноярского государственного университета, 1995. – Ч.1. – 497 с.

45. Визначення прибутку від використання об'єктів промислової власності. Методичні рекомендації. Схвалено методичною комісією Державного патентного



відомства України і затверджено наказом Держдепартаменту 26 серпня 1998 року // Світ №33, вересень, 1998. – С.138

46. Витвицька У. Я. Ефективність інвестицій у дорозробку нафтових родовищ України / Автореферат на здобуття ступеня кандидата економічних наук. – Інститут економіки НАН України. – 2003. - с.20.

47. Вишенський О., Трегобчук В. Підприємницька діяльність в умовах дерегулювання економіки // Економіка України, 2000. -№7. – С. 51 – 54.

48. Воробьёв И.У., Посевин Я.В. Определение экономической эффективности природоохранных мероприятий в тепловой энергетике // Энергетика и Электрификация №5, 2003. – с.3.

49. См. Гайдар Е. Аномалии экономического роста. М.: Евразия, 1997.

50. Гальперин В.М., Игнатьев С. И., Моргунов В. И. Микроэкономика: в 2 томах / Под ред. В.М. Гальперина. – Санкт-Петербург: Экономическая школа, 1994. – Т.1. – 349 с.

51. Гальперин В.М., Игнатьев С. И., Моргунов В. И. Микроэкономика: в 2 томах / Под ред. В.М. Гальперина. – Санкт-Петербург: Экономическая школа, 1998. – Т.2. – 503 с.

52. Гальчинський А. Складним шляхом реформ: деякі підсумки і перспективи. // Економіка України. - № 6, 1999. - с. 4-12.

53. Геєць В. Соціогуманітарні складові перспектив переходу до соціально орієнтованої економіки в Україні // Економіка України. - № 1, 2000. - с. 4-11.

54. Гэлловэй Л. Операционный менеджмент. Принципы и практика: Пер. с англ. – Санкт-Петербург: Питер, 2001. – 320 с.

55. Герасимчук З. В. Значення та місце цільових комплексних програм у реалізації регіональної політики сталого розвитку // Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. – С. 19 – 39.



56. Голубець М. А. Фундаментальні питання регіональної політики сталого розвитку // Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. – С. 12 – 18.

57. Гончарук С. М. Аналіз критеріїв ефективності підприємницьких об'єктів Львівщини // Регіональна політика України: наукові основи, методи і механізми: збірник наукових праць, Ч. 1. – Львів: ІРДНАН України, 1998. – С.333 – 336.

58. Гопак Н. М. Законодавчі чинники формування інвестиційної політики як складової бізнесового клімату // Регіональна економіка. – Львів, 2003. - №3. – С. 71 – 80.

59. Государственное регулирование рыночной экономики /Под ред. Кушлина В. Й., Волчина Н. А. - М.: Экономика, 2000. - 735 с.

60. Г о ш О. Про об'єктивний економічний лад постсоціалістичної України // Економіка України. - № 6, 1998. - С. 57- 64.

61. Грицишин П. М. Партнерство у формуванні регіональних планів екологічних дій – елемент забезпечення сталого розвитку території // Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип.. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. –С. 69 – 100.

62. Губені Ю., Гроп Я. Сучасні методи аналізу середовища та їх використання в стратегічному менеджменті // Економіка України, 1999. -№10. –С. 90 – 94.

63. Данилюк М. О. Організаційно-економічні основи реформування нафтогазового комплексу України. – К.: Видавництво «Манускрипт», 1998 р. – 237



64. Данилюк М. О. Про господарські відносини між суб'єктами підприємництва// Економіка: проблеми теорії і практики. Збірник наукових праць. Випуск 99. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2001. – С.37 – 39.

65. Данилюк М. О., Витвицька У. Я. Стан і перспективи розвитку нафтогазовидобувної галузі України та необхідність інвестування як фактор її економічного зростання // Енергетика: економіка, технології, екологія. – К. : Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», 2001. - №3. – С.14 – 16.

66. Данилюк М. О., Лесюк В. С. Управлінський облік та аналіз витрат на видобуток нафти і газу. Навч. посібник. – Івано-Франківськ, 2000. – 122 с.

67. Данилюк М. О., Лещій В. Р. Теорія і практика процесно-орієнтованого управління витратами. – Івано-Франківськ: Місто НВ, 2002. – 242 с.

68. Деточенко А. В., Михеев А. М., Волков М. М. Супутник газовика. – М.: Недра, 1978. – С. 243.

69. Довбенко М. В. Сучасна економічна теорія ( Економічна нобелелогія): Навчальний посібник. – К.: Видавничий центр «Академія», 2005. – 336 с.

70. Довідник з нафтогазової справи ./за заг. редакції докт. техн. наук Бойка В.С. , Кондрата Р.М. , Яремійчука Р.С./.- К.: Львів , 1996р. – с.620.

71. Долан Е. Дж., Линдсей Д. Е. Микроэкономика / Пер. с англ. В. Лукашевича и др.; под общ. Ред. Б. Лисовика и В. Лукашевича. – Санкт-Петербург: издательство АЗОТ «Литера плюс», 1994. – 448 с.

72. Долішній М. І. Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип.. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. –С. 3 – 11.

73. Долішній М. І., Козоріз М. А. Моделі державного регулювання в ринковій економіці. До стратегії ефективних перетворень //Економіка України., 1999. - №5. – С. 4 – 9.



74. Долішній М. І., Козоріз М. А. Підприємство в умовах ринкової економіки. – Ужгород: Карпати, 1995. – 140 с.
75. Драгун Л., Вакульчик О. Інтегральний показник для аналізу ефективності виробництва // Економіка України, 1995. - № 9. – С.93 – 95.
76. Друкер Ф.Питер. Рынок: как выйти в лидеры. Теория и практика. – М.:Book chamber international, 1992.
77. Думенець О. С. Прогнозування витрат підприємства // Фінанси України, 1999. - №2. – С. 111 – 114.
78. Эддоус М., Стэнфилд Р. Методы принятия решений / Пер. с англ. – М.: Аудит ЮНИТИ, 1997. – 256 с.
79. Экономический анализ деятельности предприятий и объединений – 2-е изд. / Под . ред. Проф. С. Б. Барнаголец и проф. Г. М. Тацяя. – М.: Финансы и статистика, 1981. – 487 с.
80. Економіка підприємства: Навч. Посібник / Я. С. Витвицький, У. Я. Витвицька, М. О. Данилюк, А. О. Устенко, І. І. Цигилик/ За ред. Я. С. Витвицького. – Івано-Франківськ: ІМЕ, 2002. – 320 с.
81. Економіка підприємства: Підручник / За заг. Ред.. С. Ф. Покропивного. – Вид. 2-ге, перероблене та доп. – К.: КНЕУ, 2001. – 528 с.
82. Економічна теорія: макро- і мікроекономіка: Навч. посібник/ За ред. З. Ватаманюка, С. Панчишина. – К.: Видавничий дім «Альтернатива», 2001. -606 с.
83. Економічний і соціальний розвиток Івано-Франківської області за січень-листопад 2002 року: Статистичний бюлетень №11. – Івано-Франківськ: Обласне управління статистики, 2002.
84. Єгер Д. О., Дорошенко В. М., Зарубін Ю. О., Гуннда М. В., Гришаненко В. П., Білоус Т. І., Педько С. Б. Економічні передумови та нормативно-правове забезпечення розробки виснажених родовищ нафти і газу // Нафтова і газова промисловість. - №5, 2005. – С. – 11 – 15.
85. Єрмошенко М. М. Стратегічна інформація та стратегічний аналіз в маркетинговому плануванні / Актуальні проблеми економіки. - № 1, 2002. – С.42 – 46.

86. Ефимова О. В. Финансовый анализ. – М.: Бухучёт, 1996. – 208 с.

87. Забарна Є. М. Деякі підходи до активізації інноваційно-інвестиційної складової економічного зростання в Україні // Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип.. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. – С. 412 – 416.

88. Задольський А. Оцінка ефективності діяльності підприємств // Економіка України, 1995. - №12. – С.79 – 81.

89. Задорожна Н. В. Мікроекономічна теорія виробництва і витрат: Навч. посібник. – К.: КНЕУ, 2004. – 219 с.

90. Зайнутдинов Р.А. Экономическая оценка рационального комплекса мероприятий по восстановлению производительности нефтяных скважин. : Автореферат. – Москва ; 2002г.

91. Закс С. Эволюционная теория организации. - наука.com.ua

92. Залудяк М. І. Організаційно-економічний механізм управління фінансовими ресурсами природокористувача. – Суми: Козацький вал, 1997. – 30 с.

93. Затхей А., Панасюк В. Результативність роботи підприємств в умовах перехідної економіки. – Львів: ІРДНАН України. – 158 с.

94. Захарін С. В. Активізація інноваційної діяльності промислових підприємств // Фінанси України. – К.: Міністерство фінансів України, 2003. - №1. – С.113 – 117.

95. Івано-Франківщина. Україна. Світ за 2001 рік: Статистичний щорічник. – Івано-Франківськ: Обласне управління статистики, 2002. – 286 с.

96. Ільїнський Ю.О., Мудрий І.В., Градюк В.Т., Бурковський В.С. Питання методики визначення прибутку від впровадження науково-технічних заходів у видобуванні газу//Нафтова і газова промисловість №4, липень-серпень, 2000. – С.7-9.



97. Інструкція з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу. – Івано-Франківськ: Центр організації, управління і економіки нафтогазової промисловості Міністерства палива та енергетики України, 2003. - 152с.
98. Іщук С. О. Оцінка гнучкості виробничого потенціалу промислових підприємств та її ролі у забезпеченні сталого економічного розвитку // Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. –С. 333 – 342.
99. Каганович И. З. Математические модели и методы для определения оптимальных размеров и типов промышленных предприятий. – М.: Фонды института экономики АН СССР, 1967.
100. Калина А. В., Конава М. И., Яценко В. А. Современный экономический анализ и прогнозирование (микро- и макроуровень): Учебно-методическое пособие. – 2-е изд. – К.: МАУП, 1998. – 272 с.
101. Карагодова О. О., Черванев Д. М. Мікроекономіка: Навч. посібник. – К.: Четверта хвиля, 1997. – 204 с.
102. Катренко А. В. Системний аналіз об'єктів та процесів комп'ютеризації: Навчальний посібник. – Львів: Новий світ – 2000, 2003 р. – 424 с.
103. Кваша Я. Б. Резервные мощности. – М.: Наука, 1971. – 85 с.
104. Керанчук Т. Оцінка стабільності фінансового стану підприємства // Економічний часопис, 1999. - №10. – С. 42 -45.
105. Класифікатор робіт, які виконують бригади поточного і капітального ремонту свердловин: Стандарт підприємства. – Івано-Франківськ: ЦОУЕНГ, 2003 р. – 12 с.
106. Клейнер Г. Б. Производственные функции: теория, методы, применение. –М.: Финансы и статистика, 1986. -239 с.



107. Ковалюк О. М. Використання фінансових методів у економіці // Фінанси України, 1999. - №2. –С. 102 - 105.
108. Ковелев В. В. Финансовый анализ. Управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности.: Финансы и статистика, 1996. – 432 с.
109. Козоріз Г. Г. Регіональні важелі реалізації державної програми енергозбереження в Україні / Регіональна політика України: наукові основи, методи, механізми / Збірник наукових праць. За матеріалами доповідей міжнародної науково-практичної конференції, м. Львів, 21 – 23 травня 1998 р. / В трьох частинах / НАН України Інститут регіональних досліджень. – С. 114 – 116.
110. Козоріз М. А. Особливості забезпечення сталого розвитку регіонів в умовах посилення впливу глобалізації // Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип.. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. –С. 31 – 37.
111. Козоріз М. А., Людкевич О. Аналіз і оцінка кредитоспроможності підприємств в умовах переходу до ринкових форм господарювання. – Львів: ІРД НАН України, 1995. -32 с.
112. Колбушкин Ю. П. Проблемы финансового менеджмента в системе стратегического управления. – К.: КМУГА, 1999. -31 с.
113. Колбушкин Ю. П. Проблеми оподаткування у нафтовій галузі // Нафтова і газова промисловість, 2005. - №5. – С. – 5 – 6.
114. Короткий курс з економіки підприємства / Пер. Савельєва Е.В., Гуляєвої Н. М.; під ред. Ушакової Н. М. і Савельєва Е. В. – К.: Одеск, 1999. – 750 с.
115. Коструба А. В., Саденов А. А. Проблеми регулювання економічної рентабельності // Торгівля і ринок України: Тематичний збірник наукових праць – Донецьк, ДДКУ, 1996. – С. 24 - 25.

116. Коструба А. В., Саденов А. А. Удосконалення методичного забезпечення регулювання власних коштів – Донецьк:и ДДКУ, 1998. – С. 132 – 136.

117. Кравців В. С., Колодійчук І. А., Гуляєва Н. О., Ковалюк М. Й. Регіональні екологічні програми: принципи формування, результати реалізації (досвід Львівської області) // Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. –С. 76 – 89.

118. Крикавський Є. Аналіз використання виробничих ресурсів та витрат: Навч. посібник. – Львів: ДУ «Львівська політехніка», 1997. – 220 с.

119. Кузьмінський В. О. Інноваційно-інвестиційний потенціал фінансово-промислових груп // Фінанси України. – К.: Міністерство фінансів України, 2003. - №6. – С.114 – 123.

120. Ласовтченко І. В. Фінансові показники як основа механізму регулювання економіки // Фінанси України. – 1998. - №3. – С. 73 – 79.

121. Леонтьев В. В. Избранные статьи. – Санкт-Петербург: Невское время, 1994. – 366 с.

122. Леонтьев В. В. Межотраслевая экономика. – М.: Экономика, 1997. – 479 с.

123. Лесюк В.С., Турко М.И., Шевалдин И.Е., Воробец В. И. Организация текущего ремонта скважин. – М.: Недра, 1983. – 136 с.

124. Лир В. Э., Недин И. В. К формализации моделирования экономических результатов технологических инноваций в системах электротехники // Энергетика и электрификация. – К.: 1997. – С.36 – 39

125. Лукінов І. До питання про концепцію і модель сучасного економічного розвитку України // Економіка України. - № 6, 2001. - с. 4-9.



126. Лукінов В. І. Методи і засади державного регулювання економіки перехідного періоду // Економіка України. – 1999. - №5. – С.8 – 13.
127. Люткевич О. Оцінка ефективності роботи підприємницьких структур. ЦНП. – Львів, 1997. - №11. – С.294 – 299.
128. Льюис К., Колин Д. Методы прогнозирования экономических показателей. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 130 с.
129. Мазур І. М. Господарські відносини, як основа моделі мікросистеми функціонування нафтогазовидобувних підприємств // 7-ма Міжнародна конференція «Нафта і газ України – 2002». – К.: УНГА, 2002. – Т.2. – С. 355 – 357.
130. Мазур І. М. До методики визначення технологічної ефективності інтенсифікації видобутку нафти і газу// 8-ма Міжнародна конференція «Нафта і газ України – 2004». – К.: УНГА, 2004. – Т.2. – С. 355 – 357.
131. Мазур І. М. Методичні засади процесно-орієнтованого обліку та аналізу витрат у нафтогазоконденсатовидобутку // Нафтова і газова промисловість. – К., 2005. - №5. – С. 27 – 29.
132. Мазур І. М. Обґрунтування ефективності запровадження системи планово-попереджувальних поточних ремонтів нафтових свердловин // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2004. - №3(13). – С. 73 – 76.
133. Мазур І. М. Основні принципи та підходи до визначення ефективності функціонування виробничих систем // Економіка і ринок: облік, аналіз, контроль. Науковий журнал ТДЕУ: Випуск 15. – Тернопіль; Економічна думка, 2006. - №15. – С.33 – 42.
134. Мазур І. М. Особливості класифікації техніко-технологічних інновацій у нафтогазоконденсатовидобутку // Економіка і ринок: облік, аналіз, контроль. Науковий журнал ТДЕУ: Випуск 12 / За ред. І.Д. Фаріона / Матеріали Міжнародної наукової конференції «Проблеми та перспективи розвитку обліку, аналізу, контролю та аудиту у сфері надання послуг 15 – 16 грудня 2005 р.». – Тернопіль: Економічна думка, 2005. - №12. – С.123 – 127.



135. Мазур І. М. Особливості фінансування інновацій у нафтогазоконденсатовидобутку // Науковий вісник Чернівецького торговельно-економічного інституту Київського національного торговельно-економічного університету. Економічні науки. – Чернівці, 2004. - № 2. – С. 246 – 256.
136. Мазур І. М. Про напрями регіональної програми розвитку нафтогазовидобування // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Стратегічне планування регіонального розвитку (Збірник наукових праць). Вип.. 5 (XLIX) / НАН України. Ін-т регіональних досліджень. – Львів, 2004. – С.95 – 100.
137. Мазур І. М. Регулювання виробничої потужності підприємства в системі управління ефективністю виробництва // Економіка: проблеми теорії та практики. Збірник наукових праць. Випуск 207: в 5 т. Том 1. – Дніпропетровськ, 2005. - № 207. – С.114 – 123.
138. Мазур І. М. Особливості розрахунку показників виробничої потужності у нафтогазоконденсатовидобутку // Економіка: проблеми теорії та практики. Збірник наукових праць. Випуск 210: в 4 т. Том 1. – Дніпропетровськ, 2005. - № 207. – С.44 – 51.
139. Мазур І. М., Данилюк М. О. Оцінювання ефективності технологічних інновацій при оптимізації виробничої потужності нафтогазовидобувних підприємств // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2005. - №3 (12). – С. 118 – 123.
140. Мазур І.М., Данилюк М.О. Аналіз ефективності впровадження інноваційного технологічного обладнання // Вісник Прикарпатського університету ім.В.Стефаника. Економіка: Випуск 5. – Івано-Франківськ, 2007. - №5. – С.95-103.
141. Майданчик Б. И. Анализ и обоснование хозяйственных решений. – М.: Финансы и статистика, 1991. -133 с.
142. Макконел К. Р., Брю С. Л. Аналітична економія. Принципи, проблеми і політика: ч.2. Мікроекономіка. – 13- те видання / Пер. з англ. за наук. Ред. Т. Панчишина. – Львів: Просвіта, 1999. – 649 с.



143. Малышев Ю. М., Тищенко В. Е., Шматов В. Ф. Экономика, организация и планирование буровых и нефтегазодобывающих предприятий. – М.: Недра, 1978. – 391 с.
144. Малышев Ю. М., Тищенко В. Е., Шматов В. Ф. Экономика нефтяной и газовой промышленности: Учебник для нефтяных техникумов. – 2-е изд. – М.: Недра, 1980. – 277 с.
145. Малярчук О. Б., Тимофеева О. О. Аналіз ефективності інноваційної діяльності ДК «Укргазвидобування» // Нафтова і газова промисловість. - №5. – С. 34 – 35.
146. Маркс К., Энгельс Ф. Твори. - т. 24. – 468 с.
147. Математика и кибернетика в Экономике: Словарь-справочник – 2-е изд., перераб. И доп. –М.: Экономика, 1975. – 700 с.
148. Мельничук Г. М. Анализ хозяйственной деятельности в промышленности. – К.: Выща школа, 1990. – 317 с.
149. Методика определения экономической эффективности мероприятий по НОТ. – М.: Экономика, 1978.
150. Методические вопросы определения оптимального размера промышленных предприятий. Институт экономики Академии наук СССР. – М.: Изд-во «Наука», 1969. – 136 с.
151. Методические рекомендации по определению экономической эффективности капитальных вложений в действующее производство. – Свердловск: Ин-т экономики УНЦАН СССР, 1980. – 129 с.
152. Методика визначення собівартості і рентабельності видобутку нафти і газу з свердловин, покладів, родовищ: Звіт про НДР/ ЦОУЕНГ. – Договір №9/93/02/238 – НТП. – Івано-Франківськ, 2003 р. – 252 с.
153. Методичні вказівки щодо програмно-цільового підходу в бюджетному процесі. - К.: Мінфін України, 2001. - 7 с.
154. Методичні положення визначення прибутку від впровадження науково-технічних заходів та об'єктів промислової власності у видобуванні газу./ Мудрий



І.В., Ільїнський Ю.О./ - Київ : НАК „ Нафтогаз України” , ДК „ Укргазвидобування”, 2000р. -57с.

155. Методичні положення визначення доходу (прибутку) від впровадження нової техніки, винаходів і раціоналізаторських пропозицій на підприємствах видобутку, транспортування газу і геологорозвідувальних робіт АТ “Укргазпром”. – К., 1995. – 71 с.

156. Методика прогнозирования производственно-оценочных показателей работы предприятий ГДП Украины в условиях рынка. Ивано-Франковск ПКТИ, Львовский филиал. – Львов: ПКТИ, 1992. – 123 с.

157. Моисеев Н.Н. Алгоритмы развития. – М.: Наука, 1987. – 246 с.

158. Мочерний Й. С. Моделі трансформаційних процесів економіки (теоретико-методологічні аспекти) // Економіка України. - № 2, 2000. - с. 13-23.

159. Назарова Г. В. Фінансовий аналіз у формуванні стратегії економічних систем // Фінанси України, 1999. - №2. –С.34 – 39.

160. Наливайко А. П. Раціональність поведінки і стратегія підприємства // Економіка: проблеми теорії і практики. Збірник наукових праць. Випуск 99. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2001. С. – 75 – 82.

161. Науменко В. І., Панасюк Б. Я. Впровадження методів прогнозування і планування в умовах ринкової економіки. – К., 1995. – 140 с.

162. Нивен Пол Р. Сбалансированная система показателей – шаг за шагом: Максимальное повышение эффективности и закрепление полученных результатов / Перевод с англ. – Днепропетровск: Баланс-Клуб, 2003. – 328 с.

163. Нили Э., Адамс К., Кеннерли М. Призма эффективности: Карта сбалансированных показателей для измерения успеха в бизнесе и управления им / Пер. с англ. – Днепропетровск: Баланс-Клуб, 2003. – 400 с.

164. Одинцов Б. Ю., Хім'як В. С. Моделювання фінансових стратегій на мікроекономічному рівні // Фінанси України. – 1998. - №5. – С.54 – 60.

165. Оптнер С. Л. Системный анализ для решения деловых и промышленных проблем/ Пер. с англ. – М.: Советское радио, 1969.



166. Основи економічної теорії: політекономічний аспект / За ред. Климка Г.Н., Нестеренка В.П. - К.: Вища школа, 1994. - 559 с.
167. Ойхман Е.Г., Попов Э.В. Реинжиниринг бизнеса. – М.: Финансы и статистика, 1997.
168. Павловський М. Економічне прогнозування та регулювання // Економіка України. – 1999. - №2. – С.91 – 94.
169. Паламарчук Г. М. Конкурентна політика в перехідній економіці / актуальні проблеми економіки № 3-4, 2001. – С.20 – 25.
170. Палий В. Ф. Хозрасчётный доход и самофинансирование: Вопросы учета и анализа. –М.: Финансы и статистика,1990. – 191 с.
171. Петренко В. П., Данилюк М. О., Пасічник О. В. Про взаємодію транс регіональних галузевих структур з регіональними органами державного управління та місцевого самоврядування / Нафта і газ України. Збірник наукових праць у 2-х томах. – Полтава: УНГА, 1998. – Т. 2. – С. 360 – 363.
172. Петрович Й. М., Кулініч Т.В. Оптимізація інвестиційної привабливості вітчизняних підприємств як дієвий засіб активізації підприємництва в Україні // Вісник Львівського державного фінансово-економічного інституту. - Спеціальний випуск №7. – 2005. – С.34-40.
173. Петрович Й.М., Кіт А.Ф., Семенів О.М. Планування діяльності підприємств на етапі їх адаптації до ринку // Вісник Технологічного університету Поділля. – 2000. – № 4. – С.10 – 13.
174. Петрович Й.М. Оцінка інноваційної діяльності підприємств у ринкових умовах господарювання / Й.М. Петрович, Л.І. Мороз // Вісник Національного університету "Львівська політехніка".– 2005.– № 533.– С. 3-11.
175. Петрович Й.М. Удосконалення управління процесом адаптації підприємства до ринкових умов господарювання / Й.М. Петрович, І.І. Грибик // Вісник Національного університету "Львівська політехніка".– 2005.– № 533.– С. 110-117.
176. Петрович Й.М. Методичні підходи щодо економічної оцінки інноваційної діяльності промислових підприємств / Й.М. Петрович // Вісник нац.



унів. «Львівська політехніка». – 2007. - №582:Проблеми економіки та управління. – С. 62.

177. Петрович Й.М. Оптимізація використання виробничих потужностей підприємства на засадах реінжинірингу // Вісник Хмельницького національного університету. Економічні науки: в 4 т. Том 1. – Хмельницьк, 2007. – С. 118 – 113.

178. Петрович Й.М., Семенів О.М. Формування потенціалу управління підприємством // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Проблеми економіки та управління. – Львів, 2007. - №3. – С. 186 - 192.

179. Петрович Й.М. Методи вибору варіантів планування завантаження виробничих потужностей підприємств // Вісник Технологічного університету Поділля. Серія: Економічні науки. – Хмельницьк, 2002. – С.123-127.

180. Пиндайк Р. С., Рубінфельд Д. Л. Мікроекономіка / Пер. з англ.. – К.: Основи, 1996. – 646 с.

181. Піріашвілі Б.З. Перспективний паливно-енергетичний баланс - основа формування Енергетичної стратегії України до 2030 року/ Б.З.Піріашвілі, Б.П.Чиркін, І.К.Чукаєва; НАН України; Рада по вивченню продуктивних сил України. - К.: Наук. думка, 2002. - 240с.

182. Піріашвілі Б. З., Галиновський Є. І., Плюта І. Ю., Чиркін Б. П. Ефективність використання паливно-енергетичних ресурсів у регіонах України / НАН України; Рада по вивченню продуктивних сил України / Б.М. Данилишин (ред.). — К. : РВПС України НАНУ, 2006. — 56с.

183. Піріашвілі Б. З., Дубовик В. С., Нижник О. М., Чиркін Б. П. Регіональні матеріально-ресурсні баланси: розробка базових балансів / НАН України; Рада по вивченню продуктивних сил України. — Препр. — К., 2005. — 80с.

184. Побурко О., Волков Є., Ганусяк І. Стратегія формування капіталу підприємства // Збірник наукових праць МНПК. – Львів: ІРД НАН України, 1998. – С.388 – 391.



185. Положення про порядок віднесення запасів нафти і газу до категорії важковидобувних та виснажених. Затверджене головою Держнафтогазпрому України 15 липня 1996 р. – К. – 3 с.

186. Ревуцкий Л. Д. Потенциал и стоимость предприятия. – М.: Перспектива, 1997.

187. Ревуцкий Л. Д. Производственная мощность и экономическая активность предприятия. Оценка, управленческий учёт и контроль. – М.: Перспектива, 2002. – 240 с.

188. Ревуцкий Л. Д. Производственная потенциалометрия. Основы теории и прикладные методы. Сборник работ. – М.: ГПНТБ, 1989. – 221 с.

189. Рельян Я. Р. Аналитические основы принятия решений. – М.: Финансы и статистика, 1989. – 206 с.

190. Рудько Г. І., Ольшанська І. М. Еколого-економічні аспекти техногенної безпеки західного регіону України // Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. – С. 90 – 95.

191. Савицкая Г. В. Анализ эффективности деятельности предприятия: методологические аспекты. – М.: Новое знание, 2003. – 160 с.

192. Саймон Г., Марш Дж. Административное поведение: Пер. с англ. – М.: Мир, 1974.

193. Саксонова О. М. Фінансово-економічне забезпечення здійснення природоохоронних заходів // Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. – С. 3 – 11.

194. Самарская Я. А. Исследование экономической среды и возможностей активизации инвестиционной деятельности предприятий // Экономика: проблемы теории і практики. Збірник наукових праць. Випуск 99. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2001. С– 60 - 74.
195. Середюк І. Г. Стимулювання інноваційної діяльності // Фінанси України. – К.: Міністерство фінансів України, 2003. - №11. – С.81 – 91.
196. Сло К. К. Управленческая экономика / Пер. с англ. – М.: ИНФРА-М, 2000. – 671 с.
197. Словник сучасної економіки Макміллана. – 4-е вид. / Під редакцією Пірса Д. В. – К.: видавництво «Артек», 2000. -627 с.
198. Суторміна В. М. Держава, податки, бізнес. – К.: Либідь, 1992.
199. Сьомкіна Т. В. Місце суб'єкта підприємницької діяльності в системі ринкових відносин (теоретична модель) / Актуальні проблеми економіки № 11 – 12, 2001. – С.50 – 57.
200. Тарасов В. Тектология А. Богданова и неоклассическая теория организаций – предвестники эры реинжиниринга. – management.com.ua
201. Теория фирмы / Под ред В. М. Гальперина // Вехи Экономической мысли. Вып. 2. – Санкт-Петербург: Экономическая школа, 1995. -
202. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. – М., 1966. – 68 с.
203. Ткаченко Н. М. Бухгалтерський облік на підприємствах з різними формами власності: Навч. метод. посібник. – К.: ВТОВ «А.С.К», 1996. – 357с.
204. Томпсон А., Фомби Д. Экономика фирмы: Пер. с англ. – М.: ЗАО «Издательство БИНОМ», 1998 . – 544 с.
205. Трохтман Г.И. Эффективность ремонта скважин за рубежом. – Обзор. Инф.-ция :Сер.Нефтепромысловое дело. Вып.5 (77), 1984г.-60с.
206. Унковська Т. На чужих грошах і з власним розумом можна заробити, якщо використовувати ліверидж. – К.: Діло, 1996. - №23. – С. 5 – 8.
207. Управление по результатам. / Пер. с финского/Общая редакция и предисловие Я. А. Леймана. – М.: Изд. группа «Прогресс», 1993. – 320 с.

208. Управління підприємницькою діяльністю: оцінка, організація, прогнозування / За ред. д.е.н. Чупіса А. В. – Суми: Університетська книга, 1999. – 333 с.
209. Уринсон Г. С., Тышляр И. С., Хош М. М. Экономика разработки газовых месторождений. – М.: Недра, 1973. – 304 с.
210. Фандель Г. Теорія виробництва і витрат / Пер. з нім. – К.: ТАКСОН, 2000. – 520 с.
211. Фель У., Оберендер П. Основи мікроекономіки / Пер. з нім., 6-те вид. / За ред. А. П. Наливайка. – К.: Укртиппроєкт, 1998. – 478 с.
212. Фінансове право: Підручник / Керівник авторського колективу і відпов. Ред. Воропова Л. К. – Харків.: Фірма «Консул», 1998.
213. Франк Р. Х. Микроэкономика и поведение. – М.: ИНФРА – М, 2000. – 696 с.
214. Функционально-стоимостный анализ / Н. Г. Чумаченко, В. М. Дегтярева, Ю. С. Игумнов. – К.: Выща школа, Головное издательство, 1985. – 223 с.
215. Хайман Д. Н. Современная микроэкономика: анализ и применение / Пер. с англ. – М.: Финансы и статистика, 1992. – Т. 1. – 384 с.; Т. 2. -384 с.
216. Харічков С. К. Формування стратегії сталого регіонального розвитку (на прикладі Українського Причорномор'я) // Роль стратегій соціально-економічного розвитку областей у реалізації сталого розвитку України // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Регіональна політика сталого розвитку: принципи формування, механізми реалізації (збірник наукових праць). Вип. 5 (XXXVI)/ НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. – С. 67 – 75.
217. Хей Д., Моррис Д. Теория организации промышленности/ Пер. с англ. / Под ред. Слуцкого А. Г. – С. – Петербург: Экономическая школа, 1999. – Т.1. – 384 с. -
218. Чепіль П. М., Барановський М. І., Білоцерковець О. І. Геолого-економічна оцінка виконаних у 2001 – 2004 рр. геологорозвідувальних робіт на

нафту і газ та розрахунок витрат на видобування у майбутньому // Нафтова і газова промисловість. - №5, 2005. – С. – 23 – 26.

219. Черняк Ю. И. Системный анализ в управлении экономикой. – М.: Экономика, 1975. – 308с.

220. Шаповалов Ю. Економічне регулювання господарської діяльності підприємств промислової сфери // Регіональна економіка. – 1999. - №4. – С.187 – 197.

221. Шерер Ф., Росс Д. Структура отраслевых рынков: Пер. с англ. – М.: ИНФРА-М, 1997. – 698 с.

222. Шимин И. Г. Критерии оптимизации размеров предприятий в промышленности. В сборнике «Вопросы оптимального размера предприятия в промышленности СССР». – М.: Наука, 1968.

223. Юрій С. І., Б е с к й д Й. М. Бюджетна система України. - К.: НІОС, 2000, 400с.

224. Ястремський О. І., Гриценко О. Г. Основи мікроекономіки: Підручник. – К.: Знання, 1998. – 674 с.

225. Chapman J. I., Hirsch W. Z., Crime S. S. Prevention, the Police Production Function, and Bud getting // Publics Finance. - №2 (1975). – P. 197 – 215.

226. Cobb C. W., Douglas P. M. A Theory of Production // American Economic Review, 1928. - №5. - P.139 – 165.

227. Crozier M., Serieyx H. Du management panique a l'entreprise du XXI siecle. - Paris: Maxima, 1994. – 154с.

228. Davidow W., Malone M. The virtual corporation: structuring and revitalizing the corporation for the 21st century. – N. Y.: Harper Business, 1992. – 12с.

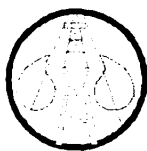
229. Domar, Evsey D. Essays in the Theory of Economic Growth, 1957. – 185с.

230. David N. Hyman Microeconomics/ - 2-nd ed/ - United States of America, Boston: Richard D. Irvin inc., 1992. - 663 с.

231. Douglas P. H. The Cobb-Douglas Production Function Once Again: Its Testing, and Some New Empirical Values // Journal of Political Economy. – October. – 1963. – P.3 – 15.



232. Drucker P.F. Post-capitalist society. -N.Y.: Harper Business, 1993.
233. Hammer M., Champy J. Reengineering the corporation: a manifesto for business revolution. - N.Y.: Harper Business, 1993. – P.12 - 22.
234. Leontiev V. V. The Structure of the American Economy, 1919 – 1939. – N. Y., 1951. – 278p.
235. Lussato B. Introduction critique aux theories d'organisation. - Paris: Dunod, 1977. – 307p.
236. Marshal A. The Principles of Economics, 1890. - 361p.
237. Maturana H.L., Varela F. Autopoiesis and cognition: the realization of the living. – Dordrecht: Reidel, 1980. - P.25 – 34.
238. Menger K. Grundsätze der Volkswirtschaftslehre, 1871. – P.18 - 26.
239. Mintzberg H. Structure et dynamique des organisations. - Paris: Les Editions d'Organisation, 1987. – P.11 – 23.
240. Schumpeter History of Economic Analysis, 1954. – 402 p.
241. Solberg Erik J. Microeconomics for Business Decisions - Canada, Lexington, Massachusetts, Toronto: D.C. Heath and Company, 1992. - 716 p.
242. Stanley J. W. The Theory of Political Economy, 1871. – 488 p.
243. Walras L. Elements d'économie politique pure, 1874. – 12 p.
244. Walters A. A. Production and Cost Functions An Econometric Survey // Econometrics. – 1963. - №1. – P.1 – 66.
245. Wicksell K. Lectures on Political Economy, 1871. – 324 p.



**ВІДКРИТЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРНАФТА"  
НАФТОГАЗОВИДОБУВНЕ УПРАВЛІННЯ  
"НАДВІРННАФТОГАЗ"**

285700, м. Надвірна, Івано-Франківської обл. вул. Грушевського, 13.  
Телетайп: 292814 KORD, тел/факс 2-25-24, р/р 26007301670101, МФО 336398  
у Надвірнянському відділенні Промінвестбанку, Код 00136515

12 вересня 2006 року

№ 2-30/3032

**Д О В І Д К А**

про використання науково-дослідних робіт, виконаних аспірантом кафедри "Економіка підприємства" Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, Мазур Іриною Михайлівною

Наукові дослідження, виконані аспірантом кафедри "Економіка підприємства" Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, Мазур Іриною Михайлівною, і представлені в її дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук та опубліковані у наукових працях, використовуються НГВУ "Надвірнафтогаз" для визначення пріоритетності фінансування та впровадження заходів техніко-технологічного характеру у виробничі процеси.

У відповідності до рекомендації аспіранта було опробовано трьохрівневу систему показників, яка дала позитивні результати при оцінці ефективності впровадження заходів природоохоронного та техніко-технологічного характеру.

В.о.заступника начальника  
"Надвірнафтогаз" з фінанс



А.М.Валєєва



НАК "Нафтогаз України"

Дочірня компанія "Укргазвидобування"

Газопромислове управління  
"Львівгазвидобування"

м. Львів, вул. Рубчака, 3,  
факс (0322) 23-30-90, (газ) 24-50  
телефон факсу (0322) 64-03-16

р/р 26005301366652 в Залізничному відділенні ПІБ  
МФО 325105, ідентифікаційний номер 25560533

№ 167

від "11" вересня 2006р.

Дочірня компанія "Укргазвидобування"  
Газопромислове управління  
"Львівгазвидобування"

Пасічнянський  
газопромисел

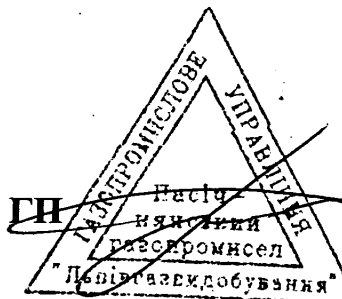
7202 Івано-Франківська обл.

**Довідка**

про використання науково-дослідних робіт, виконаних  
аспірантом кафедри "Економіки підприємства" Івано-Франківського  
національного технічного університету нафти і газу,  
Мазур Ірини Михайлівни

Наукові дослідження, виконані аспірантом кафедри "Економіки підприємства" Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, Мазур Іриною Михайлівною і представлені в її дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук та опубліковані у наукових працях, використовуються ГПУ "Львівгазвидобування" Пасічнянським газопромислом для визначення ефективності природоохоронних заходів техніко-технологічного характеру. Запропоновані у рекомендаціях Мазур І. М. методики визначення ефективності заходів щодо підвищення видобутку газу використовуються при плануванні впровадження науково-технічних заходів у виробництво.

Начальник Пасічнянського ГП

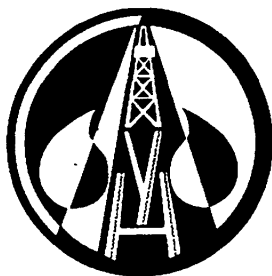


Бідочка Р.І.

JOINT STOCK COMPANY  
"UKRNAFTA"

"DOLYNANAFTOGAZ"

Promyslova str., Dolyna  
Ivano-Frankivsk region  
7503, Ukraine  
tel./fax: 8-034772-25-52  
teletype: 292723



ВІДКРИТЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО

"УКРНАФТА"

НАФТОГАЗОВИДОБУВНЕ  
УПРАВЛІННЯ

"ДОЛИНАНАФТОГАЗ"

77503 м. Долина Івано-  
Франківської обл. вул.  
Промислова, 7  
тел./факс; 8-034772-25-52  
Телетайп: 292723 Круг

ВІД 12 вересня 2006 р. № 8Н-3085

12.09.06 № 8Н-3085

на № від

### Довідка

про використання науково-дослідних робіт, виконаних  
аспірантом кафедри "Економіки підприємства" Івано-Франківського  
національного технічного університету нафти і газу,  
Мазур Ірини Михайлівни

Наукові дослідження, виконані аспірантом кафедри "Економіки підприємства" Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, Мазур Іриною Михайлівною і представлені в її дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук та опубліковані у наукових працях, використовуються ВАТ "Долина нафтогаз" для управління формуванням і використанням фонду свердловин.

Впроваджені методики визначення ефективності техніко-технологічних заходів згідно запропонованих рекомендацій, сприяли застосуванню нових типів обладнання і збільшенню видобутку нафти.

Начальник НГВУ "Долина нафтогаз" В. Гой



Начальник планово-економічного  
відділу

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Проректор з наукової роботи  
Івано-Франківського національного  
технічного університету нафти і газу  
проф. Карпаш О. М.



## Довідка

про впровадження результатів дисертаційної роботи Мазур Ірини Михайлівни видана про те, що основні результати дисертаційної роботи, представленої на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук за спеціальністю 08.06.01 - "Економіка, організація та управління підприємствами", знайшли своє відображення в держбюджетній темі Д-8-04-Ф "Дослідження нових технологій підвищення ефективності видобування вуглеводнів, в тому числі з низькодебітних свердловин" ( номер державної реєстрації №0104Y004086). Держбюджетна робота виконана в рамках координаційного плану Міністерства освіти і науки України.

Зав. кафедри економіки підприємства  
д. е. н., професор

М. О. Данилюк

Дисципліна “Економічний аналіз”

№ теми	Тема лекції	Обсяг годин	Додаткова література
4	Інформаційна база та організація економічного аналізу	1	3, 10, 11
8	Аналіз виробничих ресурсів підприємства	4	3, 5, 7, 9

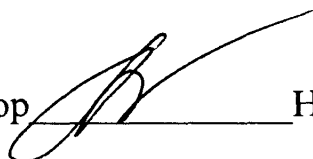
Додаткова література:

1. Мазур І. М. Господарські відносини, як основа моделі мікросистеми функціонування нафтогазовидобувних підприємств // 7-ма Міжнародна конференція «Нафта і газ України – 2002». – К.: УНГА, 2002. – Т.2. – С. 355 – 357.
2. Мазур І. М. До методики визначення технологічної ефективності інтенсифікації видобутку нафти і газу // 8-ма Міжнародна конференція «Нафта і газ України – 2004». – К.: УНГА, 2004. – Т.2. – С. 355 – 357.
3. Мазур І. М. Методичні засади процесо-орієнтованого обліку та аналізу витрат у нафтогазоконденсатовидобутку // Нафтова і газова промисловість. – К., 2005. - №5. – С. 27 – 29.
4. Мазур І. М. Обґрунтування ефективності запровадження системи планово-попереджувальних поточних ремонтів нафтових свердловин // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2004. - №1(7). – С. 73 – 76.
5. Мазур І. М. Основні принципи та підходи до визначення ефективності функціонування виробничих систем // Міжнародна наукова конференція «Проблеми та перспективи розвитку обліку, аналізу, контролю та аудиту у сфері надання послуг». – Тернопіль
6. Мазур І. М. Особливості класифікації техніко-технологічних інновацій у нафтогазоконденсатовидобутку // Науковий журнал ТДЕУ: Випуск 12 / Матеріали Міжнародної наукової конференції «Проблеми та перспективи розвитку обліку, аналізу, контролю та аудиту у сфері надання послуг». – Тернопіль: Економічна думка, 2005. - №12. – С.123 – 127.
7. Мазур І. М. Особливості фінансування інновацій у нафтогазоконденсатовидобутку // Науковий вісник Чернівецького торговельно-економічного інституту Київського національного торговельно-економічного університету. Економічні науки. – Чернівці, 2004. - № 2. – С. 246 – 256.
8. Мазур І. М. Про напрями регіональної програми розвитку нафтогазовидобування // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Стратегічне планування регіонального розвитку (Збірник наукових праць). Вип.. 5 (XLIX) / НАН України. Ін-т регіональних досліджень. – Львів, 2004. – С.95 – 100.
9. Мазур І. М. Регулювання виробничої потужності підприємства в системі управління ефективністю виробництва // Економіка: проблеми теорії та практики. Збірник наукових праць. Випуск 207: в 5 т. Том 1. – Дніпропетровськ, 2005. - № 207. – С.114 – 123.
10. Мазур І. М. Особливості розрахунку показників виробничої потужності у нафтогазоконденсатовидобутку // Економіка: проблеми теорії та практики.

Збірник наукових праць. Випуск 210: в 4 т. Том 1. – Дніпропетровськ, 2005. - № 207. – С.44 – 51.

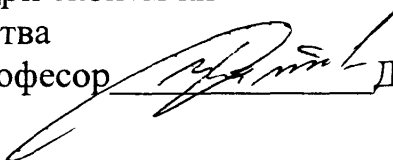
11.Мазур І. М, Данилюк М. О. Оцінювання ефективності технологічних інновацій при оптимізації виробничої потужності нафтогазовидобувних підприємств // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2005. - №3 (12). – С. 118 – 123.

/Декан ФЕП  
к. е. н., професор



Никифорук В. Д.

Зав. кафедри економіки  
підприємства  
д. е. н., професор



Данилюк М. О.

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ

“Надвірнянський цегельний завод”

78400, Івано-Франківська обл., м. Надвірна, вул. Соборна, 64

Код (за ЄДРПОУ) 31345665, р/р 26006340012767 в АКБ “Прикарпаття,

МФО 336310, тел. (03475) 2-49-02

Україна
Товариство з обмеженою відповідальністю
Надвірнянський цегельний завод”
і.к. 31345665
78400, Івано-Франківська область,
м. Надвірна, вул. Соборна, 64
МФО
09 70 2006р.

### Довідка

про використання науково-дослідних робіт, виконаних  
аспірантом кафедри «Економіки підприємства» Івано-Франківського  
національного технічного університету нафти і газу,  
Мазур Ірини Михайлівни

Запропонована модель регулювання використання виробничої потужності з метою підвищення ефективності функціонування, розроблена аспірантом кафедри «Економіки підприємства» Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, Мазур Іриною Михайлівною, і представлена в її дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук та опублікована у наукових працях, використовується ТзОВ «Надвірнянський цегельний завод» для визначення пріоритетності фінансування та впровадження заходів техніко-технологічного характеру у виробничі процеси та підвищення ефективності сезонного виробництва за рахунок використання виробничої потужності.

Директор ТзОВ «Надвірнянський  
Цегельний завод»



Процик М. І.



Товариство з Обмеженою Відповідальністю  
**ЗАВОД МІНЕРАЛЬНИХ ВОД  
РОКСОЛАНА**

Юридична адреса: вул. Шевченка, 300, с.Путятинці, Рогатинський р-н, Ів.-Франківська обл.  
Поштова адреса: вул. Левинського, 10а, м Івано-Франківськ, 76014, Україна  
Телефони/факс: 8(0342)77-37-01, 77-37-02, 77-37-03, 77-94-50, 8(03435)34-634  
Р/р № 26001300010931 в АКБ „Прикарпаття”, м.Івано-Франківськ, МФО 336310  
Ідентифікаційний код за ЄДРПОУ 30907546



Ректору  
Івано-Франківського  
національного технічного  
університету нафти і газу

професору Є.І.Крижанівському

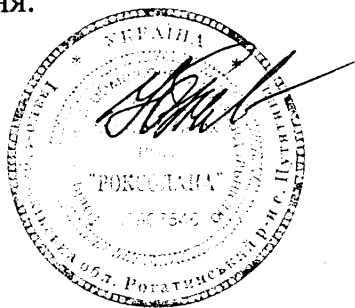
Вих.№ 114/1 від 12.09.06

**ДОВІДКА**

**Про використання науково-дослідних робіт, виконаних аспірантом кафедри  
“Економіка підприємства” Івано-Франківського національного технічного  
університету нафти і газу  
Мазур І.М.**

Наукові дослідження, виконані аспірантом кафедри “Економіка підприємства” Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Мазур Іриною Михайлівною і представлені в її дисертації на здобуття наукового ступеня “кандидат економічних наук” та опубліковані в наукових працях, використовувалися ТОВ “Завод мінеральних вод “Роксолана” для визначення пріоритетності фінансування та ефективності впровадження заходів техніко-технологічного характеру у виробничих процесах з метою формування виробничої потужності і більш ефективного її використання.

Директор



Ю.Павлик

**МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ  
Центр організації, управління і економіки нафтогазової  
промисловості (ЦОУЕНГ)**

**ЗВІТ  
ПРО НАУКОВО-ДОСЛІДНУ РОБОТУ**

**РОЗРОБКА МЕТОДИЧНИХ РЕКОМЕНДАЦІЙ  
З ПЛАНУВАННЯ, ОБЛІКУ І АНАЛІЗУ СОБІВАРТОСТІ  
ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ  
(заключний)**

**Договір № 9/93/02/238-НТП**

**Івано-Франківськ – 2003**

Міністерство палива та енергетики України

Центр організації, управління і економіки нафтогазової промисловості  
(ЦОУЕНГ)

76000, м.Івано-Франківськ, Незалежності, 93

тел.(03422) 2-34-29

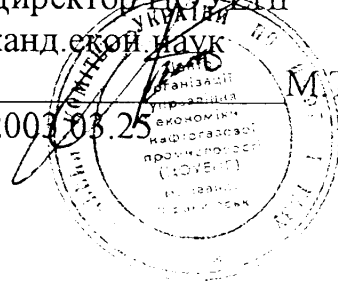
**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Директор ЦОУЕНГ

канд.екоп.наук

2003.03.25

М. Турко



**ЗВІТ**

**ПРО НАУКОВО-ДОСЛІДНУ РОБОТУ**

**РОЗРОБКА МЕТОДИЧНИХ РЕКОМЕНДАЦІЙ  
З ПЛАНУВАННЯ, ОБЛІКУ І АНАЛІЗУ СОБІВАРТОСТІ  
ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ  
(заключний)**

ДОГОВІР № 9/93/02/238-НТП

Директор ЦОУЕНГ,  
керівник НДР,  
канд.екоп.наук

2003

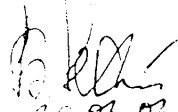
М.І.Турко

Рукопис закінчено 20 березня 2003 р.

Результати цієї роботи розглянуто науково-методичною радою ЦОУЕНГ,  
протокол від 2003.03.25 № 8

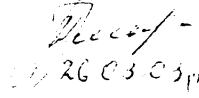
## СПИСОК АВТОРІВ

Відповідальний виконавець:  
Зав.лабораторією економіки і організації  
нафтогазовидобувного виробництва,  
канд.геол.-мін.наук

  
26.03.03  
(підпис)  
(дата)

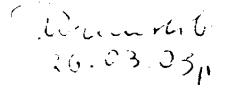
В.Лесюк  
(розділ 2,3)

Асистент кафедри “Фінанси”  
Івано-Франківського національного  
технічного університету нафти і газу

  
26.03.03р  
(підпис)  
(дата)

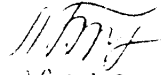
І.Мазур  
(розділ 1)

Інженер I категорії

  
26.03.03р  
(підпис)  
(дата)

Г.Тимків  
(додатки до розділів  
1,2,3)

Нормоконтроль

  
26.03.03р  
(підпис)  
(дата)

Л.Гурська

## ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 Методика визначення собівартості і рентабельності видобутку нафти і газу з свердловин, покладів, родовищ.....	8
1.1 Загальні засади.....	8
1.2 Система базових показників для розподілу експлуатаційних витрат між нафтогазовидобувними об'єктами.....	8
1.3 Розрахункові формули для визначення питомої величини видів витрат на видобуток нафти і газу.....	9
1.4 Визначення собівартості і рентабельності видобутку нафти і газу з свердловин, покладів, родовищ.....	17
1.4.1 Визначення собівартості видобутку нафти і газу з свердловин.....	17
1.4.2 Визначення собівартості видобутку нафти і газу з покладів.....	19
1.4.3 Визначення собівартості видобутку нафти і газу з родовищ.....	22
1.4.4 Визначення рентабельності видобутку нафти і газу з свердловин, покладів, родовищ.....	23
1.4.5 Приклад розрахунку собівартості і рентабельності видобутку нафти і газу з свердловин, покладів, родовищ.....	25
2 Принципи визначення умовно-змінних і умовно-постійних витрат на видобуток нафти і газу.....	31
2.1 Поняття умовно-постійних і умовно-змінних витрат.....	31
2.2 Зміст умовно-постійних і умовно-змінних витрат на видобуток нафти і газу.....	31
2.3 Склад умовно-постійних витрат на видобуток нафти і газу.....	33
2.4 Склад умовно-змінних витрат на видобуток нафти і газу.....	36
2.5 Розрахунок умовно-змінних витрат на видобуток нафти і газу.....	38
2.5.1 Умовно-змінні витрати на видобуток нафти і газу з свердловини.....	39
2.5.2 Умовно-змінні витрати на видобуток нафти і газу з покладу.....	41
2.5.3 Умовно-змінні витрати на видобуток нафти і газу з родовища.....	42
2.6 Приклад розрахунку умовно-змінних витрат на видобуток нафти і газу з свердловин, покладів, родовищ.....	43
3 Методичні рекомендації для розрахунку планової собівартості і аналізу фактичної собівартості видобутку нафти і газу по техніко-економічних факторах.....	47
3.1 Основні терміни і визначення.....	47
3.2 Зміст техніко-економічних факторів і розрахункові формули для визначення їх впливу на собівартість видобутку нафти і газу.....	47
3.2.1 Економічні фактори.....	49
3.2.2 Техніко-технологічні фактори.....	50
3.2.3 Організаційні фактори.....	52
3.2.4 Природні фактори.....	53

3.2.5	Інші фактори.....	57
3.3	Розрахунок планової собівартості видобутку нафти і газу по техніко-економічних факторах.....	58
3.4	Аналіз фактичної собівартості видобутку нафти і газу по техніко-економічних факторах.....	62
	Перелік посилань.....	64
Додаток А	Базові показники для визначення питомої величини витрат	65
Додаток Б	Дані про видобуток продукції і фонд свердловин для розподілу витрат між нафтогазовидобувними об'єктами...	68
Додаток В	Результати розрахунку питомої величини витрат на видобуток нафти і газу.....	70
Додаток Г	Розподіл витрат на видобуток нафти і газу на умовно-постійні і умовно-змінні.....	74
Додаток Д	Таблиця для формування умовно-змінних витрат “Умовно-змінні витрати на видобуток нафти і газу”.....	78
Додаток Е	Результати розрахунку питомої величини умовно-змінних витрат на видобуток нафти і газу.....	81
Додаток Ж	Таблиці для розрахунку впливу економічних факторів на собівартість видобутку нафти і газу.....	85
	Таблиця Ж1 Розрахунок впливу зміни матеріальних витрат на собівартість видобутку нафти і газу.....	85
	Таблиця Ж2 Розрахунок впливу зміни витрат на оплату праці і відрахувань на соціальні заходи на собівартість видобутку нафти і газу.....	88
	Таблиця Ж3 Розрахунок впливу зміни амортизаційних відрахувань на собівартість видобутку нафти і газу.....	89
	Таблиця Ж4 Розрахунок впливу зміни інших витрат на собівартість видобутку нафти і газу.....	90
Додаток К	Таблиці для розрахунку впливу техніко-технологічних факторів на собівартість видобутку нафти і газу.....	91
	Таблиця К1 Розрахунок впливу заходів, направлених на вдосконалення способів експлуатації свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку, на собівартість видобутку нафти і газу.....	91
	Таблиця К2 Розрахунок впливу заходів, направлених на вдосконалення процесу підтримання пластового тиску, на собівартість видобутку нафти і газу.....	94
	Таблиця К3 Розрахунок впливу заходів, направлених на вдосконалення процесу збирання і транспортування нафти і газу, на її собівартість .....	97

	Таблиця К4	Розрахунок впливу заходів, направлених на вдосконалення процесу підготовки нафти, на її собівартість.....	99
Додаток Л		Розрахунок впливу організаційних факторів на собівартість видобутку нафти і газу.....	100
Додаток М		Розрахунок впливу природних факторів на собівартість видобутку нафти і газу.....	103
Додаток Н		Розрахунок впливу відносної зміни умовно-постійних витрат, яка обумовлена зміною обсягу продукції видобування, на собівартість видобутку нафти і газу.....	105
Додаток П		Зведений розрахунок планової собівартості видобутку нафти і газу по техніко-економічних факторах.....	106
Додаток Р		Зведений аналіз фактичної собівартості видобутку нафти і газу по техніко-економічних факторах.....	109
	Договір № 9/93/02/238-НТП	на розроблення науково-технічної продукції.....	112
	Календарний план на виконання робіт по договору № 9/93/02/238-НТП		116
	Технічне завдання на виконання науково-дослідної роботи “Розробка методичних рекомендацій з планування, обліку і аналізу собівартості видобутку нафти і газу”.....		118
	Протокол № 8 засідання науково-методичної ради ЦОУЕНГ від 25 березня 2003 року.....		122
	Довідка про зауваження НГВУ на роботу “Розробка методичних рекомендацій з планування, обліку і аналізу собівартості видобутку нафти і газу”.....		123
	Рецензія на роботу.....		124

## РЕФЕРАТ

Звіт про НДР: 111 с., 6 таблиць, 13 додатків, 8 джерел.

Об'єктом дослідження є собівартість видобутку нафти і газу в нафтогазовидобувному управлінні.

В результаті дослідження розроблено методику визначення собівартості і рентабельності видобутку нафти і газу з свердловин, покладів, родовищ, принципи визначення умовно-змінних і умовно-постійних витрат на видобуток нафти і газу та методичні рекомендації для розрахунку планової собівартості і аналізу фактичної собівартості видобутку нафти і газу по техніко-економічних факторах.

В основу методики визначення собівартості і рентабельності видобутку нафти і газу з свердловин, покладів, родовищ покладено принцип, згідно з яким витрати кожної із калькуляційних статей через їх питомі величини розподіляються між тими об'єктами, на яких такі витрати мають місце. Для визначення питомих величин витрат сформована система базових показників, зміна яких найбільш повно впливає на зміну відповідних видів витрат.

Основним принципом, який запропоновано для розподілу витрат на видобуток нафти і газу на умовно-постійні і умовно-змінні, є логічний аналіз динаміки абсолютної величини витрат кожної калькуляційної статті і величини зазначених витрат на одиницю продукції видобування при збільшенні або зменшенні видобутку нафти і газу без зміни умов видобування, транспортування та підготовки нафти і газу, при збереженні проектних параметрів роботи обладнання, виробничої і організаційної структури НГВУ і систем управління виробництвом.

Принципово новим в методичних рекомендаціях з планування і аналізу собівартості по техніко-економічних факторах є те, що з'явилася можливість планувати і аналізувати собівартість кожного з продуктів видобування.

Виконана робота за змістом і обсягом повністю відповідає вимогам договору № 9/93/02/238–НТП з ВАТ “Укрнафта”.

МЕТОДИКА, СОБІВАРТІСТЬ, УМОВНО-ЗМІННІ І УМОВНО-ПОСТІЙНІ ВИТРАТИ, СВЕРДЛОВИНА, ПОКЛАД, РОДОВИЩЕ, ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ФАКТОРИ.



## ВСТУП

Підставою для виконання науково-дослідної роботи є договір між ЦОУЕНГ і ВАТ “Укрнафта” № 9/93/02/238–НТП.

Початок роботи 01.04.2002 р., закінчення 31.03.2003 р.

В даний час собівартість видобутку нафти і газу розраховується і планується по нафтогазовидобувному управлінню в цілому. Не сформульовані принципи визначення умовно-змінних і умовно-постійних витрат на видобуток нафти і газу, відсутній детальний перелік таких витрат, перелік техніко-економічних факторів для розрахунку планової собівартості і аналізу фактичної собівартості не повний і не системний. По діючій методиці по техніко-економічних факторах можна планувати і аналізувати тільки загальний обсяг товарної продукції нафтогазовидобувного управління, але відсутня така можливість для проведення зазначених розрахунків по видах продукції видобування.

Метою роботи є розроблення методики для визначення собівартості і рентабельності видобутку нафти і газу з свердловин, покладів і родовищ, встановлення принципів визначення умовно-змінних і умовно-постійних витрат на видобуток нафти і газу та розроблення методичних рекомендацій для розрахунку планової собівартості і аналізу фактичної собівартості видобутку нафти і газу по техніко-економічних факторах. Методики розроблялися з врахуванням вимог національних стандартів бухгалтерського обліку і Інструкції з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу і базуються на показниках, які визначаються на основі існуючої в нафтогазовидобувних управліннях системи обліку і не вимагають її зміни.

Розроблені методичні рекомендації необхідні нафтогазовидобувним управлінням для планування і аналізу собівартості видобутку нафти і газу, прийняття управлінських рішень з питань економічної доцільності експлуатації свердловин, зміни способів їх експлуатації, проведення в свердловинах організаційно-технічних заходів з метою збільшення видобутку нафти і газу, економічного обґрунтування методів розробки покладів і родовищ тощо.

Для успішного застосування методичних рекомендацій необхідно розробити відповідні комп'ютерні програми.

**Протокол № 8**  
**засідання науково-методичної ради ЦОУЕНГ**

25 березня 2003 року

м.Івано-Франківськ

Присутні члени НМР: Качмар Ю.Д., канд.техн.наук; Контракевич В.І.;  
Лесюк В.С., канд.геол.-мін.наук; Турко М.І., канд.екон.наук; Ханенко В.В.

**Порядок денний:**

Розгляд звіту про виконання договору № 9/93/02/238-НТП “Розробка методичних рекомендацій з планування, обліку і аналізу собівартості видобутку нафти і газу”.

**СЛУХАЛИ:**

Лесюка В.С. – відповідального виконавця НДР. Обсяг робіт, передбачений договором, повністю виконаний. Підготовлено остаточну редакцію Методики визначення собівартості і рентабельності видобутку нафти і газу з свердловин, покладів, родовищ, сформульовано принципи визначення умовно-змінних і умовно-постійних витрат на видобуток нафти і газу та Методичні рекомендації для розрахунку планової собівартості і аналізу фактичної собівартості видобутку нафти і газу по техніко-економічних факторах. Результати роботи відповідають вимогам технічного завдання, в грудні 2002 року розіслані на розгляд всім НГВУ ВАТ “Укрнафта”.

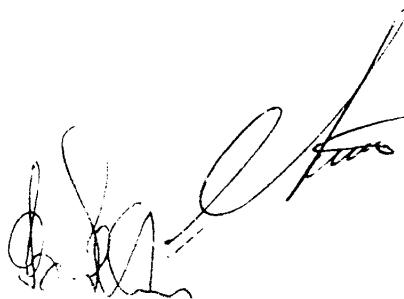
До доповідача з запитаннями звернулися: Качмар Ю.Д., Ханенко В.В., Контракевич В.І. Після обміну думками

**УХВАЛИЛИ:**

1 Науково-дослідну роботу “Розробка методичних рекомендацій з планування, обліку і аналізу собівартості видобутку нафти і газу” подати у ВАТ “Укрнафта” як виконану відповідно до договору № 9/93/02/238-НТП і технічного завдання ТЗ 320.00135390.322-2002.

Голова НМР,  
канд.екон.наук

Вчений секретар,  
канд.геол.-мін.наук



М.Турко

В.Лесюк

**Довідка**  
**про зауваження нафтогазовидобувних управлінь на роботу**  
**“Розробка методичних рекомендацій з планування, обліку і аналізу**  
**собівартості видобутку нафти і газу”.**

Робота “Розробка методичних рекомендацій з планування, обліку і аналізу собівартості видобутку нафти і газу” була надіслана на розгляд всім НГВУ ВАТ “Укрнафта” 24 грудня 2002 року (супровідний лист за № 170). Відповідь одержана тільки від НГВУ “Надвірнанафтогаз” (лист від 15.01.2003 року за № 2-30/121), яке зауважень до зазначеної роботи не має.

Директор ЦОУЕНІ



М.І. Турко

## РЕЦЕНЗІЯ

на звіт по темі

### **“РОЗРОБКА МЕТОДИЧНИХ РЕКОМЕНДАЦІЙ З ПЛАНУВАННЯ, ОБЛІКУ І АНАЛІЗУ СОБІВАРТОСТІ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ”**

Представлений на рецензію звіт про науково-дослідну роботу присвячений трьом проблемам, пов'язаних з собівартістю видобутку нафти і газу, а саме: визначенню собівартості і рентабельності видобутку нафти і газу з свердловин, покладів, родовищ; формулювання принципів визначення умовно-змінних і умовно-постійних витрат на видобуток нафти і газу; розробленню методичних рекомендацій для розрахунку планової собівартості і аналізу фактичної собівартості видобутку нафти і газу по техніко-економічних факторах.

Необхідність вирішення першої проблеми обумовлено тим, що для роботи в ринкових умовах необхідно знати собівартість і рентабельність видобутку нафти і газу з нафтогазовидобувних об'єктів (свердловин, покладів, родовищ). Справа в тому, що собівартість видобутку нафти і газу з нафтогазовидобувних об'єктів суттєво відрізняється від середньої по нафтогазовидобувному управлінню.

Для вирішення поставленої задачі автори розробили методику, відповідно до якої величина кожного виду витрат на видобуток нафти і газу розподіляється між нафтогазовидобувними об'єктами за допомогою питомої величини цих витрат на одиницю базового показника. Такий підхід дав можливість авторам роботи врахувати вплив практично всіх факторів, які впливають на собівартість видобутку нафти і газу з нафтогазовидобувних об'єктів. Вперше запропоновані формули для визначення рентабельності видобутку нафти і газу з нафтогазовидобувних об'єктів.

Що стосується другої проблеми, то автори роботи вперше сформулювали принципи, які дають можливість всі витрати на видобуток нафти і газу розподілити на умовно-змінні і умовно-постійні і застосували ці принципи по відношенню до статей калькуляції собівартості видобутку нафти і газу. Запропоновано також методику розрахунку умовно-змінних витрат на видобуток нафти і газу з нафтогазовидобувних об'єктів, яка може бути застосована при визначенні економічного ефекту від впровадження заходів з нової техніки, передової технології, рацпропозицій, методів впливу на привибійну зону свердловин тощо.

Поділ витрат на постійні і змінні також дає змогу аналізувати залежність витрат і прибутку від обсягу виробництва при виборі варіантів проектних і планових рішень.

Техніко-економічні фактори, над якими працювали автори роботи, – це причини, які обумовлюють зміну (збільшення або зменшення) собівартості видобутку нафти і газу. Аналіз техніко-економічних факторів дає можливість виявити резерви зменшення витрат на видобуток нафти і газу і на цій основі запланувати раціональний обсяг витрат на наступний рік.

Існуючі підходи для вирішення зазначеної проблеми є некомплексними і мають несистемний характер. Автори роботи розробили нові підходи для розрахунку планової собівартості та аналізу фактичної собівартості по техніко-економічних факторах, відповідно до яких виділено п'ять груп факторів: економічні, техніко-технологічні, організаційні, природні та інші фактори. Для розрахунку впливу кожного фактора запропоновано розрахункові формули. Принципово новим в методичних рекомендаціях з планування і аналізу собівартості по техніко-економічних факторах є те, що вони дають можливість планувати і аналізувати собівартість кожного з продуктів видобування, а не тільки загальний обсяг товарної продукції нафтогазовидобувного управління, як це було раніше.

Всі розроблені методики ілюстровані прикладами розрахунку, що полегшує їх застосування на практиці.

Робота, яка рецензується, є актуальною, має прикладний характер, виконана на високому професійному і науково-технічному рівні, більшість запропонованих рішень є новими, має прикладну і наукову цінність і заслуговує високої оцінки.

Завідувач кафедри економіки підприємства  
Івано-Франківського національного  
технічного університету нафти і газу,  
доктор економічних наук

*М. Данилюк*  
М. Данилюк

*Лідером М. О. Данилюка посвідчено.*  
*Звениць секретар А. В. Б. Р. Трапак*

