

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

На правах рукопису

Гобир Ірина Борисівна

УДК 33.658+338.3

**ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ РЕМОНТНИМ
ОБСЛУГОВУВАННЯМ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ**

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

Дисертація
на здобуття наукового ступеня
кандидата економічних наук

*Усі примірники дисертації
ідентичні за змістом*

*Великий секретар
опец. вченої ради ДзО 052.06*

Науковий керівник
д.е.н., професор
БЛАГУН І.С.

Кам

*Кожуш Т.Я.
12.12.2013р.*



Івано-Франківськ — 2013

*Лідия Кожуш Т.Я.
посвідчую*

ЗМІСТ

Вступ.....	4
Розділ 1	
1 Ремонтне обслуговування як визначальна складова виробничої інфраструктури підприємства.....	11
1.1 Теоретичні основи формування і розвитку виробничої інфраструктури промислового підприємства.....	11
1.2 Система ремонтного обслуговування у виробничій інфраструктурі підприємства.....	32
1.3 Особливості проведення ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах.....	43
Висновки до розділу 1.....	66
Розділ 2	
2 Аналіз та оцінювання ефективності управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах.....	69
2.1 Аналіз структури ремонтного обслуговування та її впливу на діяльність нафтогазовидобувних підприємств.....	69
2.2 Аналіз ефективності роботи бригад поточного і капітального ремонту свердловин.....	96
2.3 Оцінка впливу рівня організації і управління ремонтним обслуговуванням на ефективність виробничо-господарської діяльності підприємств.....	113
Висновки до розділу 2.....	128
Розділ 3	
3 Удосконалення процесів управління ремонтними роботами на нафтогазовидобувних підприємствах.....	132
3.1 Формування системи управління ремонтного обслуговування свердловин та обладнання нафтогазовидобувних підприємств.....	132

3.2 Оптимізація процесу організації ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах в умовах невизначеності і ризику..	152
3.3 Моделювання ситуаційного управління ремонтними роботами на нафтогазовидобувних підприємствах.....	173
Висновки до розділу 3.....	187
Висновки.....	191
Список використаних джерел.....	195
Додатки.....	211

ВСТУП

Актуальність теми. Для підвищення ефективності роботи нафтогазовидобувних підприємств необхідно забезпечувати безперервність процесу видобутку нафти та газу, що безпосередньо залежить від рівня, обслуговування та ремонту свердловин. Організація спеціального обслуговування і ремонту (поточного та капітального) пов'язана із зношенням експлуатаційного обладнання та необхідністю виконання комплексу спеціальних заходів щодо його відновлення. При цьому, розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ в ускладнених умовах вимагає розвитку прогресивних форм обслуговування, що обумовлюють в кінцевому рахунку підвищення ефективності нафтовидобутку, ріст прибутку та зменшення витрат. Саме тому підвищення ефективності ремонтних робіт на родовищах є актуальною проблемою, що має як наукову, так і практичну цінність.

Для нафтогазовидобувних підприємств оптимізація ремонтного обслуговування свердловин вимагає застосування наукових методів моделювання ситуацій, пов'язаних з вибором можливих стратегій управління з використанням різних критеріїв в залежності від кількості ремонтних бригад і тривалості міжремонтного періоду.

Значний внесок у дослідження проблематики формування та розвитку виробничої інфраструктури промислових підприємств здійснили такі вітчизняні та закордонні вчені, як: П. Беленький, М. Белов, І. Бутирська, М.Бутко, О. Васильєв, Б.Данилишин, О. Дацій, І. Кондаурова, А. Рибчук, М.Хвесик, В. Шашко, Д. Шмигаль, М. Якубовський, В. Яновський. Разом з тим реалії сучасної економіки вимагають максимальної мінімізації витрат операційної діяльності, за рахунок раціональної організації ремонту та технічного обслуговування основних засобів на підприємстві. Дослідження цих питань проведено у роботах багатьох відомих вчених-економістів таких як: Р. Акбердін, І. Благун, Б. Власов, В. Гончаров, Л.Драгун, Р. Івуть,

І.Мазур, А. Орлов, П. Перерва, Р.Петухов, С.Хейнман, В. Якобас, М.Якобсон, А.Яковлев та інші. В той же час, незважаючи на вагомості напрацювання, проблема підвищення ефективності ремонтного обслуговування виробництва, особливо в умовах економічної кризи, залишається актуальною, оскільки проведені дослідження не охоплюють низку як теоретичних так й практичних аспектів вирішення цих проблеми у реальних виробничих умовах нафтогазовидобувних підприємств.

У зв'язку із викладеним виникає необхідність удосконалення системи управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах, що зумовило вибір теми даного дисертаційного дослідження, його мету та завдання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана у відповідності з планом науково-дослідних робіт Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу і є частиною комплексної теми «Теоретичні і прикладні засади формування механізму ефективного функціонування та оптимізація діяльності соціально-економічних систем паливно-енергетичного комплексу» (ДР 0110U003990) кафедри економіки підприємства. Особисто автором у межах теми розроблено комплексну систему управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах.

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є розробка теоретичних та практичних положень щодо управління системою ремонтного обслуговування нафтогазовидобувних підприємств. У відповідності зі сформульованою метою дослідження були поставлені та розв'язані наступні завдання:

- здійснити аналіз, систематизацію та виявити недоліки у організації існуючого ремонтного обслуговування на нафтогазовидобувних підприємствах;

- сформулювати науково-методичні положення організації системи ремонтного обслуговування у виробничій інфраструктурі нафтогазовидобувних підприємств;

- розробити методичний підхід до оцінки ефективності роботи ремонтної служби нафтогазовидобувних підприємств і її впливу на ефективність роботи підприємства;

- визначити основні функціональні процедури роботи інформаційної системи для забезпечення технічного обслуговування і ремонтів;

- удосконалити модель організації ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах як багатоканальну систему масового обслуговування;

- сформувати комплексну систему управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах.

Об'єктом дослідження є процеси функціонування та управління ремонтним обслуговуванням нафтогазовидобувних підприємств як складової їх виробничої інфраструктури.

Предметом дослідження є теоретичні та методичні положення і механізми формування та ефективного управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах.

Методи дослідження. Теоретичною та методологічною основами дослідження є фундаментальні положення з питань економічної теорії та економіки підприємства, вітчизняні та зарубіжні дослідження з питань формування системи управління ремонтним обслуговуванням нафтогазовидобувних підприємств. У процесі виконання дослідження використано такі методи:

- логічного узагальнення, порівняльного і системного аналізу – для аналізу і систематизації підходів до організації виробничої інфраструктури промислового підприємства та визначення концептуальних положень організації системи ремонтного обслуговування у виробничій інфраструктурі нафтогазовидобувних підприємств;

- економетричні – для оцінки ефективності роботи ремонтної служби нафтогазовидобувного управління і її впливу на ефективність роботи підприємства;

- економіко-математичне моделювання, теорія масового обслуговування, теорія динамічного програмування – для розробки моделей організації ремонтних робіт та управління технічним станом обладнання на нафтогазовидобувних підприємствах;

- стратегічний аналіз, прогнозування – при формуванні стратегій організації і управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах.

Інформаційну основу дослідження сформували первинні та кінцеві статистичні дані, опубліковані в періодичних виданнях, бухгалтерська та статистична звітність нафтогазовидобувних підприємств, матеріали періодичних видань, інтернет-публікацій, науково-практичних конференцій, нормативні та довідкові матеріали.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в розробці теоретичних аспектів та практичних рекомендацій щодо управління системою ремонтного обслуговування нафтогазовидобувних підприємств. Найбільш суттєвими результатами, що визначають наукову новизну роботи, є такі:

удосконалено:

- систему управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах з використанням моделей теорій масового обслуговування, що дає змогу суттєво підвищити ефективність реалізації функцій планування, організації, контролю та мотивації технічного обслуговування і ремонтів свердловин;

- організацію ремонтних робіт, яка на відміну від існуючої базується на моделі, у якій ремонт свердловин бригадами розглядається як багатоканальна система масового обслуговування, зверненням на яке є потік заявок на ремонт, а процедура обслуговування полягає у виділенні ремонтної бригади по заявках в порядку їх надходження, що дасть змогу оптимізувати витрати

на утримання ремонтних бригад та зменшити втрати від простоїв нафтогазовидобувних свердловин;

- технологію управління технічним станом обладнання нафтогазовидобувних підприємств на основі моделі побудованої з використанням теорії динамічного програмування, у якій стан обладнання або його складових частин характеризується ймовірностями відмови, при цьому, ефективність прийнятої раніше стратегії обслуговування та виконання ремонтів проявляється на деякому часовому горизонті, а оптимальність поточного управлінського рішення оцінюється величиною прогнозованого економічного ефекту за критерієм оптимізації – мінімумом сумарних витрат протягом терміну служби обладнання, що дає змогу вибирати оптимальну стратегію ремонтів найважливіших видів нафтогазопромислового обладнання.

одержали подальший розвиток:

- комплексний аналіз системи ремонтного обслуговування нафтогазовидобувних підприємств, на основі чого встановлено тенденцію до зростання тривалості і вартості ремонтів існуючого фонду свердловин та їх глибинного обладнання, яке спричинене недоліками у існуючій системі ремонтів, що пов'язані з формуванням неналежної інформаційної бази, якістю складання планів, недосконалою організацією проведення окремих видів ремонтних робіт, що дало змогу довести необхідність та вказати шляхи оптимізації ремонтних робіт на свердловинах;

- методичний підхід до оцінки ефективності роботи ремонтної служби нафтогазовидобувних управлінь і її впливу на ефективність роботи підприємства, який на відміну від існуючого, заснований на використанні багатофакторної моделі лінійної регресії, що дозволяє спрогнозувати і значною ймовірністю визначити, як вплинуть на обсяги видобутку вуглеводнів зміни в організації і управлінні організаційно-технічними заходами, що стосуються ремонтів свердловин;

- функціональна схема основних процедур роботи інформаційної

системи технічного обслуговування і ремонтів, яка відображає послідовність їх виконання для основних видів ремонтно-технічного обслуговування, що дає змогу організувати управління потоками інформації та надає керівництву підприємства матеріали для прийняття управлінських рішень у вигляді аналітичних звітів, що створює можливості для істотного скорочення витрат на технічне обслуговування і ремонти обладнання, зменшує тривалість його простоїв і підвищує ефективність роботи підприємства загалом.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що теоретичні положення в дисертації доведені дисертантом до конкретних пропозицій щодо покращення управління ремонтним обслуговуванням нафтогазовидобувних підприємств.

Методологічні положення та результати дисертації впроваджені у діяльність НГВУ «Долинанафтогаз» (довідка №1К-3523 від 20.05.2013р), НГВУ «Надвірнанафтогаз» (довідка №6-3/4468 від 24.05.2013р). Теоретичні та методичні розробки дисертаційної роботи використані автором в навчальному процесі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу під час викладання дисциплін таких як: «Економіка підприємства», «Організація і планування виробничо-комерційної діяльності» для студентів спеціальності: 7.090305 – «Газонафтопроводи та газонафтосховища» та дисципліни «Організація виробництва» для студентів спеціальності: 7.03050401 – «Економіка підприємства» (довідка від 13.06.2013 р.).

Особистий внесок здобувача. Дисертаційна робота є самостійно виконаною науковою працею, в якій викладено авторський підхід щодо вирішення проблем формування системи управління ремонтним обслуговуванням нафтогазовидобувних підприємств, що слугує основою для успішного їх функціонування. Усі наукові результати, викладені в дисертації, отримані автором особисто.

Апробація результатів дослідження. Основні положення дисертації були апробовані та обговорювались на: III Всеукраїнській науково-

практичній конференції «Теорія та практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем» (м. Івано-Франківськ, 21-22 жовтня, 2011 року), II Міжнародній науково-практичній конференції «Економіка: сучасний стан та пріоритети розвитку» (м. Сімферополь, 25 травня 2012 року), VIII Всеукраїнській науково-практичній конференції «Процеси сучасної глобалізації і Україна» (м. Одеса, 27 березня), II Міжнародній науково-практичній конференції «Ринкова природа інституційних трансформацій сучасних економічних систем» (м. Чернівці, 18-20 квітня, 2013 року), Всеукраїнській науково-практичній конференції «Актуальні проблеми соціально-економічного розвитку в сучасних умовах» (м. Харків, 19-20 квітня, 2013 року), III Всеукраїнській науково-практичній конференції «Актуальні проблеми і прогресивні напрямки управління економічним розвитком вітчизняних підприємств» (м. Кривий Ріг, 23-24 квітня, 2013 року), IV Всеукраїнській науково-практичній конференції «Теорія і практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем» (м. Івано-Франківськ, 15-17 травня, 2013 року).

Публікації. Результати дослідження опубліковані в 13 публікаціях, з них 6 статей у наукових фахових виданнях України, 1 стаття у виданнях іноземних держав та 6 тез доповідей – у матеріалах науково-практичних конференцій. Загальний обсяг публікацій 5,13 д. а., з них особисто належать автору 5,13 д. а.

Обсяг і структура дисертації. Дисертація складається зі вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел зі 158 найменувань на 16 стор., 14 додатків на 21 стор. Основний зміст дисертації викладено на 194 стор. Робота містить 28 таблиць на 12 стор., 37 рисунків на 19 стор.

РОЗДІЛ 1

РЕМОНТНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ЯК ВИЗНАЧАЛЬНА СКЛАДОВА ВИРОБНИЧОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ ПІДПРИЄМСТВА

1.1 Теоретичні основи формування і розвитку виробничої інфраструктури промислового підприємства

Для ефективного функціонування промислового підприємства роль формування та розвитку виробничої інфраструктури є достатньо вагомими та актуальними завданнями сьогодення, оскільки саме виробнича інфраструктура підприємства забезпечує належним чином обслуговування основного виробництва. В сучасних ринкових умовах процеси обслуговування виробництва зазнають значних змін щодо ускладнення їх змісту та обсягів, що зумовлено конструктивними змінами устаткування, концентрацією технологічних операцій, застосуванням більш складних систем управління тощо. Зміна ролі й змісту робіт, які виконуються підрозділами виробничої інфраструктури, перетворює їх з другорядних (допоміжних) у визначальні й вимагає нового підходу до форм і методів організації обслуговування основного виробництва.

У вітчизняній науковій літературі питанням щодо вирішення проблем організаційно-економічного розвитку виробничої інфраструктури, загалом, та виробничої інфраструктури промислового підприємства, зокрема, приділяється не достатня увага. У спеціальній науковій літературі з цього питання публікації нечисленні, а в тих, що є, викладені результати окремих досліджень, що не мають комплексного характеру. Серед нечисленних робіт значний вклад у дослідження проблематики формування та розвитку виробничої інфраструктури здійснили такі вітчизняні та закордонні вчені, як Р. Акбердин, Д. Абрамов, О. Ахумов, Г. Баженов, Н. Білоусова, Б.Буркинський, Є. Васильєва, Б. Власов, Р. Гейфман, Н. Глушич, Грачов,

Ю.Журавина, В. Золотов, І. Кондаурова, Н. Ніколаєва, В.Орешин, В.Семенов, А. Терехов, Є. Федюкович, Є. Чудакова, А. Шабалін, М. Цинзак, В. Хечієв, В.Яновський. Однак, жорсткі умови конкурентного середовища, його мінливість і складність вимагають комплексних досліджень проблематики формування й розвитку виробничої інфраструктури підприємств, оскільки від ефективного функціонування допоміжного виробництва залежить конкурентоспроможність промислового підприємства та його розвиток.

Існування інфраструктурного комплексу, формування і становлення якого історично пов'язане з розвитком продуктивних сил і територіальним поділом праці, об'єктивно обумовлене потребами населення, промислового і сільськогосподарського виробництва та наявністю підприємницьких структур в цілому. Інфраструктура, як економічна категорія, є достатньо вивченою. В той же час науковий пошук в цій сфері характеризується множинністю підходів та авторських позицій, що ускладнює їх узагальнення й розробку єдиної концепції.

Лінгвістична сутність терміну «інфраструктура» визначена досить давно – в перекладі з латині вона означає «основу», «фундамент». Ще на початку ХХ ст. інфраструктура була синонімом поняття «забезпечення» і застосовувалася здебільшого у військовій термінології. Хоча необхідно зазначити, що спроби економістів узагальнити та сформуванати комплексне уявлення про економічний сенс зазначеної категорії з'явилися ще в ХІХ ст. Так, А. Сміт в роботі «Дослідження про природу та причини багатства народів» зазначав необхідність створення «загальних споруд та установ, необхідних для суспільного виробництва, але не вигідних для приватного капіталу» [127]. Пізніше К. Маркс підкреслив наявність матеріальних умов праці як невід'ємної складової процесу праці: «Прямо вони не входять в нього (процес праці – авт.), але без них він (процес праці – авт.) або абсолютно неможливий, або може відбуватися лише у недосконалому вигляді. Прикладом можуть слугувати робочі будівлі, канали, дороги тощо».

Отже, первинно поняття інфраструктури включало транспорт, енергетику, пошту, виробничі комунікації, а А. Смітом, Д. Рікардо, К. Марксом державі відводилась провідна роль у регулюванні цих видів економічної діяльності. Проте зазначені вчені безпосередньо термін «інфраструктура» не застосовували.

Активне вивчення проблем інфраструктури в сучасності відновилося у 40-і роки ХХ століття. До відомих досліджень цього періоду відносяться роботи А. Янгсона, Х. Зінгера, П. Розенштейн-Родана [155]. На сьогодні ще існують суперечливі відомості стосовно першості введення терміну «інфраструктура» у науковий обіг. І якщо в середині минулого століття ця дефініція ототожнювалася із виробничим обслуговуванням промислового та сільськогосподарського виробництва, то з часом її зміст розширився і трансформувався до розуміння як сукупність галузей та видів діяльності, які обслуговують як виробничу, так і невиробничу сфери економіки. Появу в економічній термінології поняття «інфраструктура» прийнято пов'язувати з іменем американського економіста П. Розенштейн-Родана, який визначив її як комплекс загальних умов, що забезпечують сприятливий розвиток приватного підприємництва в основних галузях економіки.

З часом зміст поняття «інфраструктура» ще більш розширився і охопив обслуговуючі системи не лише виробництва, але і соціальної сфери. До галузей інфраструктури стали відносити будівництво доріг, каналів, портів, мостів, аеродромів, складів; водопостачання; каналізацію; загальну професійну освіту; охорону здоров'я тощо.

У вітчизняній економічній літературі, також як і в зарубіжній, відносно поняття інфраструктури немає єдиної думки. Найбільш узагальненим визначенням інфраструктури у вітчизняній економічній науці, на наш погляд, можна вважати таке: «Інфраструктура - це сукупність допоміжних галузей (підгалузей) виробничої і невиробничої (соціальної) сфери».

У більшості визначень автори намагаються вказувати на необхідний на їх погляд склад галузей, а існуючі відмінності у складі галузевих наборів

приводять до неоднозначного розуміння цього визначення. Прикладом однієї з таких дефініцій є зокрема наступне визначення [144]: «Інфраструктура - це комплекс галузей, обслуговуючих промислове і сільськогосподарське виробництво, будівництво шосейних доріг, каналів, водосховищ, портів, мостів, аеродромів, складів, енергетичне господарство, залізничний транспорт, зв'язок, водопостачання і каналізація, загальна і професійна освіта, витрати на науку, охорону здоров'я тощо».

Спроби перерахувати значну кількість галузей, як правило, призводять до «розмитості» визначення, в результаті якої втрачається суть самої категорії. Деякі автори, уникаючи громіздких перерахунків галузевого змісту, розглядають інфраструктуру як «допоміжний вид діяльності, спрямований на обслуговування головного об'єкту», хоча в цьому випадку втрачається конкретизація суб'єктивно-об'єктивної структури і не зрозуміло, що є головним об'єктом. Інші представляють інфраструктуру як «систему галузей і служб, що задовольняють потреби виробництва і населення (дороги, склади, транспорт, комунальне, побутове обслуговування тощо)». Таке визначення більшою мірою відображає структурні і функціональні аспекти цієї категорії.

Незважаючи на переваги і недоліки вище приведених визначень інфраструктури багато із них мають обмежений характер у зв'язку із включенням елементів виробничої і соціальних сфер, що не відображає повною мірою економічних функцій інфраструктури загалом і таких важливих елементів макроекономічної системи, як інституціональна, фінансова та ін.

В умовах сьогодення дефініція «інфраструктура» використовують в економіці, політиці, соціології, а також у багатьох технічних дисциплінах. Загальна ознака визначень інфраструктури у всіх сферах – те, що вона «перебуває в розпорядженні» і забезпечує «користувацькі функції». Необхідні для надання цього комплексу послуг персональні, організаційні, технічні, правові і соціальні передумови й утворюють інфраструктуру.

В залежності від інструментів, які використовуються при виявленні сутності та властивостей об'єктів інфраструктурного комплексу, його структури і факторів впливу, в науковій літературі пропонуються такі основні підходи до формулювання категорії «інфраструктура» [19; 21; 47]:

- політекономічний, філософсько-логічний та економіко-теоретичний;
- хронологічний, структурно-логічний, генеалогічний, функціональний;
- політекономічний, економічний, історичний, географічний.

Застосування наведених підходів залежить від цілей дослідження – оптимальна інтегральна модель інфраструктури має відображати та враховувати всі зазначені аспекти, оскільки відокремлене використання будь-якого з них істотно звужує уявлення дослідника про сутність інфраструктури. Результати аналізу теоретико-методологічних підходів до вивчення економічної сутності категорії «інфраструктура» наведено у таблиці 1.1.

Отже, незважаючи на існуюче різноманіття практичних та наукових досліджень з питань інфраструктурного розвитку, наразі відсутня єдина наукова позиція щодо визначення сутності категорії «інфраструктура». Узагальнюючи їх можна стверджувати, інфраструктура – це сукупність видів діяльності, умов, засобів і об'єктів, які мають допоміжний (обслуговуючий) характер відносно матеріального виробництва та забезпечують умови життєдіяльності суспільства.

Зважаючи на існуючі в економічній науці трактування поняття «інфраструктура», доцільно виокремити такі її ознаки: по-перше, в якості інфраструктури виділяються створення загальних умов для виробництва і забезпечення продовження процесу виробництва і обігу; по-друге, необхідно відрізнити поняття інфраструктури як сукупності галузей, які обслуговують основне виробництво, від поняття економічного потенціалу або матеріально-технічної бази інфраструктури, як сукупності матеріальних об'єктів, що входять у ці галузі; по-третє, необхідно розрізнити поняття "інфраструктура" і "сфера послуг". Перше поняття охоплює галузі, котрі створюють умови, необхідні для просування продукції від виробництва до кінцевого

споживання, а друге – галузі, які забезпечують обслуговування виробництва і населення [144].

Таблиця 1.1 – Групування теоретико-методологічних підходів до визначення категорії «інфраструктура»

Ключова сутність	Визначення
<i>Теоретико-економічний підхід</i>	
Інфраструктура – це умови праці та матеріального виробництва	Комплекс умов, які забезпечують розвиток виробництва в основних галузях економіки та задоволення потреб населення [96, 127, 155]
Інфраструктура – це база для розвитку інших галузей	Фундамент для розвитку всіх інших галузей господарства, база, яка обслуговує і забезпечує їх функціонування та розвиток [116]
Інфраструктура – це транзакційні витрати	Суспільні накладні витрати для створення нормальних економічних умов функціонування ринку
<i>Інституціональний підхід</i>	
Інфраструктура – це суспільно-ринковий інститут	Сукупність особливих інституцій, що надають спеціалізовані послуги господарюючим суб'єктам [61, 133]
<i>Структурно-функціональний підхід</i>	
Інфраструктура – це комплекс галузей та сукупність видів діяльності	Комплекс галузей національного господарства, які мають обслуговуючий характер [12, 55, 137]
Інфраструктура – це сукупність засобів	Система споруд та комунікацій, обслуговуючих економічну сферу національного господарства [64]
<i>Комплексний підхід</i>	
Інфраструктура – це сукупність галузей та підгалузей	Основними функціями яких є виробничі послуги і забезпечення економічного обігу в національній економіці. Вони створюють загальні умови для нормальної життєдіяльності населення та розміщення й успішного функціонування виробничої сфери [47, 60, 117]

Інфраструктура – це сукупність складових частин будь-якого об'єкта, що мають підпорядкований (допоміжний) характер і забезпечують умови для нормальної роботи об'єкта в цілому [98, с.398].

Виробнича інфраструктура розглядається як складна, динамічна, відкрита, вірогіднісна економічна система. Складність системи виявляється у ієрархічній побудові простих, елементарних систем, оскільки останні є сполученням одиничних причино-наслідкових зв'язків.

Виробнича інфраструктура є динамічною системою тому, що в ній мають місце прямі та зворотні зв'язки, а неочікувані відхилення від заданої траєкторії її руху компенсуються зворотнім зв'язком.

Якщо розглядати виробничу інфраструктуру з точки зору загально цивілізаційного розвитку, то вона історично і логічно є невід'ємною складовою будь-якої економічної системи і за свою сутність залежить від способу виробництва. В цілому вона склалася як органічна підсистема інфраструктури в результаті історичного розвитку товарного виробництва на базі промислового капіталу і відповідної еволюції ринкового господарства.

Історичний підхід до аналізу виробничої інфраструктури передбачає її розгляд в цивілізаційному і формаційному аспектах.

Цивілізаційний аспект полягає у віддзеркаленні розвитку виробничої інфраструктури відповідно до сукупності елементів матеріальної і духовної культур. Істотні зміни в цілеспрямованій діяльності людини, її способу мислення чинять безпосередній вплив на чинники виробництва і умови при яких вони взаємодіють.

Перехід до інформаційного суспільства привів до того, що вперше у історії людської цивілізації здатність мислити є безпосередньою продуктивною силою. Відповідно до цього формується і структура послуг виробничої інфраструктури. Таким чином, цивілізаційний аспект відбиває якісні зміни інфраструктури, суть яких полягає в тому, що з одного боку, чим вищий рівень культури виробництва, тим краще розвинена його інфраструктура, з іншого боку, чим ліпше організована і різноманітніша сфера допоміжних послуг, тим вища ефективність основного виробництва.

Формаційний аспект містить визначення місця виробничої інфраструктури в системі виробничих відносин на історичних щаблях розвитку суспільства з урахуванням інтересів різних груп, класів тощо. Згідно з цим підходом, чим вищий рівень усупільнення виробництва, тим більше видів діяльності виконують інфраструктурні галузі, які не завжди вигідні приватному капіталу.



Для дослідження суті виробничої інфраструктури доцільно розглянути її природу і специфіку організації. Природа появи виробничої інфраструктури закладена у взаємодії чинників виробництва. Загальною причиною, що спричинила відособлення виробничої інфраструктури в самостійну сферу економіки, став суспільний поділ праці. Зародження виробничої інфраструктури можна спостерігати вже в елементарних трудових процесах, де відбувається розподіл на основні і допоміжні операції, хоча в цьому випадку вона відноситься безпосередньо до створюваного продукту.

В процесі розвитку економічних відносин виробнича інфраструктура зазнавала значних змін. Використовуючи методологію дослідження генезису економічних систем, в розвитку виробничої інфраструктури можна виділити наступні етапи [12]:

1) формування передумов виникнення сфери послуг на основі розподілу праці;

2) зародження і становлення виробничої інфраструктури по мірі посилення взаємозв'язків між різними суб'єктами народногосподарської системи і виникнення недостаючи елементів у цій системі;

3) розвиток виробничої інфраструктури як невід'ємної складової сучасної ринкової економіки.

Методологічні основи дослідження виробничої інфраструктури включають в якості основного системний підхід, який передбачає, з одного боку, обґрунтування і подання її у вигляді відносно стійкої системи, а з іншого боку, - визначення взаємин між окремими її елементами і матеріальним виробництвом.

Розглядаючи суть виробничо-інфраструктурної діяльності, слід підкреслити, що вона лише сприяє виробництву готових до реалізації товарів, не забезпечуючи безпосереднього зростання прибутку. Внаслідок цього значна частина послуг виробничого характеру має надаватися

основному товаровиробникові ззовні - або державою, або фірмами, що спеціалізуються на виробничих послугах.

У сучасних економічних дослідженнях виробничу інфраструктуру розглядають як «галузь, що безпосередньо здійснює обслуговування матеріального виробництва: транспорт, зв'язок, матеріально-технічне забезпечення, включаючи енергопостачання тощо». До переваг цих підходів слід віднести виділення обслуговуючого характеру інфраструктурних галузей, що забезпечують ефективне функціонування усього суспільного виробництва.

Виробнича інфраструктура – це сукупність галузей і підгалузей, до основних функцій яких належать виробничі послуги і забезпечення економічного обігу в національній економіці, і які створюють загальні умови для розміщення і ефективного функціонування виробничої сфери. Загальні умови сучасного виробництва поєднують: всі види транспорту, засоби зв'язку, матеріально-технічне забезпечення та систему просування товарів, об'єкти електроенергетики, інформаційні технології.

З врахуванням приведеного сформульовано наступні функції виробничої інфраструктури: забезпечення руху матеріальних засобів (природних ресурсів; енергії; готових товарів); забезпечення руху робочої сили (трудових ресурсів); забезпечення руху виробничих фінансів; забезпечення просування виробничої інформації [144].

В той же час переважна більшість економістів вважають, що такий підхід не дозволяє досить чітко і однозначно визначити зміст поняття «виробнича інфраструктура». Спроба при цьому дати перерахунок тих галузей, що входять у виробничу інфраструктуру (транспорт, зв'язок, комунальне і ремонтне обслуговування тощо) не сприяє, на нашу думку, розкриттю суті її функціонування й не може охопити усього різноманіття діяльності виробничих інфраструктурних підрозділів.

Нераціональним видається також використання окремими авторами й іншого підходу, який можна назвати як техніко-технологічний, відповідно до

якого виробнича інфраструктура визначається як комплекс інженерно-технічних споруд і об'єктів, що забезпечують необхідні матеріально-технічні умови для розміщення й успішного функціонування підприємств промислового та сільськогосподарського виробництва.

Вдалою, на наш погляд, слід визнати спробу розгляду суті поняття виробничої інфраструктури на рівні взаємин, взаємодій основних і обслуговуючих суб'єктів економічної діяльності - як «сукупності блоків, пов'язаних з реалізацією продукції, матеріально-технічним постачанням, виробничо-технічним обслуговуванням, фінансово-кредитним забезпеченням, які знаходяться в стані взаємовідносин цих служб з товаровиробниками». В цьому визначенні підкреслюються передусім безпосередні взаємини різних обслуговуючих «блоків» з товаровиробником: в даному випадку ядром є товаровиробник, і саме на нього спрямована дія вторинного рівня суб'єктів інфраструктурного обслуговування [120].

Таким чином, в системі економічних стосунків можна виділити основну і допоміжну виробничу діяльність, доповнюючу її (транспорт, зв'язок, ремонтне господарство та ін.), що спрямована на обслуговування основного виробництва й обов'язково необхідна для його ефективного розвитку, шляхом надання послуг виробничого характеру [120].

Виробнича інфраструктура є ймовірнісною системою – це характерна риса будь-яких природних систем. Використовуючи термінологію системного управління, можна стверджувати, що виробнича інфраструктура (допоміжне виробництво) має такі системні елементи: мета, вхід, процес або операція, вихід, зовнішнє середовище та керуючі впливи.

Виробнича інфраструктура промислового підприємства є системоутворюючим елементом виробництва, що сприяє виробничій діяльності підприємства шляхом надання виробничих послуг. Виробнича інфраструктура підприємства становить складову частину виробництва, яка має підпорядкований, допоміжний характер та забезпечує нормальну

діяльність підприємства в цілому, сприяє її ефективності. Основними завданнями виробничої інфраструктури підприємства є:

- запобігання можливих відхилень ходу виробничого процесу від заданого;
- створення умов для реалізації переваг спеціалізованої організації основного виробництва;
- функціонування на основі технологічної, організаційної, техніко-економічної відповідності основного й допоміжного виробництв;
- забезпечення випуску продукції заданої якості при фіксованому обсязі ресурсів або заданого обсягу продукції при мінімумі витрачених ресурсів;
- забезпечення гнучкості основного виробництва при зміні номенклатури продукції, що випускається.

Виробничу інфраструктуру промислового підприємства складають його допоміжні й обслуговуючі виробництва. У виробничій інфраструктурі підприємства традиційно виділяють дві складові – зовнішню та внутрішню (рисунок 1.1).

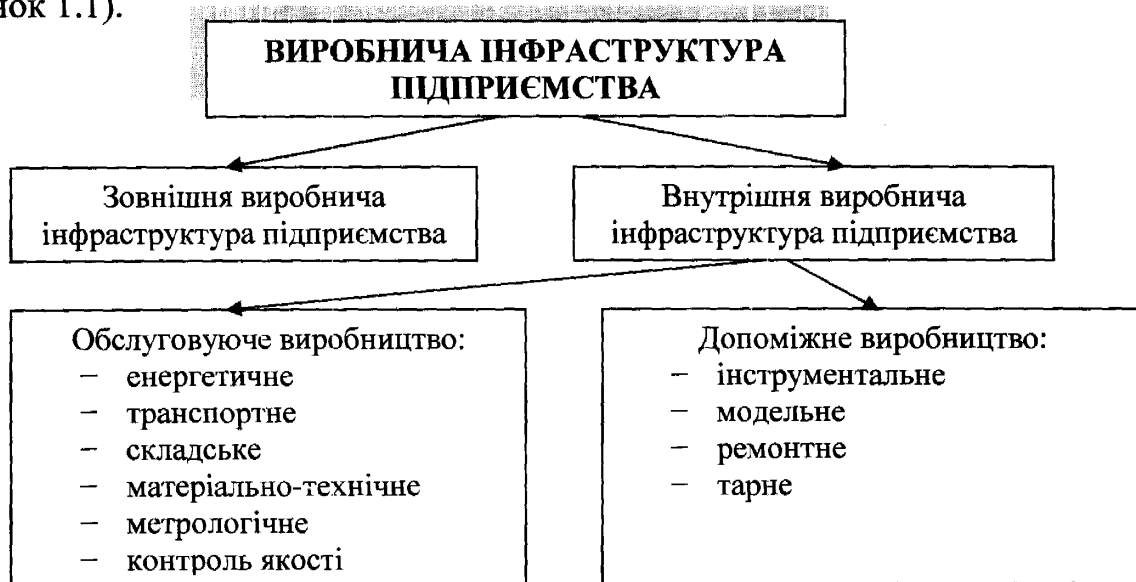


Рисунок 1.1 – Традиційний склад виробничої інфраструктури підприємства

В умовах сьогодення до виробничої інфраструктури відносять «сукупність матеріально-технічних систем, які забезпечують рух ресурсів і товарів в процесі промислового та сільськогосподарського виробництва».

Зокрема, окремі науковці стверджують, що виробнича інфраструктура виступає як підсистема господарства, яка створює і забезпечує загальні умови для функціонування виробництва, однаково необхідні для діяльності всіх сфер суспільного виробництва. Тісно пов'язаними з виробничою є інформаційна та інноваційна інфраструктури, а також митна, які часто відносять до досліджуваної нами категорії [144].

Інфраструктура має компоненту та територіальну структуру. Різним країнам, як і регіонам, властиві певні особливості у співвідношенні соціальної та виробничої інфраструктури. Це обумовлено здебільшого економічним розвитком, територіально-природними умовами, регіональною спеціалізацією та іншими факторами. Важливу роль для регіону та країни в цілому має морфологія (конфігурація) інфраструктурного комплексу, яка визначається принаймні двома основними характеристиками: місце розташування об'єкта та географія обслуговування [47]. В свою чергу, прояв функцій інфраструктури, що трансформують економічний простір, та її участь у регіональному розвитку полягає у наступному:

1. Обслуговуючо-забезпечувальна функція – інфраструктура сприяє здійсненню основних виробничо-господарських та соціально-економічних процесів об'єктів регіонального розвитку.

2. Морфологічно-визначальна функція – існуюча інфраструктура обумовлює форму та зміст процесів економічно-просторового розвитку регіону.

3. Функція розміщення – інфраструктура сприяє появі нових об'єктів промислового та сільськогосподарського виробництва, а також соціально-побутового призначення або трансформації існуючих.

4. Комунікаційна функція проявляється у тому, що інфраструктура виступає передумовою та засобом встановлення просторових (міжрегіональних) зв'язків.

5. Інтегруюча функція. За умов світової тенденції до глобалізації та інтеграції ця функція набуває актуальності, оскільки можливості

міжгалузевого, міжрегіонального та транснаціонального системотворення найчастіше ґрунтуються саме на інфраструктурній основі.

6. Функція диференціації – забезпечення окремих регіонів інфраструктурними об'єктами є причиною виникнення, посилення, стертя їх соціально-економічних відмінностей.

Виробнича інфраструктура складається не просто з набору елементів у вигляді різних підприємств, а із зв'язків і стосунків між ними, що визначає її суб'єктивно-об'єктивну структуру. Підприємствами матеріального виробництва і виробничої інфраструктури є суб'єкти, які вступають у відносини з приводу об'єкту - виробничої послуги. Стосунки між допоміжними суб'єктами і основним виробництвом породжують інтеграційні, цілісні властивості системи, забезпечуючи відносно самостійне існування та функціонування системи виробничої інфраструктури.

Розкриваючи роль виробничої інфраструктури в розвитку промислових підприємств, необхідно в першу чергу виділити внутрішньою і зовнішню для підприємства виробничу інфраструктуру.

Зовнішня виробнича інфраструктура розташовується за межами економічної системи підприємства, надає послуги виробничого характеру на умовах платності і складається з незалежних спеціалізованих підприємств (ремонтних, транспортних, складських, очисних та ін.), державних і муніципальних установ дорожнього господарства, систем тепло-, газо-, водопостачання, каналізації та інших елементів загальнорегіональної виробничої інфраструктури.

Внутрішня виробнича інфраструктура складається з підрозділів, що входять в економічну систему підприємства і надають допоміжні та обслуговуючі послуги для основної виробничої діяльності.

У теорії управління підприємством при характеристиці його виробничої структури прийнято виділяти основні цехи, допоміжні виробництва і обслуговуючі підрозділи. При цьому однозначного розмежування основного, допоміжного і обслуговуючого виробництва не

відбулося, деякі економісти відносять транспорт, складське господарство до обслуговуючих підрозділів, інші - до допоміжних виробництв [79].

Розглядаючи значення виробничої інфраструктури в розвитку економічних стосунків, слід зазначити, що одні і ті ж господарюючі суб'єкти можуть міняти свою роль в системі: бути і базисними (обслуговуваними) й інфраструктурними (обслуговуючими) залежно від прийнятого напрямку дослідження та переслідуваних цілей.

Організація виробничої інфраструктури представлена функціональними, галузевими, просторовими, періодичними і соціальними зв'язками, які зорієнтовані цільовим чином. Функціональна структура забезпечує рух виробничої послуги відповідно до стадій виробничо-комерційної діяльності господарюючих суб'єктів. Галузева структура організовує види виробничих послуг і їх матеріально-технічну базу у відповідності з суспільним розподілом праці, обумовленим потребами господарюючих суб'єктів. Просторова структура відображає територіальне використання виробничих послуг і розміщення елементів виробничої інфраструктури. Організаційно-управлінська структура характеризує адміністративно-господарський устрій. Періодична структура характеризує вигідність використання зовнішньої або внутрішньовиробничої інфраструктури в різні періоди часу. Соціальна структура відображає структуру працюючих за рівнем освіти, доходів, статі та іншим ознакам. В результаті діалектичної взаємодії усіх аспектів структурної організації виробнича інфраструктура є сукупністю економічних зв'язків з господарюючим суб'єктом. Внутрішня організація системи виробничої інфраструктури є сукупністю сфер діяльності і їх зв'язків (стосунків) [143].

Взаємозв'язок між структурою і функціональними можливостями системи виробничої інфраструктури можна представити наступним чином: чим різноманітніший галузевий набір виробничої інфраструктури, тим багатші її функціональні можливості. Якщо визначити цільову функцію виробничої інфраструктури тільки як забезпечення загальних (зовнішніх і

внутрішніх) умов безпосередньо технологічного процесу, то структура системи виробничої інфраструктури визначатиметься набором підприємств, що надають допоміжні послуги технологічному процесу господарюючого суб'єкта. Внутрішня організація виробничої інфраструктури у широкому трактуванні доповнюється тими сферами, залучення яких вимагає ринкове середовище або підприємство. В цьому випадку елементи зовнішнього середовища можуть стати внутрішніми елементами системи виробничої інфраструктури.

У економічній літературі, найчастіше, досліджується галузева організація виробничої інфраструктури. Різний набір елементів в ній залежить від умов господарювання. Розглядаючи елементи, що входять у виробничу інфраструктуру, деякі економісти виділяють її чотири великі групи: транспорт; енергетичні мережі; засоби зв'язку і телекомунікації; матеріально-технічне постачання і система просування товарів.

На наш погляд, хоча така класифікація і вносить істотний вклад в систематизацію елементів виробничої інфраструктури, виділяючи принципові відмінності у функціонуванні її окремих підгруп, проте в той же час, в ній не враховуються такі важливі складові як ремонтно-технічне обслуговування виробництва, система безпеки, охорона довкілля.

Враховуючи важливе значення на сучасному етапі забезпечення основного виробництва прогресивними засобами надання і обробки інформації, а також зростаючу ризикованість підприємництва і необхідність посилення охорони конфіденційної інформації, доцільно виділити відповідні інформаційні елементи виробничої інфраструктури. Також доцільно виокремити в окрему групу очисні споруди та інші засоби охорони довкілля.

Виробничу інфраструктуру варто розглядати не лише за галузевою ознакою, але і за територіально-галузевою. Особливістю такого виокремлення її елементів є прив'язаність їх до певної території. Так, вітчизняні науковці цілком логічно пропонують розглядати різні територіальні рівні функціонування виробничої інфраструктури, а саме:

виробнича інфраструктура світової спільноти; виробнича інфраструктура окремої держави; виробнича інфраструктура регіону; виробнича інфраструктура підприємства. При цьому необхідно підкреслити, що інфраструктура матеріального виробництва в національному масштабі, в масштабі окремого регіону і окремого підприємства відрізнятиметься по складу елементів, що входять в неї.

Як вже зазначалось, значні дослідження проблем розвитку виробничої інфраструктури здійснювалися на рівні регіонів, у рамках відособлених галузей [144]. На нашу думку, у виробничій структурі регіону слід виділити загальнорегіональну структуру, доступну для усіх підприємств регіону, і внутрішню інфраструктуру підприємств, оскільки управління ними здійснюється за різними принципами. Для промислових підприємств в загальнорегіональну структуру входитимуть спеціалізовані підприємства транспорту, зв'язку, складування, ремонту тощо.

При вивченні становлення і розвитку виробничої інфраструктури різних галузей необхідно врахувати, що їх розвиток не співпадав у часі. Це обумовлено розвитком основного виробництва, формами його організації і етапами НТП в галузях інфраструктури і матеріального сектора економіки. Удосконалення способу виробництва в одній сфері часто обумовлює кардинальні зміни у інших сферах суспільного виробництва. У зв'язку з цим, виробничу інфраструктуру можна класифікувати за етапами виникнення і поділити на ту, що формується, розвинену і регресуючу. У методологічному відношенні така класифікація важлива для поточного і особливо перспективного планування й прогнозування. Основу виробничої інфраструктури вітчизняної економіки складають розвинені елементи, що існують тривалий період часу в народному господарстві, без функціонування яких неможливо представити сам процес виробництва.

Відповідно до чинника часу в розвитку виробничої інфраструктури виділяють три типи інфраструктури: випереджаючий, своєчасний і такий, що запізнюється. Така класифікація важлива для практичного аналізу рівнів

інфраструктурного забезпечення основного виробництва. Вона дає можливість виявити ступінь відповідності потребам господарюючих суб'єктів як окремих елементів виробничої інфраструктури, так і її галузей в цілому.

Виробничу інфраструктуру доцільно також класифікувати за функціональним призначенням. Відповідно до цієї ознаки усі елементи інфраструктурного обслуговування стосовно діяльності господарюючого суб'єкта можна поділити на три групи: перша – галузі (чи підприємства), які забезпечують формування галузевого виробництва; друга – галузі (чи підприємства), які забезпечують умови функціонування безпосередньо технологічного процесу виробництва продукції; третя – галузі (чи підприємства), які забезпечують реалізацію готової продукції. Перша і третя групи представлені складським господарством, оптовою торгівлею, діловими послугами, інформаційним забезпеченням та ін. Відносно деяких сфер виробничої інфраструктури ця класифікація за ознакою обслуговування безпосередньо виробничого процесу і формування умов й реалізації товарів на ринку може вважатися умовною, оскільки ряд її елементів, таких як транспорт, носить міжгалузевий характер і через цю специфіку та особливості функціонування може бути віднесений до трьох груп одночасно [120].

Виробнича інфраструктура як складова економічної системи формується і розвивається за типом самої системи. Що складніше організована економічна система, тим більш різноманітніші функції, які виконує кожен структурний елемент. При переході до ринку виникла потреба в послугах з вивчення попиту і стимулювання продажів, отримання і обробки комерційної інформації, в послугах зі зниження витрат виробництва, підвищення економічності використання ресурсів, раціоналізації виробничих процесів, підвищення якісних характеристик і зростання різноманітності товарів і послуг, що надаються. У зв'язку з цим функції виробничої інфраструктури розширилися, і окрім обслуговування безпосередньо

технологічного процесу додалися функції, що побічно впливають на основне виробництво, пов'язані з інформаційним обслуговуванням, формуванням ділової стратегії. Збільшення використовуваного асортименту виробничих послуг підвищує питому вагу витрат на інфраструктурне обслуговування у рамках окремих підприємств. У сучасних умовах у країнах з розвинутою ринковою економікою потреби в послугах із забезпечення господарських зв'язків, впровадження досягнень НТП, стимулювання реалізації продукції, підвищення економічності і якісних характеристик виробництва досягають настільки великих масштабів, що спрацьовує «ефект масштабу» і стає вигідніше передати виробництво цих послуг спеціалізованим підприємствам виробничої інфраструктури. Причому, економія, що виникає з масштабів виробництва, досягається в даному випадку як за рахунок загального розвитку виробництва, так і за рахунок ефективнішого використання ресурсів підприємств основного і допоміжного виробництв [120].

Залежність між розвиненістю виробничої інфраструктури і ефективністю функціонування основного виробництва полягає в тому, що добре організована інфраструктура підвищує ефективність функціонування основного виробництва.

Отже, поліпшення виробничої інфраструктури може бути визначальним чинником при виведенні підприємств промисловості з кризи, оскільки виробнича інфраструктура забезпечує умови для успішного економічного розвитку сфери матеріального виробництва народного господарства.

Проведене дослідження процесу формування інфраструктури як наукової таксономічної одиниці дозволяє виокремити такі спільні проблеми, притаманні їй в цілому на всіх рівнях та зокрема виробничій:

1. Недосконалість існуючих механізмів забезпечення узгодженого регіонального та інфраструктурного розвитку.

2. Відсутність комплексного підходу до планування та реалізації програм розвитку виробничої інфраструктури на всіх рівнях управління.

3. Залишковий принцип фінансування виробничої інфраструктури, диспропорції у виділенні коштів на розвиток матеріального виробництва і сфери виробничого обслуговування.

4. Відношення інфраструктурних об'єктів до різних галузей, як результат – відсутність єдиного суб'єкта регулювання їх функціонування та розвитку.

5. Бар'єри у веденні підприємницької діяльності в інфраструктурному секторі внаслідок наявності природних монополій та інших вагомих причин.

Професор Беленький П.Ю. запропонував згрупувати коло проблем, пов'язаних із розвитком інфраструктури, до двох груп [12]:

- ті, що стосуються недооцінки ролі та місця інфраструктури в житті суспільства;
- які обумовлені багатогалузевим складом інфраструктурного комплексу.

В організації функціонування виробничої інфраструктури мають місце також такі недоліки [78]:

- відсутність комплексних підходів щодо організації систем обслуговування в умовах переходу до ринкових відносин;
- низька ефективність систем управління виробничою інфраструктурою;
- відсутність механізму економічної відповідальності;
- низький рівень централізації робіт по обслуговуванню виробництва.

Сьогодні вже незаперечним є факт прямої залежності ефективності матеріального виробництва від рівня розвитку інфраструктури. Також належний стан інфраструктури, її розвинута мережа виступають фактором інвестиційної привабливості регіону та притоку робочої сили.

У цілому функціонування підприємства та його виробничої інфраструктури мають розглядатися як система (у межах системного підходу) [53], як процес (у межах процесного підходу) [76] та як сукупність функцій (у межах функціонального підходу) [27].

Потреба в дослідженні підприємства з позиції його функціонування і зв'язків із зовнішнім середовищем є передумовою застосування функціонального підходу.

Під функціональним підходом розуміють оцінку системи з погляду оцінки тієї функції, для якої вона призначена як елемент системи більш високого порядку. У межах функціонального підходу підприємство можна розглядати як систему, для якої характерна наявність сукупності функцій та зв'язків між ними. Це дозволяє використовувати функціональний підхід при вивченні не тільки власне підприємства, а і його внутрішньої структури. Реалізація функції виробництва супроводжується одночасно реалізацією трьох основних загальних функцій – управління, обслуговування та функцій, що забезпечують загальні умови процесу відтворення. Без їхньої реалізації функція виробництва стає попросту неможливою та втрачає сенс [27].

Як відомо, обслуговування виробництва, тобто інфраструктурне забезпечення, здійснюється виконанням функцій безпосереднього обслуговування: організація ремонту обладнання, організація транспортного обслуговування, складського господарства, енергозабезпечення, зв'язку, інструментального забезпечення, що є частковими функціями загальної функції обслуговування основного виробництва промислового підприємства. Вони не відрізняються ні за місцем у загальному виробничому процесі, ні за роллю у застосуванні принципів його організації. Ці функції безпосереднього обслуговування реалізуються наданням послуг промислового призначення. Часткові функції обслуговування основного виробництва (ремонтна, інструментальна, енергетична, транспортна, складська) виконують підрозділи виробничої інфраструктури підприємства. Види організації виробничої інфраструктури промислового підприємства представлено на рисунку 1.2 [144].

При децентралізованій структурі всі види робіт з інфраструктурного забезпечення, тобто робіт та послуг, які надають підрозділи виробничої інфраструктури підприємства, проводяться силами підрозділів виробничої

інфраструктури, що входять до складу цехів основного виробництва. При змішаній структурі частина робіт з інфраструктурного забезпечення виконується силами спеціалізованих цехів підприємства.

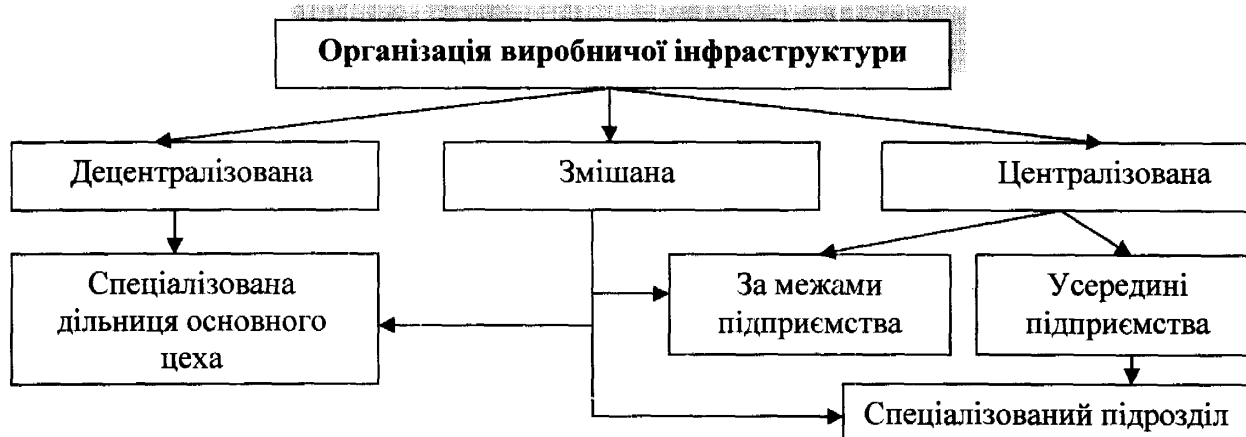


Рисунок 1.2 – Види організації виробничої інфраструктури промислового підприємства

При централізованій організації всі види робіт виконуються силами спеціалізованих підрозділів виробничої інфраструктури (цехів), що входять до складу основного виробництва, або спеціалізованими організаціями, які діють за межами промислового підприємства (застосування аутсорсингу, субконтрактингу).

В умовах сьогодення більшість промислових підприємств увесь комплекс робіт з інфраструктурного забезпечення виконують самостійно, і найбільш типовою є змішана форма організації, що призводить до великих нерациональних витрат, розпорошеності коштів, устаткування, робочої сили тощо. Роздробленість підрозділів виробничої інфраструктури та низький рівень їх спеціалізації перешкоджають створенню відповідної технічної бази й прогресивних форм організації інфраструктурних робіт. Для допоміжних та обслуговуючих виробництв, які є складовими виробничої інфраструктури підприємства, характерні одиничний і дрібносерійний типи виробництва зі значними витратами ручної праці, а продукція, що виготовляється, значно

дорожча й менш якісна, ніж на спеціалізованих підприємствах. Останніми роками спостерігається тенденція до централізації в масштабі окремих галузей з використанням відповідної організаційної й технічної бази ряду функцій обслуговування виробництва.

В умовах сьогодення на вітчизняних промислових підприємствах, особливо великих, найтиповішою є змішана форма організації виробничої інфраструктури, що призводить до значних нераціональних витрат, простоїв устаткування та персоналу, їхнього неефективного використання. Незадовільна діяльність підрозділів виробничої інфраструктури, низький рівень їхньої спеціалізації перешкоджають створенню міцної технічної бази та прогресивній організації виконання функції обслуговування основного виробництва на промисловому підприємстві. На багатьох вітчизняних промислових підприємствах сьогодні виникає нагальна потреба переглянути організацію виробництва, зокрема, з погляду її реорганізації.

Отже, можна зробити висновок, що роль виробничої інфраструктури в розвитку промислового виробництва при ускладненні виробничих процесів і появі нових господарських зв'язків між учасниками ринку постійно зростає. З розвитком ринкових стосунків розширився склад елементів, що входять у виробничу інфраструктуру, окремі її елементи стали виступати як обслуговуваними, так і обслуговуючими підсистемами.

Це стосується нафтогазовидобувних підприємств, де провідні транснаціональні корпорації створюють навіть спеціальні сервісні інфраструктурні підрозділи.

1.2 Система ремонтного обслуговування у виробничій інфраструктурі підприємства

Забезпечення безперебійної роботи та технічного стану основних виробничих засобів, які мають відповідати вимогам технологічного процесу,

є одним з визначальних факторів успішного функціонування підприємства. Разом з тим реалії сучасної економіки вимагають максимально мінімізувати витрати діяльності, у тому числі й на технічне обслуговування та ремонт обладнання. Одночасне вирішення цих питань досягається раціональною організацією ремонту та технічного обслуговування основних засобів на підприємстві.

Розгляду цих проблем присвячені роботи багатьох відомих вчених-економістів таких як: Р. Акбердін, І. Благун, Б. Власов, В. Гончаров, Л. Драгун, Р. Івуть, Р. Колєгаєв, І. Мазур, А. Орлов, П. Перерва, Р. Петухов, С. Хейнман, В. Якобас, М. Якобсон, А. Яковлев та інші. В той же час, незважаючи на пророблену у цьому напрямі значну роботу, проблема підвищення ефективності ремонтного обслуговування виробництва, особливо в умовах економічної кризи, залишається актуальною, оскільки проведені дослідження не охоплюють ряд як теоретичних так й практичних аспектів вирішення цієї проблеми в реальних виробничих умовах. Сучасні умови господарювання вимагають змін у організації, плануванні, фінансуванні, ціноутворенні й управлінні процесами ремонтного обслуговування виробництва з метою зменшення витрат на їх проведення і одночасним підвищенням повноти та якості ремонтного обслуговування.

Основною вимогою, спрямованою на підвищення ефективності сучасного виробництва, є вдосконалення організації управління технічним станом машин і устаткування. Технічний стан машин і устаткування має значний вплив на такі найважливіші показники ефективності і якості роботи, як собівартість продукції, фондівіддача, рентабельність тощо. Ефективне використання машин і устаткування багато в чому залежить від організації ремонту і технічного обслуговування. Для утримання в працездатному стані величезного парку машин, наявного нині на підприємствах, необхідно мати розвинену ремонтно-обслуговуючу базу, оснащену сучасним устаткуванням.

Загалом, система технічного обслуговування і ремонту (СТОІР) – важлива складова економіки країни. Транспортні засоби, верстатний парк

підприємств, сільськогосподарська, лісозаготівельна, дорожньобудівельна і інша техніка не можуть ефективно функціонувати без добре організованої, технічно оснащеної і потужної СТОІР.

СТОІР підприємствами - це сукупність відділів і виробничих підрозділів, зайнятих аналізом технічного стану технологічного устаткування, наглядом за його станом, технічним обслуговуванням і ремонтом, поліпшенню його використання, а також розробкою заходів по заміні зношеного устаткування на прогресивніше. Виконання цих робіт має бути організоване з мінімальними простоями устаткування, в мінімально короткі терміни, якісно і з мінімальними витратами.

Згідно чинного законодавства України СТОІР трактується наступним чином, а саме [100-101]:

система технічного обслуговування та ремонту (СТОІР) - сукупність взаємопов'язаних засобів документації технічного обслуговування, ремонту й виконавців, необхідна для підтримання та відновлення якості складових, що входять у цю систему;

система технічного обслуговування і ремонту (СТОІР) - сукупність ресурсів, засобів технічного обслуговування і ремонту, нормативних документів та оформлених технологічних процесів виконавця технічного обслуговування і ремонту; технічних засобів.

СТОІР техніки є сукупністю засобів і виконавців, необхідних для підтримки й відновлення якості експлуатованих машин. Технічне обслуговування виступає як комплекс операцій або окрема операція з підтримки працездатності машин при їх використанні за призначенням, очікуванні роботи, зберіганні й транспортуванні [74].

Технічне обслуговування і ремонт (ТОІР) може здійснюватися із застосуванням різних форм і методів організації та проведення технічних дій. Під формою проведення ТОІР розуміють комплекс організаційно-технічних заходів, що забезпечують можливість організації і проведення технічних дій. В першу чергу це система життєзабезпечення, організація і стратегія ТОІР.

Під методом проведення технічної дії розуміється комплекс організаційно-технологічних заходів, спрямованих на виконання технологічних операцій ТОІР.

В основу створення СТОІР мають бути покладені принципи, що однозначно визначають взаємини між усіма учасниками виробництва і використання машин. СТОІР машин є дуже складним і наукомістким комплексом, який починає формуватися задовго до появи машини в металі. Проектування і виготовлення машини є базою для формування з одного боку - властивостей нової машини, з іншої - системи технічних дій, тобто - технічного обслуговування і ремонту. Розробка технічних дій базується на елементах теорій надійності, технології, економіки, організації, управління і інших наукових дисциплін [107].

Науково обґрунтована система заходів по ТОІР машин враховує закономірності прояву їх загальних властивостей. Це система відповідно до технічних, конструктивних параметрів машин і особливостей їх експлуатації передбачає склад робіт по технічному обслуговуванню і здійсненню одних в примусовому порядку з метою профілактики, запобігання аварійному зносу, поломок, порушення регулювань, що впливають на якість роботи машини, а інших - у міру виявлення дійсної необхідності їх виконання. СТОІР відповідає завданням високопродуктивного використання машин [108].

В процесі історичного вдосконалення СТОІР була створена як найбільш економічно виправдана система планово-запобіжного обслуговування і ремонту, яка має місце і на сьогодні. Під планово-запобіжною системою обслуговування і ремонту розуміють сукупність взаємозв'язаних засобів, документації і виконавців, необхідних для підтримки і відновлення якості машин шляхом діагностування, обслуговування та ремонту [87]. У цю сукупність входить значна кількість елементів: основні засоби ТОІР (ремонтно-обслуговуюча база); оборотні кошти (запчастини і матеріали); виконавці (ремонтні робітники); технологічні регламенти (нормативно-технічна документація); пересувне

технологічне устаткування і безпосередньо техніка для ТОІР. Організація ТОІР визначається стратегією ремонту, складом нормативно-технологічної документації і статусом обслуговування (гарантійного або післягарантійного).

Найширше застосування у практиці вітчизняних підприємств отримала система планово - попереджувальних ремонтів.

Система планово-попереджувальних ремонтів (ППР) - це сукупність запланованих технічних і організаційних заходів щодо догляду, нагляду й ремонту устаткування, проведених по заздалегідь складеному плану з метою попередження прогресуючого зносу, раптових виходів устаткування з ладу і підтримки його в працездатному стані.

Система ППР передбачає догляд за устаткуванням; міжремонтне обслуговування; огляди, перевірку на точність, промивання устаткування і заміну мастил; періодичні планові ремонти – малі, середні і капітальні [87].

Ремонтні роботи устаткування включають проведення малого (поточного), середнього і капітального ремонту. Малим (поточним) ремонтом називають мінімальний по обсягу ремонт, при якому заміною чи відновленням швидкозношуваних деталей і регулюванням механізмів досягається нормальна робота устаткування до чергового планового ремонту. Середній ремонт - це ремонт, при якому виконуються часткове розбирання основних вузлів устаткування, заміна і відновлення зношених деталей. Виконується такий ремонт без зняття устаткування з фундаменту. Капітальний ремонт здійснюється тоді, коли вимагаються повне розбирання і ремонт базових деталей, заміна зношених деталей і вузлів. З капітальним ремонтом, як правило, поєднують модернізацію устаткування. Вузловий ремонт - це ремонт, заміни цілих вузлів новими або заздалегідь відремонтованими.

У науковій літературі історично склалися три принципові схеми організації СТОІР підприємства: децентралізована, централізована і змішана, кожна з яких має свої переваги і недоліки [80].

Характерною рисою децентралізованої форми організації ТОІР є наявність цехових ремонтних баз, на які покладений весь об'єм цехових ремонтних робіт. Важливою перевагою цієї форми організації ТОІР є те, що витрати на усі види ремонтів включаються у собівартість продукції за місцем їх виконання, що дозволяє проводити аналіз цих робіт в аспекті матеріальних і трудових витрат. Проте, при децентралізованій формі організації ТОІР роботі ремонтних бригад надається другорядне значення, що спричиняє неефективне використання кадрів. До того ж, як показує практика, цехові ремонтні бази в основному не оснащені комплектом сучасного устаткування та інструментом для забезпечення необхідної якості ремонту.

При централізованій формі усі види ремонтів здійснює централізована ремонтна служба. Проте, ремонт електричних, теплотехнічних і інших частин устаткування виконується відповідними підрозділами підприємства, що часто призводить до простоїв через неузгодженість дій окремих керівників.

Змішана форма є такою формою організації ТОІР, при якій поточний ремонт і технічне обслуговування здійснюються цеховими ремонтними базами, а капітальний - ремонтно-механічним цехом. Таким чином, ремонтні ресурси підприємства розосереджені між ремонтно-механічним цехом і цеховими ремонтними базами, що унеможливорює оптимальне використання трудових і матеріальних ресурсів. Ще одним істотним недоліком цієї форми ремонтів є труднощі в управлінні витратами з ремонтного обслуговування загалом. Причиною є те, що витрати на ремонт, що виконуються ремонтними базами, включаються у цехову собівартість, а витрати ремонтно-механічного цеху оформляються у вигляді послуг.

Очевидно, що в сучасних умовах доцільним є створення централізованої структури управління ремонтним обслуговуванням, оскільки фінансова стійкість і економічні показники діяльності підприємства залежать від ефективності роботи кожної його служби. Таким чином, на промислових підприємствах необхідно створювати комплексну СТОІР устаткування у

рамках єдиної служби, що підпорядковується безпосередньо головному інженеру [110].

Центральним моментом, який багато в чому визначає ефективність СТОІР, є розробка організаційно-технологічного комплексу що забезпечує управління технічним станом машини в процесі її використання [111].

Ефективне функціонування СТОІР і створення споживачеві умов для забезпечення мінімальних витрат на використання машини можна досягти лише за умови комплексного вирішення усіх вищезгаданих завдань. Основною метою формування оптимальної СТОІР є мінімізація сумарних витрат на використання машини впродовж їх усього життєвого циклу. Справний стан і працездатність машин і устаткування впродовж усього періоду експлуатації підтримуються шляхом проведення технічних регламентів, які поділяються на дві групи [80].

Перша група дій служить для підтримки заданого рівня надійності машин і устаткування в умовах їх експлуатації шляхом зменшення інтенсивності зношування деталей і складальних одиниць, попередження відмов і несправностей, а також своєчасного їх виявлення. Технічні дії цієї групи зазвичай називають технічним обслуговуванням.

До другої групи відносяться дії, в процесі яких виникаючі несправності і відмови машин усуваються шляхом заміни або відновлення деталей і складальних одиниць, що досягли граничного зносу (стану). Технічні дії другої групи спрямовані на відновлення заданого рівня надійності машин і устаткування вважаються ремонтом. Ремонт може здійснюватися шляхом заміни елементів машини, що досягли критичного стану на: нові без їх відновлення; на відновлені; на придатні без ремонту деталі, що вже були вживані і зберегли необхідний міжремонтний ресурс; з використанням деталей усіх трьох груп [37].

У науковій літературі розрізняють поточний і капітальний ремонт. Поточний ремонт виконується для відновлення працездатності машини (устаткування), що полягає в заміні її окремих елементів (складових частин).

Він призначений для усунення виникаючих відмов і несправностей та сприяє досягненню оптимальних норм корисного використання до критичного моменту виникнення стану або необхідності капітального ремонту. Поточний ремонт виконується шляхом проведення розбірних, слюсарних, зварювальних і інших необхідних робіт із заміною: у агрегаті - окремих деталей, що досягли критичного стану (окрім базових), у машини - окремих агрегатів, що вимагають поточного або капітального ремонту з наступною зборкою об'єкту ремонту.

Можна виділити наступні основні способи проведення поточного ремонту [88].

1. Поточний ремонт на рівні деталей, при проведенні якого здійснюється заміна деталей, що відмовили, новими або відремонтованими.

2. Поточний ремонт на рівні агрегату, при проведенні котрого відновлюється ресурс одного з агрегатів.

При цьому час простою машини може співпадати з тривалістю відновлення ресурсу об'єкта ремонту, а може бути меншим від цього часу і дорівнювати часу заміни об'єкта ремонту. Якщо час простою машини більший від часу заміни об'єкта ремонту, то досить часто застосовують так званий агрегатний ремонт, при якому агрегат, що відмовив, знеособлюється і замінюється новим або заздалегідь відремонтованим.

Застосування принципу знеособлення означає для споживача машини зміну статусу технічною дією. Процес заміни агрегату, що відмовив, на заздалегідь відремонтований є, за своєю суттю, поточним ремонтом. Такий підхід значно скорочує споживачеві час перебування машини в ремонті через відмови агрегату. Оскільки плата за ремонт агрегату здійснюється в процесі обміну, задовго до початку ремонту, то кожна із сторін (виробник і замовник) має рівні степені ризику отримання економічних втрат через невідповідності фактичного стану об'єкту ремонту і ціни ремонту. Тому питання відповідності ціни ремонту і технічного стану ремонтovanого об'єкту є вирішальним при виборі замовником (споживачем машини) виконавця

технічної дії (ремонтне підприємство). До теперішнього часу питання ціноутворення при ремонтах є не достатньо врегульованим.

Капітальний ремонт виконується для відновлення (повного або близько до повного) ресурсу техніки, її складових одиниць із заміною або відновленням будь-яких складових частин, включаючи базові. При проведенні капітального ремонту здійснюється повне розбирання агрегату або машини на деталі, визначення технічного стану кожної з них з наступною зборкою об'єктів ремонту з деталей, придатних без ремонту, відремонтованих і нових.

Степінь дії на машину визначає об'єм ремонтних робіт, які необхідно виконати для відновлення працездатності машини. Розрізняють капітальний ремонт агрегатів і ремонт повнокомплектної машини. Машина спрямовується на капітальний ремонт, якщо декілька агрегатів досягли граничного стану і вимагають заміни базових деталей. Агрегат спрямовується в капітальний ремонт, якщо базові і основні деталі потребують ремонту, що вимагає повного розбирання агрегату, а працездатність агрегату не може бути відновлена шляхом проведення поточного ремонту з технічних або економічних причин [88].

Момент проведення ремонту визначається стратегією ТОІР. Виконавець і місце проведення ремонту визначається застосовуваною схемою організації системи життєзабезпечення, під якою треба розуміти сформований на нормативно-правових взаєминах комплекс заходів по формуванню, реалізації і підтримці якості машини на оптимальному рівні впродовж усього її життєвого циклу.

Організація і технологія ремонту створюють єдиний комплекс, що забезпечує відновлення певного рівня працездатності машини за фіксованих умов проведення ремонту і є основними чинниками, що визначають методи ремонту. Вони залежать від цілого ряду причин: рівня розвиненості інфраструктури ТОІР; рівня оснащеності ремонтно-обслуговуючої бази ремонтно-технологічним устаткуванням (РТО); форми власності і

приналежності ремонтно-обслуговуючої бази регіону певному учасникові системи життєзабезпечення; віддаленості ремонтно-обслуговуючої бази від місця дислокації машин, міри використання залишкового ресурсу деталей в процесі ремонту; системи ціноутворення при ремонті; рівня спеціалізації ремонтного підприємства; рівня обслуговування і якості виконання ремонтних робіт та інших параметрів [87].

Для кожного конкретного випадку можуть використовуватися різні форми і методи проведення технічних дій [88]. Знеособленим вважають такий ремонт, коли придатні (чи ті, що підлягають відновленню) деталі і агрегати втрачають приналежність до машини, в якій вони функціонували до ремонту.

Проте, як показує аналіз стану підприємств, що здійснювали знеособлений ремонт, основні з цих висновків в умовах сьогодення не підтвердилися: терміни ремонту істотно перевищували регламентовані, вартість ремонту - висока, якість ремонту низька, велика частина площ цехів була зайнята розібраними машинами, яких розбиралося значно більше, ніж виходило з ремонту. Відсутність для ремонтного підприємства мотивацій для збору і обробки інформації про стан ремонтного фонду, види дефектів, статтях витрат на знеособлений ремонт зумовило істотне відставання вітчизняного ремонтного виробництва. До теперішнього часу не вирішені питання диспетчеризації, управління і, на кінець, якості ремонту машин.

Незнеособлений капітальний ремонт припускає використання у відремонтованій машині усіх деталей, що належать їй до ремонту, окрім замінюваних на нові, або відновлені. Відносна складність організації незнеособленого капітального ремонту викликає необхідність створення спеціальної системи відстежування деталей, вузлів і агрегатів в процесі ремонтів і узгодження за тривалістю різних паралельно-послідовних операцій ремонту. Проте при існуючому рівні розвитку технологій, обчислювальної і інформаційної техніки це питання перестало бути складною проблемою і успішно вирішується на сьогодні за кордоном і на

деяких підприємствах нашої країни. Прив'язка існуючих обчислювально-інформаційних комплексів до вирішення багатопланових завдань незнеособленого капітального ремонту дозволить прискорити процес його впровадження на ремонтних заводах і підвищити якість ремонту. Технологічний ланцюжок при незнеособленому капітальному ремонті будується таким чином, щоб забезпечувалося виконання усього комплексу ремонтних робіт. При проведенні технології незнеособленого капітального ремонту необхідно щоб знята з машини деталь не залишалася в нерухомому стані, а знаходилася або в русі, або в роботі до моменту вступу її на зборку [88].

Маршрути руху деталей визначаються послідовністю робіт і умовою найменшого числа перевалок. Деталі вузла (замовлення) не розукомплектовуються і не знеособлюються, комплектування деталей на замовлення робиться за час, що рівний часу ремонту, і передує моменту початку зборки. Увесь ремонтний процес фіксується в оперативно-виробничій документації, яка служить базою для здійснення оперативного управління якістю ремонтів і вирішення завдань функціонування інформаційного комплексу.

Тому у більшості розвинених країн система знеособленого ремонту не отримала широкого розвитку і застосовується, в основному, на потужних підприємствах з великими програмами ремонту, при застосуванні потокових технологій.

Очевидно, що організація процесу управління ТОІР устаткування значно впливає на ефективність функціонування усієї виробничої системи. Через несправності устаткування і його простоїв в ремонтах, порушується виробничий процес, а отже, погіршуються і техніко-економічні показники діяльності підприємства.

Необхідність управління підвищенням ефективності ремонтного господарства пояснюється також і тим, що ця сфера діяльності багато в чому

формує собівартість продукції, що випускається, її якість і продуктивність праці на підприємстві.

У економічній літературі ще з середини 60-х рр. ХХ ст. питанням органічного поєднання основного і ремонтного виробництв, зниженню витрат на капітальний і поточний ремонт устаткування надавалась серйозна увага. У рамках цього напрямку виявлено дві основні проблеми:

- вибір раціональної форми управління ремонтами і технічним обслуговуванням устаткування;
- обґрунтування доцільності капітальних ремонтів.

У сучасних умовах ці проблеми не лише не втратили актуальність, але і набули ще більшого значення. На жаль, досягнення НТП в основному виробництві (насичення підприємств дорогим устаткуванням, ускладнення техніки і технології) поки що не внесли істотних змін в організацію ТОІР устаткування на вітчизняних підприємствах. Очевидно, що організація СТОІР устаткування повинна здійснюватися згідно заздалегідь розробленого, технічно і економічно обґрунтованого проекту.

1.3 Особливості проведення ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах

Безперервність процесу видобутку нафти та газу в значною мірою 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, попередження зносу обладнання, який може викликати аварії і простої 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.

У науковій літературі виокремлюють наступні причини, що зумовлюють необхідність проведення ремонтних робіт у нафтових свердловинах [14-15, 91-93]:

а) необхідність переобладнання свердловин у відповідності до умов розробки родовища;

б) потреба планових періодичних зупинок у ході тривалої експлуатації для профілактики устаткування, зміни режиму роботи, способу експлуатації чи призначення свердловини, проведення геолого-технічних заходів з метою підвищення продуктивності свердловини;

в) необхідність відновлення нормальної роботи свердловин за наявності різних ускладнень (відкладання: солей, парафіну, асфальтено-смолистих речовин, водо-прояви, утворення гідратів, корозія тощо);

г) вимоги технології раціональної розробки родовища, покладу чи пласта;

г) невідповідність конструкції свердловини умовам експлуатації та розробки родовища, вимогам з охорони надр і довкілля;

д) невідповідність дебіту нафти, газу, вмісту води в продукції та їх змін параметрам продуктивного пласта стосовно видобувних свердловин і приймальності, тиску закачування та їх змін параметрам пласта стосовно до нагнітальних свердловин;

е) виникнення аварійних ситуацій чи аварій, що пов'язані із свердловинним устаткуванням, дослідними приладами тощо.

З метою забезпечення ефективної організації ремонтних робіт на родовищах нафтогазовидобувних підприємств було розроблено та затверджено стандарт підприємства СОУ 11.2-30019775-168:2010 «Свердловини на нафту і газ. Поточний та капітальний ремонт свердловин. Класифікатор робіт та порядок їх проведення» (в подальшому – СОУ-

168:2010), що містить класифікатор робіт з поточного і капітального ремонту свердловин та встановлює єдині вимоги щодо порядку організації і виконання робіт з поточного і капітального ремонту свердловин.

Одним із шляхів вирішення завдань щодо забезпечення ефективної організації будь-яких робіт є вдосконалення системи їх планування, обліку і моніторингу. Найважливішим інструментом цієї системи є класифікатор, який являє собою систематизований перелік поіменованих об'єктів, кожному з яких відповідно надано унікальний код. Класифікація об'єктів здійснюється згідно з правилами розподілу заданої сукупності об'єктів на класифікаційні угруповання відповідно до встановлених ознак їх відмінності або схожості. Класифікатор є стандартизованою кодовою мовою документів, фінансових звітів і застосовується в автоматизованих системах управління і обробки інформації автоматизованими системами.

В класифікаторі ремонтних робіт, який є складовою частиною СОУ-168:2010, визначено 19 видів робіт з капітального ремонту свердловин і 8 видів робіт з поточного ремонту свердловин, а саме:

Види капітального ремонту [130]:

- ремонтно-ізоляційні роботи;
- усування негерметичності експлуатаційної колони;
- ревізія, заміна, опресовування і усунення негерметичності НКТ;
- ліквідація аварій, які сталися в процесі експлуатації свердловини або її ремонту;
- переведення на інші горизонти і прилучення пластів;
- встановлення та ремонт глибинного обладнання типу ОРЕ, ОРЗ, пакерів, циркуляційних клапанів, клапанів-відсікачів;
- комплекс підземних робіт, пов'язаних з бурінням;
- обробка привибійної зони (інтенсифікація роботи свердловини);
- обстеження технічного стану свердловин;
- переведення свердловини на використання за іншим призначенням;
- переведення свердловин на інший спосіб експлуатації;

- оптимізація режиму експлуатації;
- введення в експлуатацію і ремонт нагнітальних свердловин;
- консервація і розконсервація свердловин;
- ліквідація міжколонних газонафтоводопроводів за допомогою спеціальних речовин;
- закріплення порід у привибійній зоні свердловини;
- ліквідація свердловин;
- заміна колонних головок, фонтанних арматур;
- відновлення свердловини з ліквідації.

Види поточного ремонту свердловин:

- облаштування устя свердловин наземним обладнанням під час введення в експлуатацію (з буріння, консервації, освоєння, бездіяльності);
- ремонт свердловин, обладнаних ШГН;
- ремонт свердловин, обладнаних ЕВН;
- ремонт фонтанних свердловин;
- ремонт газліфтних свердловин;
- ревізія і заміна обладнання артезіанських і поглинаючих свердловин;
- очищення, промивання вибою, піщаних пробок тампонажними агрегатами, буровими насосами, чи методами продування свердловини;
- дослідні і ловильні роботи через устьові герметизувальні пристрої.

В залежності від використовуваного обладнання та умов виконання робіт вищевказані види робіт підрозділяються в класифікаторі на підвиди.

Структура технічних, технологічних вимог, а також вимог безпеки в СОУ-168:2010 складається з таких основних частин:

- загальні вимоги до проведення ремонтних робіт; комплекс підготовчих робіт; підземний ремонт свердловин; капітальний ремонт свердловин; ремонт свердловин за допомогою гнучких труб; особливості ремонту свердловин на родовищах з аномально високими і аномально низькими тисками; аварії під час ремонту свердловин; оцінка результативності ремонтних робіт;

- вимоги безпеки під час поточного і капітального ремонту свердловин та інтенсифікації видобування вуглеводнів; охорона довкілля під час поточного і капітального ремонту свердловин та інтенсифікації видобування вуглеводнів [130].

Підземний ремонт свердловин – це ремонтні роботи, які здійснюються у свердловинах і скеровані на встановлення свердловинного (підземного) устаткування та підтримування свердловин у придатному стані. У залежності від складності робіт підземний ремонт (ПРС) поділяють на поточний і капітальний. У промисловій практиці, здебільшого, під терміном «підземний ремонт» часто розуміють тільки поточний ремонт свердловин [14].

Поточним (підземним) ремонтом свердловин (ПотРС) називають комплекс робіт, який пов'язаний із підтримуванням свердловинного устаткування у роботоздатному стані та підтриманні заданого режиму роботи свердловин. До поточного ремонту відносяться такі роботи [14]:

- 1) оснащення свердловини підземним устаткуванням під час введення в експлуатацію чи зміни способу експлуатації;
- 2) забезпечення оптимізації режиму експлуатації свердловин;
- 3) відновлення роботопридатності свердловинного і гирлового устаткування;
- 4) очищення і промивання піднімальної колони труб і вибою від парафінових і соляних відкладів, гідратних і піщаних пробок.

Серед цього комплексу можна виділити роботи:

- 1) планово – попереджувальні – ревізія і заміна насосів, клапанів та іншого устаткування, усування негерметичності насосно-компресорних труб, піщаних і гідратних пробок, відкладів парафіну і солей; ці ремонти, виходячи із доцільності здійснюють, як правило, в разі зниження початкового дебіту на 30-40%;
- 2) вимушені – усування обривів чи відкритів штанг, полірованого штока, пошкоджень кабеля;

3) технологічні – заміна устаткування на інший типорозмір, переведення свердловини на інший спосіб експлуатації, встановлення нового чи дослідного устаткування.

Капітальний ремонт свердловин (КРС) – це комплекс складних і довготривалих робіт, пов'язаних з підтриманням свердловини як споруди у роботопридатному стані, тобто це комплекс робіт, призначених для відновлення роботопридатності привибійної зони, цілісності цементного кільця і обсадних труб чи в цілому свердловини з метою її використання за існуючим чи новим призначенням, усунення аварій, консервації і ліквідації свердловини, опускання і піднімання устаткування для одночасно-роздільної експлуатації, а також для здійснення дій на продуктивний пласт і регулювання розробки родовища. Капітальний ремонт свердловин містить у собі [14]:

- 1) ремонтно-ізоляційні роботи;
- 2) усунення негерметичності експлуатаційної колони;
- 3) ліквідація аварій;
- 4) перехід на інші пласти та приєднання пластів;
- 5) ремонт свердловин, обладнаних для одночасно-роздільної експлуатації;
- 6) роботи, пов'язані з бурінням;
- 7) обробка привибійної зони;
- 8) дослідження та обслідування свердловин у ході ремонту;
- 9) переведення свердловин на використання за іншим призначенням;
- 10) введення в експлуатацію і ремонт нагнітальних свердловин; роботи по закачуванню радіоактивних ізотопів у пласт;
- 11) консервацію і розконсервацію свердловин;
- 12) ліквідацію свердловин.

Середня тривалість одного капітального ремонту становить приблизно 14 діб [14].

До ремонтних робіт у свердловинах відносять також свердловино-операції ремонтних робіт по підвищенню нафтогазовилучення з пластів (ОПНП) . Це комплекс робіт у свердловині по закачуванню в пласт агентів, які стимулюють протікання фізичних, хімічних чи біохімічних процесів, що скеровані на підвищення коефіцієнта кінцевого нафтогазовилучення на заданій ділянці покладу.

Окрім цього ремонтні роботи ще підрозділяють залежно від категорії складності ремонту. Поточні, ремонти в залежності від глибини, на яку опущено у свердловину устаткування, та видів виконуваних робіт розділяють на дві категорії складності ремонту. Перша категорія на відміну від другої містить у собі простіші види ремонту, а також складніші роботи за невеликих глибин опускання устаткування (до 700 - 1600 м у залежності від виду робіт).

Капітальні ремонти свердловин у залежності від обсягу, характеру та складності робіт також ділять на дві категорії складності. До капітальних ремонтів свердловин першої категорії складності відносяться ремонти з глибиною свердловин до 1500 м, а також повернення на вище і нижчезалягаючі пласти та солянокислотні обробки. До ремонтів другої категорії складності відносять роботи з глибиною свердловин понад 1500 м та всі інші складніші і трудомісткіші роботи. Конкретно категорії складності затверджує підприємство.

Поточний і капітальний ремонт нафтогазовидобувні підприємства здійснюють господарським і підрядним способами. У випадку господарського способу ремонт здійснюють НГВП силами, відповідно, бригад поточного ремонту і свердловин спеціалізованих цехів поточного ремонту свердловин (ЦПотРС) або цехів поточного і капітального ремонту свердловин (ЦПКРС), а також бригад капітального ремонту цехів капітального ремонту свердловин (ЦКРС).

Підрядним способом може здійснюватися капітальний ремонт бригадами КРС, які входять до складу управління підвищення нафтовіддачі

пластів і капітального ремонту свердловин (УПНП і КРС), яке може бути підпорядковане АТ. У зарубіжній практиці різні види ремонтних та інших робіт виконують підрядним способом окремі незалежні фірми.

Роботи з поточного і капітального підземних ремонтів свердловин сьогодні, в основному, виконує цех підземного і капітального ремонту свердловин (ЦПКРС), який входить до складу бази виробничого обслуговування (БВО) підприємства. ЦПКРС, як правило, має технологічну, виробничо-диспетчерську, економічну, геологічну і ремонтно-механічну служби.

Під час підземного ремонту свердловин, поки що, багато робіт виконуються вручну за допомогою ручних засобів праці (відсутні які-небудь механізми, механізовані інструменти і джерела енергії) або без них. Тому у таких умовах надзвичайно актуальним є питання механізації та автоматизації виробничих процесів (основних і допоміжних).

У залежності, від характеру участі працівника у виконанні робіт виробничі, процеси прийнято розділяти на такі групи: ручні, ручні механізовані, машинно-ручні, машинні, автоматизовані і апаратурні. Ручним процесам характерна відсутність яких-небудь механізмів, механізованого інструменту та джерел енергії, їх виконують робітники за допомогою ручних засобів праці або без них (наприклад, згвинчування труб шарнірним ключем). Ручні механізовані процеси на відміну від ручних виконують із застосуванням механізованого ручного інструменту за наявності джерела енергії. Машинно-ручні процеси здійснюються за допомогою машин, причому робочий орган машини як предмет праці переміщується вручну з прикладанням зусиль (наприклад, опускання труби у свердловину). Машинні процеси здійснюються машиною, робочим органом якої керує робітник без прикладання фізичних зусиль, при цьому допоміжні операції можуть виконуватися вручну або з частковою механізацією (наприклад, піднімання труби із свердловини піднімальним механізмом). Автоматизовані виробничі процеси – це такі процеси, за яких основні роботи автоматизовано повністю,

а допоміжні – повністю або частково. Функції робітника зводяться до спостереження та контролю за роботою машин-автоматів, завантаження сировини і вивантаження готової продукції (наприклад, спуско-піднімальні операції за допомогою автомата АСП). Апаратурні процеси відбуваються в апаратах, сепараторах, печах і т.д., де під дією тепла, тиску, електричної чи хімічної енергії предмет праці змінюється якісно [14; 15].

Важливим елементом організації ремонтного обслуговування свердловин є оцінка рівня та ефективності проведеної роботи, яка передбачає визначення відповідних показників (таблиця 1.2). Простої бригад поточного ремонту свердловин у більшості випадків зумовлені несвоєчасним забезпеченням обладнанням, інструментом, матеріалами.

Таблиця 1.2 – Показники капітального та поточного ремонту свердловин

Показники	Поточний ремонт	Капітальний ремонт
1	2	3
Середньодіюча кількість бригад, шт.	+	+
Кількість бригад, шт.	+	+
Кількість виконаних ремонтів свердловин, шт.	+	+
в тому числі:		
– фонтанних свердловин	+	+
– глибинно-насосних свердловин	+	+
– газліфтних	+	+
– нагнітальних	+	+
– інших	+	+
Виробіток на одну середню діючу бригаду, свердл.-ремонтів	+	+
Середня тривалість одного ремонту свердловин, діб	+	+
– фонтанних свердловин	+	+
– глибинно-насосних свердловин	+	+
– газліфтних	+	+
– нагнітальних	+	+
– інших	+	+
Частота ремонтів, од.	-	+
– фонтанних свердловин	-	+
– глибинно-насосних свердловин	-	+
– газліфтних	-	+
– газових	-	+
– ЕДН	-	+
– нагнітальних	-	+
Міжремонтний період, діб	-	+
– фонтанних свердловин	-	+

Продовження таблиці 1.2		
1	2	3
- глибинно-насосних свердловин	-	+
- газліфтних	-	+
- газових	-	+
- ЕДН	-	+
- нагнітальних	-	+

Значна частка простоїв викликана виходом з ладу підйомних агрегатів, так як терміни їх використання на вітчизняних нафтогазовидобувних підприємствах перевищують 10 років (термін придатності), а їх стан характеризується як незадовільний.

Проведення капітальних та поточних ремонтів необхідне для забезпечення безперервності видобутку нафти і газу, а їх уникнути неможливо, оскільки виникає загроза аварій, ліквідація яких потребує значно більше часу і коштів. Одним із шляхів вдосконалення організації і проведення ремонту свердловин є закріплення виконання частини підготовчо-заклучних 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 не ремонтних робіт, які проводяться під час капітальних і підземних ремонтів свердловин. Суттєво дозволить зменшити непродуктивний час через відсутність або несправність підйомного агрегата оновлення технологічного парку обладнання бригад ПРС і КРС, оскільки більше 75% обладнання вже вичерпало свій експлуатаційний ресурс.

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.

Найбільша кількість поточних ремонтів припадає на нафтові свердловини. Основними причинами проведення ПРС є спрацьованість

клапанів насоса, зношення пари плунжер-втулка, зміщення втулки. При усіх способах експлуатації свердловин, а найбільше при розробці з використанням штангових глибинних насосів, при видобуванні нафт 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 виконується 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 необхідністю усунення обривів штанг та різного роду прихоплень насосно-компресорних труб, оскільки, частина штанг працює у корозійному середовищі, в якому проходить роз'їдання металу.

Від організації капітального ремонту свердловин значною мірою залежить досягнення нормативних та проектних показників розробки родовищ, оскільки вони передбачають виконання цих видів робіт.

Оптимізація організації ремонтного обслуговування свердловин вимагає впровадження системи планово-попереджувальних ремонтів та розподілу обсягів робіт між структурними підрозділами підприємств і сторонніми організаціями, що, у кінцевому результаті, зумовить мінімізацію витрат і якісне виконання робіт. Слід продовжити поєднання ремонтних робіт з інтенсифікацією видобутку нафти і газу, оскільки це дає змогу досягнути економії часу за рахунок підготовчо-заклучних робіт, робіт із глушіння свердловини, спуско-підймальних операцій, що спричиняє збільшення сукупного видобутку нафти і газу та економію коштів на проведення деяких видів допоміжних 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 прості ремонтних бригад та збільшити частку і величину часу безпосереднього виконання ремонтних робіт у загальному балансі календарного часу бригад КРС і ПРС.

Основою планування, обліку, аналізу робіт, формування виробничих потужностей підприємств у нафтогазовидобутку виступає їх класифікація. На сьогодні науковцями [14-15; 91-93; 105] розроблена достатньо детальна класифікація робіт, які виконуються бригадами підземного ремонту свердловин. Проте, вона стосується 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 [73] дає змогу виокремити ключові види робіт, які доцільно поставити в основу відповідної класифікації. Особливої уваги заслуговує виділення видів таких робіт: поточного ремонту свердловин, капітального ремонту свердловин, неремонтних робіт, оснащення свердловин обладнанням, дія на привибійну зону свердловин, дослідження свердловин. Це відіграє важливу роль при визначенні джерел фінансування цих робіт (рисунок 1.3).

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.



Рисунок 1.3 – Класифікація робіт з формування виробничої потужності нафтогазового підприємства [91]

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 управління розробкою покладів чи родовищ, консервації та ліквідації свердловин.

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 (ППТ), 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 такі види робіт: встановлення наявності, опресування і заміну насосно-компресорних труб (НКТ); свердловинних насосів; заглибних електродвигунів; колони штанг; кабелю електровідцентрового насоса (ЕВН); якорів; газосепаратора; хвостовика; протипарафінового пристрою; пристроїв із вдосконалення технології видобування чи підтримання пластового тиску; заміну гирлового обладнання; ліквідацію обривів штанг, плунжера, штока; вилучення з НКТ сторонніх предметів, скребоків 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 депарафінізації 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; усунення 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 привибіїної 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 здійснення розробки покладів включають приєднання пластів або інтервалів пластів за допомогою кумулятивною, кульовою, торпедною, гідропіскоструминною 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; внутрішньо пластову термохімічну обробку пласта; термохімічну обробку; хімічний 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 дозволяє визначати ефективність проведення та забезпечує необхідну зіставність і відокремленість робіт за групами.

Необхідно зазначити, що нафтогазовидобування належить до капіталомістких виробництв, оскільки вартість свердловин досить висока, а витрати з підтримання їх роботоздатності значні відносно первісної вартості. Згідно чинного законодавства 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. Тому перед нафтогазовидобувними підприємствами постала необхідність оцінки доцільності проведення цих видів робіт [49].

Вітчизняними та російськими вченими [105] 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 проведення поточних ремонтів, і їх застосування було можливим за умов командно-адміністративної економіки. В умовах ринкових відносин необхідні нові підходи для обґрунтування економічної доцільності проведення поточних ремонтів (рисунок 1.4) [91].



Рисунок 1.4 – Система показників ефективності проведення поточних ремонтів

Аналізуючи систему показників для оцінки ефективності і доцільності впровадження системи планово-попереджувальних поточних ремонтів, слід звернути увагу на ряд її 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 визначити ефективність проведення поточних ремонтів свердловин.

Так, час перебування свердловин в очікуванні ремонтів та в ремонті не має прямого зв'язку з економічною ефективністю. Також 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 режимному після ремонту характеризує якість проведення робіт, а не ефективність поточного ремонту як заходу.

Максимізація річного видобутку нафти з свердловини характеризує більшою мірою 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-підрядника.

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

Отже, в сучасних умовах існуюча система визначення ефективності проведення поточних ремонтів в нафтогазовидобутку вичерпала свої можливості. 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. У досягненні ефективності роботи нафтогазовидобувних підприємств визначальною ролі набуває мінімізація собівартості видобутку та врахування зовнішньої динаміки цін на нафту.

Тому в основу формування системи показників для оцінки ефективності і доцільності проведення поточних ремонтів нафтових свердловин необхідно покласти мікроекономічні принципи формування витрат відносно конкретних об'єктів витрат (свердловина, поклад, родовище). За таких умов визначальним показником при аналізі доцільності проведення поточних ремонтів 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. Послідовність визначення економічної ефективності проведення планових попереджувальних ремонтів показаних на рисунку 1.5 [91- 93]:

На цьому рисунку позначення такі:

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;

$AFC_0^{пл}$, AFC_0^n – планові умовно-постійні витрати при впровадженні системи попереджувальних ремонтів і при звичайній тривалості міжремонтного періоду, грн.;

AFC_1 – планові умовно-постійні витрати в i -ий момент часу для свердловини, грн.;

$\sum V_{пр}^n, \sum V_{пр}^{пл.}$ – 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.;

$AC^n, AC^{пл}$ – середні питомі витрати - собівартість видобутку 1 тонни нафти, грн.;

C - ринкова ціна 1 тонни нафти, грн.

Розрахунки складаються з таких етапів:

- визначення початкового планового дебіту свердловини після проведення попереджувального ремонту, враховуючи нормативний коефіцієнт відповідності режимному дебіту, а також плановий дебіт свердловини при продовженні експлуатації згідно плану;
- обчислення сукупного дебіту 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;
- визначення планових постійних витрат для свердловини за обраний період;
- визначення змінних витрат на свердловину за відповідний період часу згідно планового режиму експлуатації та за умови впровадження системи попереджувальних ремонтів;
- обчислення середніх питомих витрат – собівартість видобутку 1 т нафти як суму середніх питомих постійних і змінних витрат за планом та при впровадженні системи попереджувальних ремонтів даної свердловини;
- порівняння обсягів видобутку, середніх питомих витрат з ціною

на нафту згідно плану та після впровадження системи попереджувальних ремонтів на даній свердловині.

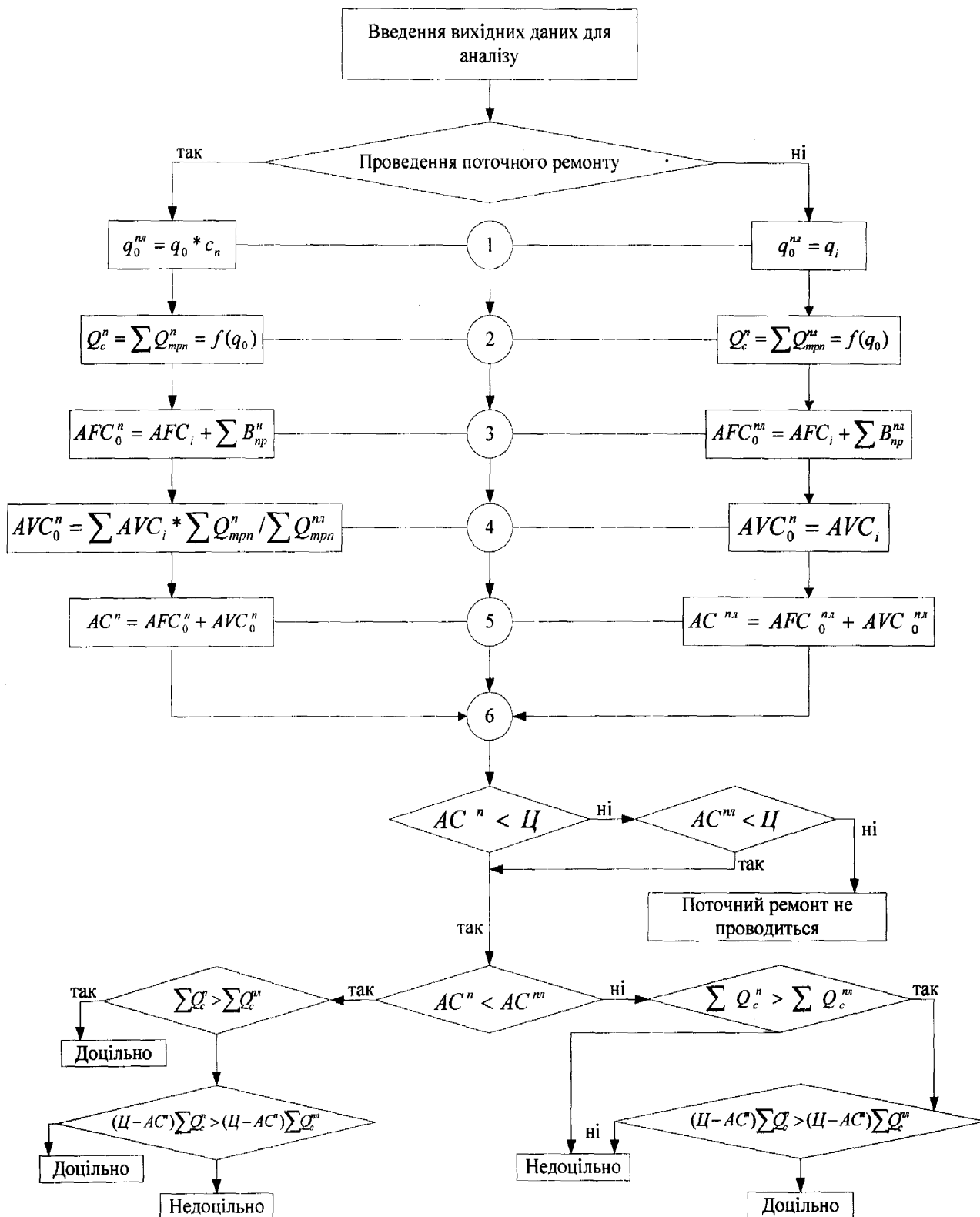


Рисунок 1.5 – Блок-схема алгоритму розрахунку ефективності поточного ремонту свердловин

«Переваги наведеної системи показників для визначення економічної ефективності проведених поточних ремонтів такі:

- 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». [91, с.179]

Наведені етапи визначення економічної ефективності робіт, які проводяться в свердловині дозволяють провести вдосконалення формування основних виробничих потужностей підприємства, раціоналізацію організаційної та виробничої структури підприємства, регулювати рівень витрат на ремонти, модернізацію та інше поліпшення свердловин. Застосування наведеного механізму сприяє регулюванню обсягів валових витрат та амортизаційних відрахувань, зменшенню податкового 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 [91].

Отже, особливості проведення ремонтних робіт на нафтових свердловинах зумовлені необхідністю забезпечення працездатного стану

експлуатаційного фонду свердловин та попередження зносу обладнання. Необхідність організації спеціального обслуговування і ремонту видобувних свердловин передбачає проведення ПРС і КРС та догляд за експлуатаційним обладнанням в період між черговими ремонтами. Саме тому, доцільність розрахунків ефективності поточного ремонту свердловин та визначення загальної економічної ефективності робіт сприятиме вдосконаленню формування основних виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств й раціоналізацію їх виробничої інфраструктури.

Висновки до розділу 1

На підставі проведеного дослідження сутності теоретичних та методологічних основ формування і розвитку виробничої інфраструктури та її ролі у розвитку підприємства можна зробити наступні висновки.

1. Аналіз наукових праць вітчизняних та зарубіжних вчених дав змогу здійснити групування теоретико-методологічних підходів до визначення категорії «інфраструктура». Найбільш узагальненим визначенням інфраструктури, на наш погляд, доцільно вважати таке: «Інфраструктура - це сукупність допоміжних галузей (підгалузей) виробничої і невиробничої (соціальної) сфери».

2. Досліджено дефініцію «виробничої інфраструктури», яка історично і логічно є невід'ємною складовою економічної системи підприємства. Відтак, виробничу інфраструктуру підприємства слід визначити як сукупність тих видів економічної діяльності, які спрямовані на обслуговування основного виробництва, забезпечення необхідних умов для його ефективного функціонування і безперебійного надання допоміжних послуг виробничого характеру. Сформульовано завдання та виокремлено видові прояви організації виробничої інфраструктури.

3. Відзначаючи важливу роль виробничої інфраструктури у розвитку промислових підприємств, необхідно в першу чергу виокремити внутрішню і

зовнішню виробничу інфраструктуру для підприємства. Зовнішня виробнича інфраструктура знаходиться за рамками економічної системи підприємства і надає послуги виробничого характеру на умовах платності, складається з незалежних спеціалізованих підприємств, установ дорожнього господарства, систем тепло-, газо-, водопостачання, каналізації та інших елементів загальнорегіональної інфраструктури. Внутрішня виробнича інфраструктура складається з підрозділів, що входять в економічну систему підприємства і надають допоміжні й обслуговуючі послуги для основної виробничої діяльності.

4. Визначено, що система технічного обслуговування і ремонту (СТОІР) є важливою складовою економіки країни і окремих суб'єктів господарювання. Досліджено сутність СТОІР та ТОІР, при цьому, СТОІР підприємства є сукупністю відділів та виробничих підрозділів, зайнятих аналізом технічного стану технологічного устаткування, наглядом за ним, технічним обслуговуванням і ремонтом, поліпшенням використання, а також розробкою заходів по заміні зношеного устаткування на більш прогресивне.

5. Встановлено, що організація ТОІР визначається стратегією ремонту, складом нормативно-технологічної документації і статусом обслуговування (гарантійного або післягарантійного). Досліджено три принципові системи організації ТОІР підприємства: децентралізовану, централізовану і змішану із виокремленням їх відповідних переваг і недоліків. При цьому, організація СТОІР устаткування має здійснюватися згідно заздалегідь розробленого, технічно і економічно обґрунтованого проекту. Наявність єдиної служби ТОІР дає змогу здійснювати своєчасний технічний сервіс і якісний ремонт устаткування, тим самим скорочувати тривалість виробничого процесу й підвищувати його якість.

6. Оскільки безперервність процесу видобутку нафти та газу значною мірою залежить від експлуатації, обслуговування та ремонту свердловин, зростає необхідність організації їх спеціального обслуговування і ремонту, що зумовлено зношенням експлуатаційного обладнання та необхідністю

виконання комплексу спеціальних заходів для охорони надр. 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. Виокремлено чинники, що зумовлюють необхідність проведення ремонтних робіт на нафтових свердловинах, види ПРС і КРС, показники ефективності проведення ремонтного обслуговування свердловин.

7. Досліджено та розвинуто класифікацію робіт, що формують ремонтне обслуговування нафтогазового підприємства, а саме: поточний ремонт свердловин, капітальної ремонт свердловин, неремонтні роботи з оснащення свердловин обладнанням, дії на привибійну зону свердловин, дослідження свердловин, що мають важливу роль при визначенні джерел їх фінансування.

8. Удосконалено систему показників для оцінки ефективності проведення ремонтів та доказано необхідність розробки універсальної економічної моделі для встановлення доцільності та ефективності проведення різних видів робіт у свердловинах з метою раціоналізації формування та використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств.

Основні результати 1 розділу опубліковані у працях [29, 30, 35, 37, 40].

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ТА ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ УПРАВЛІННЯ РЕМОНТНИМ ОБСЛУГОВУВАННЯМ НА НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВАХ

2.1 Аналіз структури ремонтного обслуговування та її впливу на діяльність нафтогазовидобувних підприємств

На сучасному етапі розвитку нафтової галузі більшість великих родовищ знаходяться на пізній стадії розробки і вимагають підвищення ефективності використання фонду свердловин, а також здійснення значного обсягу геолого-технічних заходів з метою інтенсифікації видобутку нафти. Ці заходи проводяться при експлуатації видобувних свердловин в умовах, ускладнених процесами відкладення солей, парафіну, значної обводненості, падіння пластового тиску і, як наслідок, підвищеної депресії на пласти.

При експлуатації свердловин посилюються корозійні процеси у зв'язку з появою в продукції сірководню і збільшенням її обводнення. Крім того, дуже високим залишається фонд бездіяльних і простоюючих свердловин, досягаючи в деяких нафтових компаніях до 40-60%. Усе це диктує необхідність здійснення невідкладних заходів з підвищення ефективності використання фонду видобувних свердловин.

В таких умовах функціонування нафтогазовидобувних підприємствах зростає кількість ремонтних робіт, які пов'язані із зносом наземного і підземного обладнання, тому вагоме значення має ефективна організація ремонтного обслуговування, що забезпечується бригадами КРС, ПРС, проектно-ремонтних дільниць експлуатаційного обладнання, електрообладнання та електрозабезпечення, структура яких наведено у додатках Б, В, Г.

Загалом на ремонтні роботи припадає значна частка витрат, які значно збільшують собівартість видобутку вуглеводнів, тому це ще раз підтверджує необхідність ефективного управління ремонтним обслуговуванням.

Процес управління ремонтними та іншими роботами в свердловинах, які виконують бригади поточного і капітального ремонту свердловин, на всіх стадіях їх виконання, потребує планування, організації та координації взаємодії виробничих підрозділів, які беруть участь в цих роботах. Контроль за виконанням таких робіт, облік, аналіз і визначення їх результатів та складання звітів регламентує стандарт СОУ 11.1-00135390-010:2011 [129]. Даний стандарт встановлює функціональні обов'язки виконавців та керівників і терміни (періодичність) виконання цих обов'язків на всіх рівнях управління (бригада - цех - нафтогазовидобувне управління - ПАТ "Укрнафта").

Згідно з даним стандартом роботи з підготовки свердловинного обладнання до проведення робіт по інтенсифікації припливу і підвищенню нафтовіддачі (транспортування до заданої зони стовбура свердловини технологічних матеріалів, реагентів), проводять переважно із залученням бригади капітального ремонту свердловин (КРС), з використанням підйимального агрегату або колтюбінгової техніки [129, с. 6]. Ремонтні і неремонтні роботи у свердловинах (капітальні ремонти свердловин, поточні ремонти свердловинного обладнання, модернізація і реконструкція свердловинного обладнання, технічне обслуговування свердловин і свердловинного обладнання, оснащення свердловин підземним обладнанням, заходи з інтенсифікації, дослідні роботи в свердловинах тощо) виконують бригади поточного і капітального ремонту свердловин, які входять до складу цеху поточного і капітального ремонту свердловин (ЦПіКРС).

До виконання окремих видів робіт, залучаються інші підрозділи НГВУ і ПАТ «Укрнафта», а також сторонні організації. Крім власних цехів, роботи у свердловинах можуть виконувати сторонні організації підрядним способом [129, с. 7]. У процесі управління роботами, які виконують бригади ЦПіКРС,

беруть участь керівники, професіонали і фахівці всіх рівнів: ЦПіКРС, цеху видобування нафти і газу (ЦВНГ), цеху підтримання пластового тиску (ЦПТ), центральної інженерно-технологічної служби (ЦТС) апарату управління НГВУ та апарату управління ПАТ "Укрнафта".

Управління роботами, які виконують бригади ЦПіКРС у (на) свердловинах, здійснюється з метою підвищення відповідальності керівників і виконавців робіт за зменшення перебування свердловин у бездії та простої, на основі встановлення для всіх НГВУ єдиного порядку, способів і термінів виконання управлінських робіт, визначення конкретних функціональних обов'язків керівників, професіоналів і фахівців, які беруть участь в проведенні робіт на свердловинах і здійснення контролю за виконанням цих обов'язків.

Основні завдання бригад поточного і капітального ремонту свердловин такі [129, с. 10]:

1. Підтримання в робочому стані експлуатаційних та інших свердловин.

2. Забезпечення виконання плану організаційно-технічних заходів (ОТЗ) з видобутку вуглеводнів за рахунок:

- введення в експлуатацію свердловин з бездії;
- переведення свердловин на інші методи експлуатації;
- технічного обслуговування (ТО) свердловин і свердловинного обладнання;
- оснащення свердловин підземним обладнанням;
- виконання плану КРС і ПРС за видами ремонтів;
- модернізації і реконструкції свердловинного обладнання;
- інтенсифікації припливу і приймальності свердловин, підвищення нафтовіддачі.

3. Досягнення запланованих показників міжремонтного періоду роботи фонду нафтових (газових) свердловин, і установок свердловинних насосів за способами експлуатації.

4. Досягнення запланованих коефіцієнтів використання діючого фонду та використання експлуатаційного фонду нафтових свердловин по способах експлуатації (згідно з СОУ 11.1-00135390-115).

Оцінка необхідності проведення ремонтних робіт пов'язана зі станом свердловини і полягає у визначенні терміновості їх проведення з метою відновлення працездатності свердловинного обладнання.

Оцінка доцільності проведення у свердловині робіт з інтенсифікації припливу і підвищення нафтовіддачі полягає в аналізі геологічних, технічних та експлуатаційних даних по свердловині, де має місце зниження дебіту (приймальності) свердловини через забруднення привибійної зони пласта (ПЗП) чи незадовільного технічного стану, або яка певний період часу знаходилась у бездії, за результатами якої робляться висновки щодо планування проведення робіт у свердловині бригадами ЦПіКРС.

Обґрунтування вигод від проведення робіт на свердловині проводиться ЦВНГ (ЦППГ) з розподілом на три групи, а саме [129, с. 11]:

- перша група включає роботи, метою яких не є отримання продукції, а відповідно і доходу (дослідні роботи, ліквідація та переведення свердловин у спостережні тощо);

- друга група робіт - це роботи, які мають на меті забезпечити роботу свердловин з дебітами, встановленими технологічними режимами, або роботи по збільшенню продуктивності свердловин. Додатковий видобуток нафти і газу від виконання цих робіт - це збільшення дебіту (приймальності) до величини, встановленої технологічним режимом, або величини, що є більшою за встановлену (застосування певного методу інтенсифікації, відновлення прохідності експлуатаційної колони, депарафінізація підземного обладнання, очистка труб від солей та продуктів корозії тощо);

- до третьої групи відносяться роботи, які проводяться в бездіючих свердловинах з метою відновлення їх експлуатації, а тому технологічною вигодою є весь дебіт (приймальність) свердловини після цих робіт (усунення негерметичності експлуатаційної колони, вилучення прихоплених і

обірваних труб та свердловинного обладнання, роботи по інтенсифікації на свердловинах).

Після встановлення геологічної, технологічної та технічної доцільності проведення ремонтних (неремонтних) робіт в свердловині проводять розрахунок економічної доцільності.

Економічну доцільність виконання робіт розраховують для видобувних свердловин, на яких проведено наступні види ремонтних (неремонтних) робіт [129, с. 15]:

- капітальний ремонт свердловин (шифр КР 1, КР 3, КР 4, КР 5, КР 6, КР 7.3);
- інтенсифікація припливу та підвищення нафтовіддачі (шифр ІП 1 ІП 8);
- розконсервація свердловин (шифр КС 2).

Інші види ремонтних (неремонтних) робіт є необхідними для підтримання працездатності свердловини, що передбачені правилами раціональної розробки надр, або є необхідною передумовою для подальшої експлуатації свердловини.

Для встановлення економічної доцільності проведення робіт розраховують очікувану величину витрат, економічний ефект та термін окупності.

Очікувана величина витрат у гривнях на проведення ремонтних (неремонтних) робіт визначається планово-економічним відділом НГВУ. Розрахунок вартості проводять або прямим розрахунком (складання кошторису), або шляхом множення тривалості робіт і середньозваженої фактичної вартості бригадо-години за останні три місяці, які передують розрахунку.

При розрахунку очікуваної величини витрат на роботи, які ведуть до збільшення первісної вартості свердловини, необхідно враховувати витрати на проведення ремонтних робіт, у результаті яких не отримано позитивний результат, або які були припинені з тих чи інших причин, і плановий вид

робіт є їх логічним продовженням. Якщо заплановані роботи не призводять до збільшення майбутніх економічних вигод, очікувані витрати збільшують на фактичні витрати у випадку, якщо останні були здійснені протягом календарного року і є необхідною передумовою проведення запланованих робіт.

У випадку, якщо у ході свердловино-ремонт (свердловино-операції) заплановані декілька видів ремонтних (неремонтних) робіт, а економічний ефект розраховується лише від одного з них, то очікувані витрати зменшуються на суму виконання робіт, які не призводять до економічного ефекту.

У випадку якщо розподіл витрат здійснити неможливо, всі витрати відносяться на той свердловино-ремонт (свердловино-операцію), від якого планується отримати економічний ефект.

Потребу у проведенні в (на) свердловинах робіт, які виконують бригади КРС, цехи видобутку нафти і газу (ЦВНГ) визначають виходячи з кількості та ефективності проведених КРС і інтенсифікацій припливу і приймальності свердловин, підвищення нафтовіддачі за минулий період по видах робіт. На основі аналізу проведених на свердловинах робіт в минулому періоді визначається їх ефективність по видах і складається перелік найбільш ефективних видів робіт та їх кількість по родовищах (покладах) і в цілому по ЦВНГ (ЦШПТ), за виключенням робіт по виведенню свердловин з бездії минулих років [129, с. 20].

План виведення свердловин, які перебувають у бездії з минулих років, складається на підставі аналізу кожної конкретної свердловини (виду і трудомісткості робіт, проектного видобутку після виведення з бездії тощо).

Після проведеного аналізу складають заявки на виконання робіт бригадами КРС в наступному році. В заявках відображається види і кількість запланованих робіт на свердловинах по родовищах та в цілому по ЦВНГ. Проведення робіт по виведенню свердловин з бездії минулих років планується конкретно по кожній свердловині. Черговість свердловин по

виведенню з бездії визначається з врахуванням обсягу необхідних робіт і очікуваного дебіту після їх виконання і в заявку вказані свердловини записуються в запропонованій черговості виконання.

Кількість свердловино-ремонтів (свердловино-операцій) P , яку ЦПіКРС може виконати наявною кількістю бригад КРС визначається за формулою:

$$P = B/T,$$

де B – очікуваний баланс календарного часу роботи бригад КРС в плановому році, годин.

T – середня фактична тривалість одного свердловино-ремонту (свердловино-операції), яку ЦПіКРС може виконати наявною кількістю бригад КРС, годин.

Для визначення запланованих на рік обсягів робіт бригадами поточного ремонту свердловин, розраховують кількість свердловино-ремонтів, які виконують бригади поточного ремонту свердловин виходячи з коефіцієнта їх частоти (кількість свердловино-ремонтів, що припадає на одну свердловину), планового діючого фонду свердловин (за способами експлуатації) та розроблених заходів спрямованих на покращення режиму роботи свердловин і збільшення міжремонтного періоду їх роботи і роботи установок свердловинних насосів [129, с. 22].

Важливе значення у інфраструктурі ремонтного обслуговування належить прокатно-ремонтним дільницям експлуатаційного обладнання (ПРДЕО), які входять до складу НГВУ на правах структурного підрозділу і підпорядковуються головному механіку підприємства.

Штатний розпис ПРДЕО розробляється в залежності від обсягу робіт і затверджується Головою Правління ПАТ "Укрнафта" як складова частина штатного розпису НГВУ.

Дільниця діє у відповідності з "Положенням про прокатно-ремонтну дільницю експлуатаційного обладнання", "Положенням про НГВУ",

наказами та розпорядженнями керівництва підприємства, правилами технічної експлуатації та ремонту обладнання, правилами внутрішнього трудового розпорядку, законодавством про працю та іншими законодавчими актами України.

В роботі ПРДЕО існують недоліки у формуванні інформаційної бази проведення ремонтних робіт, тому необхідно удосконалити інформаційну систему технічного обслуговування і ремонту.

Для прикладу, у додатку В представлено організаційну структуру прокатно-ремонтної дільниці експлуатаційного обладнання НГВУ «Надвірнанафтогаз», яка включає бригади:

- ремонту нафтового устаткування в стаціонарних умовах;
- обслуговування та ремонту теплотехнічного устаткування;
- поточного ремонту промислових об'єктів;
- обслуговування газового обладнання.

Головним завданням прокатно-ремонтної дільниці експлуатаційного обладнання є:

- виконання замовлень структурних підрозділів НГВУ на виготовлення деталей і ремонт нафтового обладнання;
- обслуговування та ремонт газового обладнання і газопроводів НГВУ;
- забезпечення теплопостачання об'єктів промзони та ремонт котлів структурних підрозділів НГВУ;
- поточний ремонт виробничих та службових приміщень об'єктів НГВУ.

Бригада з ремонту нафтового устаткування в стаціонарних умовах виконує всі види токарних, слюсарних, фрезерувальних, зварювальних та ковальських робіт по замовленнях структурних підрозділів підприємства та виготовлення і ремонт нафтового обладнання, а саме ремонт запірної арматури, укомплектування та опресування фонтанних арматур, ремонт та опресування штангових глибинних насосів (ШГН), виготовлення обв'язки глибинонасосних свердловин, комплекти обладнання для депарафінізації

насосно-компресорних труб в свердловинах та інших деталей і механізмів, які використовуються в нафтовій промисловості.

Головним завданням бригади з обслуговування газового обладнання є обслуговування та ремонт газового обладнання і газопроводів НГВУ.

Бригада виконує регулювання обладнання, технічне обслуговування та поточні ремонти газорегуляторних пунктів (ГРП).

Проводить технічне обслуговування і поточний ремонт газового обладнання структурних підрозділів НГВУ.

Бригада поточного ремонту промислових об'єктів ПРДЕО виконує всі види ремонтних робіт приміщень промислових об'єктів та соціальної сфери НГВУ, згідно замовлень структурних підрозділів підприємства.

Бригада з обслуговування та ремонту теплотехнічного устаткування проводить ремонт та обслуговування парових та водогрійних котлів структурних підрозділів НГВУ.

Головним завданням прокатно-ремонтної дільниці електрообладнання та електрозабезпечення (ПРДЕЕ) є безперебійне постачання виробничих об'єктів електроенергією; технічне обслуговування і проведення своєчасного і якісного ремонту електрообладнання, електромереж і підстанцій; обслуговування і забезпечення надійної роботи КВП і засобів автоматики у всіх підрозділах НГВУ

У додатку Б представлено організаційну структуру ПРДЕЕ НГВУ «Надвірнанафтогаз».

З метою виявлення існуючих проблем та підвищення ефективності управління ремонтним обслуговуванням нафтогазовидобувних підприємств доцільно здійснити аналіз обсягів та ефективності робіт основних структур підрозділів НГВУ.

У діяльності нафтогазовидобувних підприємств важливе значення має безперебійне енергозабезпечення процесів нафтогазовидобування. Ці роботи виконують спеціальні бригади із обслуговування електроустаткування.

Бригада з обслуговування та планово-попереджувальних ремонтів трансформаторних підстанцій і ліній електропередач проводить:

профілактичні ремонти трансформаторних підстанцій, електрообладнання промислів. На рисунку 2.1 зображено структуру кількості ремонтів трансформаторних підстанцій різних типів по НГВУ «Надвірнанафтогаз» у 2011 році.

Бригада з обслуговування електроустаткування на об'єктах видобутку забезпечує безперебійне постачання виробничих об'єктів електроенергією; технічне обслуговування і проведення своєчасного і якісного ремонту електрообладнання, електромереж, надійну, економічну і безпечну роботу електрообладнання.

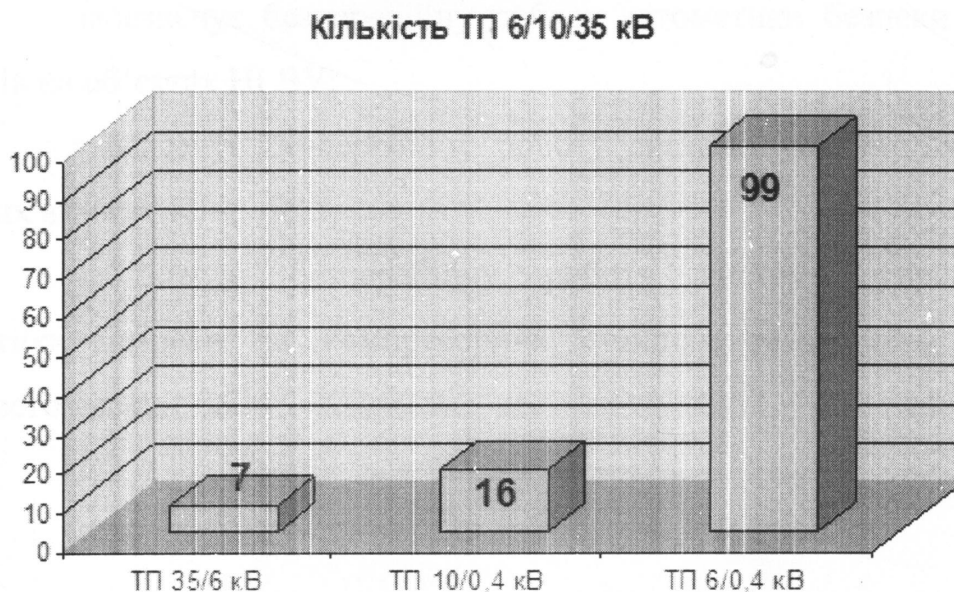


Рисунок 2.1 – Кількість ремонтів комплектних трансформаторних підстанцій по НГВУ «Надвірнанафтогаз» в 2011 році

Бригада з обслуговування електроустаткування на об'єктах видобутку здійснює планово запобіжні ремонти, профілактичні випробування і вимірювання. Поточний ремонт включає: огляд, очистка, ущільнення, регулювання і ремонт окремих вузлів і деталей з усуненням дефектів. Капітальний ремонт включає: розбирання та детальний огляд, перевірка,

вимірювання, випробовування, регулювання, усунення виявлених дефектів, відновлення і заміна спрацьованих вузлів і деталей.

Як видно із рисунку 2.1 найбільша кількість ремонтів приходить на ТП 6/0,4, яких є найбільша кількість одиниць і котрі несуть неповне навантаження у електрозабезпеченні.

На рисунку 2.2 зображено дані про кількість ремонтів електрообладнання НГВУ «Надвірнанафтогаз» в 2011 році.

Бригада з обслуговування та планово-попереджувальних ремонтів засобів автоматики:

- проводить обслуговування та планово-попереджувальні ремонти засобів контролю і автоматики на об'єктах НГВУ;
- забезпечує безперебійну роботу автоматики безпеки котельних агрегатів на об'єктах НГВУ;
- забезпечує безперебійну роботу системи управління і захисту насосних агрегатів;
- забезпечує безперебійну роботу системи управління та автоматики безпеки на компресорних станціях та в цеху підтримки пластового тиску.

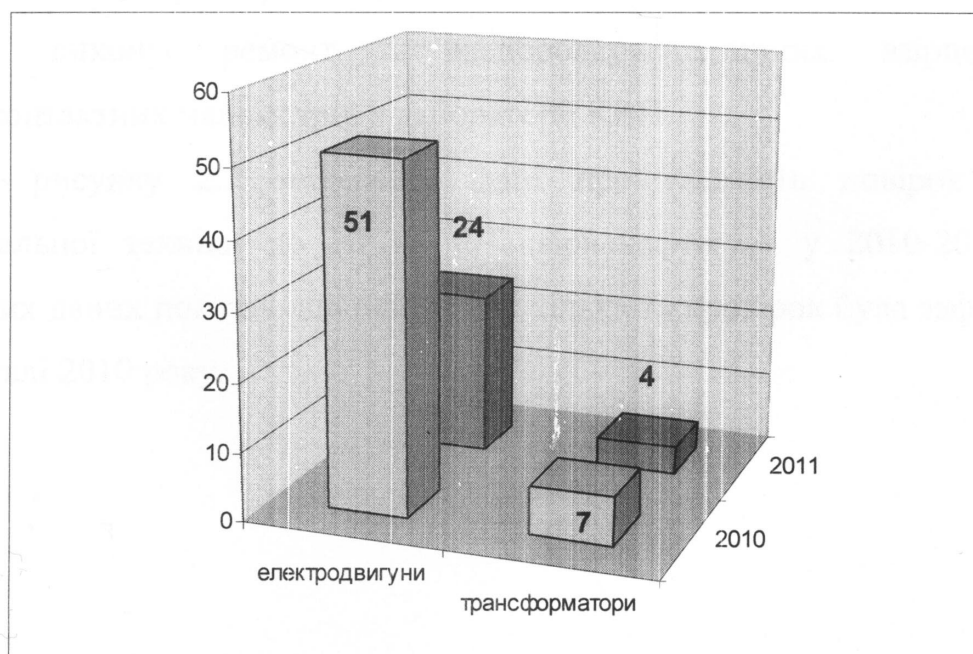


Рисунок 2.2 – Кількість ремонтів електрообладнання НГВУ «Надвірнанафтогаз» в 2010-2011 році

За 2010 рік по НГВУ «Надвірнанафтогаз» проведено монтаж автоматики безпеки котлів КСВ в кількості 2 шт в ЦТТ, монтаж автоматики на печі ПТ 160/100 ГУ Старуня, та монтаж автоматики безпеки на котлі продуктивністю 4т/год в котельні ГУ Пасічна.

В 2010 році проведено 921 планово-попереджувальний ремонт та повірка працездатності засобів автоматики на об'єктах НГВУ, за 8 місяців 2011 року проведено 607 планово-попереджувальних ремонтів засобів автоматики.

Бригада з ремонту і обслуговування контрольно-вимірювальних приладів:

- проводить обслуговування та планово-попереджувальні ремонти засобів КВП;
- забезпечує нормальну роботу вузлів обліку нафти та газу на об'єктах НГВУ;
- проводить обслуговування та ремонт засобів контролю за технологічними процесами на об'єктах НГВУ;
- здійснює ремонт та наладку контрольно-вимірювальних приладів в стаціонарних умовах;
- виконує ремонт та калібровку технічних, взірцевих та електроконтактних манометрів в лабораторії КВП.

На рисунку 2.3 зображено дані про кількість повірок засобів вимірювальної техніки по НГВУ «Надвірнанафтогаз» у 2010-2011 році. Аналіз цих даних показав, що найбільша кількість провірок була зафіксована в 4 кварталі 2010 року.

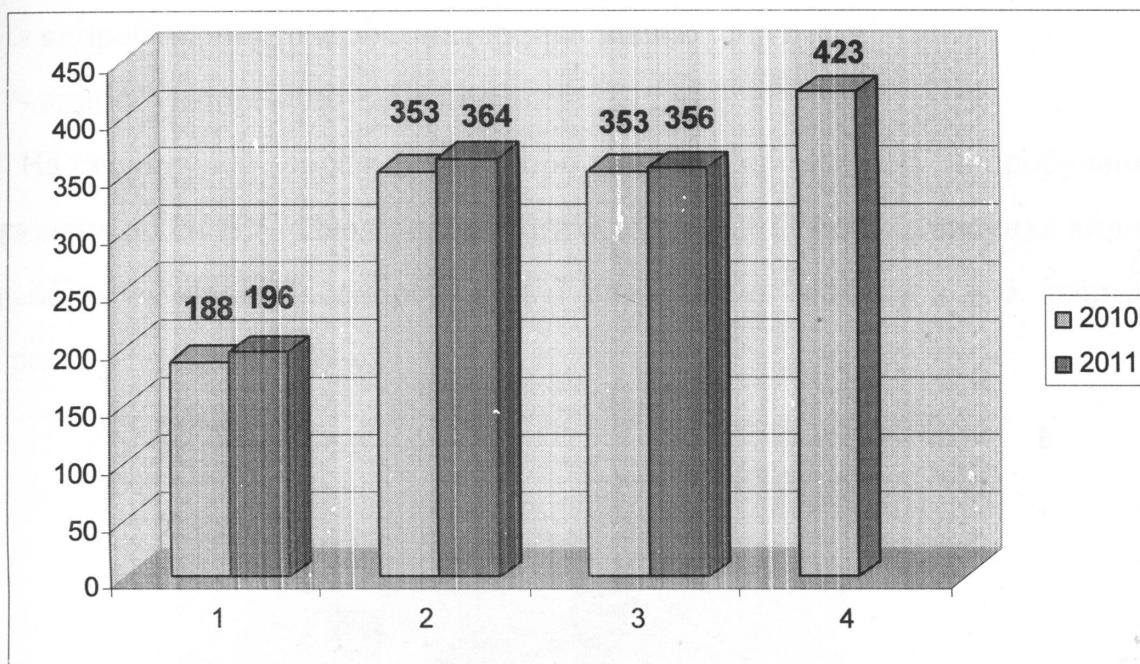


Рисунок 2.3 – Кількість повірок засобів вимірювальної техніки по НГВУ
«Надвірнанафтогаз» в 2010-2011 році

Головним завданням електротехнічної лабораторії (ЕТЛ) є своєчасне і якісне виконання: електротехнічних вимірювань і випробувань електрообладнання, апаратів, пристроїв, кабельних ліній і електричних проводок та засобів захисту згідно вимог діючих норм.

Електротехнічна лабораторія здійснює профілактичні випробування і вимірювання:

- вимірювальних трансформаторів;
- силових трансформаторів;
- комплектних розподільчих пристроїв;
- збірних і роз'єднувальних шин;
- паперово-масляних конденсаторів;
- електричних апаратів, вторинні кола і електропроводки напругою до 1кВ;
- заземлюючих пристроїв;
- силових кабельних ліній;
- електродвигунів змінного струму;

- засобів захисту;
- випробування трансформаторного масла;
- випробування монтерських поясів.

На рисунку 2.4 зображено дані про кількість проведених випробувань і вимірювань по НГВУ «Надвірнанафтогаз» в 2010-2011 році. З рисунка видно, що найбільша кількість випробувань і вимірювань відбулась в 3 кварталі 2011 року.

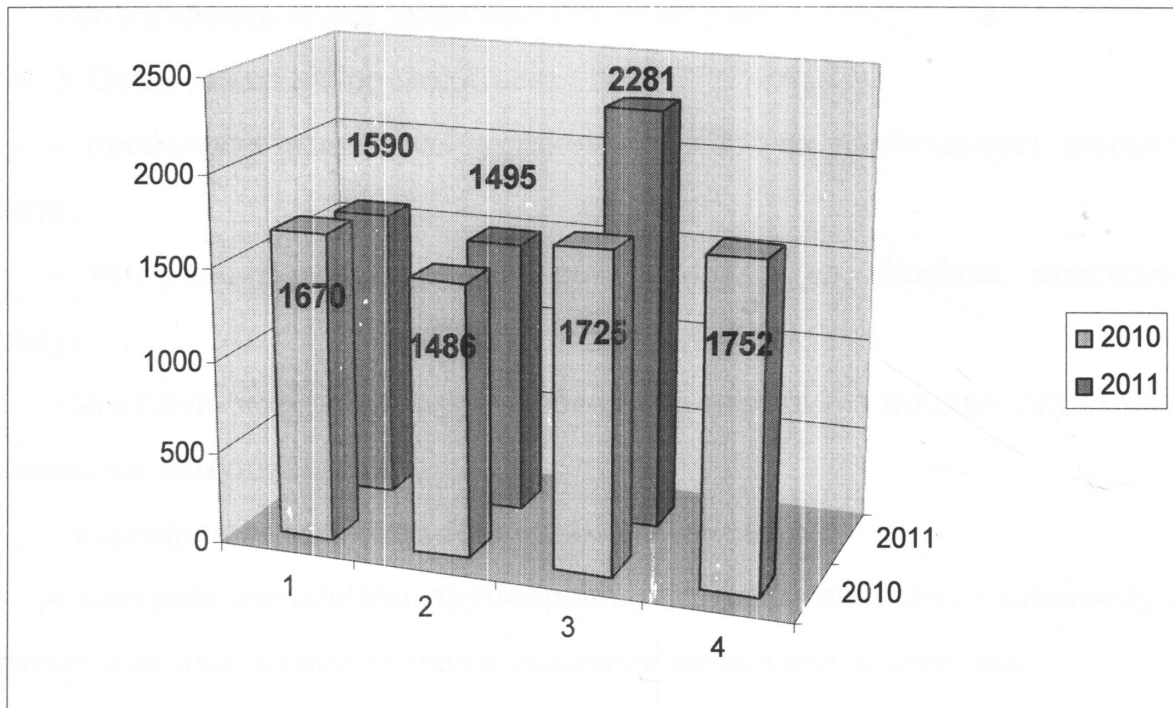


Рисунок 2.4 – Кількість проведених випробувань і вимірювань по НГВУ «Надвірнанафтогаз» в 2010-2011 році

Основне завдання групи електрохімзахисту є розробка та впровадження заходів, спрямованих на запобігання корозії нафтопромислового обладнання та трубопроводів в процесі експлуатації.

1. Два рази на місяць проводиться:

- огляд технічного стану установок ЕХЗ, профілактичне обслуговування і поточний ремонт;
- контроль потенціалів трубопроводів в точках дренажу і точках з мінімальними потенціалами;

- контроль захисного струму та напруги УКЗ і за необхідності їх регулювання;

- визначення часу роботи кожної УКЗ.

2. Один раз на 6 місяців проводиться:

- контроль потенціалу трубопроводу на ПВ;

- контроль стану ізолювальних фланців;

- перевірки передбачені в п.1.

- поверхневий огляд заземлюючих пристроїв.

3. Один раз на рік проводиться:

- профілактичний огляд установок ЕХЗ і за необхідності ремонтні роботи;

- контроль потенціалів суміжних споруд на ділянках можливого впливу;

- контроль потенціалу трубопроводу на перетині з іншими підземними металевими комунікаціями;

- перевірки передбачені технічним регламентом;

- контроль потенціалів трубопроводу методом виносного електроду на ділянках з мінімальними та максимальними захисними значеннями;

- контроль корозійного стану металу трубопроводу та захисного покриття в шурфах.

Технічний стан електромереж є найважливішою передумовою якісної роботи будь-якої компанії. Основним завданням бригади з електромонтажних та пусконаладжувальних робіт є будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання. Обираючи об'єкти модернізації, враховують технічний стан електромереж, визначаючи ділянки, які першочергово потребують капітального ремонту, реконструкції чи повної заміни.

Протягом 9 місяців 2011 року бригадою проведено реконструкцію та модернізацію повітряних ліній: ПЛ-0,4 кВ пр.свр Гвізд 14 (катодний захист), ПЛ-0,4 кВ пр.свр 106, ПЛ-6 кВ пр.свр.Луква 12, ПЛ-6 кВ пр.свр.90, ПЛ-6 кВ

пр.свр.302 Дора, ПЛ-6 кВ пр.свр.ГУ Дора, ПЛ-6 кВ пр.ЦТТ, ПЛ-6 кВ пр.Бурова Пасічна, ПЛ-6 кВ пр.свр.463, ПЛ-6 кВ пр.Лопушна 34 на даний час проводиться реконструкція ПЛ-6 кВ пр.НСП Микуличин довжиною 4100 метрів. За цей період демонтовано 34 металеві стійки, проведено монтаж 161 стійки, 574 ізолятори, 12350 метрів проводу, прокладено 710 метрів кабельної продукції 0,4 кВ, 180 метрів кабельної продукції 6/10 кВ, змонтовано 1 ТП 6/0,4 кВ, та 1 роз'єднувача РЛНД-10.

До основних проблем функціонування прокатно-ремонтних діляниць електрообладнання та електрозабезпечення слід віднести:

1. Значне зношення основного електроустаткування.
2. Енергоємність електроустаткування.
3. Недокомпенсацію реактивної потужності.
4. Необхідність реконструкції повітряних ліній електропередач із заміною дерев'яних та металевих опор на залізобетонні.

В існуючих умовах розробки виснажених нафтових родовищ України першочергове значення має проведення різноманітних організаційно-технічних заходів по підвищенню нафто вилучення інтенсифікації нафтовидобутку. Тому доцільно провести аналіз ефективності здійснення таких заходів по окремих НГВУ і загалом.

Проаналізуємо виконання організаційно-технічних заходів по НГВУ "Бориславнафтогаз" за 2009-2012 рр. (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Виконання організаційно-технічних заходів по НГВУ "Бориславнафтогаз" за 2008-2011 рр.

Роки	2009	2010	2011	2012
Показники	2	3	4	5
Кількість організаційно-технічних заходів	894	705	750	802
Технологічний ефект:				
нафти, тис. т.	15,904	8,190	10,514	14,806
газу, млн. м ³	6,390	3,309	2,978	3,339

Продовження таблиці 2.1				
1	2	3	4	5
Ефект від перехідних заходів інтенсифікації:				
нафти, тис. т.	25,038	26,569	19,337	19,108
газу, млн. м ³	12,867	11,724	8,93	8,324
Капітально відремонтованих свердловин	164	156	171	133
Міжремонтний період роботи свердловин, діб:				
для всього фонду	210,95	193,25	184,79	202
по ШСН	202,18	187,35	175,96	192
Кількість використаних глибинних насосів	150	164	158	150

З метою виконання запланованих об'ємів видобутку нафти та газу в 2012 році планувалось провести 577 організаційно-технічних заходів (ОТЗ) з технологічним ефектом 9,750 тис. т нафти і 1,8 млн. м³ газу, фактично проведено 802 ОТЗ з технологічним ефектом 14,806 тис. т нафти і 3,339 млн. м³ газу (враховуючи ефект від перехідних заходів інтенсифікації 19,108 тис. т нафти і 8,324 млн. м³ газу). В 2011 році планувалось провести 681 організаційно-технічних заходів (ОТЗ) з технологічним ефектом 9,350 тис. т нафти і 2,635 млн. м³ газу, фактично проведено 750 ОТЗ з технологічним ефектом 10,514 тис. т нафти і 2,978 млн. м³ газу (враховуючи ефект від перехідних заходів інтенсифікації 19,337 тис. т нафти і 8,93 млн. м³ газу).

В 2012 році планувалось капітально відремонтувати 85 свердловин, фактично відремонтовано 133 свердловини. Проведені заходи по інтенсифікації нафтовидобутку склали 50 свердловино-операцій.

Міжремонтний період (МРП) роботи свердловин за 2012 рік склав 202 доби для всього фонду і 192 діб по ШСН (у 2011 році, відповідно: 184,79 і 175,96 діб).

Протягом 2012 року використано 150 нових глибинних насосів, а в 2011 році – 158 нових глибинних насосів.

По цеху КПРС №1 (промислова група) у 2012 р. на проведення КРС

(закінчених) затрачено 14289 год., у т.ч. продуктивний час склав 12094 год. – 84,6%, непродуктивний час склав 2195 год. – 15,4% (в 2011 році, відповідно: 10595 год. – 75,34 % і 3469 год. – 24,66 %), що загалом пов'язано із несправністю підйомників: 605,5 годин або 4,2 % (в 2011 році 220 год. – 1,6%).

Витрати на проведення КРС в 2012р. склали 6902,1 тис. грн. та інтенсифікація 2284,1 тис. грн. при плані, відповідно, 6996,3 тис. грн. та 2331,44 тис. грн.

Протягом 2012 року проведено 513 (при плані 480) поточних ремонтів свердловин, з як глибинно-насосних 487; фонтанних: 2; нагнітальних: 12, УЕДН: 1, желонкових: 5, інших: 6.

На проведення ПРС затрачено 57012 год., у т.ч. продуктивний час склав 49003,5 год. – 86 %, непродуктивний час склав 8063 годин – 14 % (в 2010 році, відповідно: 48614 год. – 86,7 % і 7471,5 год. - 13,33%), несправність підйомників: 1327 год. або 2,3 % (в 2010 році: 910 год. або 1,75 %). Витрати на проведення ПРС в 2012 році склали 26366,6 тис. грн. при плані 26738,62 тис. грн.

По цеху КРС №2 (непромислова група) у 2012 році планувалось провести 77 капітальних ремонтів свердловин, фактично виконано – 125 КРС (в 2011 році: 77 і 127 відповідно). На проведення заходів по КР цехом у 2012 році витрачено 7765,7 тис. грн. при плані – 7805,01 тис. грн. (в 2011 році: 7360,08 тис. грн. і 8395 тис. грн. відповідно).

Отже, згідно наведеної інформації можна зробити висновок, що фактична кількість проведених організаційно-технічних заходів значно перевищують заплановану, що пов'язано із не достатньо ефективним плануванням на підприємстві і тому необхідно вносити зміни у діючу систему планування на цьому підприємстві.

Проаналізуємо впровадження організаційно-технічних заходів у НГВУ "Долинанафтогаз". У 2012р. планувалося впровадити 96 організаційно-технічних заходів, фактично виконано 114 заходів. Із загального числа

заходів на інтенсифікацію припливу рідини із нафтових свердловин було заплановано 53 заходи, тобто 55% від загальної кількості. Фактично виконано 59 заходів з інтенсифікації.

По видах організаційно-технічних заходів виконання було таким:

1. Впровадження заходів з інтенсифікації у нафтових свердловинах:

- гідравлічні розриви пластів проведено у 12-ти свердловинах при плані у 8-ми. Проведення гідравлічних розривів пласта дало можливість додатково видобути 5,296 тис. т. нафти і 1,546млн. м³ газу;

- кислотні обробки проведено у 16-ти свердловинах при плані у 12-ьох. Додатковий видобуток від проведення кислотних обробок склав 2,496 тис. т. нафти і 0,807 млн. м³ газу.

- обробки привибійної зони пластів поверхнево-активними речовинами (ПАР) планувалися провести у 20-ти свердловинах, фактично проведені в 19-ти свердловинах. Проведення обробок забезпечило додатковий видобуток нафти в кількості 8,105 тис. т. і газу – 2,294 млн. м³.

- ліквідація вуглеводневих забруднень ПЗП проведена в 4-ьох свердловинах при плані у 5-ьох. Додатковий видобуток від цього виду обробок склав 0,528 тис. т. нафти і 0,135 млн. м³ газу.

Перерозподіл потоку рідини (обмеження припливу пластових вод) проведено у 5-ьох свердловинах. План впровадження заходу - 5 св. опер. Додатковий видобуток від проведення заходу склав 0,852 тис. т. нафти і 0,299 млн. м³ газу.

Від проведення заходів з інтенсифікації додатково видобуто 17,932 тис. т. нафти , при плані 13,58 тис. т. Додатково видобуто газу 5,272 млн.м³ при плані 2,730 млн. м³.

2. Впровадження заходів інтенсифікації на нагнітальних свердловинах:

- на 2012 рік в нагнітальних свердловинах планувалось і фактично проведено 5 кислотних обробок. Проведення кислотних обробок дало змогу збільшити закачування води на 39,203тис. м³.

3. Впровадження інших заходів:

- в експлуатацію введено 1 нову свердловину, з якої видобуто 0,115 тис. т. нафти і 0,039 млн. м³ газу;

- на механізований видобуток глибинними штанговими насосами переведено 2 свердловини. Чотири свердловини переведено з ШГН на ЕВН. що дало змогу додатково видобути 0,636 тис. т нафти і 0,209 млн.м³ газу;

- капітальні ремонти проведено в 9-ти нафтових свердловинах при плані 6 і в 37 нафтових свердловинах проведено неремонтні роботи при плані 38. На нагнітальному фонді проведено 12 ремонтів (10 - ремонтні роботи і 2 - неремонтні роботи) при плані 14 (9-ремонтні роботи і 5 - неремонтні роботи);

- оптимальні режими роботи встановлено в 38 глибинно-насосних свердловинах при плані 30. За рахунок оптимізації роботи свердловин додатково видобуто 1,444 тис. т нафти і 0,777 млн. м³ газу;

- достріли і прилучення продуктивних горизонтів проведено в 2-х нафтових свердловинах при плані – 0. Додатковий видобуток за рахунок дострілів склав 0,456 тис. т нафти і 0,082 млн. м³ газу;

- ліквідовано аварії у 3-ьох нафтових свердловинах. Додатково отримано 0,439 тис. т нафти і 0,195 млн. м³ газу.

- для підтримання пластового тиску в продуктивні горизонти закачано 2084,7 тис. м³ води при плані 2080,0 тис. м³;

- поточний ремонт проведено у 973-х свердловинах (з врахуванням виконання ПРС 6-ма бригадами капітального ремонту) при плані в 944-х.

В загальному за рахунок виконання організаційно-технічних заходів у 2012 р. додатково видобуто 21,125 тис. т нафти, 7,039 млн. м³ газу та додатково закачано 39,203 тис. м³ води (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Результати, отримані за рахунок виконання організаційно-технічних заходів по НГВУ "Долинанафтогаз" за 2008-2012рр.

Роки	2008	2009	2010	2011	2012
Результати	2	3	4	5	6
Видобуто нафти, тис. т	29,404	27,945	27,867	29,086	21,125
Видобуто газу, млн. м ³	8,669	8,483	7,469	16,405	7,039

Продовження таблиці 2.2					
1	2	3	4	5	6
Закачано води, тис. м ³	88,688	1,899	50,664	26,147	39,203

Таким чином, додатковий видобуток нафти за рахунок виконання організаційно-технічних заходів у 2012р. склав 7,8% від загального по НГВУ, газу – 7,1%. Для порівняння, у 2008 р. додатковий видобуток нафти склав 9,0% від загального по НГВУ, газу – 8,8%.

Для збільшення припливу нафти і газу у видобувні свердловини, а також збільшення поглинання води нагнітальними свердловинами в НГВУ "Долинанафтогаз" в 2012 році проводились заходи штучного впливу на привибійні зони пластів.

Протягом 2012 року проведено 59 обробок привибійних зон продуктивних пластів нафтових свердловин і 5 обробок в нагнітальних, за рахунок яких додатково видобуто 17932 т нафти, 5272 тис. м³ газу і додатково закачано в продуктивні пласти 39203 м³ води. Відповідні значення за 2008-2012рр. наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати, отримані за рахунок обробок привибійних зон продуктивних пластів по НГВУ "Долинанафтогаз" за 2008-2012рр.

Роки	2008	2009	2010	2011	2012
Результати					
Видобуто нафти, т	19273	23507	16746	26745	17932
Видобуто газу, тис. м ³	5039,6	7244	4423	8969,6	5272
Закачано води, м ³	11620	1899	50664	26147	39203

Додатковий видобуток нафти за рахунок обробок привибійних зон продуктивних пластів у 2012р. склав 6,6% від загального по НГВУ, газу – 5,3%. У 2008 р. додатковий видобуток нафти склав 5,9% від загального по НГВУ, газу – 5,1%.

В 2012р. було впроваджено 12 заходів з особливо важливих завдань та робіт з науково-технічного прогресу:

1. Технологія селективної кислотної дії з використанням сульфованих сополімерів акриламідю.

2. Технологія обробки ПЗП з використанням адсорбційних поверхнево-активних систем на основі підкислених розчинів.

3. Технологія кріплення пластів з нестійким глинистим колектором на основі борфтористоводневої кислоти.

4. Селективна обробка ПЗП шляхом послідовного нагнітання похідних поліакриламідю та розчину ПАР на основі «Стінолу».

5. Селективна обробка ПЗП шляхом послідовного нагнітання похідних поліакриламідю та міцелярного розчину.

6. Технологія селективної обробки ПЗП з використанням емульсії проміжного шару Долинської УПН та ПАР.

7. Технологія обмеження водопрпливу з використанням емульсії проміжного шару Долинської УПН та полімеру.

8. Технологія потужного гідророзриву пластів (ПГРП) в нафтових і газових свердловинах із використанням гелевої рідини "Галгель" підвищеної концентрації.

9. Впровадження газового сепаратора СГ-3 конструкції НДГП ПАТ "Укрнафта" для ШГН.

10. Впровадження СОУ «Типові технологічні процеси по ремонту бурильних та насосно-компресорних труб до спуску в свердловини».

11. Використання поліетиленових труб армованих синтетичною ниткою для будівництва промислових трубопроводів.

12. Впровадження вузлів контролю швидкості корозії за методом LPR конструкції НДП: ВКК-40М, ВКК-200М.

Додатковий видобуток по заходах з інтенсифікації видобутку нафти і газу (1-8) склав 13970,18 т нафти.

В 2011р. було впроваджено 21 захід з особливо важливих завдань та робіт з науково-технічного прогресу з перевиконанням плану на 24%.
Додатковий видобуток по заходах з інтенсифікації видобутку нафти і газу

склав 50027,06 т нафти при 108 св.-оп.

В 2009 і 2010рр. впроваджено відповідно 25 і 19 заходів з особливо важливих завдань та робіт з науково-технічного прогресу з перевиконанням плану в 2009 р. на 13%, в 2010 р. на 21%. Додатковий видобуток по заходах з інтенсифікації видобутку нафти і газу в 2010 р. склав 14565,39 т нафти і 3897,31 тис. м³ газу при 52 св.-оп. Додатковий видобуток по заходах з інтенсифікації видобутку нафти і газу в 2009 р. склав 17277,0 т нафти і 5471,14 тис. м³ газу при 71 св.-оп.

Значний інтерес з точки покращення ремонтного обслуговування представляє аналіз ефективності у розрізі окремих заходів НТП.

Проаналізуємо окремі заходи з особливо важливих завдань та робіт з науково-технічного прогресу по НГВУ "Надвірнанафтогаз".

Для підвищення ефективності термохімічних обробок продуктивних пластів у видобувних і нагнітальних свердловинах з термобаричними умовами, сприятливими для відкладень на вибої асфальтосмолопарафінових речовин та наявності глинистих відкладів необхідне застосування комплексної дії на привибійну зону.

Це можливо досягнути послідовною дією на привибійну зону пласта спочатку горячим лужним, а потім кислотним розчином.

Попереднє оброблення привибійної зони пласта горячим лужним розчином за рахунок очищення її від АСПВ та витіснення з неї нафти часткового розчинення глинистих матеріалів та зменшення їх набухання створює сприятливі умови для подальшої дії кислотного розчину. Взаємодія лужного і кислотного розчинів повинна здійснюватись при надлишку першого.

Використання технології комплексної дії на ПЗП свердловин дає можливість розширення обсягів застосування хімічних оброблень та підвищення їх ефективності.

В 2010 році термохімічна обробка ПЗП була проведена на 2-х свердловинах:

Свердловина № 72 - Луква - 30.03.2010 р.

Свердловина № 21 - Луква - 25.10.2010 р.

За рахунок впровадження заходу додатково одержано: нафти - 1399,89 т; попутного газу - 908,99 тис.м³.

Технологія глинокислотної обробки на основі борофтористо-водневої кислоти пропонується для використання в теригенних пластах, в яких цементуючий матеріал представлений як глинистими так і карбонатними матеріалами (із карбонатністю більше 3%), в пластах з привнесеними глинистими забрудненнями.

Надзвичайною перевагою борофтористоводневої кислоти над іншими є її здатність забезпечувати ефективну стабілізацію глинистої пелітової частини покладу-малодисперсного глинистого матеріалу, який є не зв'язаним із породою продуктивного покладу і вільно рухається поровими каналами, що при певних умовах може призводити до зниження проникності.

Оскільки борофтористоводнева кислота є сповільнено діючою кислотою, то для збільшення глибини обробки продуктивного пласта глинисті розчини додатково протискуються в пласт протискувальною рідиною.

Для обробки привибійної зони пласта використовувався 8% борофтористоводневий розчин кислоти в комплексі з соляною кислотою. Таким чином підсилилась розчинна здатність бентоніту борофтористоводневим кислотним розчином.

В 2010 році глинокислотна обробка на основі борофтористоводневої кислоти проводилась на свердловинах:

Свердловина № 586 - Битків - 26.05.2010 р.

Свердловина № 1003 - Битків - 02.09.2010 р.

В результаті проведення глинокислотних обробок ПЗП на основі борофтористоводневої кислоти додатково одержано: нафти – 1387,53 т; попутного газу – 1264,57 тис.м³.

В 2011 році глинокислотна обробка на основі борофтористоводневої кислоти проводилась на свердловинах:

Свердловина № 811 - Пасічна - 26.08.2011 р.

Свердловина № 455 - Битків - 29.08.2011 р.

За рахунок впровадження заходу додатковий валовий видобуток з врахуванням перехідного ефекту склав: нафти – 1423,71 т.; попутного газу – 1094,89 тис.м³.

Технологія декольматації ПЗП реалізується шляхом застосування гідровакуумного пристрою. Для глибокої обробки ПЗП та її наступного очищення в компоновці з НКТ на глибину не менше 10-15 м від верхніх отворів перфорації спускається механічний пакер, над яким встановлюється гідровакуумний пристрій. При прокачуванні насосним агрегатом робочої рідини з розрахунковим тиском в зоні продуктивного горизонту створюється задане зниження гідростатичного тиску (депресія). При зупиненні прокачування гідростатичний тиск на пласт відновлюється. Такі цикли повторюють до появи припливу. Роботи проводять по коловій циркуляції рідини із затрубного простору в секційну ємність з мірною лінійкою.

В результаті циклічної дії на пласт в режимі депресія – відновлення гідростатичного тиску, відбувається очищення ПЗП і поступове заповнення свердловини (внутрішнього об'єму НКТ) пластовим флюїдом.

Особливістю операції є те, що вона дозволяє створювати задану депресію на пласт і в разі необхідності керувати її величиною і тривалістю, а також проводити циклічну багатократну дію на пласт чи безперервне відкачування пластового флюїду при заданій величині депресії. Після очищення (декольматації) ПЗП забезпечується дренавання пласта з відкачуванням певної кількості рідини. Із закінченням відкачування піднімають ліфтову колону НКТ.

В 2012 році захід впроваджено на свердловині :

Свердловина № 31 - Луква - 25.04.2012 р.

За рахунок впровадження заходу додатковий валовий видобуток склав: нафти – 59,20 т.; попутного газу – 33,82 тис. м³.

В 2011 році захід впроваджено на свердловинах :

Свердловина № 721 - Битків - 20.05.2011 р.

Свердловина № 54 - Луква - 25.11.2011 р.

За рахунок впровадження заходу додатковий валовий видобуток склав: нафти – 95,01 т.; попутного газу – 39,9 тис. м³.

Спосіб гідророзриву пласта із застосування підвищеної концентрації гелеутворювача дозволяє обмежити фільтрацію технологічної рідини в пласт навколо стовбура свердловини і через стінки тріщини, сприяє виносу із пласта і тріщини технологічної рідини під час освоєння свердловини після гідророзриву. Внаслідок цього можливо зберегти фільтраційні характеристики пласта, легше вилучити рідини розриву з пласта і швидше освоїти свердловину.

Технологія ПГРП базується на використанні рідини Галгель з підвищеною концентрацією гелеутворювача в якості рідини розриву і рідини-носія закріплювача тріщин забезпечує створення і закріплення тріщини високими концентраціями закріплювача (до 400 кг/м³), а відповідно, і високу провідність тріщини.

В 2012 році захід впроваджено на свердловинах :

Свердловина № 47 – Луква - 27.04.2012 р. ;

Свердловина № 22 – Луква - 04.09.2012 р. ;

Свердловина № 50 – Луква - 06.11.2012 р. ;

За рахунок впровадження заходу додатковий валовий видобуток з врахуванням перехідного ефекту склав: нафти – 3295,57 т.; попутного газу – 1076,16 тис.м³.

В 2011 році захід впроваджено на свердловинах :

Свердловина № 24 - Микуличин - 07.08.2011р.;

Свердловина № 54 – Луква - 22.09.2011 р. ;

Свердловина № 60 - Довбушанка - 18.11.2011 р.;

Свердловина № 6 - Довбушанка - 30.11.2011 р .

За рахунок впровадження заходу додатковий валовий видобуток з врахуванням перехідного ефекту склав: нафти – 302,97 т.; попутного газу –

72,30 тис.м³.

Застосування газового сепаратора із штанговими насосами (ШГН), обладнаними піднасосними трубними хвостовиками, дозволяє ефективно захистити циліндр ШГН від шкідливого впливу вільного газу. Ефективність сепарації досягається за рахунок достатнього перепаду тисків внаслідок різної структури (густини) газорідинної суміші в хвостовику і затрубному просторі між піднасосним хвостовиком і експлуатаційною колоною в інтервалі “прийом хвостовика – прийом насоса”.

Даний сепаратор встановлюється на глибинонасосних (ШГН) свердловинах НГВУ „Надвірнанафтогаз”, де прийоми штангових насосів обладнані піднасосними хвостовиками і експлуатація яких характеризується шкідливим впливом вільного газу (високі газові фактори, низькі вибійні тиски, високі тиски насичення).

Ефективність впровадження досягається за рахунок збільшення наповнення циліндра ШГН нафторідинною сумішшю внаслідок відведення газу від прийому ШГН в затрубний простір свердловини і недопущення його поступлення в штанговий насос, внаслідок чого збільшується його об’ємна подача.

Протягом 2012 року газовий сепаратор було встановлено на:

Свердловина № 47 Луква - 29.02.2012 р.

Свердловина № 83 Луква - 04.03.2012 р.

Свердловина № 71 Луква - 19.03.2012 р.

Свердловина № 67 Довбушанка - 20.08.2012 р.

За рахунок впровадження даного заходу одержано стабілізацію видобутку нафти і газу та збільшення міжремонтного періоду роботи по даних свердловинах.

Отже, особливістю роботи нафтогазовидобувних підприємств є необхідність утримання потужного ремонтного господарства, що представлено цехом капітального та поточного ремонту свердловин, прокатно-ремонтною дільницею електрообладнання та електрозабезпечення і

прокатно-ремонтною дільницею експлуатаційного обладнання. Це пов'язано із необхідністю підтримання як наземного так і підземного обладнання у належному робочому стані для безперебійної роботи підприємства. У свою чергу все це потребує ефективного управління ремонтним обслуговуванням. Як показав проведений аналіз у системі планування ремонтних робіт існують певні недоліки, а саме пов'язані із формуванням належної інформаційної бази, якості складання планів, оптимізації структури ремонтного обслуговування, що призводить до зниження результативності ремонтних робіт, а це у свою чергу впливає на ефективність роботи нафтогазовидобувних підприємств в цілому.

2.2 Аналіз ефективності роботи бригад поточного і капітального ремонту свердловин

Система ремонтного обслуговування в нафтовидобувній промисловості успішно використовується для забезпечення безперебійної роботи основного наземного устаткування нафтопромислу. Застосування цієї системи до устаткування, призначеного для підйому нафти, утруднюється у зв'язку з тим, що умови його роботи значно відрізняються як на окремих родовищах, так і на різних свердловинах. Тому нині у багатьох нафтових компаніях в основу організації підземних ремонтів свердловин закладається принцип ремонту за потребою, а не за планом. Цією обставиною і пояснюється, очевидно, досить велика питома вага аварійних ремонтів і свердловин що очікують ремонту. Роботи по ремонту свердловин виконує цех підземного ремонту свердловин.

Правомірно включати в цю категорію також ремонти, пов'язані зі зміною штангових глибинних насосів, оскільки значна частина заміни цих насосів пов'язана з їх відмовами і тільки невелика їх частка викликана необхідністю спуску насосів більшого або меншого діаметру.

У таблицях 2.4 і 2.5 подано показники роботи бригад поточного ремонту свердловин та капітального ремонту свердловин НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз».

Таблиця 2.4 – Показники роботи бригад поточного ремонту свердловин НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» за 2008-2012 рр.

Показники	НГВУ «Надвірнанафтогаз»					НГВУ «Долинанфтогаз»					НГВУ «Бориславнафтогаз»				
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Число бригад	4	4	4	4	4	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7
Середньодіюча кількість бригад	4,3	4,2	4,0	4,0	3,9	7,7	8,2	8,9	9,2	9,2	5,64	6,6	7,7	8,7	6,3
Коефіцієнт змінності	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8	1,7	1,9	1,9	2,0	2,0	1,4	1,46	2,5	2,6	2,6
Виріток на одну середньодіючу бригаду	73,4	80,71	83,25	86,50	90,27	125,32	108,5	104,2	102,3	98,5	89,9	72,4	61,8	56,09	79,2
Коефіцієнт продуктивного часу	0,93	0,95	0,98	0,98	0,97	0,92	0,94	0,95	0,95	0,95	0,93	0,91	0,89	0,84	0,86

Як видно з таблиці 2.4, число бригад ПРС в 2008-2012 роках залишалось майже без змін. При цьому середньодіюча кількість бригад ПРС по НГВУ «Бориславнафтогаз» знизилася на 11,3% у 2012 р., хоча у 2010-2011рр. спостерігалось зростання даного показника. Середньодіюча кількість бригад ПРС по НГВУ «Долинанфтогаз» зросла на 19,5%, по НГВУ «Надвірнанафтогаз» спостерігалось незначне зростання у 2008-10 рр.. Збільшення середньодіючої кількості бригад ПРС відбувалось, в основному, за рахунок зростання коефіцієнта змінності роботи бригад.

Досліджуючи показники ремонтного обслуговування в НГВУ «Надвірнанафтогаз», «Долинанфтогаз», «Бориславнафтогаз», необхідно зазначити, що у 2008-2009 рр. в НГВУ «Надвірнанафтогаз» середньодіюча кількість бригад поточного ремонту свердловин перевищує їх фактичну кількість на 0,3 і 0,2 бригад відповідно. Аналогічна тенденція проявляється в НГВУ «Долинанфтогаз» у 2009-2012 рр. і в НГВУ «Бориславнафтогаз» у 2010-2011 рр. Вона 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 і газу, тому потребує регулювання.

Коефіцієнт змінності збільшився по НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» з 2,6 до 2,8, з 1,7 до 2,0, та з 1,4 до 2,6, тобто на 64,7%, 17,6% та 18,2% відповідно.

Що стосується роботи бригад КРС, то як видно з таблиці 2.5, число бригад КРС по підприємствах НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» в 2008-2012 роках залишалось без змін. При цьому показник середньодіючої кількості бригад КРС по НГВУ «Бориславнафтогаз» зріс на 20,3% у 2012 р., хоча у 2010 рр. спостерігалось найменше його значення. Середньодіюча кількість бригад КРС по НГВУ «Долинанафтогаз» зросла на 20,4%, найбільше значення даного показника спостерігалось у 2009 р.. По НГВУ «Надвірнанафтогаз» спостерігалось зниження даного показника на 10,3%. Збільшення середньодіючої кількості бригад КРС по НГВУ «Бориславнафтогаз» відбувалось, в основному, за рахунок зростання коефіцієнта змінності бригад.

Таблиця 2.5 – Показники роботи бригад капітального ремонту свердловин НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» за 2008-2012 рр.

Підприємства Показники	НГВУ «Надвірнанафтогаз»					НГВУ «Долинанафтогаз»					НГВУ «Бориславнафтогаз»				
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Число бригад	4	4	4	4	4	7	7	6	6	6	3	3	3	3	3
Середньодіюча кількість бригад	2,6	2,9	2,64	2,7	2,6	6,2	6,7	5,4	5,8	5,9	3,99	3,65	2,3	1,2	3,2
Коефіцієнт змінності	2,4	2,6	2,5	2,5	2,4	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	2,7	2,8	2,7	2,68	2,7
Виробіток на одну середньодіючу бригаду	10,1	8,3	9,1	8,2	7,9	19,03	17,6	16,6	15,4	15,0	18,8	15,9	19,1	36,7	24
Коефіцієнт продуктивного часу	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,92	0,91	0,92	0,93	0,93	0,85	0,83	0,73	0,76	0,85

Коефіцієнт змінності по НГВУ «Бориславнафтогаз» майже не змінювався і мав в середньому значення 2,7, а по НГВУ «Надвірнанафтогаз» знизився на 11,1%.

В цілях подальшого вдосконалення організації ремонту свердловин слід встановити для більшості бригад безперервний цілодобовий графік роботи.

Виробіток на одну бригаду ПРС у 2008-2012 роках по НГВУ «Долинанафтогаз» та НГВУ «Бориславнафтогаз» зменшився на 21,5% та 14,0% відповідно. Що стосується роботи НГВУ «Надвірнанафтогаз» то тут спостерігається кардинально інша ситуація. Виробіток на одну бригаду ПРС в 2008-2012 роках зріс на 39,7%. Таке зростання становить приблизно 5% і зумовлене збільшенням обсягів ремонтних робіт та збільшення обсягів завантаження ремонтних бригад.

Виробіток на одну бригаду КРС у 2008-2012 роках по НГВУ «Надвірнанафтогаз» та НГВУ «Бориславнафтогаз» зріс на 50,5% та 54,86% відповідно. Що стосується роботи НГВУ «Долинанафтогаз» то тут спостерігається зниження показника виробітку на 3,2%.

У таблицях 2.6 і 2.7 представлений обсяг робіт по поточних та капітальних ремонтах свердловин на НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» за 2008-2012 рр.

З таблиці 2.6 видно, що на підприємствах в 2008-2012 рр.. НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» спостерігається зменшення кількості ремонтів ПРС (приблизно на 2,1% та 76,3% відповідно), а на підприємстві НГВУ «Надвірнанафтогаз» кількість ремонтів зросла (на 39,7%).

Таблиця 2.6 – Обсяг робіт по поточних ремонтах свердловин, виконаний в НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» за 2008-2012 рр.

Підприємства		НГВУ «Надвірнанафтогаз»					НГВУ «Долинанфтогаз»					НГВУ «Бориславнафтогаз»				
Показники		2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Кількість ремонтів		310	339	333	343	352	930	890	928	938	946	507	478	476	488	499
У тому числі	фонтанних	2	15	8	10	12	5	1	1	1	2	3	2	3	3	1
	глибинно-насосних	288	285	298	302	308	915	888	916	925	930	502	473	463	465	484
	нагнітальних	0	4	4	5	6	7	0	0	0	0	1	3	6	10	12
	газліфтних	19	27	20	21	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ЕДН	0	7	3	4	4	0	1	8	10	12	0	0	0	0	0
	інших	1	1	0	1	2	3	0	3	2	2	1	0	4	10	2

Незначне зниження кількості поточних ремонтів на підприємствах НГВУ «Бориславнафтогаз» протягом 2008-2012 рр. спостерігається по ремонтах глибинно-насосних свердловин, а в НГВУ «Долинанфтогаз» по інших ремонтах.

Найбільше зростання кількості поточних ремонтів на підприємстві НГВУ «Надвірнанафтогаз» спостерігається по глибинно-насосних свердловинах, що пов'язане з переведенням у глибинно-насосні свердловини з інших способів експлуатації.

Таблиця 2.7 – Обсяг робіт по капітальних ремонтах свердловин, виконаний в НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» за 2008-2012 рр.

Підприємства		НГВУ «Надвірнанафтогаз»					НГВУ «Долинанафтогаз»					НГВУ «Бориславнафтогаз»				
		2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Показники																
Кількість ремонтів		30	24	26	30	34	100	118	90	110	117	75	58	44	44	77
У тому числі	фонтанних	2	3	7	8	7	3	3	4	9	11	5	1	2	3	5
	глибинно-насосних	20	15	4	12	19	81	105	72	91	96	55	47	27	29	57
	нагнітальних	1	2	4	4	4	16	9	11	5	4	7	7	8	7	5
	газліфтних	4	2	7	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ЕДН	0	0	0	0	0	0	0	1	2	5	0	0	0	0	0
	інших	3	2	4	3	2	0	1	2	3	1	8	3	7	5	10

З таблиці 2.7 видно, що у НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» в 2008-2012 рр. спостерігається зростання кількості ремонтів КРС (приблизно на 61,9%, 53,9%, 67% відповідно) через збільшення кількості ремонтів глибинно-насосних і нагнітальних свердловин.

Як видно з таблиці 2.8, тривалість одного ремонту ПРС в 2008-2012 рр. коливалася в межах від 36,4 години до 97,24 годин (на підприємстві НГВУ «Надвірнанафтогаз»), від 27,3 годин до 85,4 годин (на підприємстві НГВУ «Долинанафтогаз») та від 76,10 годин до 114,93 годин (на підприємстві НГВУ «Бориславнафтогаз»). Відмітимо тенденцію до зростання середньої тривалості ремонту за 2008-2012 рр. на всіх досліджуваних підприємствах, а саме у НГВУ «Надвірнанафтогаз» спостерігається зростання на 119,9%, НГВУ «Долинанафтогаз» на 187,5%, НГВУ «Бориславнафтогаз» на 44,1%.

Таблиця 2.8 – Тривалість та вартість одного поточного ремонту на підприємствах НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» за 2008-2012 рр.

Показники	НГВУ «Надвірнанафтогаз»					НГВУ «Долинанфтогаз»					НГВУ «Бориславнафтогаз»				
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Тривалість одного ремонту, год	97,24	46,4	93,79	94,58	96,82	35,0	79,48	82,0	84,0	85,4	89,5	97,6	110,2	114,93	114,0
у тому числі															
фонтанних	32,2	116,53	167,75	156,35	178,12	152,0	98,5	48,0	84,0	72,0	186	220	226	660,3	1364,
глибинно-насосних	35,8	95,74	92,65	93,84	94,52	34,2	79,44	82,5	83,0	84,2	88,95	96,74	108,48	107,9	107,0
нагнітальних	0	140,25	57,75	62,40	70,02	23,3	0	0	0	0	85,0	148,7	134,66	299,2	308,0
газліфтних	44,5	94,22	82,65	90,05	80,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЕДН	0	97,43	132	125,2	70,40	0	96,0	61,75	50,2	40,4	0	0	0	0	0
інших	115,4	143,0	0	25,4	10,2	20,0	0	20,0	12,4	10,1	830,0	0	143,5	92,0	24,0
Середня вартість одного закінченого ремонту, тис. грн	39,8	40,7	42,6	45,1	46,7	40,3	42,4	41,9	73,2	44,6	40,1	42,2	42,3	44,0	48,2

Аналіз даних таблиці показує, що зростання середньої тривалості ремонту на підприємстві НГВУ «Надвірнанафтогаз» та НГВУ «Долинанфтогаз» спричинене збільшенням тривалості фонтанних, глибинно-насосних, ЕДН ремонтних робіт, а на підприємстві НГВУ «Бориславнафтогаз» спричинене також збільшенням ремонтних робіт на нагнітальних свердловинах.

Очевидно, що збільшення середньої тривалості ремонту призводить до зменшення виробітку бригади, про що свідчать наведені дані про виробіток на одну середньодіючу бригаду.

Таблиця 2.9 – Тривалість та вартість одного капітального ремонту на підприємствах НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» за 2008-2012 рр.

Підприємства	НГВУ «Надвірнанафтогаз»					НГВУ «Долинанафтогаз»					НГВУ «Бориславнафтогаз»				
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Показники															
Тривалість одного ремонту, год	35,4	37,6	55,91	61,28	63,57	21,77	19,38	21,17	22,4	23,1	19,7	22,01	18,7	14,5	11,4
фонтанних	44,1	12,2	51,67	34,2	26,1	6,72	7,94	14,91	15,2	16,1	34,8	1,55	0,5	22,4	0,5
глибинно-насосних	31,4	28,76	14,67	10,2	9,4	22,96	19,36	20,25	21,4	23,8	15,3	26,17	23,5	15,3	0
нагнітальних	40,5	48,4	81,35	98,1	102,5	18,56	24,56	33,36	41,5	46,8	34,7	5,52	12,7	5,5	13,7
газліфтних	17,1	15,8	84,00	92,7	112,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЕДН	0	0	0	0	0	0	0	8,17	9,1	10,4	0	0	0	0	0
інших	13,2	15,35	29,99	40,2	46,4	0	9,5	6,15	7,2	7,6	93,75	2,67	12	17	3,5
Середня вартість одного виконаного ремонту, тис. грн	480,46	579,23	1187,78	1204,2	1236,4	220,58	266,75	348,82	384,2	401,3	206,3	207,88	223,45	235,1	254,0

Як видно з таблиці 2.9, тривалість одного ремонту КРС в 2008-2012 рр. коливалася в межах від 29,7 години до 63,57 годин (на підприємстві НГВУ «Надвірнанафтогаз»), від 18,0 годин до 23,1 годин (на підприємстві НГВУ «Долинанафтогаз») та від 11,4 годин до 131,0 годин (на підприємстві НГВУ «Бориславнафтогаз»). Відмітимо тенденцію до зростання середньої тривалості ремонту протягом 2008-2012 рр. на підприємствах НГВУ «Надвірнанафтогаз» на 77,6%, НГВУ «Долинанафтогаз» на 18,5%. На підприємстві НГВУ «Бориславнафтогаз» спостерігався зниження тривалості ремонту на 78,7%.

Аналіз даних таблиці показує, що зростання середньої тривалості ремонту на підприємстві НГВУ «Надвірнанафтогаз» спричинене збільшенням тривалості ремонтних робіт на фонтанних, глибинно-насосних, нагнітальних, газліфтних та інших свердловинах, на підприємстві НГВУ «Долинанафтогаз» спричинене збільшенням тривалості глибинно-насосних, нагнітальних, ЕДН ремонтних робіт. Скорочення середньої тривалості ремонту на підприємстві НГВУ «Бориславнафтогаз» спричинене зниженням

тривалості ремонтних робіт фонтанних, глибинно-насосних, нагнітальних свердловин.

Таким чином, показники тривалості та вартості ремонтів, що повною мірою характеризують їх ефективність, мають тенденцію до збільшення. Усе це викликає необхідність широкого впровадження комплексних методів ремонту свердловин, підвищення кваліфікації працівників, скорочення часу перебування свердловин в ремонті за рахунок зменшення внутрішньозмінних організаційних простоїв.

Резервом підвищення ефективності роботи ремонтних бригад ПРС є зменшення непродуктивного часу, ліквідація бездіяльного фонду свердловин, яка може бути досягнута при застосуванні науково-обґрунтованої системи технічного обслуговування і ремонту свердловин.

Значний інтерес має дослідження чинників, що викликають непродуктивні витрати часу, і шляхів його зменшення. Для забезпечення видобутку нафти в умовах ускладненої експлуатації родовищ, що пов'язана з падінням пластового тиску і обводненням продукції свердловин, необхідні значні капітальні вкладення. У таких умовах збільшуються експлуатаційні витрати, витрати на ремонт свердловин також мають виражену тенденцію до збільшення.

Витрати, пов'язані з підземним ремонтом свердловин, прямо і повністю відносяться на собівартість видобутку нафти і газу. Ці витрати складаються із заробітної плати робітників, що проводять ремонти, витрат на експлуатацію підйомників і спецагрегатів, амортизації комплексу устаткування, механізмів, інструменту, якими оснащені бригади, вартості матеріалів, що витрачаються, та інших витрат.

Середня тривалість ремонту залежить безпосередньо від обсягу (складності) ремонтних робіт на свердловині і коефіцієнта суміжності роботи бригади підземного ремонту свердловин. Повний час відключення свердловин визначається як $t = t_p + A_t$, де t_p - час перебування на свердловині основної бригади; A_t - різниця повного часу і часу перебування на

свердловині основної бригади. При існуючій системі передачі і накопичення інформації досить важко отримати дані для аналізу складових витрат часу A_t .

Якщо проводяться планово-профілактичні ремонти, величина A_t скорочується за рахунок часу очікування ремонту. Якщо ж відбувається аварія, то час очікування підготовчих бригад буде досить великим.

Збільшення часу очікування пов'язане, по-перше, з недосконалістю існуючої системи передачі інформації про відмову, по-друге, підготовча бригада працює зазвичай в одну зміну, що створює невідповідність її діяльності з роботою бригад ПРС. Отже, збільшення змінності роботи підготовчих бригад сприятиме скороченню часу очікування підземного ремонту. По-третє, неможливо відразу направити бригаду ПРС на аварійну свердловину зважаючи на часту відсутність в даний момент часу вільних бригад.

Крім того A_t залежить від числа виробничих бригад. Якщо відчувається їх нестача, то різко зростає число свердловин, що очікують ремонту. В цьому випадку необхідно прогнозувати число підземних ремонтів свердловин на плановий період і визначати оптимальне число, як бригад ПРС, так і підготовчих бригад.

Для того, щоб дослідити склад робочого часу бригади, складається баланс робочого часу (таблиця 2.10).

З таблиці 2.10 видно, що непродуктивний час включає:

1) простої при підйомі устаткування (пов'язані з метеоумовами, перервами, обумовленими поломкою устаткування, непідготовленістю свердловини та ін.).

2) простої при ремонтах (пов'язані з ліквідацією аварій, ускладнень, браків, допущених з вини бригади, та ін.).

Аналіз даних показує, що продуктивний час роботи бригад ПРС у 2012 році по підприємствах складає 96,6%, 95,0%, та 85,8% відповідно по НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз»,

що на 4,6%, 2,9% перевищує даний показник у 2008 році по НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз».

Таблиця 2.10 – Баланс часу роботи бригад ПРС на підприємствах НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» за 2008-2012 рр.

Підприємства	НГВУ «Надвірнанафтогаз»					НГВУ «Долинанфтогаз»					НГВУ «Бориславнафтогаз»				
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Глушіння	2520	2584	2689	2754	2938	1122	4038	4476	4924	5128	1214	1213	1592	1323	1345
Переїзд	1800	1812	1811	1950	1987	1136	2968	3066	3254	2070	1927	1834	2003	2070	2267,;
ПЗР	1732	1989	2611	2720	2910	1856	5011	5561	5784	5969	6750	5988	4755	4566	4165,;
Безпосе-редньо ремонт	21468	22357	23389	24620	25438	43749	54780	59590	63400	66500	31034	32432	38133	39328	41125
Всього	27520	28742	30500	32044	33273	47859	66797	72693	77362	80945	40995	42327	46483	47291	48903
При підйомах	1103	984	112	250	386	1656	1439	1774	1854	1900	1118	843	908	1445	1327
При ремонті	968	528	77	420	798	2734	2498	2096	2151	2323	3270	3376	5089	7349	6736
Всього	2071	1512	189	670	1184	4390	3937	3870	4005	4223	4388	4219	5997	8795	8063
Всього працювано,	29591	30254	31233	32714	34457	52253	70734	76563	81367	85168	45383	45686	52480	56085	56966
Вендарний , год	33916	34672	36024	36129	37624	61911	78934	78856	83529	87420	60341	46646	59683	57932	57012
Продуктивний , %	93,0	95,0	97,7	98,0	96,6	91,6	94,4	94,9	95,1	95,0	90,3	92,6	88,6	84,3	85,8

З таблиці 2.11 видно, що продуктивний час роботи бригад КРС в 2012 році по підприємствах складав 96,9%, 92,9%, та 84,6% відповідно по НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз», що на 2,9%, 0,9%, 6,6% перевищує даний показник у 2008 році.

При цьому у 2012 році прості бригад КРС при підйомах становили 15,6%, 12,6% та 27,6% відповідно по НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз», що на 47,6% та 51,5% по НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз», менше ніж у 2008 році.

Таблиця 2.11 – Баланс часу роботи бригад КРС на підприємствах НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» за 2008-2012 рр.

Підприємства	НГВУ «Надвірнанафтогаз»					НГВУ «Долинанфтогаз»					НГВУ «Бориславнафтогаз»					
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	
Показники																
Продуктивний час, год	Глушіння	1490	1820	2885	2904	3058	1122	1080	764	702	650	386	267	142	172	211
	Переїзд	804	1038	1608	1684	1720	1136	1100	778	680	656	319	363	216	320	351
	ПЗР	503	802	1036	1092	1250	1856	1772	1445	1205	1100	4536	2304	1153	1127	1184
	Безпосередньо ремонт	24000	17546	13915	12746	10904	43749	46137	38991	36514	33100	18480	19858	12215	8969	10348
	Всього	26797	21206	19444	18426	16932	47859	50089	41978	39101	35506	23681	22792	13726	10588	12094
Непродуктивний час, год	При підйомах	320	220	128	104	85	1656	1291	609	384	343	401	704	1068	366	605,5
	При ремонті	54	181	304	320	460	2734	3516	3139	2400	2380	3650	4103	4052	3110	1563,
	Всього	374	401	432	424	545	4390	4807	3748	2784	2723	4051	4807	5120	3476	2195
Всього відпрацьовано, год	27171	21607	19876	18850	17477	52253	54896	45726	41885	38229	27732	27599	18846	14064	14289	
Календарний час, год	34252	32761	23651	27432	24562	59831	62342	57484	48420	45115	30798	28093	35821	15343	14274	
Продуктивний час, %	98,6	98,1	97,8	97,8	96,9	91,6	91,2	91,8	93,4	92,9	85,4	82,6	72,8	75,5	84,6	

З вищевикладеного можна зробити висновок, що ліквідація непродуктивних робіт і простоїв, обумовлених в основному організаційно-технічними причинами і порушеннями трудової дисципліни, є значним резервом зниження часу на проведення ремонту, збільшення міжремонтного періоду роботи свердловин, збільшення видобутку нафти та ін. Для підвищення ефективності ремонтних робіт необхідно покращувати як технічний стан свердловин, так і організацію робіт бригад ПРС та КРС. Завдання технічної експлуатації свердловин можуть бути визначені таким чином:

- відповідно та своєчасно реагувати на деградаційні процеси пов'язані із зношенням устаткування;

- не допускати аварійних відмов обладнання;
- відновлювати свердловини при виникненні відмов;
- підтримувати перебування свердловини в стані постійної готовності;
- визначати оптимальні періоди проведення технічного обслуговування і ремонту свердловин і своєчасно їх виконувати;
- мінімізувати витрати на ремонтні роботи.

Успіх реалізації організаційно-технічних заходів з підвищення рівня використання свердловин у першу чергу залежить від ефективності роботи підрозділів по ремонту свердловин.

Проаналізуємо тенденцію зміни кількості бригад і ремонтів по НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанфтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» за період 2005-2012 рр. (рисунки 2.5-2.7).

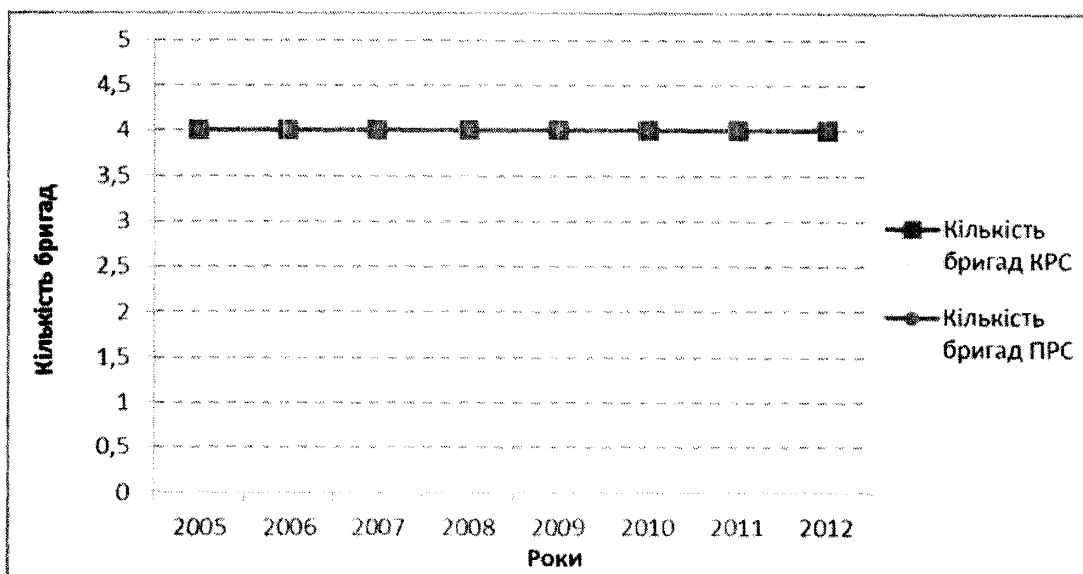


Рисунок 2.5 – Динаміка кількості бригад КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р.
НГВУ «Надвірнанафтогаз»

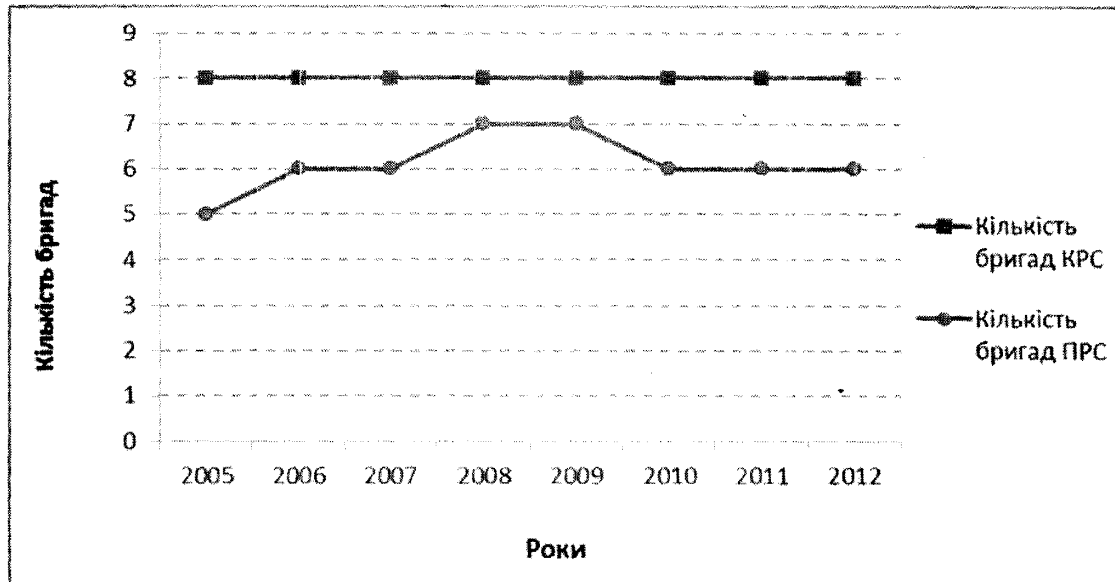


Рисунок 2.6 – Динаміка кількості бригад КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р.
НГВУ «Долинанафтогаз»

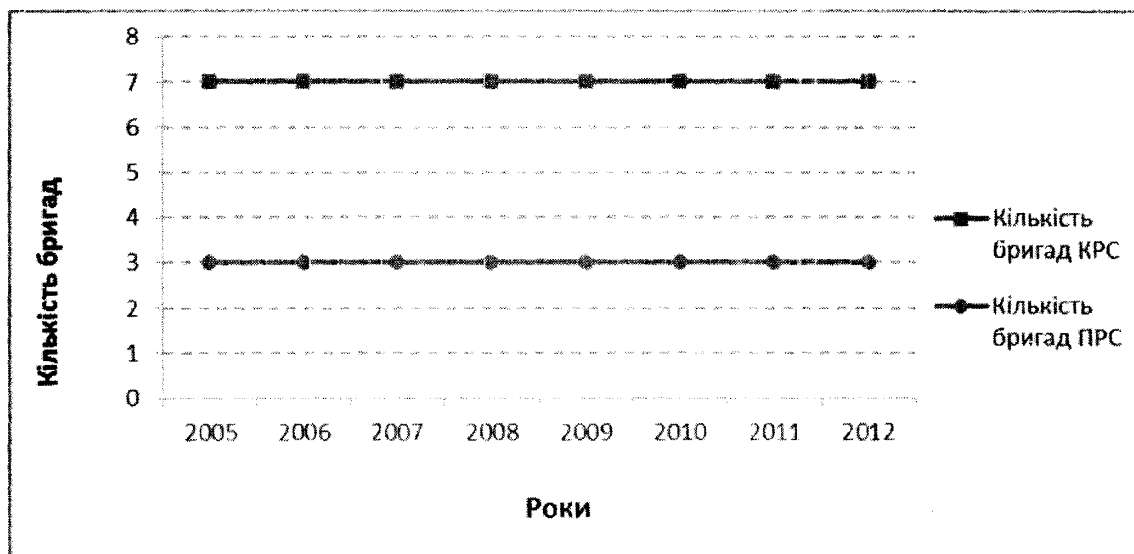


Рисунок 2.7 – Динаміка кількості бригад КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р.
НГВУ «Бориславнафтогаз»

З рисунків 2.5-2.7 видно що протягом такого тривалого періоду кількість ремонтних бригад по НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» не змінювалась. По підприємству НГВУ «Долинанафтогаз» спостерігався деякий приріст числа бригад ПРС, який склав у 2008-2009 рр. в порівнянні з 2005 р. 2 бригади, та у 2012 р. в порівнянні з 2005 роком 1 бригаду.

В середньому динаміка кількості КРС і ПРС дещо змінювалася (див. додаток Д). Більші зміни спостерігались по бригадах ПРС. Можна, також, відзначити загальну тенденцію зростання бригад КРС для всіх підприємств.

Що стосується продуктивності роботи бригад, то з рисунків 2.8-2.10 видно, що показник виробітку на одну бригаду ПРС характеризується різкими коливаннями для всіх підприємств, максимальне зниження спостерігалось для НГВУ «Надвірнанафтогаз» 2005 та 2007 роки, для НГВУ «Долинанафтогаз» 2011 та 2012 роки, для НГВУ «Бориславнафтогаз» 2010 та 2011 роки.

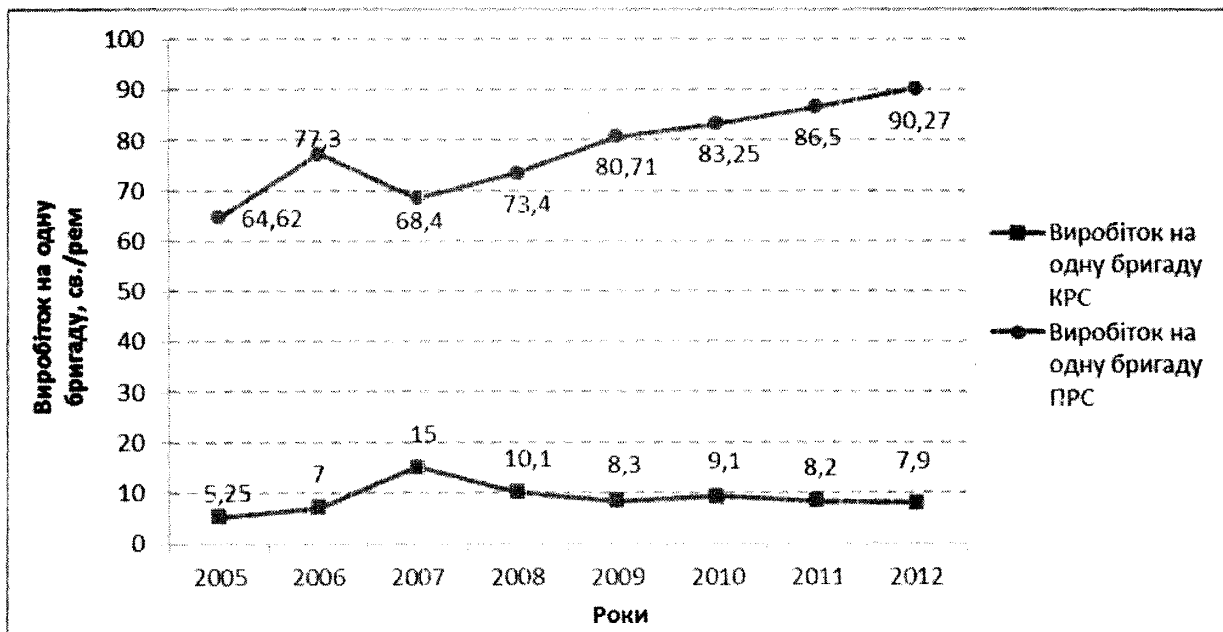


Рисунок 2.8 – Динаміка виробітку на одну бригаду КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ «Надвірнанафтогаз»

Аналіз рисунків 2.8-2.10 показує, що найбільший спад для КРС відбувся у 2005 році для НГВУ «Надвірнанафтогаз» та для НГВУ «Бориславнафтогаз», у 2012 році для НГВУ «Долинанафтогаз».

Максимальне значення виробітку для КРС припадає на 2007 рік для НГВУ «Надвірнанафтогаз», на 2008 рік для НГВУ «Долинанафтогаз», на 2011 рік для НГВУ «Бориславнафтогаз».

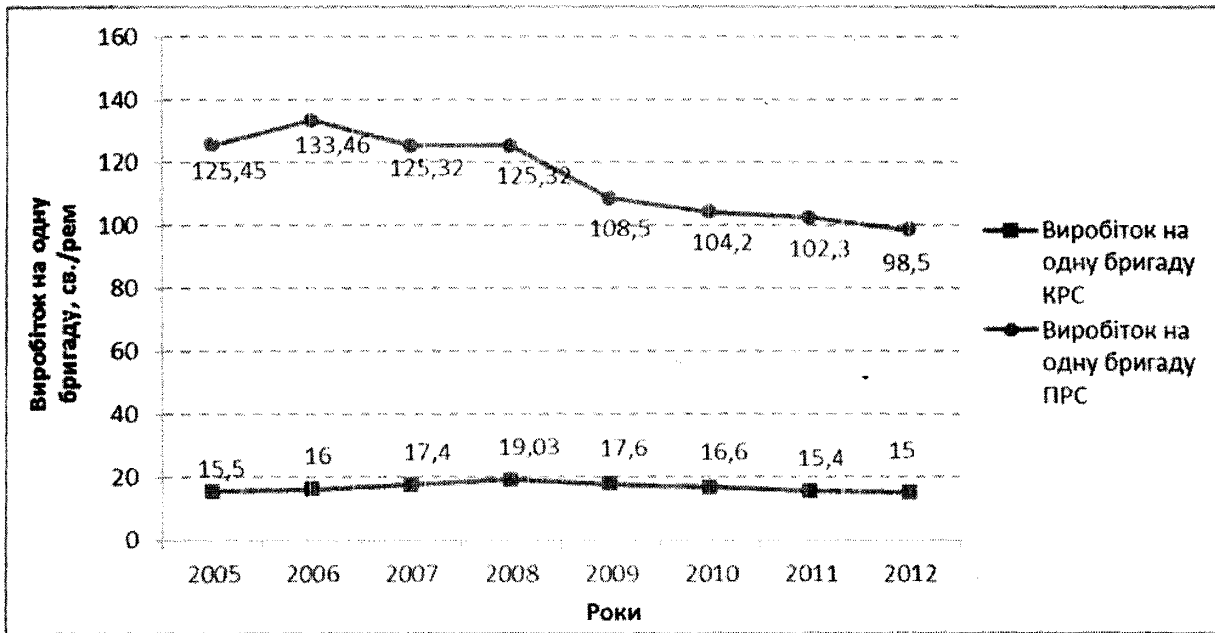


Рисунок 2.9 – Динаміка виробітку на одну бригаду КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ «Долинанафтогаз»

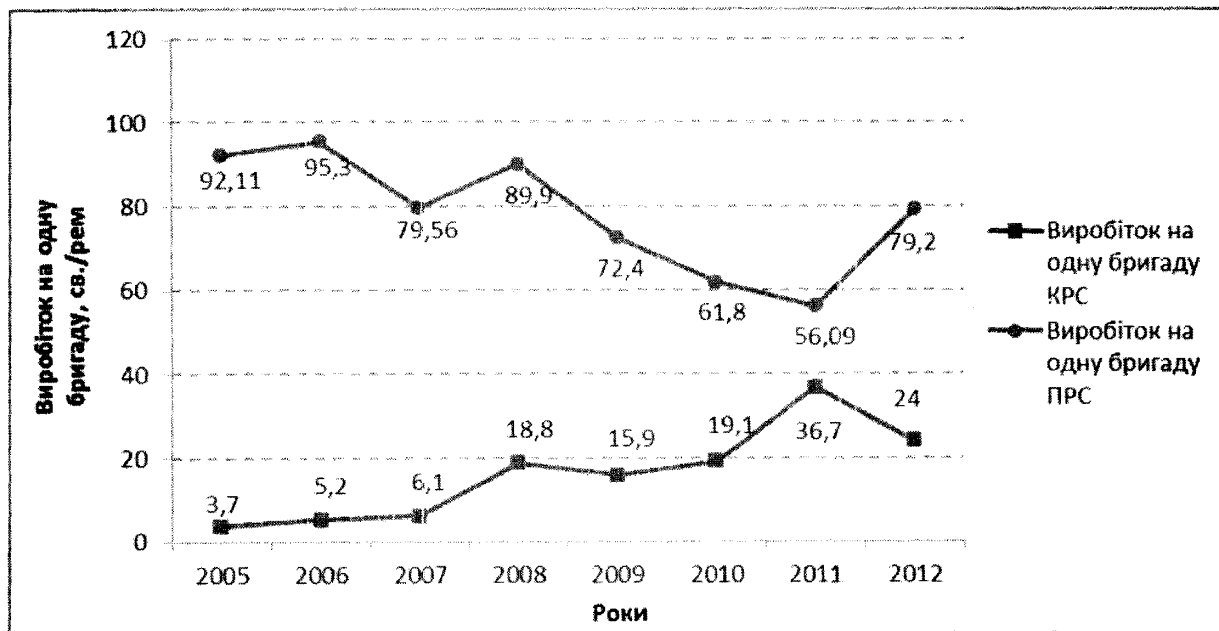


Рисунок 2.10 – Динаміка виробітку на одну бригаду КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ «Бориславнафтогаз»

Вид кривих, зображених у додатку Е, показує, що тривалість одного КРС з 2005 по 2012 рр. характеризується яскраво вираженою тенденцією до його зниження для НГВУ «Бориславнафтогаз», та до зростання для НГВУ «Надвірнанафтогаз».

Для ремонтів ПРС характерною є тенденція до зростання витрат часу на них по всіх підприємствах.

Найбільша тривалість одного ПРС припадає на 2009 рік для підприємства НГВУ «Надвірнанафтогаз», у 2012 р. для НГВУ «Долинанафтогаз», та на 2011 рік для НГВУ «Бориславнафтогаз». І найменша, відповідно, на 2006 рік для НГВУ «Долинанафтогаз» та НГВУ «Бориславнафтогаз», та на 2007 рік для НГВУ «Надвірнанафтогаз».

Найбільша тривалість одного КРС припадає на 2012 рік для НГВУ «Надвірнанафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз», та на 2006 рік для НГВУ «Бориславнафтогаз». І найменша, відповідно, на 2006 рік для НГВУ «Долинанафтогаз» та НГВУ «Надвірнанафтогаз», та на 2012 рік для НГВУ «Бориславнафтогаз».

Очевидно, що збільшення тривалості ремонту приводить до зменшення виробітку бригадою (як для ПРС, так для КРС), про що свідчать результати зображені на рисунках додатку Е. Варто зазначити, що середня тривалість ремонтів залежить від обсягу (складності) ремонтних робіт.

У додатку Ж показана тенденція зміни вартості для ПРС і КРС.

Динаміка вартості по КРС та ПРС характеризується зростанням починаючи з 2005 року. Стрімке зростання спостерігається для КРС. Вартість одного КРС різко збільшується з 2008-2009 року для всіх підприємств.

Зміна вартості ПРС відбувається аналогічно КРС, але має дещо нижчі значення і не такий значний ріст.

Отже, проведений аналіз показує, що для підвищення ефективності роботи бригад підземного і капітального ремонту свердловин необхідно:

- покращити планування організаційно-технічних заходів з урахуванням рівня існуючої техніки і технологій, що використовуються в галузі;
- застосовувати нові методологічні підходи для: оптимізації ремонтних робіт на свердловинах на основі законів розподілу відмов свердловин та їх причин; оптимізації кількості бригад з метою зниження рівня

витрат; скорочення фонду не діючих свердловин; підвищення продуктивності праці бригад ПРС і КРС.

Часта зміна устаткування вимагає не лише значних витрат грошових коштів, але і веде до втрати видобутку нафти. Для зниження вказаних втрат потрібне вирішення значного кола питань теоретичного, практичного і організаційного характеру, проведення певних робіт з вдосконалення проектування, виготовлення і експлуатації устаткування, здійснення аналізу і встановлення причин низької надійності устаткування.

Також необхідно звернути увагу на неякісну підготовку свердловин до спуску устаткування і порушення технології спускопідйомних операцій, що призводить до збільшення кількості ремонтів. Для вирішення цього завдання необхідно організувати технічне обслуговування і ремонт свердловин на основі врахування фактичних законів розподілу відмов свердловин і вибору оптимальних періодів проведення ремонтів.

2.3 Оцінка впливу рівня організації і управління ремонтним обслуговуванням на ефективність виробничо-господарської діяльності підприємства

Конкуренція і лібералізація ринку вимагають зниження витрат нафтогазовидобувних підприємств як необхідної умови їх виживання. У зв'язку з цим істотно зростає значення ефективної організації і управління діяльністю ремонтних служб НГВУ.

Як вже зазначалось, раціональна організація обслуговування і ремонту є визначальним чинником поліпшення використання обладнання, підвищення якості і зниження собівартості продукції, що в цілому сприяє стійкості розвитку підприємства.

Необхідність збільшення продуктивності обладнання зі збереженням максимально можливого в умовах підприємства рівня безвідмовності і

зниженням собівартості видобутку нафти і газу вимагає вдосконалення системи технічної експлуатації обладнання.

При оцінці різних форм і методів технічного обслуговування і ремонту необхідно враховувати техніко-технологічні організаційні, економічні та соціальні чинники. До техніко-технологічних чинників відносяться, технологічна складність оцінюваного виду ремонтних робіт і технічні характеристики необхідних для їх виконання машин і обладнання, кваліфікаційні вимоги до кадрів. Аналіз технічної доцільності варіантів організації ремонту і технічного обслуговування полягає у встановленні можливості проведення цих робіт і операцій в повній відповідності з технічними умовами, виявленні переваг і недоліків розглянутих варіантів організації ремонтного обслуговування з точки зору вдосконалення техніки і технології.

Організаційні чинники складають – потребу в ремонтних послугах, передбачувані обсяги виконання конкретних послуг, наявність або відсутність необхідних для виконання певних послуг виробничих потужностей, ступінь використання виробничих потужностей ремонтних служб, можливість виконання певних послуг (робіт) в порядку дозавантаження наявних виробничих потужностей і кадрів.

Економічні чинники включають в себе: рівень витрат на виконання послуг та їх оплату споживачем; обсяг капітальних вкладень, джерела й умови їх фінансування; подання певних податкових пільг по відношенню до підприємств і підприємців, що надають виробничо-технічні послуги.

Одним із напрямів оцінки роботи ремонтної служби є методики аналізу з використанням показників ефективності, за допомогою яких можна оцінювати прийняті управлінські рішення (при порівнянні і виборі варіантів). Наприклад, для оцінки ефективності функціонування ремонтної служби в якості критерія ефективності можна використовувати питомі витрати коштів, які спрямовуються на відновлення і підтримку обладнання у справному стані.

Також в якості критерію ефективності часто використовують час - його

втрати, пов'язані з виконанням технічного обслуговування і ремонту, а також тривалість простоїв. В якості узагальнюючого інтегрального показника найбільш зручно використовувати коефіцієнт технічної готовності, що відображає ефективність роботи обладнання - простої в технічному обслуговуванні і ремонті за певний проміжок часу.

На даний час досить популярним є метод оптимізації прийнятих рішень. Під оптимізацією розуміється отримання прийнятних результатів при певних умовах і обмеженнях. Функція, за якою здійснюється оптимізація, називається цільовою, в даному випадку вона характеризує ефективність використання обладнання шляхом управління його технічним станом. Визначення оптимального значення цільової функції забезпечує оптимізацію рішення в цілому. Згідно цій методиці, в процесі оптимальної організації технічного обслуговування і ремонтів при зміні на різних етапах ступеня використання тих чи інших форм організації їх проведення, загальний комплекс управлінських впливів залишається незмінним.

Вартісний підхід дозволяє знайти відповідь на питання: вигідний чи не вигідний ремонт обладнання, оскільки економічний результат ремонтних робіт полягає в частковому відновленні вартості основних фондів, і тому залишкова вартість об'єкта внаслідок ремонту підвищується.

Економічний результат ремонту тим кращий, чим вища його якість, тобто чим кращий технічний стан обладнання після ремонту і чим гірший був початковий стан обладнання. Крім того, за інших рівних умов результат ремонту тим кращий, чим більший термін служби обладнання.

Виникає проблема об'єктивної оцінки ефективності роботи ремонтних служб і її впливу на ефективність і стійкість функціонування підприємства в цілому.

Оцінку ефективності діяльності ремонтної служби підприємства можна здійснити на базі зіставлення одержаного ефекту і витрат на його досягнення.

В основі визначення корисного ефекту як результату діяльності ремонтної служби підприємства лежить пряма залежність між обсягом

випуску продукції та інтенсивністю використання обладнання. Тобто в результаті більш ефективної роботи обладнання (внаслідок високого рівня організації і управління ремонтними роботами) збільшується обсяг видобутку нафти і газу, як наслідок, зростає прибуток підприємства. Ефект від поліпшення роботи обладнання (у вигляді приросту обсягу видобутку нафти і газу) може бути досягнутий за рахунок таких чинників:

- можливого приросту обсягу видобутку нафти і газу за рахунок збільшення продуктивності обладнання (у випадку поєднання капітального ремонту обладнання з його модернізацією);

- можливого приросту обсягу видобутку нафти і газу за рахунок збільшення часу роботи обладнання;

Загальний корисний ефект, одержаний в результаті більш ефективної роботи обладнання і, відповідно, ремонтної служби підприємства, можна визначити як суму часткових ефектів.

На базі одержаних ефектів можна визначити такі показники ефективності діяльності ремонтної служби підприємства:

- приріст обсягу видобутку вуглеводнів на 1 грн. витрат організаційно-технічного заходу щодо ремонту обладнання, що забезпечують цей приріст;

- витрати на здійснення організаційно-технічного заходу щодо ремонту обладнання на 1 грн. приросту обсягу вуглеводнів, що забезпечили цей приріст.

Проте варіант оцінки ефективності діяльності ремонтної служби підприємства, заснований на розрахунку цих двох показників, є достатньо трудомістким і для оперативних розрахунків малоприматним (у зв'язку зі складністю визначення приросту обсягів видобутку вуглеводнів і витрат в рамках конкретних заходів, направлених на поліпшення якості ремонту).

Тому нами пропонується інший методичний підхід для оцінки ефективності роботи ремонтної служби і її впливу на ефективність роботи підприємства загалом, заснований на побудові багатofакторної моделі лінійної регресії. Після визначення аргументів рівняння лінійної регресії

можна здійснити прогноз і з великим ступенем вірогідності визначити, як вплинуть на обсяг видобутку нафти і газу зміни в організації і управлінні організаційно-технічними заходами щодо ремонту обладнання.

Критеріями ефективності прийнято обсяги видобутку нафти з конденсатом, тис. тонн (y_1) і продуктивність праці (y_2). Показник видобутку нафти відображає комплексний вплив багатьох чинників, що здійснюють вплив на її динаміку, зокрема, дебіт свердловин, їх обводненість, фондоемність продукції. Продуктивність праці є основним економічним показником оцінки ефективності використання трудових ресурсів. У нафтовидобувній галузі продуктивність праці вимірюється видобутком нафти, що припадає на одного працівника промислово-виробничого персоналу за певний період, наприклад, за рік. За одиницю виміру продуктивності праці прийнято середньорічний видобуток нафти на одного працівника промислово-виробничого персоналу в тонах.

В якості чинників, що впливають на результуючу величину, вибрано показники, що характеризують рівень організаційно-технічних заходів щодо поточного і капітального ремонту свердловин. Рівняння множинної лінійної регресії має такий вигляд [36]:

$$y_i = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 + a_4x_4 + a_5x_5, \quad i = 1, 2.$$

де x_1 - середньодіюча кількість бригад;

x_2 - виробіток на 1 середньодіючу бригаду;

x_3 - коефіцієнт змінності;

x_4 - кількість відпрацьованих бригадо-годин;

x_5 - кількість завершених ремонтів;

a_0 - вільна змінна; $a_j, j = \overline{1,5}$ - коефіцієнти регресії.

Цей методичний підхід до оцінки ефективності роботи ремонтної служби і її впливу на ефективність роботи підприємства апробовано на прикладі діяльності НГВУ «Бориславнафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Надвірнанафтогаз», що, як відомо, входять до складу публічного

акціонерного товариства "Укрнафта", який функціонує як єдиний виробничо-господарський комплекс (див. додаток А).

У 2010 р. ПАТ "Укрнафта" здійснювало видобуток вуглеводнів на 90 родовищах, зокрема 86 родовищ перебувають в промисловій, 4 – в дослідно-промисловій розробці. Розробка родовищ нафти і газу здійснюється як із використанням природних режимів роботи покладів, так і з впровадженням систем підтримання пластового тиску шляхом нагнітання води (27 родовищ) та застосування сучасних методів підвищення нафтогазоконденсатовилучення (6 родовищ).

З метою раціонального використання надр на родовищах постійно впроваджуються різноманітні геолого-технічні заходи, а саме: переведення видобувних свердловин після виснаження покладів на інші горизонти, залученням до розробки покладів, які раніше розглядалися як промислово неперспективні та ін.

У 2010 р. видобуток вуглеводнів на родовищах нафти і газу здійснювався експлуатаційним фондом, який становив 2372 свердловин, у т.ч. 2169 нафтових, 203 газових.

У 2010 році пробурено 48,6 тис. м експлуатаційного та пошуково-розвідувального буріння (на 13,1 тис. м менше показника 2009 року). У 2010р. втрати проходки у зв'язку з несвоєчасним відведенням земельних ділянок сягнули 32,56 тис. м. Введено 28 нових свердловин, із них 20 нафтових та 8 газових. Приріст запасів становив за підсумками 2010 року 2119 тис. т умовного палива.

За результатами виробничої діяльності ПАТ "Укрнафта" за 2011 рік видобуток нафти з конденсатом становив 2 271,8 тис. т, газу – 2 146,7 млн. м³, що становить відповідно 91,4% і 87,8% від видобутку за 2010 рік (таблиці 2.12-2.13). Слід відзначити наявну протягом розглядуваного періоду стійку тенденцію до зменшення як видобутку нафти з конденсатом, так і природного та попутного газу практично по всіх НГВУ і по ПАТ «Укрнафта» в цілому.

Дохід від реалізації продукції за 2010 рік сягнув 27 871,8 млн. грн., за 2009 рік – 15 010,2 млн. грн., за цей час відбулося підвищення середніх цін реалізації видобувної продукції порівняно з 2009 роком: нафти – у 2,26 рази, конденсату – на 36%, скрапленого газу – на 24,3%, фракції легкої – на 7,2%.

Таблиця 2.12 – Обсяги видобутку нафти з конденсатом, тис. тонн [59]

Підприємство	2007 рік	2008 рік	2009 рік	2010 рік	2011 рік
НГВУ «Долинанафтогаз»	326,2	316,1	302,8	280,3	270,7
НГВУ «Бориславнафтогаз»	104,0	103,5	97,8	96,1	101,2
НГВУ «Надвірнанафтогаз»	162,0	113,5	118,9	89,4	72,9
ПАТ «Укрнафта»	3161,1	3057,2	2835	2485,5	2271,8

Таблиця 2.13 – Обсяги видобутку природного та попутного газу, млн. м³ [59]

Підприємство	2007 рік	2008 рік	2009 рік	2010 рік	2011 рік
НГВУ «Долинанафтогаз»	98,2	94,4	91,2	92,6	99,2
НГВУ «Бориславнафтогаз»	45,0	43,2	40,3	37,8	37,6
НГВУ «Надвірнанафтогаз»	242,7	200,8	175,1	139,0	147,8
ПАТ «Укрнафта»	3237,9	3165,8	2947,1	2445,2	2145,9

У 2009 р. доведено до виконання структурними одиницями 76 заходів згідно Плану особливо важливих завдань і робіт з впровадження у виробництво заходів науково-технічного прогресу ПАТ "Укрнафта".

У 2010 році згідно Плану особливо важливих завдань і робіт з впровадження заходів науково-технічного прогресу структурними одиницями ПАТ "Укрнафта" здійснено 69 заходів із них: інтенсифікація видобутку нафти і газу – 36; техніка і технологія видобутку нафти і газу – 5; підготовка нафти і газу та переробка газу – 5; механізація і автоматизація виробничих процесів – 2, будівництво свердловин – 13; екологія – 2; захист від корозії – 6 та 6 заходів по Планах структурних одиниць.

В результаті впровадження заходів НТП орієнтовний додатковий видобуток за 2010 рік становив: нафти з конденсатом – валовий – 92,3 тис. т; товарний – 91,6 тис. т; газу – валовий – 71,7 млн.м³, товарний – 59,6 млн.м³; економія електроенергії склала 180800 кВт. Для порівняння, у 2009 році в

результаті впровадження заходів НТП орієнтовний додатковий видобуток становив: нафти з конденсатом – 126,42 тис. т; газу – 96,49 млн. м³, економія електроенергії склала 480 000 кВт.

За результатами 2009 року дохід (виручка) від реалізації продукції (товарів, робіт, послуг) становила 15 010,2 млн. грн. із них:

4 251,3 млн. грн. (питома вага в структурі доходу від реалізації 28,3%) за рахунок реалізації нафти в обсязі 2 418,0 тис. т за середньою ціною 1758,16 грн./тонну;

2 132,4 млн. грн. (питома вага в структурі доходу від реалізації 14,2%) за рахунок реалізації газу в обсязі 1 025,3 млн. куб. м за середньою ціною 2079,82 грн./тис. м³;

176,2 млн. грн. (питома вага в структурі доходу від реалізації 1,2%) за рахунок реалізації конденсату в обсязі 54,05 тис. т за середньою ціною 3259,08 грн./тонну;

562,9 млн. грн. (питома вага в структурі доходу від реалізації 3,8%) за рахунок реалізації скрапленого газу в обсязі 181,0 тис. т за середньою ціною 3109,83 грн./тонну;

447,61 млн. грн. (питома вага в структурі доходу від реалізації 3%) за рахунок реалізації фракції легкої в обсязі 254,4 тис. т за середньою ціною 1759,22 грн./тонну.

За 2010 р. доходи ПАТ "Укрнафта" – чистий дохід від реалізації продукції, товарів, робіт, послуг, інші операційні доходи, інші фінансові доходи, інші доходи – склали 29 782 255 тис. грн., що на 19 418 282 тис. грн. (187,4 %) більше за доходи 2009 року. Чистий дохід від реалізації продукції (товарів, робіт, послуг) за 2010 рік становить 20 010,4 млн. грн., що порівняно з показником 2009 року більше на 10 031,5 або в 2 рази. Основну питому вагу в чистому доході від реалізації займають:

чистий дохід від реалізації готової продукції – 6 533 433 тис. грн. (32,6%), в тому числі нафти – 3 854 281,3 тис. грн., газу товарного горючого –

2157 953,4 тис. грн. , скрапленого газу 509 803 тис. грн., фракції легкої 274176,8 тис. грн.;

чистий дохід від реалізації послуг – 288 479 тис. грн. (1,4 %);

чистий дохід від реалізації покупних нафтопродуктів (бензин, дизпаливо) – 6 774 717 тис. грн. (33,8%);

чистий дохід від реалізації інших товарів (в тому числі експорт карбаміду, мазуту, феросплавів, сільськогосподарської продукції) – 6 381 390 тис. грн. (31,9 %).

За результатами 2010 року дохід (виручка) від реалізації продукції (товарів, робіт, послуг) становив 27 871,8 млн. грн.:

8 547,5 млн. грн. (питома вага в структурі доходу від реалізації 30,6%) за рахунок реалізації нафти в обсязі 2 151,3 тис. т. за середньою ціною 3973,15 грн./тонну;

3 340,7 млн. грн. (питома вага в структурі доходу від реалізації 12%) за рахунок реалізації газу в обсязі 1 767,6 млн. куб. м за середньою ціною 1890,0 грн./тис. м3;

86,27 млн. грн. (питома вага в структурі доходу від реалізації 0,31%) за рахунок реалізації конденсату в обсязі 19,47 тис. т за середньою ціною 4430,84 грн./тонну; 611,8 млн. грн. (питома вага в структурі доходу від реалізації 2,19%) за рахунок реалізації скрапленого газу в обсязі 158,3 тис. т. за середньою ціною 3 864,61 грн./тонну;

319,64 млн. грн. (питома вага в структурі доходу від реалізації 1,15%) за рахунок реалізації фракції легкої в обсязі 169,53 тис. т. за середньою ціною 1 885,50 грн./тонну.

Питому вагу у доході (виручці) від реалізації продукції (товарів, робіт, послуг) займає дохід від реалізації покупних нафтопродуктів – 8 129,7 млн. грн. (29,17% загального доходу від реалізації) та інші товари непродовольчої групи, роботи, послуги та товари – 6 836,4 млн. грн., що складає 24,53% від загального доходу від реалізації.

Валовий прибуток ПАТ "Укрнафта" за перше півріччя 2012 р. склав 2544 млн. грн. (перше півріччя 2011 р. – 1 388 млн. грн.). Фінансовий результат від операційної діяльності за звітний період досяг 1 896 млн. грн. (перше півріччя 2011 р. – 788 млн. грн.).

В першій половині 2012 року на родовищах ПАТ "Укрнафта" були введені в експлуатацію 8 нових свердловин, 6 з яких – в Дніпровсько-Донецькому нафтогазоносному басейні, 2 – в Прикарпатському нафтогазоносному басейні. Сукупний дебіт нових свердловин за підсумками червня 2012 р. склав 139,8 тонн нафти і конденсату та 248,0 тис. куб. м. газу на добу.

На основі цієї статистичної інформації, за допомогою кореляційного аналізу встановлений взаємозв'язок і залежність кожного із описаних вище чинників з результативним показником. Результати кореляційного аналізу подані у додатку К, Л.

На основі виконаних обчислень встановлено рівняння множинної регресії, які мають такий вигляд:

для НГВУ «Бориславнафтогаз»:

$$y_1 = 90,89 - 3,206x_1 - 0,09x_2 - 12,872x_3 + 0,00045x_4 + 0,0912x_5;$$

$$y_2 = 98,84 - 3,176x_1 - 0,0484x_2 - 12,245x_3 + 0,00033x_4 + 0,0454x_5;$$

для НГВУ «Долинанафтогаз»:

$$y_1 = 886,78 + 0,375x_1 - 1,152x_2 - 105,657x_3 - 0,00189x_4 + 0,0205x_5;$$

$$y_2 = 428,72 + 6,629x_1 - 0,988x_2 - 9,519x_3 - 0,002x_4 + 0,0571x_5;$$

для НГВУ «Надвірнанафтогаз»:

$$y_1 = -53,418 + 13,226x_1 + 3,288x_2 + 3,913x_3 + 0,0016x_4 - 0,7499x_5;$$

$$y_2 = -47,0876 + 11,003x_1 + 2,718x_2 + 4,342x_3 + 0,0014x_4 - 0,634x_5.$$

Коефіцієнти детермінації вказують на те, що варіації обсягів видобутку нафти з конденсатом і продуктивності праці для НГВУ «Бориславнафтогаз» на 95% і 96% відповідно визначаються змінами встановлених нами факторів, що характеризують рівень організаційно-технічних заходів щодо поточного і

капітального ремонту свердловин. Дещо нижчими є вказані значення для НГВУ «Долинанафтогаз» – відповідно 85% і 87%. Для НГВУ «Надвірнанафтогаз» варіація результуючих величин визначається коливанням вибраних факторів на 95%.

Коефіцієнти регресії моделі показують, наскільки зміниться видобуток нафти з конденсатом і продуктивність праці при зміні кожного фактору на одиницю за умови, що інші фактори моделі знаходяться на середньому (фіксованому рівні). Зокрема, по НГВУ «Бориславнафтогаз» при збільшенні кількості завершених ремонтів на 1 од. видобуток нафти з конденсатом збільшиться на 91,2 т., по НГВУ «Долинанафтогаз» – на 20,5 т. при збільшенні середньодіючої кількості бригад на 1 од. продуктивність праці НГВУ «Долинанафтогаз» і НГВУ «Надвірнанафтогаз» збільшиться відповідно на 6,63 і 11,0 т відповідно. Збільшення виробітку на 1 середньодіючу бригаду на 1 свердл.-рем. збільшує видобуток нафти з конденсатом для НГВУ «Бориславнафтогаз» на 90,0 т., для НГВУ «Долинанафтогаз» – на 1152,0 т.

Результати розрахунків з прогнозування зміни результуючих показників залежно від зміни факторів, що характеризують рівень організаційно-технічних заходів щодо ремонту обладнання наведено в таблицях 2.14-2.16.

Таблиця 2.14 – Прогнозування зміни обсягів видобутку нафти і продуктивності праці для НГВУ «Бориславнафтогаз»

x1	x2	x3	x4	x5	y1	y2
9,21	94,6	2,45	70929	512	99,58	81,82
9,43	92,3	2,55	73120	502	97,86	80,28
9,76	95,86	2,4	77099	503	100,27	82,26
8,91	100,5	2,495	71580	514	99,90	82,24
9,46	85,7	2,455	69627	520	99,67	81,33
9,63	108,7	2,05	60259	582	103,75	84,34
10,25	88,3	2,13	73285	536	104,17	84,61
10	80,9	2,6	70611	520	96,94	78,39
9,9	92,8	2,64	70149	532	96,56	78,04

Продовження таблиці 2.14						
9,5	103,2	2,65	71301	576	101,30	81,06
9,4	98,41	2,24	68546	541	102,91	84,13
10,23	100,08	2,62	69378	553	96,68	77,58
9,85	104,32	2,17	70369	518	100,55	82,83
9,77	99,06	2,36	68780	537	99,86	81,35
10,04	101,31	2,28	69793	526	99,27	81,20

Таблиця 2.15 – Прогнозування зміни обсягів видобутку нафти і продуктивності праці для НГВУ «Долинанафтогаз»

x1	x2	x3	x4	x5	y1	y2
12,2	139,75	2,31	106785	1122	307,37	198,01
12,9	141,31	2,12	104853	1048	328,05	202,60
12,6	140,95	1,98	103678	1042	345,24	204,33
13,7	149,46	1,87	104699	1137	347,50	207,62
13,5	142,72	2,04	111601	1066	322,71	193,35
13,6	134,64	2,15	109819	1105	324,60	206,77
12,3	142,29	2,17	107862	1114	317,08	194,87
13,7	153,96	2,08	114680	1096	300,40	178,68
13,4	143,18	2,14	112567	1102	310,49	191,38
13,6	151,32	2,36	116307	1087	270,56	174,17
13,2	148,35	2,24	113890	1096	291,27	180,98
12,8	137,51	2,17	109834	1123	319,22	199,44
13,6	152,09	2,31	112056	1138	284,04	185,37
13,8	151,11	1,99	110231	1084	321,40	191,32
13,1	146,77	2,08	113492	1075	310,27	183,01

Таблиця 2.16 – Прогнозування зміни обсягів видобутку нафти і продуктивності праці для НГВУ «Надвірнанафтогаз»

x1	x2	x3	x4	x5	y1	y2
7,25	74,47	2,41	57834	312	154,64	126,71
7,12	69,69	2,50	55208	290	149,88	123,04
6,8	69,87	2,38	59310	273	165,04	135,89
7,2	84,30	1,97	63045	339	172,61	140,96
7,9	83,40	2,42	64317	344	178,94	146,74
7,1	80,24	2,17	50685	327	148,08	120,40
6,4	73,14	2,34	48268	298	134,06	109,23
6,3	68,57	1,97	52122	318	107,38	86,69
6,9	59,14	2,19	42269	283	95,77	77,34

Продовження таблиці 2.16							
6,8	52,17	1,83	56540	305	76,30	61,30	
6,7	54,28	1,96	58674	298	91,06	73,86	
6,9	57,64	2,14	59761	317	92,94	75,41	
7,1	62,37	1,97	60837	326	105,43	85,49	
7,2	69,68	2,07	63214	334	128,95	105,07	
6,9	67,45	1,94	62450	323	124,18	101,07	

Зокрема, по НГВУ «Бориславнафтогаз» при прогнозованій середньодіючій кількості бригад 10,04 обсяг видобутку нафти з конденсатом становить 99,27 тис. тонн, продуктивність праці – 81,2 т/бр. При прогнозованому виробітку на 1 середньодіючу бригаду 104,32 свердл/рем обсяг видобутку нафти з конденсатом становить 100,55 тис. тонн, продуктивність праці – 82,83 т/бр.

По НГВУ «Долинанафтогаз» при прогнозованій середньодіючій кількості бригад 13,8 обсяг видобутку нафти з конденсатом становить 321,4 тис. тонн, продуктивність праці – 191,32 т. При прогнозованому виробітку на 1 середньодіючу бригаду 152,09 свердл/рем обсяг видобутку нафти з конденсатом становить 284,04 тис. тонн, продуктивність праці – 185,37 т/бр.

По НГВУ «Надвірнанафтогаз» при прогнозованій середньодіючій кількості бригад 7,2 і виробітку на 1 середньодіючу бригаду 69,68 свердл/рем обсяг видобутку нафти з конденсатом становить 128,95 тис. тонн, продуктивність праці – 105,07 т/бр.

На рисунку 2.11 зображено динаміку обсягів видобутку нафти з конденсатом для досліджуваних НГВУ.

У додатку М графічно представлено залежності продуктивності праці від кількості завершених ремонтів свердловин.

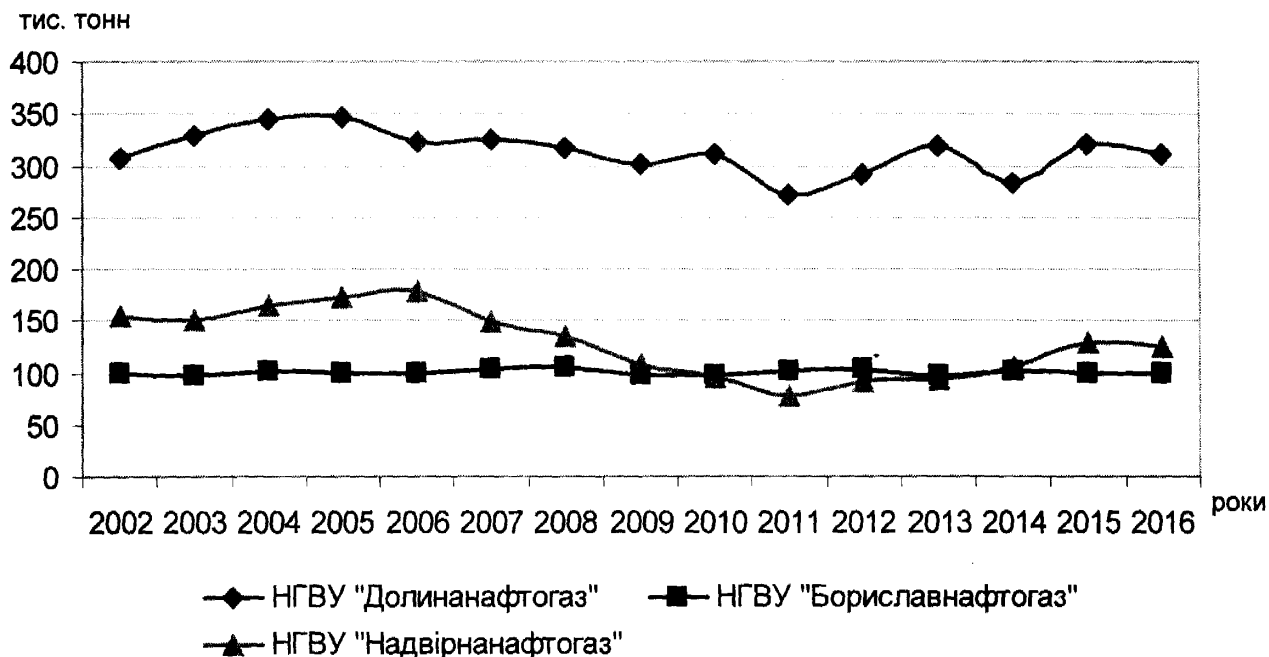


Рисунок 2.11 – Динаміка обсягів видобутку нафти з конденсатом

На рисунках 2.12-2.14 зображено залежності обсягів видобутку нафти з конденсатом від виробітку на 1 середньодіючу бригаду.

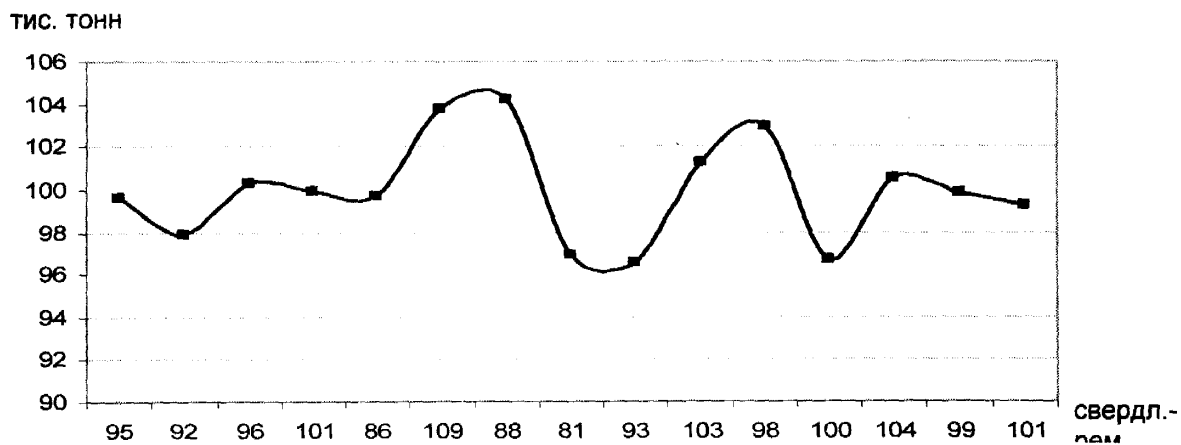


Рисунок 2.12 – Графік залежності обсягів видобутку нафти з конденсатом від виробітку на одну середньодіючу бригаду для НГВУ «Бориславнафтогаз»

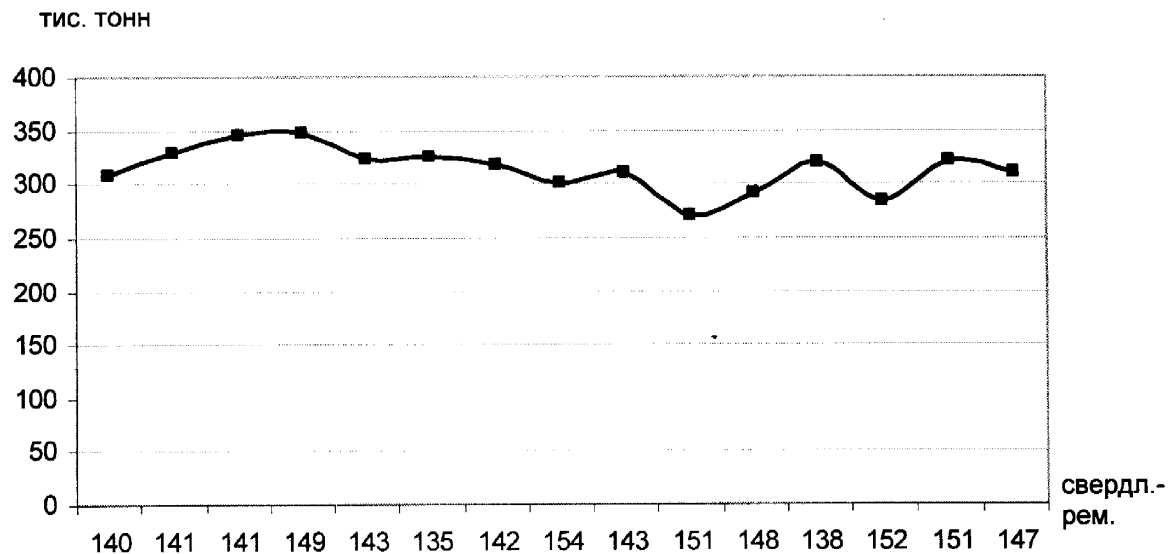


Рисунок 2.13 – Графік залежності обсягів видобутку нафти з конденсатом від виробітку на одну середньодіючу бригаду для НГВУ «Долинанафтогаз»

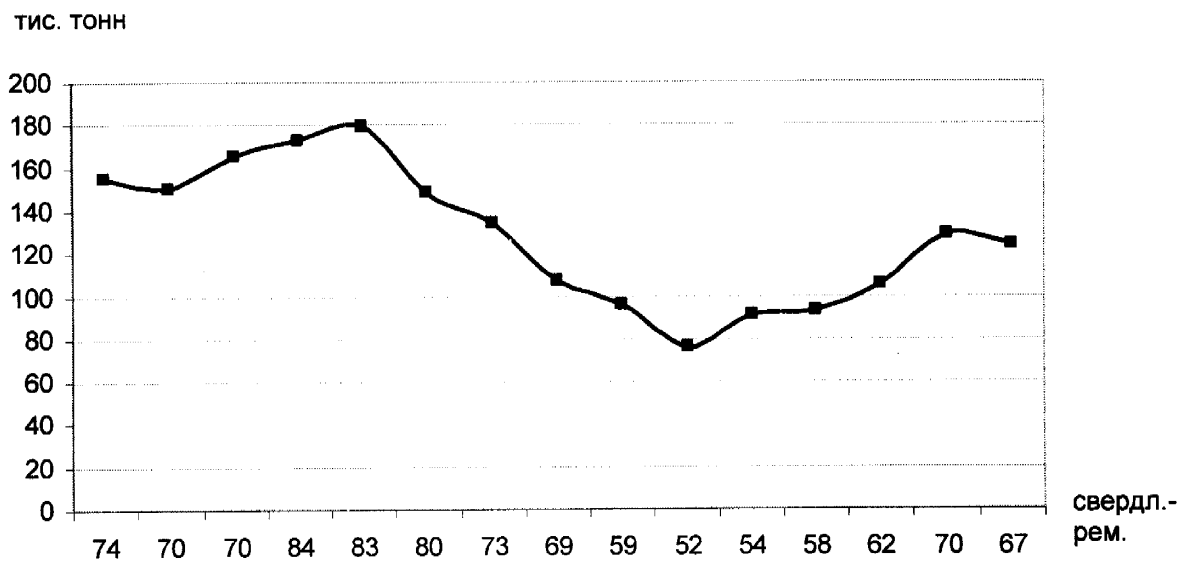


Рисунок 2.14 – Графік залежності обсягів видобутку нафти з конденсатом від виробітку на одну середньодіючу бригаду для НГВУ «Надвірнанафтогаз»

Таким чином, використання побудованих математичних моделей (рівнянь множинної регресії) дає змогу НГВУ, при плануванні і реалізації відповідних заходів, із підвищення рівня організації, управління, технічного обслуговування і ремонту обладнання, зокрема, поточного і капітального

ремонту свердловин, прогнозувати їх вплив на виробничо-господарську діяльність підприємства.

Висновки до розділу 2

1. Проведений аналіз діяльності нафтогазовидобувних підприємств України показав протягом останніх років стійку тенденцію до зменшення як видобутку нафти з конденсатом, так і природного та попутного газу практично по всіх нафтогазовидобувних управліннях, що входять до складу ПАТ «Укрнафта». Така ситуація обумовлена, зокрема, як зменшенням запасів української нафти, так і ускладненням умов її видобування. При цьому більшість великих родовищ знаходяться на пізній стадії розробки, вимагаючи підвищення ефективності використання фонду свердловин, а також здійснення невідкладних заходів з метою інтенсифікації видобутку нафти.

2. Встановлено, що застосування ефективної системи ремонтного обслуговування устаткування, призначеного для підйому нафти, утруднюється у зв'язку з тим, що умови його роботи різко відрізняються як по окремих родовищах, так і свердловинах, внаслідок чого у багатьох нафтових компаніях в основу організації підземних ремонтів свердловин закладається система ремонтів за потребою, а не за планом. Цією обставиною пояснюється досить велика питома вага аварійних ремонтів і свердловин що очікують ремонту. Водночас, незважаючи на доволі складну ситуацію в галузі, проведення відповідних організаційно-технічних заходів, у тому числі бригадами КРС і ПРС, проектно-ремонтних дільниць експлуатаційного обладнання, електрообладнання та електрозабезпечення, дозволяє забезпечити стабілізацію видобутку нафти і газу та збільшення міжремонтного періоду роботи по свердловинах.

3. Проведено аналіз структури ремонтного обслуговування нафтогазовидобувних підприємств, який показав наявність потужного

ремонтного господарства, що представлено цехами капітального та поточного ремонту свердловин, прокатно-ремонтною дільницею електрообладнання та електрозабезпечення і прокатно-ремонтною дільницею експлуатаційного обладнання. Як показав проведений аналіз у системі планування ремонтних робіт існують певні недоліки, які пов'язані із формуванням належної інформаційної бази та якістю складання планів, що призводить до значних розбіжностей між запланованими та фактичними результатами, що у свою чергу впливає на ефективність роботи нафтогазовидобувних підприємств в цілому.

4. На основі проведеного аналізу обсягів робіт по здійсненню поточних і капітальних ремонтів свердловин встановлено незначне зменшення кількості поточних ремонтів в період 2008-2012 рр. на досліджуваних НГВУ «Бориславнафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз». Найбільше зростання кількості поточних ремонтів на підприємстві НГВУ «Надвірнанафтогаз» спостерігається по глибинно-насосних свердловинах, що пов'язано із переведенням на цей спосіб частини свердловин з інших способів експлуатації. Протягом досліджуваного періоду спостерігається зростання кількості КРС (приблизно на 61,9%, 53,9%, 67% відповідно) через збільшення кількості ремонтів глибинно-насосних і нагнітальних свердловин. Слід відмітити тенденцію до зростання середньої тривалості ремонту за 2008-2012 рр. на всіх досліджуваних підприємствах, а саме на НГВУ «Надвірнанафтогаз» спостерігається зростання на 119,9%, НГВУ «Долинанафтогаз» на 187,5%, НГВУ «Бориславнафтогаз» на 44,1%.

5. Аналіз тривалості та вартості ремонтів показав, що зростання середньої тривалості поточних ремонтів в НГВУ «Надвірнанафтогаз» та НГВУ «Долинанафтогаз» спричинене збільшенням тривалості фонтанних, глибинно-насосних, ЕДН ремонтних робіт, а в НГВУ «Бориславнафтогаз» спричинене також збільшенням ремонтних робіт у нагнітальних свердловинах. Зростання середньої тривалості капітального ремонту в НГВУ «Надвірнанафтогаз» спричинене збільшенням тривалості ремонтних робіт у

фонтанних, глибинно-насосних, нагнітальних, газліфтних та інших свердловинах, в НГВУ «Долина нафтогаз» спричинене збільшенням тривалості глибинно-насосних, нагнітальних, ЕДН ремонтних робіт. Зниження середньої тривалості ремонтів у НГВУ «Борислав нафтогаз» спричинене зниженням тривалості фонтанних, глибинно-насосних, нагнітальних ремонтних робіт.

6. Обґрунтовано доцільність широкого впровадження комплексних методів ремонту свердловин, підвищення кваліфікації працівників, скорочення часу перебування свердловин в ремонті за рахунок зменшення внутрішньозмінних організаційних простоїв. Резервом підвищення ефективності роботи ремонтних бригад ПРС є зменшення непродуктивного часу, ліквідація бездіяльного фонду свердловин, яка може бути досягнута при застосуванні науково-обґрунтованої системи технічного обслуговування і ремонту свердловин.

7. Встановлено, що ліквідація непродуктивних робіт і простоїв, обумовлених в основному організаційно-технічними причинами і порушеннями трудової дисципліни, є резервом зниження витрат часу на проведення ремонту, збільшення міжремонтного періоду роботи свердловин, збільшення видобутку нафти. Для підвищення ефективності ремонтних робіт необхідно управляти як технічним станом свердловини, так і організацією робіт бригад ПРС та КРС. При цьому завдання технічної експлуатації свердловин можуть бути визначені таким чином: відповідно та своєчасно реагувати на прогресуючі деградаційні процеси у зношенні обладнання; не допускати аварійних відмов; відновлювати свердловини при виникненні відмов; підтримувати перебування свердловини в стані готовності; визначати оптимальні періоди проведення технічного обслуговування і ремонту свердловин і своєчасно їх виконувати; мінімізувати витрати на ремонтні роботи.

8. Обґрунтовано, що для підвищення ефективності роботи бригад підземного і капітального ремонту свердловин необхідно: планувати

організаційно-технічні заходи з урахуванням існуючої техніки і технологій, що використовуються в галузі; розробляти нові методологічні підходи для: оптимізації ремонтних робіт на свердловинах на основі дослідження законів розподілу відмов свердловин по причинах відмов; оптимізації кількості бригад з метою зниження витрат; скорочення фонду не діючих свердловин; підвищення продуктивності праці бригад ПРС і КРС. Необхідно організувати технічне обслуговування і ремонт свердловин на основі існуючих фактичних законів розподілу відмов свердловин і вибором оптимальних періодів їх проведення. При цьому підтримка фонду нафтових свердловин в працездатному стані може бути забезпечена оптимізацією ремонтних робіт на свердловинах на основі законів розподілу відмов свердловин.

9. Запропоновано методичний підхід до оцінки ефективності роботи ремонтної служби НГВУ і її впливу на ефективність роботи підприємства в цілому, що базується на побудові і використанні багатофакторної моделі лінійної регресії. Отримане рівняння лінійної регресії дозволяє спрогнозувати ситуацію і з великою ймовірністю визначити, як вплинуть на обсяги видобутку зміни в організації і управлінні організаційно-технічними заходами щодо ремонту свердловин. Критеріями ефективності запропоновано обрати обсяги видобутку нафти з конденсатом і продуктивність праці. Показник видобутку нафти відображає комплексний вплив багатьох чинників на її динаміку, зокрема, дебіт свердловин, обводненість рідини, фондоемність продукції. Продуктивність праці є основним економічним показником оцінки ефективності використання трудових ресурсів. В якості чинників, що впливають на результуючу величину, вибрано показники, що характеризують рівень організаційно-технічних заходів щодо поточного і капітального ремонту свердловин. Застосування цих моделей дасть змогу прогнозувати та оптимізувати роботу ремонтних служб нафтогазовидобувних підприємств.

Основні результати 2 розділу опубліковані у працях [29, 36].

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСІВ УПРАВЛІННЯ РЕМОНТНИМИ РОБОТАМИ НА НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВАХ

3.1 Формування системи управління ремонтного обслуговування свердловин та обладнання нафтогазовидобувних підприємств

Система управління – найбільш важливий фактор у підвищенні ефективності роботи виробничих засобів і, відповідно, ефективності роботи підприємства і його конкурентоспроможності загалом. Під системою управління розуміють сукупність двох і більше елементів (підсистем), взаємопов'язаних і взаємозалежних між собою, що утворюють цілісну єдність. Система управління характеризується своїми специфічними ознаками. Першою ознакою системи управління є та, що вона має два і більше елементів (підсистем), тобто керуючий елемент (суб'єкт управління) і керований елемент системи (об'єкт управління). Друга ознака системи управління – це взаємозв'язок і взаємозалежність елементів. Третя ознака системи управління – цілісна єдність системи, як інтегрована якість, а не як арифметична сума якостей функціонування елементів системи. Система технічного обслуговування і ремонту обладнання є однією із важливих складових управління діяльністю підприємств. Під системою технічного обслуговування і ремонту обладнання НГВУ розуміється сукупність взаємопов'язаних засобів, документації, технічного обслуговування, ремонтів та виконавців, необхідних для підтримання і відновлення стану обладнання, які входять в дану систему.

З теорії управління відомо, що найбільш доцільно такий об'єкт управління розглядати з позицій системного підходу. Це зумовлено можливістю врахування багатофакторних проявів управління як діяльності, що є складною структурою відносин, сформованих як всередині самої

системи управління, так і у відносинах із зовнішнім світом, численними зовнішніми системами і підсистемами. За своїми характеристиками система управління може бути віднесена до різних класів систем: соціальних, складних, відкритих, багаторівневих, ієрархічних, стохастично-детермінованих, активних, поліструктурних, багатоцільових, динамічних, здатних самоорганізовуватися, саморозвиватися. Слід особливо виділити такі властивості систем управління як унікальність, цілеспрямованість, здатність до самонавчання та адаптації. Серед системних елементів виділяють їх межі і зовнішні і зворотні зв'язки, цілі і завдання, процеси управління, організаційну структуру управління, кадри, системоутворюючий механізм. Тому створення ефективної системи управління технічного обслуговування і ремонтів обладнання ставить низку комплексних проблем, пов'язаних з моделюванням технологічних процесів, аналізом кон'юнктури ринку машин, обладнання, сервісних послуг, управління кадровим потенціалом тощо. Але ключовим є чітке і повне уявлення про технічний стан обладнання та способи його відновлення як головної цілі управління системою технічного обслуговування і ремонту [41].

Виділяють п'ять компонентів управління системою технічного обслуговування і ремонтів: технічний, організаційний, ресурсний, економічний і інформаційний. Технічний компонент спрямований на дотримання вимог технічних завдань, технічних регламентів та інших нормативних документів, організаційний – на управління персоналом та встановлення термінів; ресурсний – на забезпечення ресурсами для успішної роботи системи та ефективне їх використання; економічний – на управління витратами і економічною ефективністю функціонування системи; інформаційний – на організацію інформаційного забезпечення зв'язків між елементами системи, збереження її цілісності та інформаційних характеристик.

Головними завданнями технології управління будь-якою системою, в тому числі і системою технічного обслуговування і ремонтів, у сучасних

умовах є:

- підхід управління об'єктом як складною системою;
- побудова моделі управління об'єктом;
- об'єднання методів і технологій обробки інформації в системі управління;
- визначення шляхів підвищення якості і ефективності системи управління.

Цілеспрямовані, системні управлінські дії забезпечують успіх функціонування об'єкта управління в умовах стихійно мінливої ринкової ситуації. Одна з особливостей управління виробничими системами, на відміну від управління технічними системами, полягає в тому, що керуючі впливи полягають не тільки в змінах рівня вхідних параметрів, але й можуть призводити до структурних перебудов керованої системи.

Система має бути представлена у вигляді моделі з ієрархічною структурою, в якій кожному рівню відповідає певна підсистема об'єкта або процесу. Моделі різних рівнів можуть відрізнятися фізичним втіленням, математичним і алгоритмічним відображенням, інтерпретацією результатів. Однак у будь-якому випадку моделі мають передбачати можливість детального і спрощеного (за допомогою так званих швидких алгоритмів) дослідження, і результати досліджень мають бути представлені у формі, зручній для їх організації взаємодії підсистем.

В загальному вигляді концепція оптимального управління системою технічного обслуговування і ремонтів передбачає вирішення двох завдань. Одне з них – це отримання або досягнення оптимального технічного стану обладнання відносно початкового; інше – утримання стану обладнання на стабільно належному рівні. Для оптимального управління технічним станом обладнання доцільно використовувати обидва аспекти. Слід мати на увазі, що ідеальної форми системи організації і управління технічного обслуговування і ремонтів важко досягнути, оскільки конкретні рішення багато в чому будуть визначатися специфікою підприємства. Тим не менш,

можна виділити ряд найбільш принципово важливих напрямків вдосконалення діяльності служб, що займаються технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання на нафтогазовидобувних підприємствах. Ці напрямки встановлені на основі результатів поданого у 2 розділі аналізу діючих систем управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання на досліджуваних у дисертаційній роботі НГВУ. Такими напрямками можуть бути [41]:

- вдосконалення системи інформаційного забезпечення діяльності ремонтного обслуговування підприємства;
- вдосконалення системи планування та прогнозування ремонтів обладнання (свердловин);
- удосконалення системи мотивації та стимулювання персоналу ремонтних бригад підприємства.

Загалом, концептуальна модель, що характеризує напрямки вдосконалення системи управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання на нафтогазовидобувних підприємствах може бути представлена у вигляді схеми, зображеної на рисунку 3.1.

Як видно із рисунка 3.1 підвищення ефективності організації та управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання нафтогазовидобувних підприємств може бути досягнуто за рахунок посилення дієвості основних функцій управління: обліку і контролю, планування і прогнозування, мотивації і стимулювання.

Облік і контроль реалізуються шляхом формування ефективної системи інформаційного забезпечення. Ця система має функціонувати шляхом використання баз даних, в яких буде накопичуватися інформація про кожен технологічну одиницю обладнання. Така система дозволить керівникам мати повну картину про стан обладнання, планувати технічне обслуговування і ремонти, скорочувати витрати на ремонт, складати звіти тощо. До того ж правильна організація оперативно-технічного обліку та звітності сприяє своєчасному і раціональному ремонту обладнання а, отже, збільшенню

тривалості його ремонтного циклу і терміну експлуатації.

Планування та прогнозування ремонтів обладнання пропонується здійснювати на базі використання імітаційної моделі організації ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах, реалізація якої забезпечує оптимізацію витрат на утримання ремонтних бригад та зменшення втрат від простоїв свердловин, динамічної моделі управління технічним станом обладнання нафтопромислу та процедури удосконалення управління ремонтним обслуговуванням на основі методів ситуаційного управління.

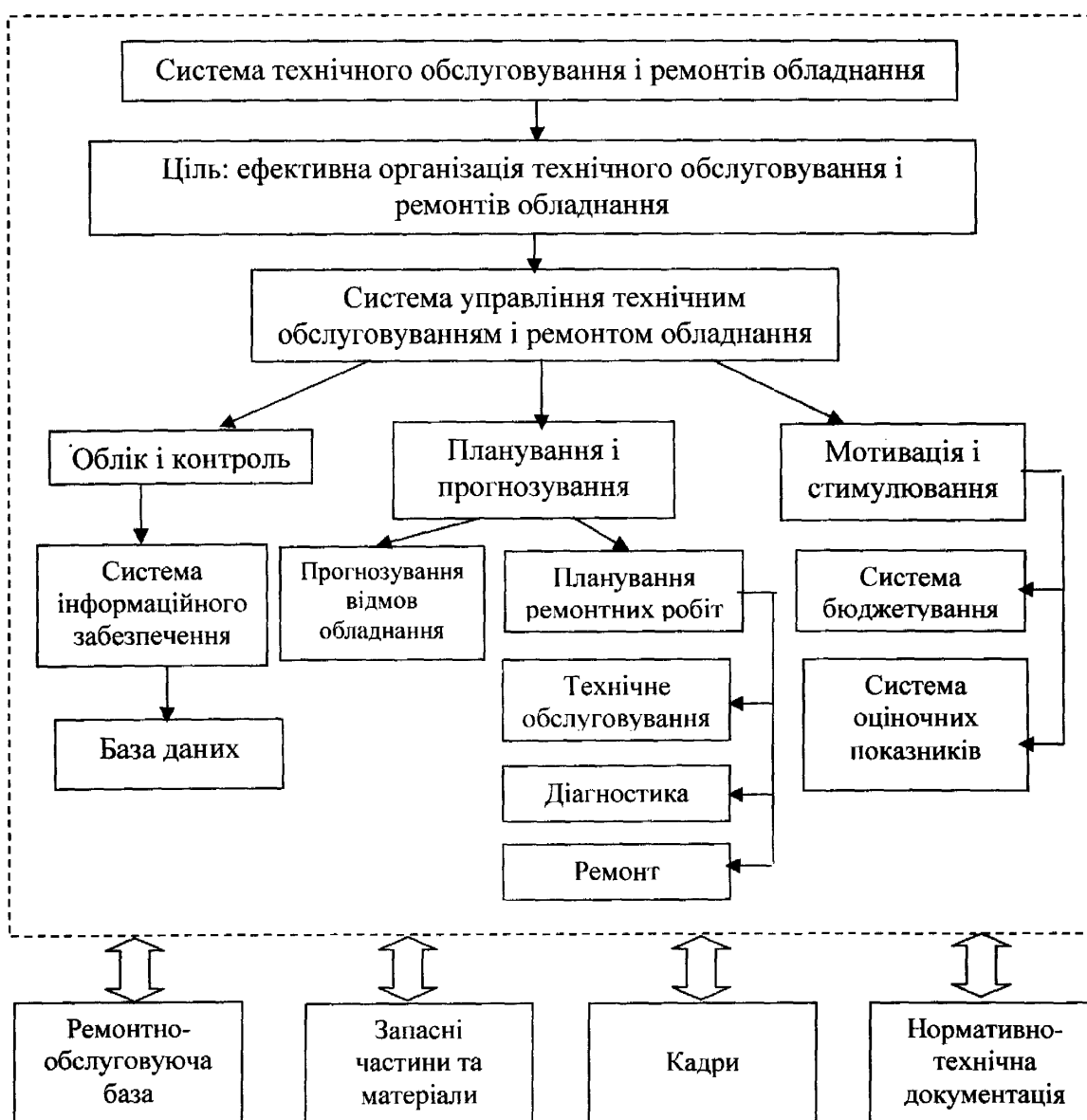


Рисунок 3.1 – Концептуальна схема системи управління технічним обслуговуванням і ремонтами обладнання на нафтогазовидобувних підприємствах

Мотивація і стимулювання праці персоналу ремонтної служби підприємства має здійснюватися шляхом формування відповідної системи, яка б націлювала на виконання як конкретних завдань служби, так і підприємства в цілому, з урахуванням ступеня участі кожного працівника.

У пропоновану систему технічного обслуговування і ремонтів обладнання мають входити також такі елементи:

1. Ремонтно-обслуговуюча база, що включає в себе будівлі, споруди, обладнання, прилади, інструмент, пересувні засоби технічного обслуговування і ремонтів. Ремонтно-обслуговуюча база одночасно є складовою частиною виробничо-технічної бази підприємства.

2. Запасні частини та матеріали – складова частина системи технічного обслуговування і ремонту. Своєчасне планування, виробництво, розподіл і забезпечення ремонтно-обслуговуючого виробництва запасними частинами, комплектуючими та матеріалами є необхідною умовою раціонального використання робочого часу ремонтних робітників і скорочення простоїв машин і обладнання в технічному обслуговуванні і ремонті.

3. Кадри, які організують і виконують весь виробничий процес технічного обслуговування і ремонту машин і обладнання. Забезпеченість персоналом необхідної кваліфікації є основною умовою для якісного та своєчасного виконання технологічних, організаційних та управлінських функцій системи. З розвитком техніки і зростанням механізації виробництва роль ремонтно-обслуговуючого персоналу постійно зростає.

4. Нормативно-технічна документація (положення, інструкції, стандарти, паспорти тощо) має містити норми, нормативи, технологію і є складовою частиною керівних і нормативних матеріалів, необхідною для діяльності підприємств, забезпечує єдиний підхід до вирішення завдань технічного обслуговування і ремонтів обладнання підприємства.

Важливе значення має система інформаційного забезпечення технічного обслуговування і ремонту обладнання нафтогазовидобувних підприємств.

При наявності на підприємстві значної кількості обладнання, що підлягає контролю стану, обслуговуванню, періодичним ремонтам, модернізації, належно здійснювати технічне обслуговування та ремонт – складне завдання. Працівникам ремонтних служб підприємств щодня доводиться обробляти величезний обсяг інформації, що значно ускладнює планування, підготовку та облік ремонтної діяльності. Найбільш очевидний наслідок неякісного інформаційного забезпечення неефективність планування, неконтрольованість і непередбачуваність витрат. Тому виникає нагальна потреба створення системи належного інформаційного забезпечення, призначеної для автоматизації процесів управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання. Така система особливо важлива для нафтогазовидобувних підприємств – підприємств з підвищеними вимогами до надійної і безвідмовної роботи обладнання, оскільки ці підприємства вкладають значні кошти в підтримку працездатності обладнання. Створення інформаційної системи управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання обумовлює і інші значні вигоди, це: зменшення числа збоїв і дефектів, скорочення надлишків складських запасів, зменшення числа незапланованих простоїв, підвищення продуктивності праці та продуктивності обладнання, підвищення коефіцієнта готовності тощо. Основне завдання такої системи – це зменшення витрат на обслуговування обладнання і підвищення надійності його роботи, що в кінцевому рахунку має забезпечити стабільність роботи підприємства загалом.

Також важливе значення має застосування діагностичного моніторингу за допомогою використання інформаційних систем, яке може забезпечити скорочення витрат на ремонт обладнання, технічний супровід, обсягів матеріально-виробничих запасів, підвищення рентабельності виробництва. Основою функціонування інформаційних систем технічного обслуговування і ремонтів є відповідні показники. Показники системи технічного обслуговування і ремонту умовно поділяються на технічні та економічні. До

технічних показників відносяться:

- середньодіюча кількість бригад;
- кількість виконаних ремонтів свердловин;
- виробіток на одну середньодіючу бригаду;
- середня тривалість одного ремонту свердловин;
- коефіцієнт змінності;
- кількість відпрацьованих бригадо-годин;
- кількість завершених ремонтів.

До економічних показників відносяться:

- витрати на проведення ремонтних робіт;
- додатковий видобуток нафти і конденсату за рахунок ремонтних робіт;
- додатковий видобуток газу природного і попутного за рахунок ремонтних робіт;
- середня вартість однієї свердловино-операції.

Перелік показників системи технічного обслуговування та ремонту необхідно постійно розширювати, деталізувати та вдосконалювати. Наявність таких показників дає змогу, по-перше, контролювати стан підприємства, по-друге, порівнювати його стан з аналогічними підприємствами, по-третє, пов'язувати процеси технічного обслуговування і ремонтів з іншими процесами господарської діяльності – виробництвом, фінансами, персоналом, закупівлями, продажами.

Як вже зазначалось, для забезпечення контролю за процесом технічного обслуговування і ремонтів необхідно проводити постійний моніторинг показників системи. Для цього треба забезпечити регулярний збір вихідних даних, перевірку правильності та повноти інформації, що вводиться, належну методику обробки даних. Для вирішення цих завдань доцільно використовувати існуючі інформаційні системи управління технічного обслуговування і ремонтів та пов'язана з ними інформаційно-аналітична система, що генерує і доставляє користувачеві необхідну

аналітичну інформацію. Пропонується створити вдосконалену елементну систему інформаційного забезпечення технічного обслуговування і ремонту, яка буде функціонувати на базах даних, що включають в себе:

- класифікатор обладнання;
- класифікатор ремонтів;
- класифікатор запасних частин;
- довідники цін на ремонтні матеріали тощо.

Доцільно детальніше розглянути ці бази даних, визначити їх основні завдання і функції. Так, завдання класифікації обладнання, а також побудови загального реєстру всього обладнання підприємства є одним з найважливіших завдань при автоматизації процесу управління ремонтами. Така класифікація може бути складена за кількома ознаками. Наприклад, за технологічним призначенням або експлуатацією і ремонтними підрозділами. На кожну одиницю обладнання необхідно завести картку обладнання, в якій зберігатимуться всі історичні дані, які можуть бути використані для подальшого статистичного аналізу. Це історія переміщення обладнання (на складі, в експлуатації, в ремонті), історія перевірок, оглядів, виявлення та усунення дефектів, історія ремонтів і оцінка їх вартості. Класифікатор ремонтів призначений для відслідковування і встановлення видів чергових ремонтів на підприємстві. У ньому може задаватися періодичність кожного виду ремонту, що буде служити базою для визначення який з ремонтів буде співпадати з іншим, якщо дати їх виконання припадають на один календарний місяць. З допомогою такої системи можна буде забезпечити автоматизоване планування ремонтів шляхом складання планів попереджувальних ремонтів з розбивкою їх по певних періодах виконання робіт, ремонтних і виробничих підрозділах. При цьому для кожної технологічної позиції може бути складений графік виконання ремонтів, що має враховувати: періодичність ремонтів, дату останнього виконаного ремонту даного типу, можливість перекриття ремонтів різних типів, наявність ресурсів.

Класифікатор запасних частин дасть змогу вести перелік запасних частин, вказувати для кожного типу обладнання необхідні запасні частини, страховий запас для одиниць або груп обладнання, складати заявки на закупівлю необхідних запасних частин і матеріалів. На підставі даних про види і кількість запланованих ремонтів, потреби у товарно-матеріальних цінностях, інформації про необхідний страховий запас, а також про поточні залишки запасних частин на складах інформаційна система зможе визначати потреби у товарно-матеріальних цінностях і на їх підставі формувати заявки на закупівлю. Також за допомогою даної інформаційної системи можна буде формувати облікові документи на списання запасних частин на ремонт обладнання. Ці дані можуть бути доступні у вигляді зведених звітів по списання за місяць, а в картці обладнання буде відображатися історія руху заміни запасних частин. Вся інформація про огляди обладнання, виявлених дефектах, виконаних виробничих роботах, заходах з технічного обслуговування і ремонтах буде зберігатися щодо кожної одиниці і має бути доступна в будь-який момент. На підставі даної статистичної інформації може здійснюватися прогнозування стану наявного обладнання. Також можна буде здійснювати аналіз кількості дефектів по виробничих підрозділах, технологічних системах (групах обладнання) з метою з'ясування причин та розробки стратегії по їх скороченню та усуненню. У загальному вигляді запропонована схема основних процедур функціонування інформаційної системи технічного обслуговування і ремонтів, що відображає послідовність їх виконання для основних видів ремонтно-технічного обслуговування обладнання подана на рисунку 3.2.

Треба зазначити, що на даний час витрати на ремонти, втрати від простоїв і поломок обладнання на нафтогазовидобувних підприємствах настільки великі, що впровадження інформаційних систем забезпечення технічного обслуговування і ремонту обладнання стає вкрай необхідним. Як вже зазначалось вище, використання спеціалізованої інформаційної системи має низку значних переваг. Така система дозволить істотно скоротити

витрати на технічне обслуговування і ремонти обладнання, знизити тривалість його простоїв і, в підсумку, підвищити ефективність роботи підприємства загалом.



Рисунок 3.2 – Функціональна схема основних процедур функціонування інформаційної системи технічного обслуговування і ремонту

Склад елементів інформаційної системи для забезпечення функціонування ремонтної служби НГВУ представлена на рисунку 3.3. На вході системи знаходиться запит про стан того чи іншого обладнання, на виході – інформація про необхідні ремонтні заходи (ремонтні графіки, денні

завдання на ремонт тощо). Інформаційна система є автоматизованою системою, що має модульну структуру.

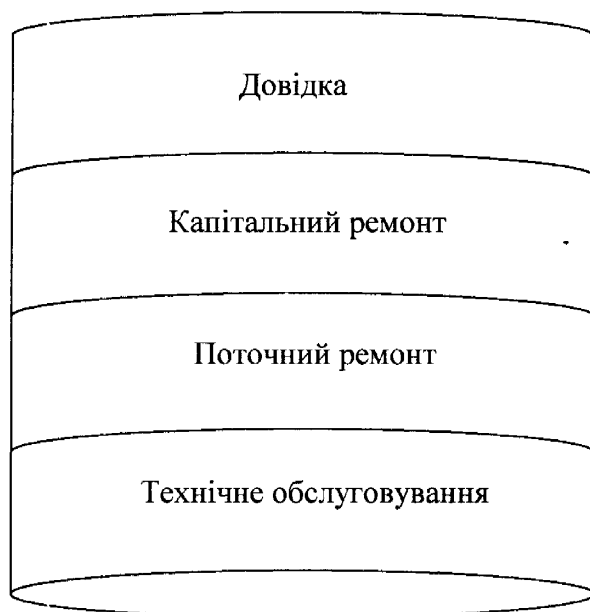


Рисунок 3.3 – Схема елементів інформаційної системи ремонтної служби
НГВУ

Модуль довідка включає в себе інформацію про структуру бази даних і можливості доступу до неї за допомогою системи управління базами даних. Інструкція для роботи з програмою допомагає користувачам отримати відповіді на виникаючі у них питання і вирішити проблеми, пов'язані з отриманням необхідної інформації. Модуль капітального ремонту містить у собі інформацію про особливості та порядок проведення робіт з капітального ремонту обладнання (свердловин), технічні умови на нього, вимоги до технології та організації робіт, а також до якості ремонту. Роботу модуля капітального ремонту можна представити у вигляді блок-схеми поданої на рисунку 3.4.

На вході в систему, в момент звернення до даного модулю є запит про необхідність виконання капітального ремонту того чи іншого обладнання, на виході – повна інформація про обладнання, якому необхідний капітальний ремонт, кількість запасних частин і ремонтних матеріалів, чисельність

ремонтних робітників, потрібних для проведення ремонтних операцій, а також графік капітального ремонту та витрати на його проведення.



Рисунок 3.4 – Блок-схема роботи модуля капітального ремонту свердловин

Модулі поточного ремонту, технічного обслуговування мають аналогічну структуру (враховує особливості кожного з видів технічного обслуговування і ремонту) і їх функціональну спрямованість. Як видно зі схеми модуля капітального ремонту як для його роботи, так і для роботи інших модулів необхідний широкий спектр інформації (бази даних) за різними напрямками: кількість відмов, витратні та обслуговуючі матеріали, чисельність працівників, необхідних для виконання тієї чи іншої операції, витрати, вартість тощо.

Після успішного завантаження і структуризації даних система може виконувати свою основну функцію: здійснювати інформаційне обслуговування, тобто надавати користувачам аналітичні звіти щодо їх

прикладного застосування, які в наочній формі відображають складні взаємозв'язки, що задаються багатовимірною структурою охоплених підсистем і відображаються відповідними показниками. У загальному вигляді роботу інформаційної системи можна представити у вигляді наступної блок-схеми (рисунок 3.5).

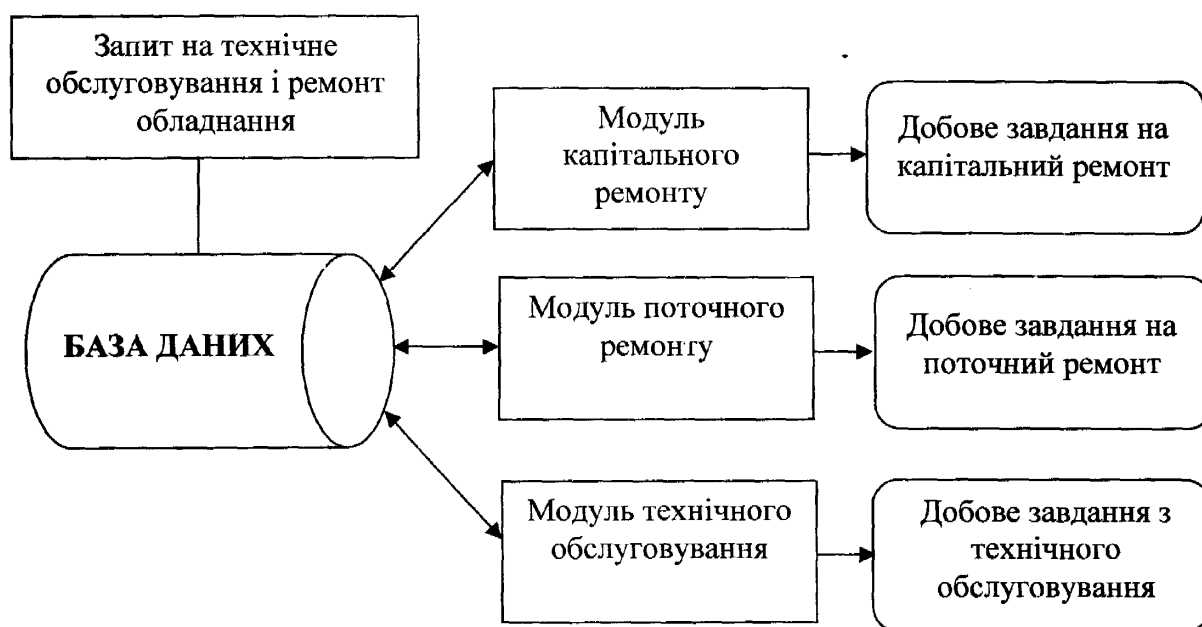


Рисунок 3.5 – Структурна модель функціонування інформаційної системи технічного обслуговування і ремонту обладнання

Здійснюючи всі перераховані функції, етапи і стадії роботи, система інформаційного обслуговування досягає головної мети: організовує ефективне управління потоками інформації і надає керівництву підприємства матеріали для прийняття управлінських рішень у вигляді аналітичних звітів. Саме завдяки використанню такої інформаційної системи керівництво ремонтної служби і підприємства має володіти у будь-який момент повною інформацією про стан обладнання, необхідні ремонтні роботи і їх вартість. Окрім інформаційного забезпечення з метою формування сприятливих умов роботи на підприємстві та досягнення максимальної самореалізації трудового потенціалу кожного працівника ремонтної служби, необхідно застосовувати відповідні методи мотивації і стимулювання.

Відомо, що певна система мотивації існує практично на кожному підприємстві. Однак на багатьох підприємствах з її допомогою не вдається домогтися бажаних цілей: підвищити продуктивність праці, зацікавити в результатах діяльності співробітників тощо.

У більшості випадків причина подібних невдач полягає у тому, що система мотивації не враховує особливостей конкретного підприємства або роботи конкретної його служби. Тому система мотивації кожного підприємства повинна розроблятися з урахуванням його специфіки та особливостей персоналу. Також необхідно враховувати і те, що з одного боку, така система повинна стимулювати співробітників до ефективної роботи, з іншого – бути економічно виправданою.

Існує низка вимог, на які слід орієнтуватися при створенні системи стимулювання роботи персоналу відповідного підрозділу підприємства:

- об'єктивність: розмір винагороди працівника повинен визначатися на основі об'єктивної оцінки результатів його праці;
- передбачуваність: працівник повинен знати, яку винагороду; він отримає в залежності від результатів своєї праці;
- адекватність: винагорода повинна бути адекватною трудовому внеску кожного працівника в результат діяльності всього колективу, його досвіду та рівня кваліфікації;
- своєчасність: винагорода має здійснюватись за досягненням результату якнайшвидше;
- значимість: винагорода має бути для співробітника значимою;
- справедливість: правила визначення винагороди повинні бути зрозумілі кожному співробітнику організації та бути справедливими, в тому числі з його точки зору.

Незважаючи на простоту і очевидність перерахованих вимог, не варто ними нехтувати. Як показує практика, недотримання цих вимог призводить до нестабільності в колективі і має сильний демотивуючий ефект. Тому нами пропонуються деяке вдосконалення системи матеріального стимулювання

праці персоналу ремонтних служб нафтогазовидобувних підприємств. Суть цих пропозицій полягає у такому.

1. Механізм стимулювання персоналу має бути чутливим до змін існуючих умов всередині ремонтної служби і поза її межами. Тобто система оптимального стимулювання має бути здатною до гнучкого і адекватного реагування на зміни зовнішніх і внутрішніх щодо неї умов. Виходячи з викладеного вище, механізм стимулювання із затвердженою періодичністю має переглядатися на предмет відповідності зміненим зовнішнім і внутрішнім умовам. Він може зазнавати змін у відповідності з такими критеріями: прийнятною для працівників поступовістю; збереженням існуючого позитиву і усунення негативу в змінюваному механізмі, стратегічною і тактичною виправданістю.

2. Необхідно націлити зусилля працівників ремонтної служби, з одного боку, на виконання основного завдання підприємства (забезпечення планових обсягів видобутку вуглеводнів), з іншого боку, — на виконання конкретних завдань в рамках окремих напрямків діяльності служби ремонту та технічного обслуговування обладнання. Для цих цілей можна встановлювати певний перелік і обсяги ремонтних робіт на кожен квартал, від виконання яких прямо залежатиме розмір матеріальної винагороди співробітників служби.

3. Доцільно оцінювати значимість кожного робочого місця серед пріоритетів ремонтної служби підприємства. В основі такої оцінки має бути покладено важливості аналіз робочих місць. У процесі такого аналізу визначається значимість робочого місця в контексті його внеску в досягнення стратегічних і тактичних цілей роботи ремонтної служби, необхідність відповідного рівня освіти і відповідальності його працівника, інтенсивність праці і специфіка умов роботи. Результатом оцінки стає встановлення чітких пріоритетів у наявній структурі посад і, отже, встановлення більш високої / низької заробітної плати.

4. З метою підвищення відповідальності працівників ремонтної служби

за економне використання фінансових коштів, необхідних для її нормального функціонування, пропонується запровадити систему бюджетування, тобто встановлювати кошторис витрат (бюджет) служби, необхідний для виконання покладених на неї функцій. Однак, таке бюджетування включає не тільки власне планування, але одночасно створення умов для проведення контролю і аналізу виконання запланованих показників. Викликано це тим, що в міру реалізації закладених у бюджеті показників здійснюється облік та фіксація фактичних результатів діяльності ремонтної служби. Порівнюючи отримані фактичні результати з бюджетними (плановими) і проводячи їх оцінку, керівництвом здійснюється бюджетний контроль і отримується інформація про всі напрями і аспекти діяльності, яка використовується потім при здійсненні відповідних корегуючих заходів та прийнятті управлінських рішень.

Отже, ремонтна служба підприємства стає центром витрат, а система матеріального заохочення працівників даної служби ув'язується з системою бюджетування.

За таких умов, служба технічного обслуговування і ремонту забезпечує планування і контроль виконання всіх видів ремонтів по всіх підрозділах підприємства, здійснює управління роботою ремонтного цеху. При цьому службі технічного обслуговування і ремонту встановлюється такі планові показники:

- обсяг ремонтних робіт і робіт з технічного обслуговування обладнання, в ремонтних одиницях і бригадо-годинах;
- витрати на матеріали, зарплату робітників з відрахуваннями на соцстрах і у пенсійний фонд, загальновиробничі (накладні) витрати;
- витрати на утримання служби технічного обслуговування і ремонту (зарплата працівників відділу з відрахуваннями на соцстрах і пенсійний фонд, витрати на відрядження, витрати на проведення дослідно-конструкторських робіт і дослідницьких робіт з ремонту і модернізації);
- витрати на виконання монтажних робіт.

Облік виконання показників роботи ремонтної служби забезпечує бухгалтерія підприємства в загальній системі бухгалтерського обліку. Результати діяльності по всіх планових показниках визначаються за кожний квартал. Джерелом матеріального стимулювання працівників є фонд преміювання, який утворюється за рахунок і в межах фонду матеріального заохочення персоналу підприємства. Для того, щоб забезпечити особисту і колективну зацікавленість у досягненні високих кінцевих результатів, велике значення має не тільки об'єктивне встановлення фонду матеріальної винагороди службі, але й справедливий розподіл його між працівниками даного підрозділу підприємства.

Фонд преміювання складається з двох частин. Одна частина формується при виконанні підприємством плану видобутку, а друга частина – при виконанні запланованого обсягу ремонтних робіт.

Якщо ремонтна служба за результатами роботи має право на формування фонду преміювання, а підприємство в цілому не виконало своїх показників та обов'язкових умов винагороди, то частина фонду за виконання загальних показників, не нараховується. Якщо ремонтна служба за результатами роботи не має права на формування фонду преміювання, а підприємство в цілому виконало показники (і умови) преміювання, то нараховується лише та частина фонду, яка залежить від загальних показників роботи підприємства. Матеріальну винагороду у повному розмірі нараховують при виконанні ремонтною службою всіх показників і умов преміювання.

Як було зазначено вище, система оплати праці працівників ремонтної служби підприємства має забезпечувати поєднання колективної та особистої матеріальної зацікавленості в досягненні кінцевих результатів праці всього підрозділу, підвищенні результативності праці, якості роботи, стимулювання активності та ініціативи. Для забезпечення особистої і колективної зацікавленості в досягненні високих кінцевих результатів, велике значення має не тільки об'єктивне встановлення фонду матеріальної винагороди

службі в цілому, але й справедливий розподіл його між працівниками даного підрозділу підприємства.

Найбільш прийнятним і ефективним є метод розподілу матеріальної винагороди між працівниками підрозділу на основі коефіцієнтів їх трудової участі (КТУ). Суть його полягає в наступному. Кожному працівнику встановлюється базовий КТУ, рівний 1, який характеризує середні результати праці. Фактичний КТУ кожному працівнику ремонтної служби встановлюється рівним базовому, більшим чи меншим за нього в залежності від величини особистого внеску в загальні результати праці і відповідно до їх значимості.

Величина фактичного КТУ може коливатися від 0 до 2. Кожному працівнику за підсумками звітної періоду можуть встановлюватися підвищені або зменшені показники, а також можливо ті й інші одночасно. Для отримання достовірного значення фактичного КТУ необхідно правильне визначення значущості використовуваних показників, яке залежить від діапазону можливого коливання КТУ, характеру показників, способу їх врахування (за кожний випадок або за підсумками роботи за звітний період). Пропонуються такі показники підвищення і зниження базового КТУ працівників ремонтної служби і коефіцієнти їх значущості (таблиця 3.1).

Підсумкове значення фактичного КТУ визначається як алгебраїчна сума врахованих показників. Для правильного визначення фактичного КТУ працівникам служби її керівник повинен вести суворий облік їх роботи. Фактичний КТУ встановлюється кожному працівнику загальним зборами колективу служби.

Таблиця 3.1 – Показники підвищення і пониження базового КТУ і коефіцієнти їх значущості

Показники	Спосіб обліку	Значимість
Показники, що підвищують коефіцієнт трудової участі		
Високий і стабільний рівень виконання індивідуальних завдань	За підсумками місяця	0,2

Продовження таблиці 3.1		
Якісне виконання роботи	За підсумками місяця	0,2
Виконання обов'язків відсутнього працівника	За підсумками місяця	0,15
Активна допомога іншим членам колективу при виконанні завдань	За підсумками місяця	0,15
Більш складний характер робіт в порівнянні з іншими членами колективу	За підсумками місяця	0,3
Показники, що знижують коефіцієнт трудової участі		
Слабка активність праці, низький рівень виконання індивідуальних завдань	За підсумками місяця	0,25
Неякісне виконання роботи	За кожний випадок	0,3
Порушення трудової дисципліни	За кожний випадок	0,3
Низька культура робочого місця	За підсумками місяця	0,15

Розрахунок суми фактичної винагороди (заробітку) кожного працівника може бути здійснений за наступною формулою:

$$V = V_0 \frac{T_i K T U_i}{\sum_i T_i K T U_i} \quad (3.1)$$

де V – фактична винагорода (заробіток) працівника за місяць, грн.;

V_0 – розмір матеріальної винагороди, встановленої службі, грн.;

$K T U$ – фактичний коефіцієнт трудового внеску відповідного працівника;

T_i – відпрацьований час i -го працівника (години, дні).

Запропонований метод визначення матеріальної винагороди (заробітку) працівників з використанням $K T U$ найбільш точний і справедливий і

значною мірою налаштовує їх на результативну діяльність. Адміністрація підприємства має систематично аналізувати та вдосконалювати порядок встановлення та застосування КТУ, стежити за правильністю його використання. Не можна допускати, щоб одні й ті ж працівники постійно отримували високий КТУ, якщо характер їх діяльності не виходить за рамки звичайних посадових обов'язків. Так само як не можна тривалий час використовувати і низький КТУ. Виникаючі розбіжності і претензії рекомендується вирішувати на зборах всіх членів трудового колективу служби (відділу).

Як було зазначено вище, в кінці року має здійснюватися комплексна оцінка діяльності ремонтної служби, що базується на застосуванні запропонованої системи показників. За результатами цієї оцінки персоналу служби технічного обслуговування і ремонту може виплачуватися матеріальна винагорода за рахунок прибутку підприємства. Механізм розподілу матеріального винагороди між працівниками служби у цьому випадку аналогічний механізму, викладеному вище (на основі КТУ).

Побудована таким чином система матеріальної винагороди стимулює працівників ремонтної служби підвищувати ефективність і результативність їх діяльності, а це, в кінцевому рахунку, забезпечує підвищення ефективності роботи підприємства в цілому.

3.2 Оптимізація процесу організації ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах в умовах невизначеності і ризику

Стратегічна важливість об'єктів нафтогазовидобувної галузі обумовлює необхідність вибору оптимальної стратегії розвитку таких об'єктів, яка визначається показниками економічної ефективності діяльності і розвитку підприємств. Також конкуренція і лібералізація ринку вимагають зниження витрат підприємств як необхідної умови їх виживання. У зв'язку з

цим істотно зростає значення ефективної організації і управління діяльністю ремонтних служб нафтогазовидобувних управлінь.

Як вже зазначалось, раціональна організація обслуговування і ремонту є вагомим чинником поліпшення використання обладнання, підвищення якості і зниження собівартості нафти і газу, що в цілому сприяє стійкості розвитку підприємства.

Виникає проблема об'єктивної оцінки ефективності роботи ремонтних служб і її впливу на ефективність і стійкість функціонування підприємства в цілому. Оцінку ефективності діяльності ремонтної служби підприємства можна здійснити на базі зіставлення одержаного ефекту і витрат на його досягнення. В основі визначення корисного ефекту як результату діяльності ремонтної служби підприємства лежить пряма залежність між обсягом видобутку вуглеводнів та інтенсивністю використання обладнання. Тобто в результаті ефективної роботи обладнання (внаслідок високого рівня організації і управління ремонтними роботами) збільшується обсяг видобутку нафти і газу і, як наслідок, зростає прибуток підприємства.

Відомо, що в умовах невизначеності і ризику при ухваленні управлінських рішень широко використовується теорія масового обслуговування. Оскільки, недостатня кількість ремонтних бригад або невчасне обслуговування може привести до простою свердловин і значних збитків, тому ремонт свердловин бригадами можна розглядати як багатоканальну систему масового обслуговування, в якій потоком вимог на обслуговування є заявки на ремонт. Процедура обслуговування полягає у виділенні ремонтної бригади по заявці. Заявка вважається задоволеною після закінчення роботи даної бригади на об'єкті. Виникає черга із задоволення заявок в порядку їх надходження. Заявка, що застала всі бригади зайнятими, залишається в системі до моменту її задоволення.

При постановці задачі масового обслуговування для організації і управління ремонтними службами нафтогазовидобувних підприємств передбачається, що в системі є N ремонтних бригад (абсолютно надійні

канали обслуговування). Попит на ремонтні бригади характеризується потоком заявок з окремих свердловин, що потребують виконання j -го виду робіт. Інтенсивність потоку заявок на ремонтну бригаду від i -ої свердловини, що вимагає виконання j -го виду робіт (середня кількість заявок в одиницю часу), складає величину λ_{ij} . Тривалість робіт бригади на i -й свердловині, що потребує j -й вид робіт, складає t_{ij} днів. Передбачається, що t_{ij} - випадкова величина, що має той чи інший закон розподілу. Також необхідно ввести величину $\mu = 1/T_{ij}$ - інтенсивність обслуговування заявок, де T_{ij} - середня тривалість використання бригади на об'єкті.

Умовою існування стаціонарного режиму роботи системи масового обслуговування (коли черга заявок на обслуговування стабілізується) є нерівність

$$N > \rho = \lambda / \mu, \quad (3.2)$$

де $\lambda = \frac{b}{a} \left(\frac{t}{a} \right)^{b-1}$ - інтенсивність відмов.

Параметр ρ , який називають завантаженням каналу обслуговування, відіграє визначальну роль в будь-яких характеристиках системи: чим вище завантаження, чим ближче межа по продуктивності, тим більший середній час перебування вимог в системі, тобто тим більше простоїв свердловин.

Цільовою функцією при розв'язанні задачі обґрунтування потреби в ремонтних бригадах служить середня сума витрат на їх утримання і втрат від простоїв свердловин:

$$C_{\Sigma_i} = (C_i^{nocm} N_i + C_i^{зм} \bar{N}_i) + \sum_{j=1}^n Q_j \bar{M}_j, \quad i = \overline{1, m}, \quad (3.3)$$

де C_i^{nocm} - умовно-постійні витрати у вартості роботи години i -ої бригади;

N_i - кількість i -их бригад;

$C_i^{зм}$ - умовно-змінні витрати у вартості роботи години i -ої бригади;

\bar{N}_i - середня кількість працюючих i -их бригад, рівна ρ ;

Q_j - середньогодинні втрати від простою j -ої свердловини;

M_j - середня кількість j -их свердловин, що простоюють.

Вважатимемо, що послідовність моментів надходження заявок на ремонтні бригади від свердловин є пуассонівським потоком, а тривалості їх роботи при ремонтах свердловин розподілені експоненціально. Якщо умова (3.2) виконується, то середня кількість свердловин, що простоюють, складає

$$\bar{M}_j = \frac{\rho^{N_i+1}}{(N_i - 1)!(N_i - \rho)^2} p_0. \quad (3.4)$$

Величина p_0 - це ймовірність одночасного простою всіх свердловин, яка визначається за формулою:

$$p_0 = \frac{1}{\sum_{k=0}^{N_i-1} \frac{\rho^k}{k!} + \frac{\rho^{N_i}}{N_i!(1 - \rho/N_i)}}. \quad (3.5)$$

В дійсності потік заявок не завжди підпорядкований закону розподілу Пуассона, або щодо закону розподілу немає ніяких припущень. В цьому випадку для раціонального управління може бути застосовано імітаційне моделювання.

Імітаційне моделювання – це обчислювальна процедура, яка не вимагає приводити модель до конкретного вигляду. Воно дозволяє моделювати роботу систем з різними законами розподілу, режимами.

Такий підхід володіє значною гнучкістю, і отриману в результаті імітаційного експерименту модель можна привести у відповідність з досліджуваною системою.

Основними причинами популярності методу імітаційного моделювання стосовно систем масового обслуговування є:

- висока адекватність між фізичною суттю описуваного процесу і його математичною моделлю;
- можливості моделювання значно більш широкого класу систем в порівнянні з аналітичними методами;

- можливості моделювання роботи систем при різних законах розподілу численних випадкових величин;
- моделювання функціонування систем не тільки в сталих, але і в перехідних режимах;
- можливості отримання в результаті моделювання більш змістовної інформації, у тому числі числових характеристик законів розподілу випадкових величин, що описують роботу системи.

Процес імітації включає значну кількість операцій, пов'язаних з формуванням, перетворенням і описом настання випадкових подій, випадкових величин і випадкових процесів, що супроводжують випадкові зміни станів системи. Тому траєкторії руху складної системи в множині її станів, які одержують шляхом імітації, є випадковими функціями часу. Випадковий характер також носять будь-які результати моделювання, якщо вони одержані при відтворенні на ЕОМ єдино можливої реалізації модельованого процесу. Такі результати не можуть об'єктивно характеризувати модельований процес. Вони відображають лише випадкові поєднання діючих чинників, що виникають в процесі моделювання. Шукані величини при дослідженні складних систем методом імітаційного моделювання, звичайно, визначають як середні значення за даними деякого числа реалізацій процесу. Сукупність реалізацій виступає як статистичний матеріал при машинному експерименті, а оцінка параметрів досліджуваної системи за результатами моделювання – в якості обробки експериментальних даних.

Висхідним матеріалом для побудови будь-яких випадкових об'єктів служать так звані випадкові числа, що задаються датчиком випадкових чисел. Випадкові числа можна розглядати як можливі значення x_i випадкової величини ξ , що наближено описується нормальним законом розподілу в інтервалі $(0;1)$. Способи конструювання з випадкових чисел різних складніших випадкових об'єктів достатньо напрацьовані в даний час і носять назву перетворення випадкових чисел.

Здійснено розв'язання задачі оптимізації процесу ремонтних робіт за допомогою імітаційного моделювання.

За відсутності в системі вільних ремонтних бригад для задоволення чергової заявки виникає простій i -ої свердловини, що вимагає виконання j -го виду робіт, тривалість якого τ_{ij} в добах і він залежить від моменту звільнення ремонтної бригади, що виконує попередню заявку.

Цільова функція математичної моделі процесу забезпечення ремонтними бригадами свердловин має такий вигляд

$$C_{\Sigma} = C_a N + \sum_{t=0}^{T_c} \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m C_{ij} \tau_{ij} \rightarrow \min, \quad (3.6)$$

де C_a - середньорічні витрати на утримання ремонтних бригад;

C_{ij} - середньодобові втрати від простою i -ої свердловини, що вимагає виконання j -го виду робіт;

T_c - момент стабілізації процесу.

При імітаційному моделюванні стан системи в наступний момент часу залежить від її стану в попередній момент. На початку моделювання необхідно задати початковий стан системи, який невідомий. Якщо прийняти, що в початковий момент всі бригади вільні, то для отримання об'єктивної картини використання ремонтних бригад потрібен якийсь час. Назвемо його тривалістю стабілізації процесу і вважатимемо, що процес досяг стабілізації, якщо відносні тривалості простоїв бригад стабілізувалися, тобто виконана умова

$$0 < \Delta\tau(T_c) - \Delta\tau(T_c - 1) < \varepsilon, \quad (3.7)$$

де $\Delta\tau(T_c)$ - накопичена відносна тривалість простоїв бригад у момент T_c :

$$\Delta\tau(T_c) = \frac{\sum_{t=0}^{T_c} \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m \tau_{ij}}{T_c}, \quad (3.8)$$

де ε - наперед задана величина.

Величину ε задає точність розрахунків в процесі моделювання.

Зменшуване у формулі (3.7) – це відносні простої бригад в момент стабілізації процесу, а знаменник – те ж в попередній момент часу. Різниця повинна бути ненульовою, інакше внаслідок того, що на початку моделювання всі бригади вільні, а простої рівні нулю, моделювання закінчиться, не почавшись.

У зв'язку з тим, що витрати на утримання ремонтних бригад розраховуються в середньорічному періоді, моделювання має тривати до моменту часу, рівного року. У зв'язку з цим необхідна додаткова умова

$$T_c < T_r, \quad (3.9)$$

де T_r - один рік в одиницях вимірювання часу моделювання.

Якщо умова (3.9) не виконується, моделювання повинне бути продовжено до двох, трьох років і при необхідності далі, що необхідно врахувати при визначенні масштабів витрат на утримання ремонтних бригад. Вирази (3.2)-(3.9) складають математичну модель процесу обслуговування свердловин, де вираз (3.6) є цільовою функцією, а інші – обмеженнями.

Для розв'язання задачі потрібні такі дані:

- список свердловин, які повинні обслуговувати ремонтні бригади;
- види і параметри законів розподілу заявок на бригади і тривалості ремонтних робіт для кожної свердловини;
- втрати від простою свердловини в одиницю часу;
- середньорічні витрати на утримання однієї бригади;
- кількість ремонтних бригад (мінімальна кількість бригад визначається виходячи з умови (3.2) і потім при кожному циклі розрахунку збільшується на одиницю до того моменту, коли значення цільової функції (3.6) почне зменшуватися);
- значення ε , момент закінчення розрахунків.

На рисунку 3.6 зображено схему алгоритму моделювання ремонтних робіт на свердловинах. Блок 1 моделює момент чергової заявки на бригаду з j -ої свердловини. Для цього датчик випадкових чисел надає випадкове число, рівномірно розподілене в інтервалі $[0,1]$. Залежно від параметрів обраного

закону розподілу заявок на ремонтні бригади за спеціальною програмою це випадкове число перетворюється у випадкове число, що відповідає заданому закону розподілу.

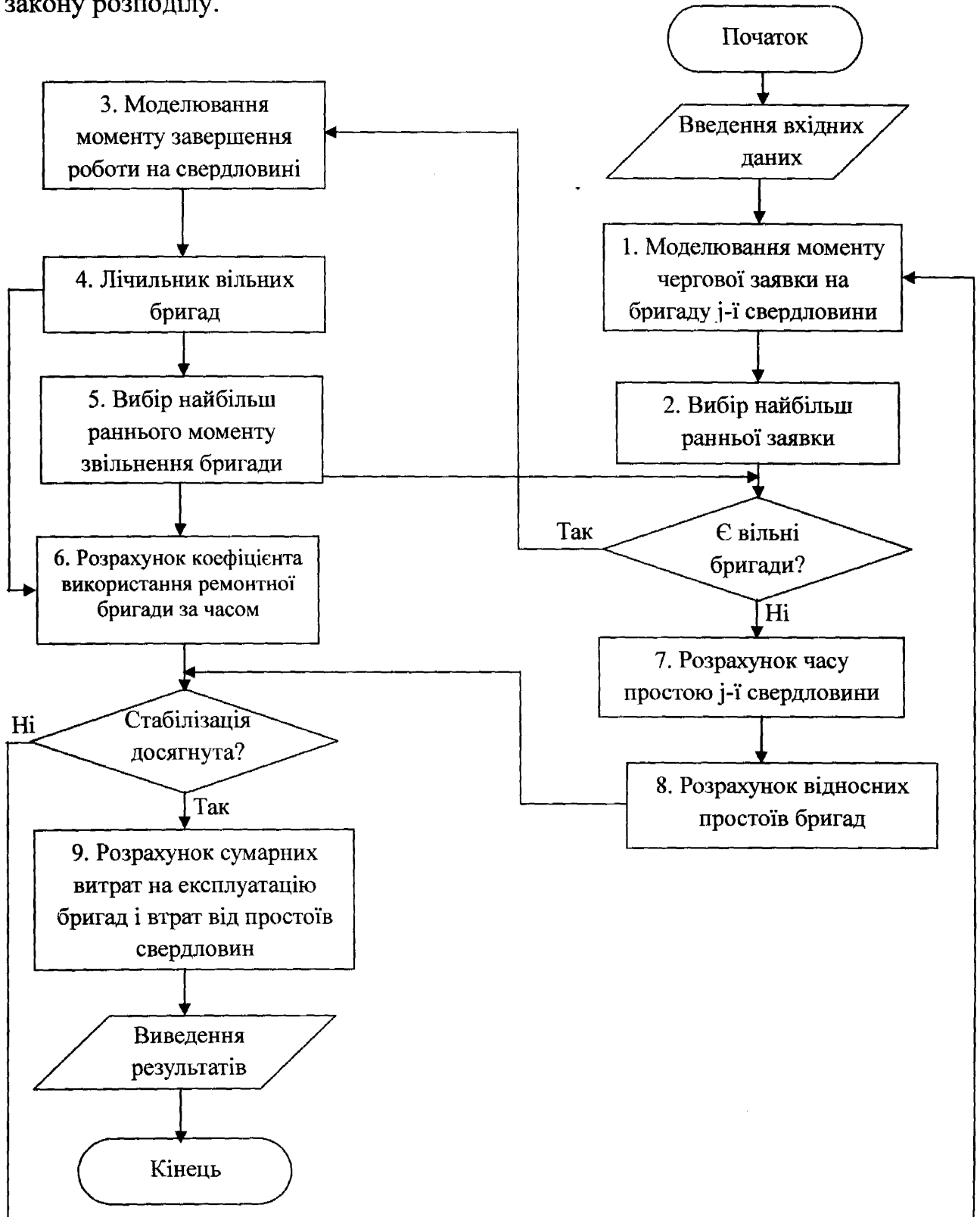


Рисунок 3.6 – Імітаційна модель організації ремонтних робіт на свердловинах

Блок 2 вибирає момент найбільш ранньої заявки, який одночасно є черговим моментом моделювання, тобто програма «переходить» у цей момент в реальний масштаб часу.

Логічний оператор визначає наявність вільних бригад. При наявності вільної бригади вона виділяється для задоволення розглядуваної заявки. Заявка вважається задоволеною, а ремонтна бригада – зайнятою до моменту закінчення роботи на об'єкті, який моделюється блоком 3.

Блок 3 функціонує аналогічно блоку 1, але перетворює рівномірно розподілене випадкове число відповідно до закону розподілу тривалості роботи ремонтної бригади на j -й свердловині. Інформація про зайнятість ремонтної бригади передається блоку 4, так само, як і інформація, що продукується блоком 5.

Блок 6 визначає коефіцієнт використання ремонтної бригади за часом як відношення кількості зайнятих бригад до загальної кількості ремонтних бригад N для визначення моменту стабілізації процесу за умовою, аналогічною умові (3.7).

У випадку, якщо під час надходження чергової заявки на ремонтну бригаду логічний блок встановлює відсутність бригад, в роботу вступає блок 7, який визначає час простою свердловини як різницю найбільш раннього моменту звільнення бригади і моменту надходження заявки.

Блок 8 розраховує відносну тривалість простою свердловини, а логічний блок за умов (3.7) і (3.9) визначає, чи досягнута стабілізація процесу. При негативній відповіді на це питання процедура моделювання продовжується, при позитивній відповіді блок 9 розраховує сумарні витрати на утримання ремонтних бригад, втрати від простоїв свердловин і шляхом підсумовування складових витрат визначає значення цільової функції (3.6).

На друк виводяться складові витрат і значення цільової функції (3.6), після чого в початкові дані вносяться корективи, а задане число бригад збільшується на одиницю. Так продовжується до того моменту, поки значення цільової функції зменшується. Його збільшення свідчить про те, що

оптимальне число ремонтних бригад одержано на попередньому етапі моделювання.

Вичерпною характеристикою надійності нафтопромислового обладнання є закон розподілу часу безвідмовної роботи. Якщо відомий вид цього закону і його параметри, то відносно легко визначити будь-яку характеристику експлуатаційної надійності системи. Статистичне визначення закону безвідмовної роботи пов'язане із значними труднощами.

Для його встановлення за даними статистичного ряду будують графіки статистичних функцій показника надійності. Оскільки щільність розподілу найбільш наочно відображає специфічні особливості закону розподілу, то, як правило, спочатку будують цю функцію, щоб за її виглядом можна було зробити припущення про вид закону розподілу.

При побудові статистичної функції щільності розподілу по осі абсцис відкладають інтервали статистичного ряду. На кожному інтервалі статистичного ряду будуть прямокутник, висота якого дорівнює відношенню частоти до ширини інтервалу.

При опрацюванні статистичного матеріалу важливою задачею є підбір теоретичного закону розподілу, що виражає його істотні властивості без елемента випадковості.

Теоретичний закон підбирають, беручи до уваги також:

- фізичну природу відмов;
- форму кривої щільності розподілу;
- коефіцієнт варіації.

Значення коефіцієнта варіації визначається за формулою

$$V = \frac{\sigma}{\bar{t}}, \quad (3.10)$$

де σ - середнє квадратичне відхилення;

\bar{t} - середнє значення періоду безвідмовної роботи системи, що дозволяє робити висновок про умови експлуатації нафтопромислового обладнання.

Відомо, що при коефіцієнті варіації $V < 0,3$ має місце нормальний розподіл, при $V > 0,5$ - розподіл Вейбулла. Функція розподілу Вейбулла має вигляд

$$F(t) = 1 - \exp[-(t/a)^b], \quad (3.11)$$

де a і b - параметри розподілу Вейбулла.

Параметр b можна визначити через коефіцієнт варіації. Параметр a знаходиться з виразу $a = \bar{t} / K_b$ або $a = \sigma / C_b$, де K_b і C_b - коефіцієнти, що визначаються при відомому коефіцієнті варіації. При $b = 1$ розподіл Вейбулла переходить в експоненціальний, а при $b = 2,5 \div 3,5$ - він близький до нормального. Тому розподіл Вейбулла вважається дуже гнучким законом і широко застосовується в теорії надійності. Очевидно, розподіл Вейбулла має місце для відмов обладнання, що виникають в результаті його зносу і старіння, а також для відмов пристроїв, що складаються з послідовно сполучених елементів.

Таким чином, нами обґрунтовано можливості використання методів теорії масового обслуговування при прийнятті рішень щодо організації і управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах. Запропонована імітаційна модель дає змогу оптимізувати організацію ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах, а її реалізація забезпечує зменшення витрат на утримання ремонтних бригад та зменшення втрат від простоїв свердловин.

Практичне застосування запропонованих моделей організації ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах здійснено на прикладі родовищ НГВУ «Бориславнафтогаз», НГВУ «Долинанафтогаз» та НГВУ «Надвірнанафтогаз». Як вже зазначалось, надійність роботи нафтогазопромислового обладнання найкраще характеризує закон розподілу часу безвідмовної роботи. За результатами обробки промислових даних були встановлені закони розподілу відмов нафтопромислового обладнання на родовищах, які описуються розподілом Вейбулла.

Так, обриви насосно-компресорних труб на родовищах нафти і газу підпорядковуються закону ймовірності безвідмовної роботи, який описується виразом

$$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{496}\right)^{1,8}\right]. \quad (3.12)$$

На рисунку 3.7 зображено графіки функцій розподілу ймовірності безвідмовної роботи та інтенсивність відмов насосно-компресорних труб (обриви) на родовищах НГВУ «Долинанафтогаз».

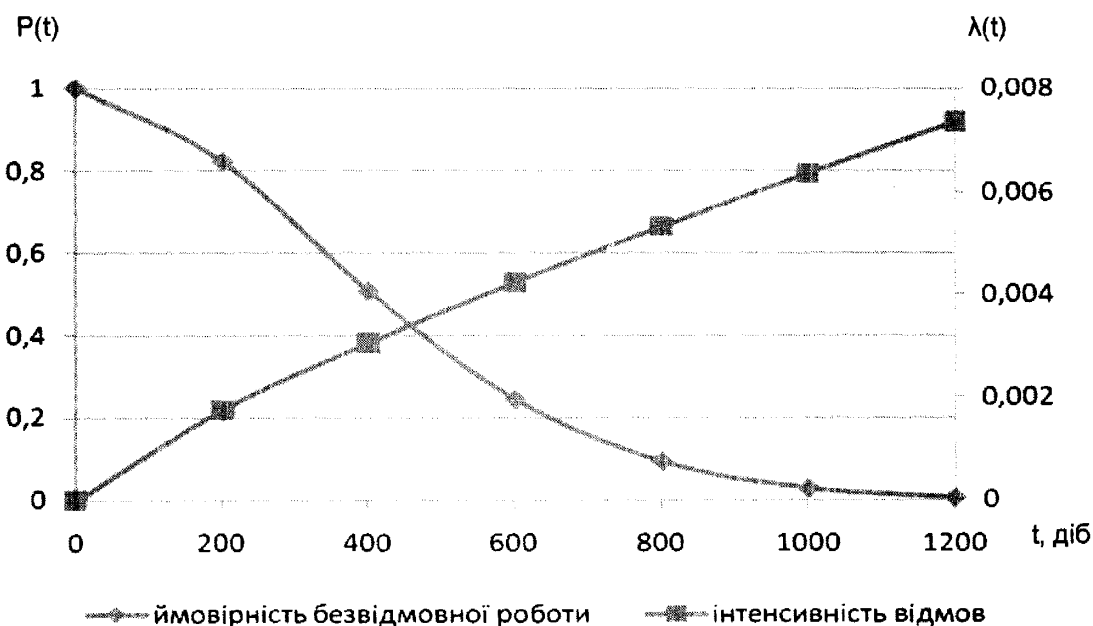


Рисунок 3.7 – Графіки функцій розподілу ймовірності безвідмовної роботи та інтенсивність відмов насосно-компресорних труб (обриви) на родовищах НГВУ «Долинанафтогаз»

Для розрахунків прийнято наступні значення параметрів:

$T_{ij} = 24$ діб - середня тривалість використання бригади на об'єкті;

$C_i^{пост} = 51,5$ ум. од. - умовно-постійні витрати у вартості роботи години бригади;

$C_i^{зм} = 49,5$ ум. од. - умовно-змінні витрати у вартості роботи години

бригади;

$Q_j = 620,3$ ум. од. - середньогодинні втрати від простою j -ої свердловини.

За встановленим законом розподілу ймовірності безвідмовної роботи розраховано оптимальні міжремонтні періоди та інтенсивності відмов. Результати розрахунків зведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Оптимальні міжремонтні періоди та інтенсивності відмов

Оптимальні міжремонтні періоди, діб	Інтенсивності відмов для свердловини, λ
226	0,001935
254	0,002125
308	0,002479

В таблиці 3.3 і на рисунку 3.8 представлено результати розрахунку витрат в залежності від кількості бригад при інтенсивності відмови $\lambda = 0,001935$.

Таблиця 3.3 – Сумарні витрати на процеси обслуговування свердловин при інтенсивності відмови $\lambda = 0,001935$

Кількість бригад	7	8	9	10	11	12
Втрати від простоїв, ум.од.	8301,47	1481,36	506,09	197,19	79,65	32,06
Витрати на утримання бригади, ум.од.	675,11	725,63	777,11	827,62	878,13	929,62
Сумарні витрати, ум.од.	9002,81	2233,22	1308,46	1051,04	984,01	987,90

З рисунку 3.8 видно, що при збільшенні кількості бригад з 7 до 11 відбувається спочатку різке (9 бригад) зменшення сумарних витрат. Введення 12 бригади стає недоцільним, оскільки сумарні витрати збільшуються (табл. 3.3) за рахунок додаткових витрат на утримання бригад. Сумарні витрати включають в себе витрати на утримання ремонтних бригад і

втрати нафти при простої свердловин, тобто їх можна регулювати за рахунок тієї чи іншої складової.

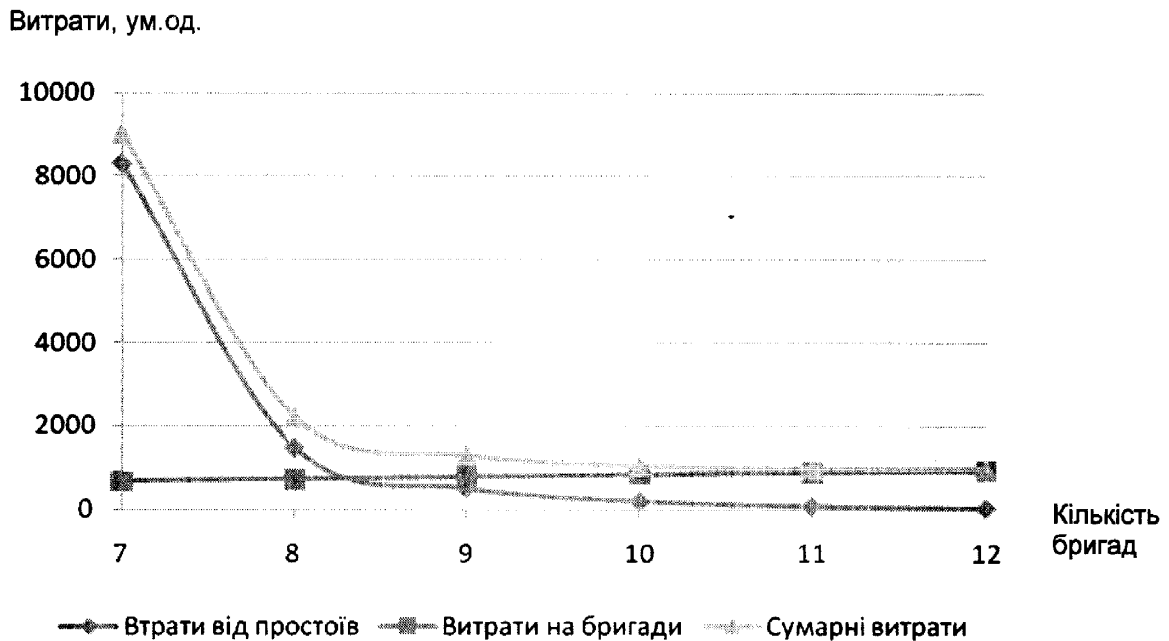


Рисунок 3.8 – Графік залежності витрат від кількості бригад при інтенсивності відмови $\lambda = 0,001935$

В таблиці 3.4 і на рисунку 3.9 подано результати розрахунку витрат в залежності від кількості бригад при інтенсивності відмови $\lambda = 0,002125$.

При аналізі залежностей (рисунок 3.9) спостерігається тенденція, аналогічна для залежностей, представлених на рисунку 3.8. З рисунка 3.9 видно, що оптимальна кількість бригад 12. Введення ще однієї бригади нерентабельне. Хоча втрати від простоїв продовжують знижуватися, але в той же час витрати на бригади ростуть, що, в свою чергу, збільшує сумарні витрати на 2,8%.

Таблиця 3.4 – Сумарні витрати на процеси обслуговування свердловин при інтенсивності відмови $\lambda = 0,002125$

Кількість бригад	7	8	9	10	11	12	13
Втрати від простоїв, ум.од.	13555,70	1804,84	597,40	233,13	94,22	38,86	15,54
Витрати на утримання бригади, ум.од.	701,34	751,85	803,34	853,85	904,36	955,84	1006,36
Сумарні витрати, ум.од.	14256,07	2556,69	1399,77	1086,01	999,56	993,73	1021,90

Витрати, ум.од.

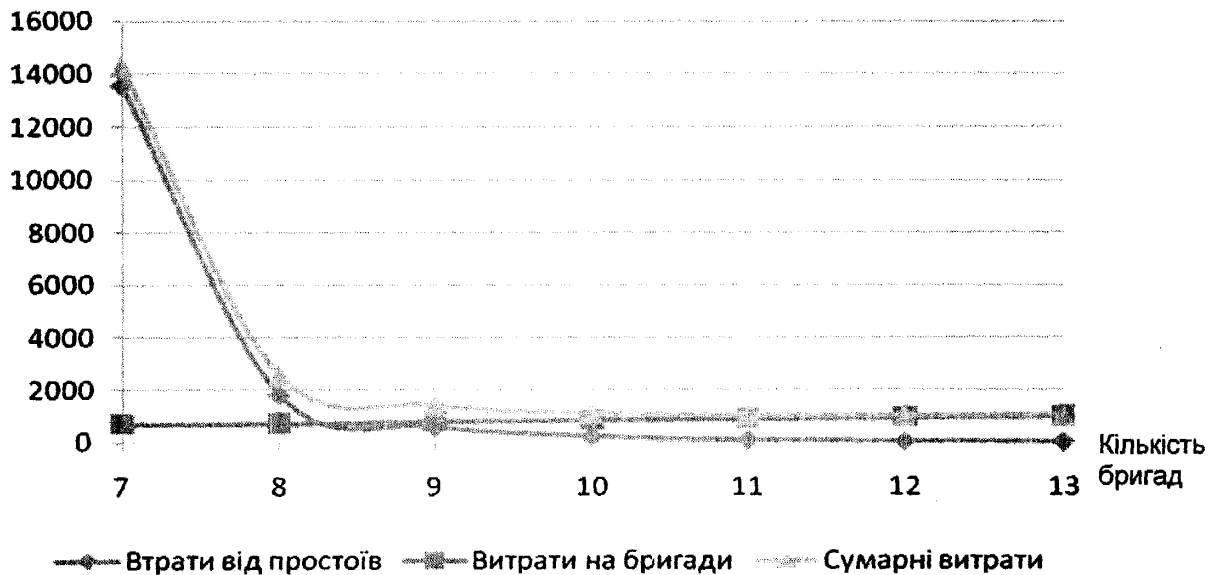


Рисунок 3.9 – Графік залежності витрат від кількості бригад при інтенсивності відмови $\lambda = 0,002125$

В таблиці 3.5 і на рисунку 3.10 представлено результати розрахунку витрат в залежності від кількості бригад при інтенсивності відмови $\lambda = 0,002479$.

Таблиця 3.5 – Сумарні витрати на процеси обслуговування свердловин при інтенсивності відмови $\lambda = 0,002479$

Кількість бригад	8	9	10	11	12	13	14
Втрати від простоїв, ум.од.	8351,01	1664,96	597,40	243,82	103,94	43,71	18,46
Витрати на утримання бригади, ум.од	801,39	851,91	902,42	953,90	1004,41	1055,90	1106,41
Сумарні витрати, ум.од.	9152,41	2516,86	1499,82	1197,72	1107,38	1098,64	1123,89

При інтенсивності відмов $\lambda = 0,002479$ (рисунок 3.10) оптимальна кількість бригад буде 13, тому що сумарні витрати знизяться на 0,8% за рахунок зменшення втрат від простоїв на 57,9%. Також аналізуючи рисунки 3.8-3.10, видно, що зі збільшенням інтенсивності відмови відбувається пропорційне збільшення витрат за всіма варіантами.

Отже, при інтенсивності відмов $\lambda = 0,001935$ оптимальна кількість бригад дорівнює 11, сумарні витрати складають 984,01 ум. од., при $\lambda = 0,002125$ - відповідно 12 і 993,73 ум. од., при $\lambda = 0,002479$ - відповідно 13 і 1098,64 ум. од. Подальше збільшення числа бригад неефективне, хоча втрати від простоїв свердловин зменшуються, але витрати на утримання бригад зростають значно швидше, що зумовлює збільшення сумарних витрат. При збільшенні кількості бригад втрати від простоїв свердловин спочатку стрімко зменшуються, потім поступово вирівнюються. Це пов'язано з тим, що спочатку втрати від простоїв дуже великі, а витрати на утримання бригад відносно низькі.

Витрати, ум.од.

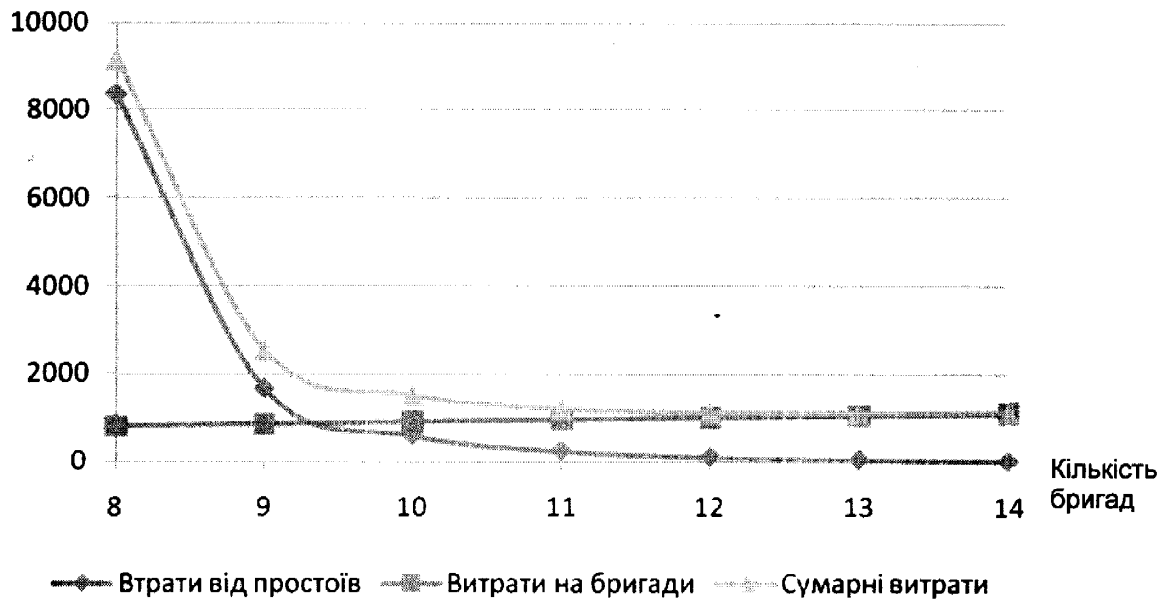


Рисунок 3.10 – Графік залежності витрат від кількості бригад при інтенсивності відмови $\lambda = 0,002479$

З рисунку 3.11 і таблиці 3.6 видно, що при різних λ втрати від простоїв свердловин при 8 і 9 бригадах значно відрізняються. Надалі ситуація вирівнюється. Це пов'язано з тим, що більша кількість бригад ремонтує більше свердловин, скорочуючи їх простої, але при цьому збільшуються витрати на бригади.

Втрати, ум.од.

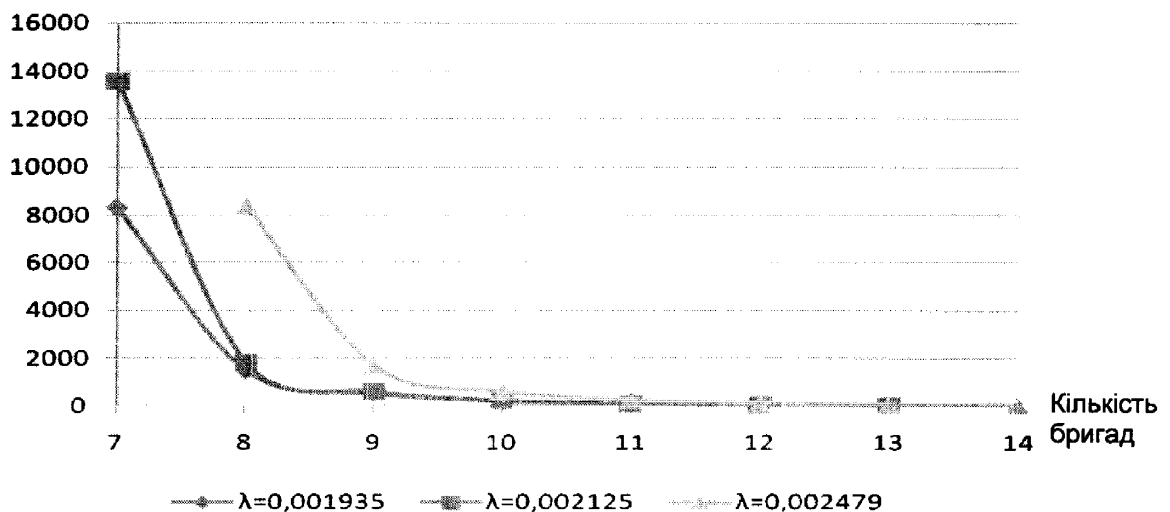


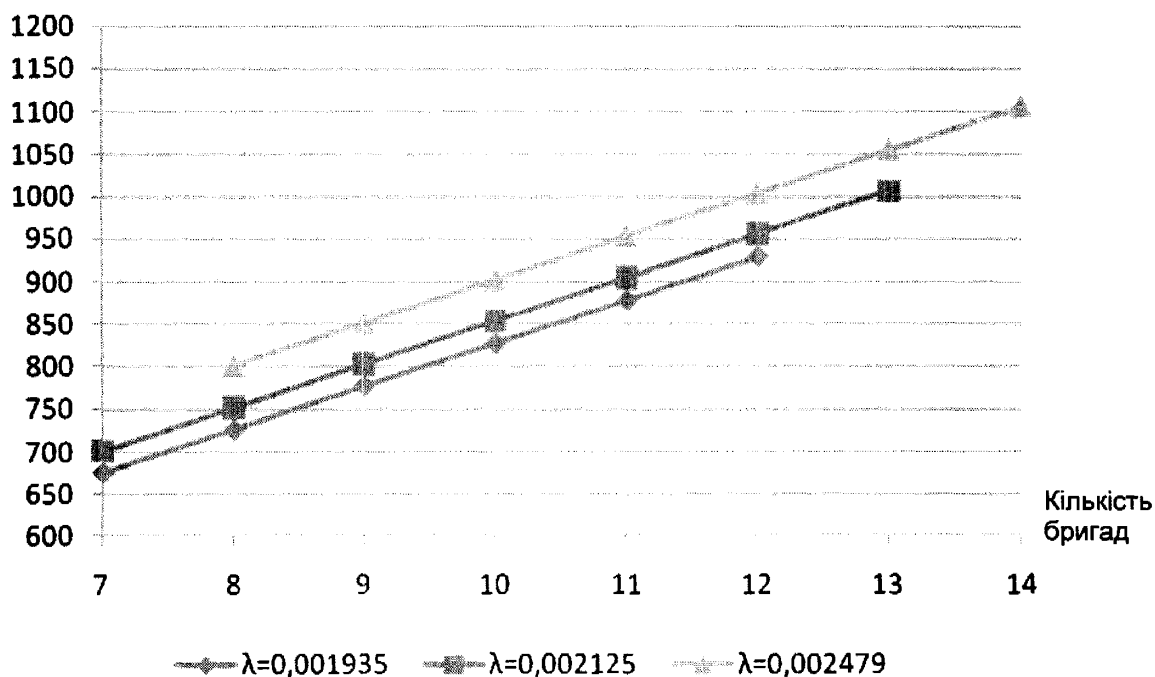
Рисунок 3.11 – Графік втрат від простоїв свердловин при різних λ

Таблиця 3.6 – Втрати від простоїв свердловин при різних λ

Кількість бригад	7	8	9	10	11	12	13	14
$\lambda = 0,001935$	8301,47	1481,36	506,09	197,19	79,65	32,06	-	-
$\lambda = 0,002125$	13555,7	1804,84	597,40	233,13	94,22	38,86	15,54	-
$\lambda = 0,002479$	-	8351,01	1664,96	597,40	243,82	103,94	43,71	18,46

Рисунок 3.12 відображає зростання витрат із збільшенням кількості бригад. На ньому видно ту ж тенденцію зростання витрат при збільшенні λ . При 8 бригадах для $\lambda = 0,001935$ витрати становлять 725,63 ум. од., а при $\lambda = 0,002479$ – 801,39 ум. од., тобто при збільшенні λ на 0,000544 витрати зростають на 9,5% (таблиця 3.7).

Витрати, ум.од.

Рисунок 3.12 – Графік витрат на утримання бригади при різних λ Таблиця 3.7 – Витрати на утримання бригади при різних λ

Кількість бригад	7	8	9	10	11	12	13	14
$\lambda = 0,001935$	675,11	725,63	777,11	827,62	878,13	929,62	-	-
$\lambda = 0,002125$	701,34	751,85	803,34	853,85	904,36	955,84	1006,36	-
$\lambda = 0,002479$	-	801,39	851,91	902,42	953,90	1004,41	1055,90	1106,41

З рисунка 3.13 і таблиці 3.8 видно, що мінімальні сумарні витрати знаходяться в інтервалі від 1013 ум. од. до 1131 ум. од. тобто, кількість бригад змінюється від 11 до 13. З збільшення інтенсивності відмов криві витрат зміщуються вправо, що пояснюється великим числом ремонтів, а як наслідок вимагається додаткове число ремонтних бригад.

Таблиця 3.8 – Сумарні витрати на процеси обслуговування свердловин при різних λ

Кількість бригад	7	8	9	10	11	12	13	14
$\lambda = 0,001935$	9002,81	2233,22	1308,46	1051,04	984,01	987,90	-	-
$\lambda = 0,002125$	14256,1	2556,69	1399,77	1086,01	999,56	993,73	1021,90	-
$\lambda = 0,002479$	-	9152,41	2516,86	1499,82	1197,72	1107,38	1098,64	1123,89

Витрати, ум. од.

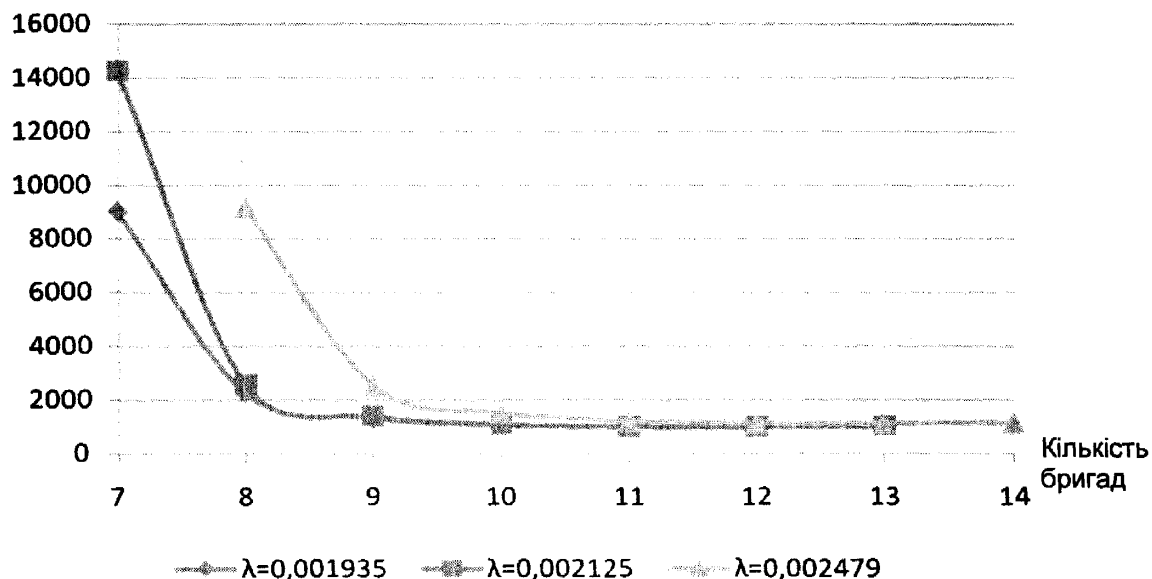


Рисунок 3.13 – Графік сумарних витрат при різних λ

Розв'язання методом імітаційного моделювання задачі для оптимізації усунення відмов насосно-компресорних труб (обриви) на родовищах досліджуваних НГВУ, процес якого включає величезне число операцій, пов'язаних з формуванням, перетворенням і реалізацією випадкових подій, випадкових величин і випадкових процесів, що викликають випадкові зміни станів такої системи підтверджує отримані вище висновки.

Для розрахунків були використані наступні дані:

середня тривалість T_{ij} використання бригади на об'єкті, виробіток в інтервалі (20;24) діб випадковим чином;

$C_a = 50,0$ ум. од. - середньорічні витрати у вартості роботи години бригади;

$Q_j = 620,3$ ум. од. - середньогодинні втрати від простою j -ої свердловини.

$\varepsilon = 0,001$ - точність розрахунків, задана для визначення моменту стабілізації.

Як видно з рисунку 3.14 при збільшенні кількості бригад з 7 до 10 сумарні витрати суттєво скорочуються з 8795,67 ум. од. до 1151,04 ум. од., що становить 86,9%. Подальше зниження триває до моменту досягнення витрат 1012,37 ум. од., при цьому кількість ремонтних бригад становить вже 11. При збільшенні кількості бригад до 12 тенденції до зниження витрат не спостерігається, навпаки, у порівнянні з 11 ріст витрат становив 21,8%.

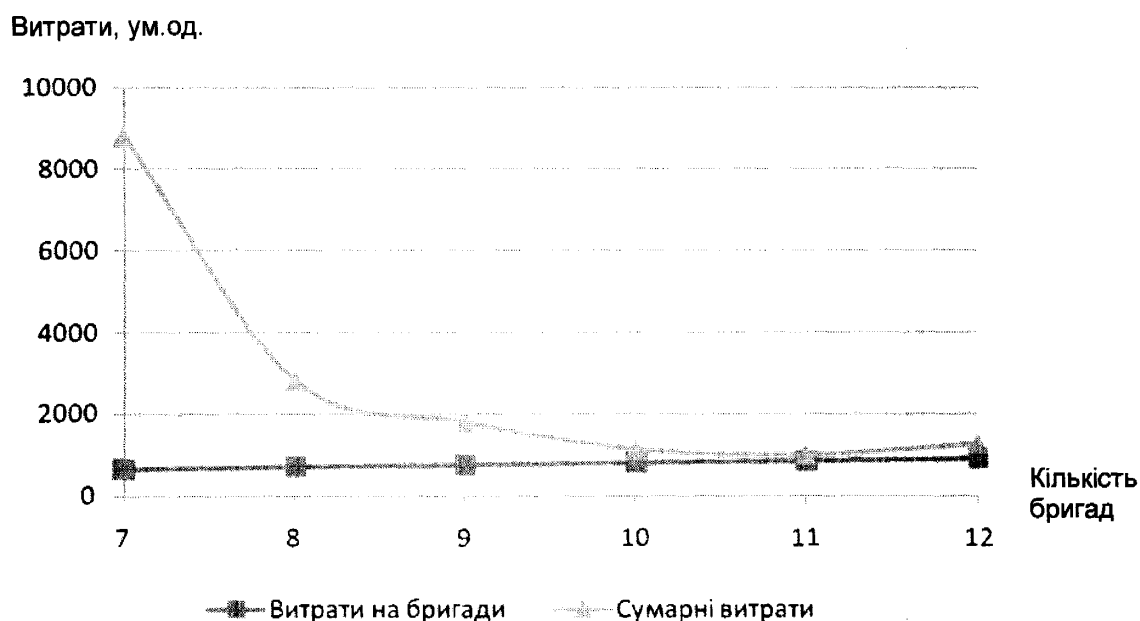


Рисунок 3.14 – Сумарні витрати при інтенсивності відмови $\lambda = 0,001935$

При збільшенні кількості бригад з 7 до 9 сумарні витрати суттєво скорочуються з 13794,18 ум. од. до 2045,23 ум. од., що становить 85,2%

(рисунок 3.15). Подальше зниження триває до досягнення витрат 1214,23 ум. од., при цьому кількість ремонтних бригад становить вже 12. При збільшенні кількості бригад до 13 тенденції зниження витрат не спостерігається, навпаки, у порівнянні з 12 ріст витрат становив 15,5%.

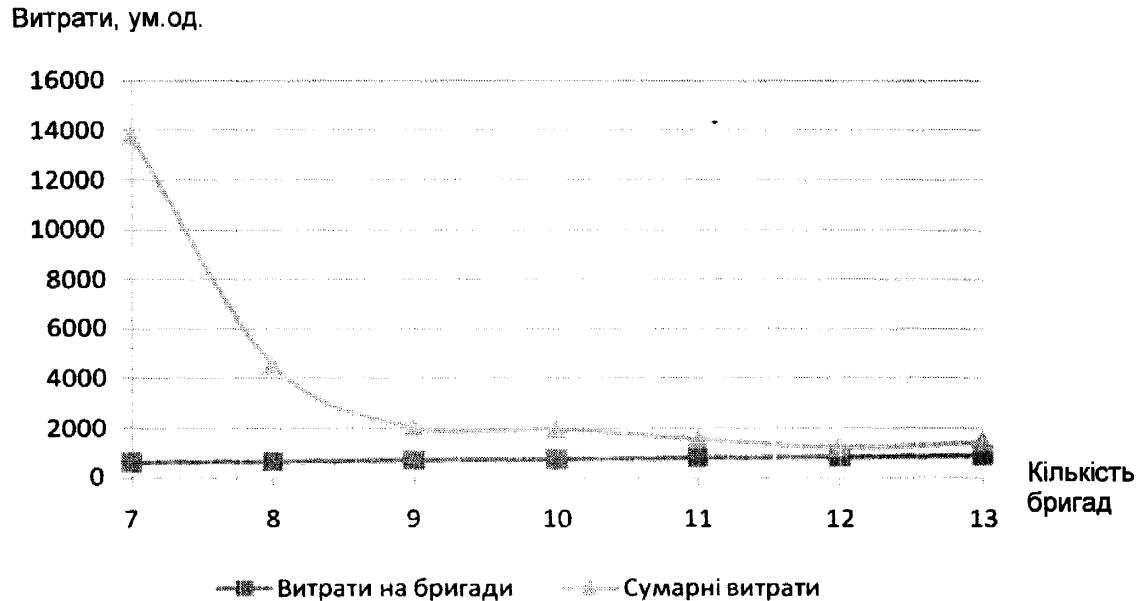


Рисунок 3.15 – Сумарні витрати при інтенсивності відмови $\lambda = 0,002125$

При збільшенні кількості бригад з 8 до 10 сумарні витрати суттєво скорочуються з 7414,16 ум. од. до 2289,63 ум. од., що становить 69,1% (рисунок 3.16).

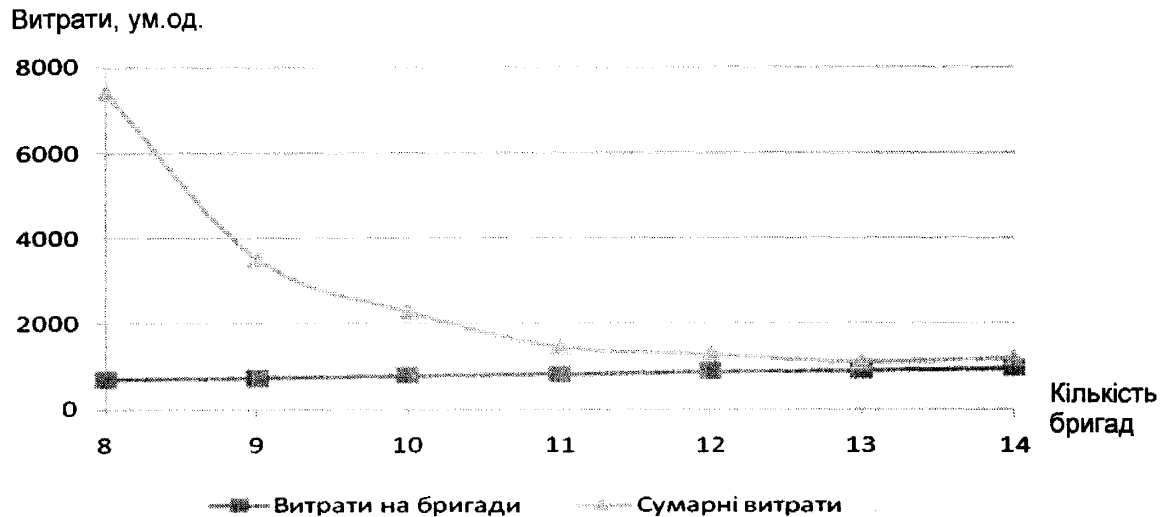


Рисунок 3.16 – Сумарні витрати при інтенсивності відмови $\lambda = 0,002479$

Подальше зниження триває до досягнення витрат 1105,25 ум. од., при цьому кількість ремонтних бригад становить вже 13. При збільшенні кількості бригад до 14 тенденції падіння витрат не спостерігається, навпаки, в порівнянні з 13 ріст витрат становив 8,3%.

Як і слід було очікувати, при порівнянні трьох варіантів (рисунки 3.14-3.16) збільшення інтенсивності відмов вимагає збільшення числа ремонтних бригад. Однак це збільшення не завжди доцільне, тому що витрати на утримання бригад починають перевищувати втрати від простоїв свердловин. Отже, запропонований і адаптований до умов функціонування бригад ремонтного обслуговування нафтовидобувних свердловин інструментарій імітаційного моделювання дає змогу оптимізувати витрати на утримання ремонтних бригад при мінімізації простоїв свердловин.

3.3 Моделювання ситуаційного управління ремонтними роботами на нафтогазовидобувних підприємствах

Основним резервом підвищення якості ремонтного обслуговування основного виробництва є найбільш ефективне використання наявного обладнання. Однак на практиці доцільна черговість обслуговування споживачів часто відсутня. Істотну дезорганізацію вносить в процес ремонтного обслуговування необхідність виконання ремонтів свердловин, пов'язаних з ліквідацією аварій. Удосконалення методів управління ремонтним обслуговуванням основного виробництва може бути досягнута шляхом встановлення відповідності між типовими виробничими ситуаціями та прийнятими в них управлінськими рішеннями.

Теоретично процес управління технічним станом обладнання можна описати моделлю з дискретним часом ухвалення рішень. Нехай технічний стан обладнання характеризується вектором $X(t) = \{x_1, x_2, \dots, x_N(t)\}$, складові якого – дискретно контрольовані з постійним інтервалом Δt

параметри, під якими можна розуміти або діагностичні параметри, або структурні, або напрацювання складових частин, залежно від прийнятої стратегії заміни складових частин і технології контролю.

Стан обладнання у момент контролю характеризується ймовірністю відмов всіх його складових частин в період до чергового контролю. Ймовірність відмови обладнання у момент t може бути визначена за формулою:

$$P_0(t) = 1 - \prod_{i=1}^m [1 - P_i(t)], \quad (3.13)$$

де $P_i(t)$ - ймовірність відмови i -ї складової частини у момент t .

На основі результатів перевірки у будь-який момент часу $t = 0, \Delta t, 2\Delta t, \dots$ ухвалюється рішення D_{js} , в результаті здійснення якого стан обладнання змінюється з j на s . Позначимо витрати на здійснення у момент t рішення D_{js} через $C_{js}(t)$. Вони включають витрати на заміну відповідної складової частини C_{pi} , на її придбання (ремонт) C_{hi} і втрати від відмови обладнання C_0 :

$$C_{js}(t) = \sum (C_{pi} + C_{hi}) \delta_i(t) + C_0 \left\{ 1 - \prod_{i=1}^m [1 - P_i(t)] \right\}, \quad (3.14)$$

де $\delta_i(t)$ - цілочислова (булева) змінна: $\delta_i(t) = 1$, якщо рішення D_{is} передбачає заміну i -ї складової частини; $\delta_i(t) = 0$ - в іншому випадку.

При спостереженні за вектором $X(t)$ слід вибрати такі моменти t заміни складових частин і схвалювані в ці моменти рішення D_{js} , при яких досягне мінімуму цільова функція сумарних витрат за термін служби обладнання

$$C_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^L \sum_{s=1}^L C_{js}(t) D_{js}. \quad (3.15)$$

Аналізуючи структуру виразу (3.15) приходимо до висновку, що в даній постановці задача має характерні властивості задач динамічного програмування:

1) керовані змінні і відповідні обмеження групуються по кроках, і багатокроковий процес ухвалення рішень досліджується в певній послідовності;

2) єдина інформація про попередні кроки, яка використовується для вибору оптимальних значень змінних на даному кроці, визначається так званою змінною стану, що є m -вимірним вектором;

3) рішення, що приймається при заданому поточному стані системи, має прогнозований вплив на стан системи на подальшому кроці;

4) оптимальність поточного рішення оцінюється в термінах прогнозованого економічного ефекту для даного кроку і всіх подальших кроків.

Визначимо $C_j(n)$ як сумарні витрати за n подальших кроків, якщо в даний момент обладнання знаходиться в стані j . Це дозволяє перетворити вираз (3.8) в рекурентне співвідношення

$$C_j(n) = \sum_{s=1}^L D_{js} [C_{js} + C_s(n-1)]. \quad (3.16)$$

Мінімізація виразу (3.9) може бути здійснена рекурентним методом динамічного програмування, якщо число кроків T і можливих рішень $D_{js}(t)$ на кожному кроці невелике. При великому числі рішень потрібні більш ефективні методи оптимізації. Представивши вираз (3.16) у вигляді

$$C_j(n) = \sum_{s=1}^L D_{js} C_{js} + \sum_{s=1}^L D_{js} C_s(n-1)$$

і позначивши $Q_j = \sum_{s=1}^L D_{js} C_{js}$, отримаємо

$$C_j(n) = Q_j + \sum_{s=1}^L D_{js} C_s(n-1). \quad (3.17)$$

Величину Q_j можна розглядати як очікувані витрати в момент виходу обладнання із стану j , а другий доданок в правій частині виразу (3.17) – як очікувані витрати за $(n-1)$ кроків, що залишилися.

В задачах динамічного програмування розглядається кінцева послідовність вузлів, що відображають кінцеву множину станів досліджуваної системи. В поставленій задачі стан обладнання або його складової частини характеризується ймовірностями відмови, які можуть мати нескінченну множину значень. Таким чином, розглядувана задача є задачею з нескінченною множиною станів системи. В цьому випадку ефективність стратегії, прийнятої на деякому кроці, виявляється на деякому невідомому часовому горизонті, тобто рішення, ефективне для деякого часового горизонту, може виявитися неефективним при його зміні в ту або іншу сторону. В подібних складних випадках задачу доводиться розв'язувати багато разів, використовуючи процедуру типу декомпозиції.

Для мінімізації виразу (3.17) запропонована методика, що поєднує в собі ітераційний і рекурентний методи динамічного програмування з евристичними процедурами, що дозволяють відсівати явно неефективні розв'язки і скорочувати обсяг обчислень. Вона передбачає виконання наступних етапів:

1. Задаються напрацювання обладнання до граничного стану і множина вузлових точок, при яких проводиться контроль її технічного стану.
2. Задається початковий набір стратегій, де для кожної j -ої вузлової точки визначені схвалювані в ній рішення $D_{js}(t)$.
3. Використовуючи $D_{js}(t)$ для даного набору стратегій, визначають ймовірність $P_j(t)$ відмов всіх складових частин і ймовірність $P_0(t)$ відмови обладнання в кожній вузловій точці, що передбачає ремонтну дію, і подальших вузлових точках до моменту чергової ремонтної дії.
4. Використовуючи алгоритм зворотного прогону від вузлової точки, відповідної граничному стану обладнання, до найближчої вузлової точки, в якій передбачена ремонтна дія, визначають витрати Q_j^k на ремонтну дію і втрати від відмов C_s в проміжних вузлових точках.
5. Для кожної проміжної вузлової точки шляхом перебору можливих

стратегій знаходять стратегію k' , яка мінімізує критерій (5).

6. Приймаючи ці стратегії за нові рішення в j -х вузлових точках, замінюють Q_j^k на $Q_j^{k'}$, а D_{js}^k – на $D_{js}^{k'}$.

7. Повертаються до пункту 3 і продовжують обчислення до досягнення вузлової точки, що відповідає початку експлуатації обладнання. На подальших етапах обчислень, коли початковою вузловою точкою не є граничний стан, у випадку, якщо раніше прийнята стратегія, що передбачає ремонтну дію, замінюється на стратегію, що не передбачає її або передбачає менш об'ємну і дорогу дію, відмінена ремонтна дія переноситься в попередню вузлову точку, а рішення про заміну стратегії необхідно перевірити на більшому часовому інтервалі. Для цього застосовують алгоритм прямого прогону від вузлової точки, що викликає сумнів в доцільності заміни стратегії, на часовому інтервалі, що дозволяє ухвалити однозначне рішення. Цей евристичний етап розв'язання задачі необхідний у зв'язку з тим, що в алгоритмі зворотного прогону використовуються ймовірність відмови, відповідна раніше прийнятим стратегіям, і заміна стратегій, що викликає збільшення ймовірності відмови в подальших вузлових точках, знецінює рішення, прийняті в цих точках.

8. Якщо результати першої ітерації співпали з початковим набором стратегій, обчислення припиняють. Інакше обчислення продовжують до того, як співпадуть результати двох послідовних ітерацій або подальша неможливість зміни результату стане очевидною і доказовою.

Описана процедура динамічного програмування використана для удосконалення управління ремонтним обслуговуванням нафтовидобувних свердловин. Для цього основними показниками підсистеми основного виробництва у нафтогазовидобуванні були вибрані:

- величина і структура річної виробничої програми по капітальному ремонту свердловин, що задається видами виконуваних ремонтів, їх територіальним розподілом і річною кількістю ремонтів кожного виду;

- дебіт ремонтуваних свердловин (добовий або годинний видобуток

нафти);

– потреба в спеціальній нафтопромислової техніці, що задається номенклатурою використовуваної техніки та ймовірнісним розподілом часу використання кожного агрегату при виконанні ремонту кожного виду;

– втрати від простою бригади капітального ремонту свердловин за одиницю часу.

При постановці задачі використано такі позначення:

$S_{pj}(t)$ – подія, яка полягає у тому, що в момент t виникла необхідність виконання p -го ремонту на j -й свердловині;

$\Delta d_j(t)$ – приріст (різниця) годинного дебіту j -ї свердловини до і після ремонту;

$T_{pjk}(t)$ – час, необхідний k -й бригаді для виконання p -го ремонту на j -й свердловині, год.;

R_{iu} – відстань від j -ї до u -ї свердловини;

τ_{kju} – час переїзду k -ї бригади від j -ї до u -ї свердловини, год.

Основними показниками підсистеми ремонтного обслуговування основного виробництва є: кількість бригад; вартість бригадо-години агрегату кожного виду, які позначимо так:

N_i – кількість бригад i -го типу;

T_i – середньорічна планове напрацювання i -ї бригади, бригадо-год.;

$C_i^{пост}$ – умовно-постійні витрати у вартості бригадо-години i -ї бригади;

$C_i^{зм}$ – умовно-змінні витрати у вартості бригадо-години i -ї бригади;

$S_{kj}(t)$ – подія, яка полягає в тому, що k -а бригада в момент t працює на j -й свердловині;

$S_{kj}^+(t)$ – подія, яка полягає в тому, що k -а бригада до моменту t завершила роботу на j -й свердловині і готова до роботи на іншій свердловині;

$S_{kj}^-(t)$ – подія, яка полягає в тому, що k -а бригада до моменту t завершила роботу на j -й свердловині і вимагає повернення на базу для поновлення обладнання.

Використовуючи раніше введені позначення подій, можна побудувати моделі виробничих ситуацій при ремонті свердловин і поставити їм у відповідність прийняті управлінські рішення Y_i (рисунок 3.17).

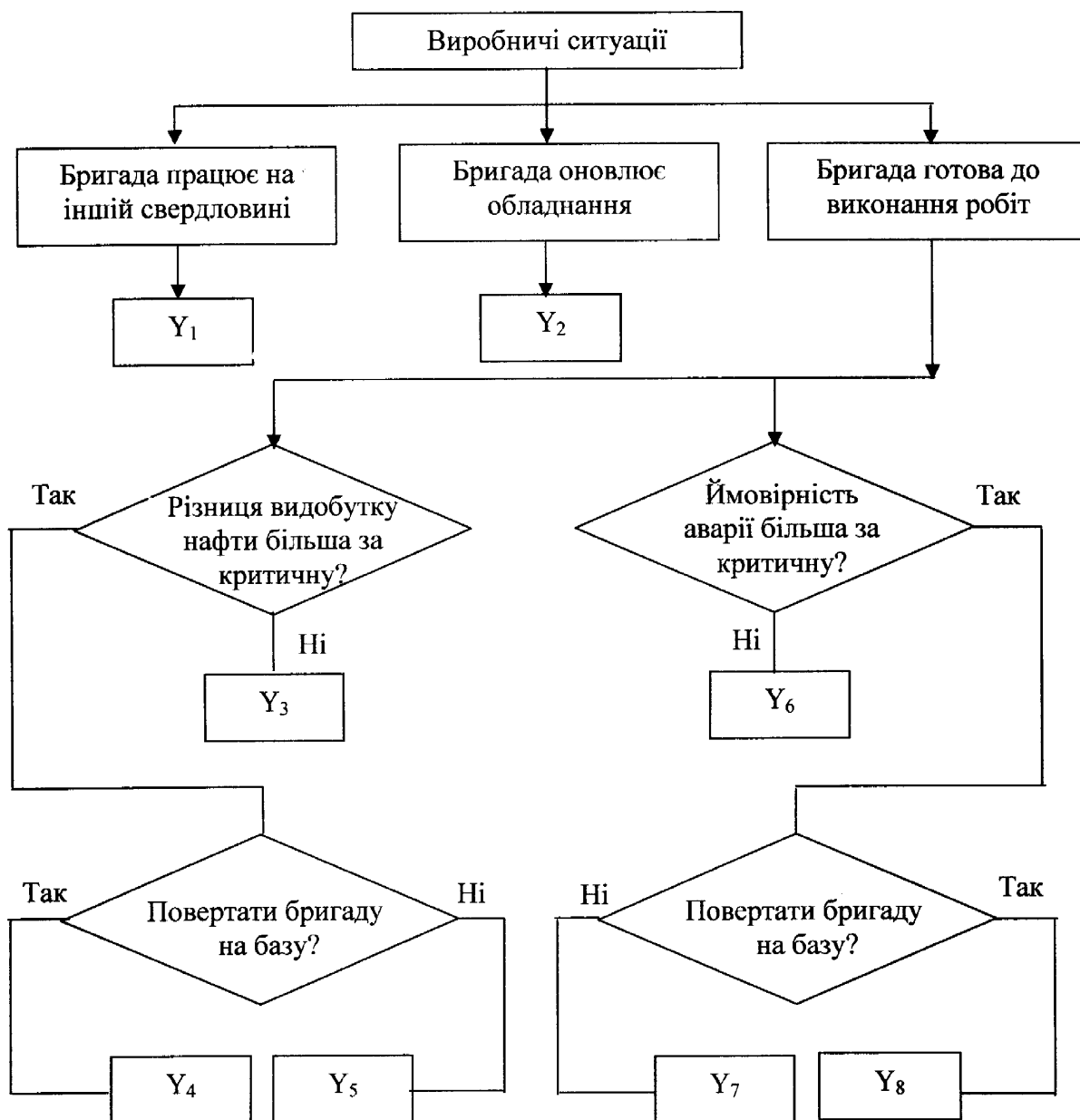


Рисунок 3.17 – Схема алгоритму прийняття управлінських рішень щодо ремонту свердловин

Відповідність між прийнятими управлінськими рішеннями і виробничими ситуаціями встановлюється наступними співвідношеннями.

Якщо $S_{pj}(t) \cap S_{ku}(t)$, то Y_1 (якщо одночасно відбулися дві події: у момент t виникла необхідність виконання p -го ремонту на j -й свердловині і k -а бригада в момент t працює на u -й свердловині, то приймається рішення Y_1 , яке полягає в тому, що k -а бригада не направляється на j -у свердловину).

Якщо $S_{pj}(t) \cap S_{ku}^-(t)$, то Y_2 (якщо в момент t виникла необхідність виконання p -го ремонту на j -й свердловині і одночасно k -а бригада до моменту t завершила роботу на u -й свердловині і вимагає повернення на базу для оновлення обладнання, то приймається рішення Y_2 , яке полягає в тому, що k -а бригада не направляється на j -у свердловину, а направляється на базу для оновлення обладнання).

Якщо $S_{pj}(t) \cap S_{ku}^+(t) \cap S_{pv}(t + \Delta t) \{ (\Delta t_{uj} - \tau_{uj} + \tau_{uv}) [\Delta d_v(t) - \Delta d_j(t)] \leq d_{kp} \}$, то Y_3 (якщо в момент t виникла необхідність виконання p -го ремонту на j -й свердловині і одночасно k -а бригада до моменту t завершила роботу на u -й свердловині і готова до роботи на іншій свердловині, але достеменно відомо, що через час Δt виникне необхідність виконання p -го ремонту на v -й свердловині, то приймається рішення Y_3 направити k -у бригаду на j -у свердловину, якщо різниця видобутку нафти на v -й і j -й свердловинах за час $(\Delta t_{uj} - \tau_{uj} + \tau_{uv})$ не перевершує критичного значення d_{kp}).

Якщо $S_{pj}(t) \cap S_{ku}^+(t) \cap S_{pv}(t + \Delta t) \{ (\Delta t_{uj} - \tau_{uj} + \tau_{uv}) [\Delta d_v(t) - \Delta d_j(t)] > d_{kp} \}$, то Y_4 (якщо в момент t виникла необхідність виконання p -го ремонту на j -й свердловині і одночасно k -а бригада до моменту t завершила роботу на u -й свердловині і готова до роботи на іншій свердловині, але достеменно відомо, що через час Δt виникне необхідність виконання p -го ремонту на v -й свердловині, то приймається рішення Y_4 не направляти k -у бригаду на j -у свердловину, а повернути її на базу і через час Δt направити на v -у

свердловину, якщо різниця видобутку нафти на v -й і j -й свердловинах за час $(\Delta t_{uj} - \tau_{uj} + \tau_{uv})$ більша від критичного значення d_{kp}).

Якщо $S_{pj}(t) \cap S_{ku}^+(t) \cap S_{pv}(t + \Delta t) \{ (\Delta t_{uj} - \tau_{uj} + \tau_{uv}) [\Delta d_v(t) - \Delta d_j(t)] > d_{kp} \}$, то Y_5 (якщо в момент t виникла необхідність виконання p -го ремонту на j -й свердловині і одночасно k -а бригада до моменту t завершила роботу на u -й свердловині і готова до роботи на іншій свердловині, але достеменно відомо, що через час Δt виникне необхідність виконання p -го ремонту на v -й свердловині, то приймається рішення Y_5 не направляти k -у бригаду на j -у свердловину, а залишити її на u -й свердловині і через час Δt направити на v -у свердловину, якщо різниця видобутку нафти на v -й і j -й свердловинах за час $(\Delta t_{uj} - \tau_{uj} + \tau_{uv})$ більша від критичного значення d_{kp}).

Необхідність резервування бригади для роботи на іншій свердловині може виникнути не тільки з причини більшого дебіту цієї свердловини, але й з причини можливого виникнення аварії, що вимагає негайного усунення. Природно вважати, що зарезервована бригада простоє до моменту звільнення якої-небудь іншої бригади. Тоді фактичний час її простою залежить від множини факторів, що характеризують сформовану виробничу ситуацію. У першому наближенні він може бути прийнятим рівним половині середнього часу роботи бригади на свердловині \bar{T}_i , так як в середньому за цей час якась із працюючих бригад звільниться.

Якщо $S_{pj}(t) \cap S_{ku}^+(t) \cap \{ P_a(t + \bar{T}_i/2) \leq P_{kp} \}$, то Y_6 (якщо в момент t виникла необхідність виконання p -го ремонту на j -й свердловині і одночасно k -а бригада до моменту t завершила роботу на u -й свердловині і готова до роботи на іншій свердловині, а ймовірність того, що за час $\bar{T}_i/2$ виникне необхідність виконання ремонту, пов'язаного з ліквідацією аварії на якій-небудь свердловині, не перевершує критичного значення ймовірності аварії P_{kp} , то приймається рішення Y_6 направити k -у бригаду на j -у свердловину).

Якщо $S_{pj}(t) \cap S_{ku}^+(t) \cap \{P_a(t + \bar{T}_i/2) > P_{kp}\}$, то Y_7 (якщо в момент t виникла необхідність виконання p -го ремонту на j -й свердловині і одночасно k -а бригада до моменту t завершила роботу на u -й свердловині і готова до роботи на іншій свердловині, а ймовірність того, що за час $\bar{T}_i/2$ виникне необхідність виконання ремонту, пов'язаного з ліквідацією аварії на якій-небудь свердловині, більша критичного значення ймовірності аварії P_{kp} , то приймається рішення Y_7 не направляти k -у бригаду на j -у свердловину, а повернути її на базу і в разі необхідності направити на аварійну свердловину).

Якщо $S_{pj}(t) \cap S_{ku}^+(t) \cap \{P_a(t + \bar{T}_i/2) > P_{kp}\}$, то Y_8 (якщо в момент t виникла необхідність виконання p -го ремонту на j -й свердловині і одночасно k -а бригада до моменту t завершила роботу на u -й свердловині і готова до роботи на іншій свердловині, а ймовірність того, що за час $\bar{T}_i/2$ виникне необхідність виконання ремонту, пов'язаного з ліквідацією аварії на якій-небудь свердловині, більше критичного значення ймовірності аварії P_{kp} , то приймається рішення Y_8 не направляти k -у бригаду на j -у свердловину, а залишити її на u -й свердловині).

Для прийняття управлінських рішень сформовано наступні критерії. Якщо бригада, завершила роботу на одній свердловині і готова до роботи на іншій свердловині, затримується заради того, щоб через деякий час бути спрямованою на більш дебітну свердловину, то втрати, викликані її простоем, повинні бути скомпенсовані збільшенням видобутку нафти. Втрати, викликані простоем бригади, включають недоотриманий прибуток від затримки ремонту j -ї свердловини, умовно-постійні витрати у вартості бригадо-години бригади за весь час її простою і умовно-змінні витрати у вартості бригадо-години бригади за час додаткового пробігу до більш віддаленої свердловини. Як показано вище, можливий час простою залежить від численних факторів, що характеризують конкретну виробничу ситуацію.

У першому наближенні він може бути прийнятим рівним половині середнього часу роботи бригади на свердловині, так як зі значною ймовірністю за цей час яка-небудь із працюючих бригад звільниться. Тоді втрати, викликані простоем i -ї бригади, складуть

$$C_1 = \frac{1}{2} \bar{T}_i D_n \Delta d_j + \Delta t C_i^{nocm} + (\tau_{uv} - \tau_{uj}) C_i^{\bar{b}}, \quad (3.18)$$

де \bar{T}_i – середній час роботи i -ї бригади на свердловині;
 τ_{uv} – час переїзду від u -ї свердловини до v -ї свердловини;
 τ_{uj} – час переїзду від u -ї свердловини до j -ї свердловини;
 D_n – прибуток від реалізації 1 т нафти;
 $C_i^{\bar{b}}$ – вартість i -ї бригадо-години роботи.

Збільшення видобутку нафти досягається за рахунок більш раннього введення в експлуатацію після капітального ремонту більш високо дебітної свердловини, так як для неї резервується бригада і вона не простоє в її очікуванні. У першому наближенні можливий час простою також може бути прийнятим рівним половині середнього часу роботи бригади на свердловині. Тоді додатковий прибуток, отриманий від збільшення видобутку нафти на більш дебітній свердловині, складе

$$C_1 = \frac{1}{2} \bar{T}_i D_n \Delta d_v, \quad (3.19)$$

Критичне значення різниці видобутку нафти на свердловинах може бути отримано з умови рівності виразів (3.18) і (3.19):

$$\frac{1}{2} \bar{T}_i D_n \Delta d_j + \Delta t C_i^{nocm} + (\tau_{uv} - \tau_{uj}) C_i^{\bar{b}} = \frac{1}{2} \bar{T}_i D_n \Delta d_v,$$

звідки отримуємо

$$\Delta d_{vkr} = \Delta d_j + \frac{[2\Delta t C_i^{nocm} + (\tau_{uv} - \tau_{uj}) C_i^{\bar{b}}]}{\bar{T}_i D_n}. \quad (3.20)$$

Значення часу переїзду агрегату τ_{uj} і τ_{uv} можуть бути визначені як частки від ділення відстані переїзду на середньотехнічну швидкість

спецтехніки на шасі автомобілів. Остання величина може бути прийнята рівною 40 км/год. Тоді вираз (3.20) набуває вигляду

$$\Delta d_{vkr} = \Delta d_j + \frac{\left[2\Delta t C_i^{nocm} + \frac{\Delta R_{jv}}{40} C_i^b \right]}{\bar{T}_i D_n} \quad (3.21)$$

де ΔR_{jv} – різниця відстаней від u -ї свердловини, де бригада працювала раніше, до j -ї і v -ї свердловин: $\Delta R_{jv} = R_{uv} - R_{uj}$.

Критичне значення приросту дебіту v -ї свердловини після ремонту Δd_{vkr} для конкретної i -ї бригади залежить від чотирьох величин: приросту дебіту j -ї свердловини Δd_j , проміжку часу резервування бригади Δt , різниці відстаней ΔR_{jv} до j -ї і v -ї свердловин, значення прибутку від реалізації 1 т нафти D_n . Варіюючи значення зазначених величин, можна визначати критичне значення приросту дебіту v -ї свердловини, від якого залежить рішення, яке приймається при управлінні ремонтним обслуговуванням свердловин. Кількість варійованих величин можна скоротити, якщо замість критичного значення приросту дебіту свердловини розглядати критичне значення різниці приросту прибутку від середньогодинного видобутку нафти на розглянутих свердловинах. Помножимо обидві частини рівняння (3.21) на D_n і позначимо:

$$D_{vkr} = D_n \Delta d_{vkr}, \quad D_j = D_n \Delta d_j,$$

де D_{vkr} – критичне значення приросту прибутку від середньогодинного видобутку нафти на v -й свердловині після її ремонту;

D_j – значення приросту прибутку від середньогодинного видобутку нафти на j -й свердловині після її ремонту;

$\Delta D_{vjkr} = \Delta D_{vkr} - \Delta D_j$ – критичне значення різниці приросту прибутку на розглянутих свердловинах.

Тоді критичне значення різниці приросту прибутку від середньогодинного видобутку нафти на розглянутих свердловинах складе

$$\Delta D_{vjkr} = \frac{\left[2\Delta t C_i^{nocm} + \frac{\Delta R_{jv}}{40} C_i^6 \right]}{\bar{T}_i} \quad (3.22)$$

На рисунку 3.18 зображена номограма для визначення критичних значень прибутку від середньогодинного видобутку нафти при резервуванні бригад капітального ремонту.

Номограма показує, що якщо ремонт більш високодебітної свердловини планується через 7 днів після ремонту менш дебітної свердловини і перша свердловина на 60 км далі за другу від місця роботи бригади, то зарезервувати бригаду для роботи на більш дебітній свердловині доцільніше, якщо різниця у вартості їх ремонту складе більше 100 ум. од.

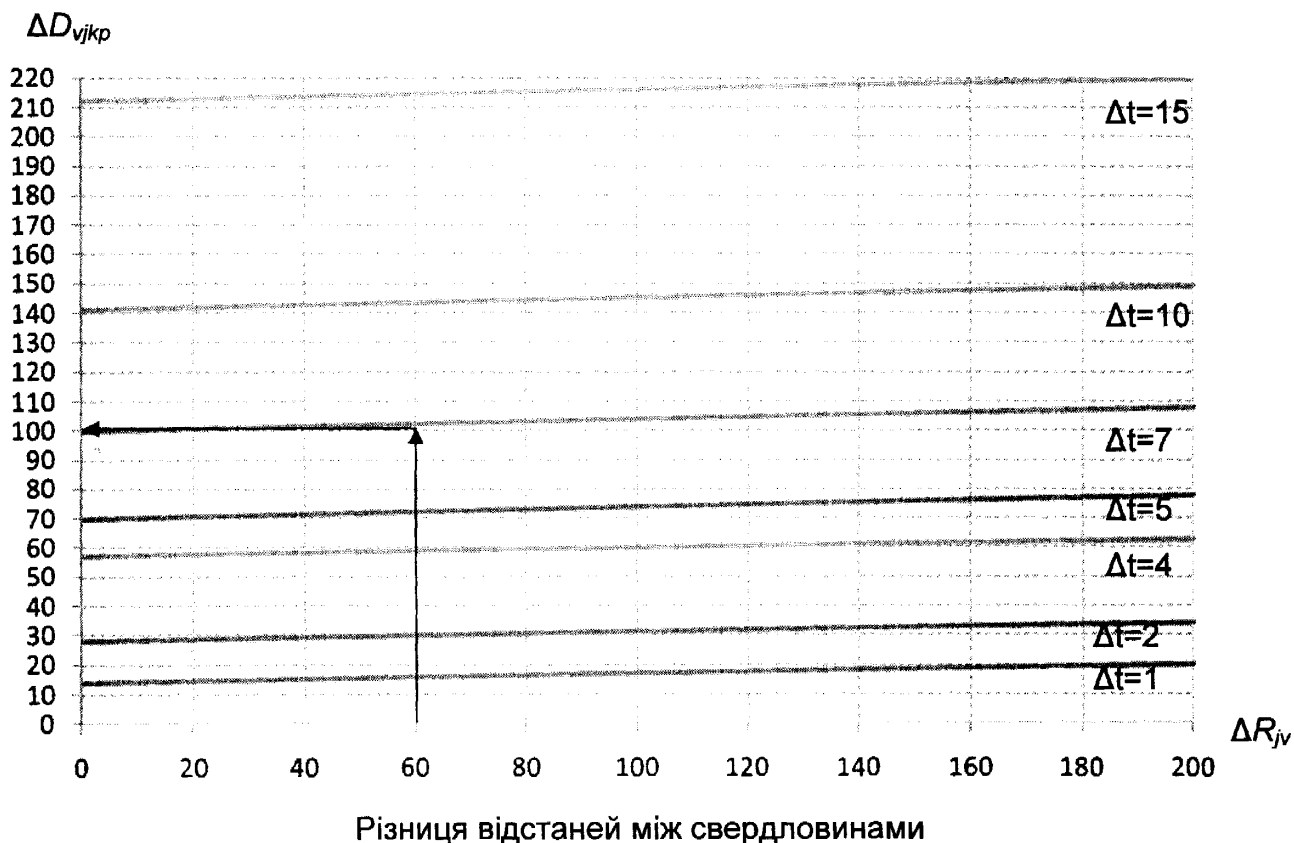


Рисунок 3.18 – Номограма для визначення критичних значень прибутку від середньогодинного видобутку нафти при резервуванні бригад капітального ремонту

Якщо за графіком ремонт більш дебітної свердловини планується не більше ніж через один день після ремонту менш дебітної свердловини, то резервувати бригаду доцільно при менших значеннях цієї різниці (критичного значення прибутку від середньогодинного видобутку нафти), а саме в межах 20 ум. од., тобто практично при будь-якій (в розглянутих межах) віддаленості свердловин.

Запропоновану динамічну модель управління технічним станом обладнання нафтопромислу необхідно використовувати для удосконалення управління ремонтним обслуговуванням основного виробництва шляхом встановлення відповідності між типовими виробничими ситуаціями та прийнятими в них управлінськими рішеннями.

Аналіз відмов свердловин та їхнього обладнання показав, що найбільш часті відмови викликані з причини зносів сідла клапана, клапанної кульки, клапана-відсікача і плунжерної пари. Очевидно, ці елементи мають не тільки різні експлуатаційні надійності, але і відрізняються за вартістю (таблиця 3.9). Дослідження також показали, що оптимальні проведення технічного обслуговування і ремонту свердловин можуть бути досягнуті при узагальнених показниках надійності $P_0 = 0,35 \div 0,45$.

Таблиця 3.9 – Характеристики зносу і заміни обладнання

Частина насоса	Показник надійності	Вартість заміни (ум. од.)
Сідло клапана	0,95	15,4
Клапанна кулька	0,97	1,7
Клапан-відсікач	0,96	17,5
Плунжерна пара	0,99	52,0

Використовуючи динамічну модель стану обладнання, виберемо оптимальну стратегію заміни частин насоса, що найчастіше виходять з ладу. Роботу насоса будемо розглядати протягом одного року з контролем стану обладнання в момент контролю кожну добу. Результатом обчислень є обґрунтування оптимальної стратегії заміни частин насоса (таблиця 3.10).

Таблиця 3.10 – Параметри оптимальної стратегії заміни обладнання

Час заміни (діб)	Частина насоса
49	Сідло клапана
65	Клапан-відсікач
101	Сідло клапана
123	Клапанна кулька
132	Клапан-відсікач
149	Сідло клапана
201	Сідло клапана
201	Клапан-відсікач
250	Клапанна кулька
253	Сідло клапана
269	Клапан-відсікач
302	Сідло клапана
338	Клапан-відсікач
354	Сідло клапана

При використанні цієї стратегії сумарні витрати складають 2557 ум. од. Отже, за допомогою розробленого методичного підходу до ситуаційного управління виробничо-технологічними системами вирішена проблема резервування бригад капітального ремонту.

Розроблений методичний підхід дає змогу шляхом моделювання мінімізувати витрати на ремонтне обслуговування у конкретних ситуаціях, що виникають на нафтових промислах.

Висновки до розділу 3

1. Обґрунтовано доцільність розгляду процесу управління ремонтними роботами на нафтогазовидобувних підприємствах на основі системного підходу, в рамках якого під системою технічного обслуговування і ремонту обладнання НГВУ розуміється сукупність взаємопов'язаних засобів, документації технічного обслуговування і ремонту та виконавців, необхідних

для підтримання і відновлення якості цього обладнання. При цьому виділено п'ять компонентів управління системою технічного обслуговування і ремонту: технічний, організаційний, ресурсний, економічний і інформаційний. Технічний компонент спрямований на задоволення вимог технічного завдання, технічних регламентів та інших нормативних документів, організаційний – на управління персоналом та термінами; ресурсний – на забезпечення ресурсами роботи системи та ефективне їх використання; економічний – на управління витратами і економічною ефективністю функціонування системи; інформаційний – на організацію інформаційного впливу фрагментами між елементами системи для забезпечення цілісності її інформаційного образу.

2. Розроблено концепцію вдосконалення системи управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання на нафтогазовидобувних підприємствах, реалізація якої дозволяє підвищити ефективність організації та управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання нафтогазовидобувних підприємств за рахунок посилення дієвості основних функцій управління: обліку і контролю, планування і прогнозування, мотивації і стимулювання.

3. Розроблено функціональну схему основних процедур роботи інформаційної системи технічного обслуговування і ремонту, що відображає послідовність їх виконання для основних видів ремонтно-технічного обслуговування обладнання. Така система є автоматизованою і має модульну структуру, що включає модулі поточного, капітального ремонту і технічного обслуговування. Реалізація запропонованої структурної моделі роботи інформаційної системи технічного обслуговування і ремонту обладнання дає змогу організувати колективне управління потоками інформації і надає керівництву підприємства матеріали для прийняття управлінських рішень у вигляді аналітичних звітів. В цілому інформаційна система дозволяє істотно скоротити витрати на технічне обслуговування і ремонти обладнання, знизити тривалість його простоїв, підвищити ефективність роботи

підприємства загалом.

4. Обґрунтовано використання методів теорії масового обслуговування при прийнятті рішень щодо організації і управління ремонтними роботами на нафтогазовидобувних підприємствах. Розроблено імітаційну модель організації ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах, реалізація якої забезпечує оптимізацію витрат на утримання ремонтних бригад та зменшення втрат від простоїв свердловин. Ремонт свердловин бригадами розглядається як багатоканальна система масового обслуговування, в якій потоком звернень на обслуговування є потік заявок на ремонт. Процедура обслуговування полягає у виділенні ремонтної бригади по заявці, яка вважається задоволеною після закінчення роботи даної бригади на об'єкті, а черговістю заявок є їх задоволення в порядку надходження.

5. Практичне застосування запропонованих моделей здійснено на прикладі організації ремонтних робіт для нафтогазовидобувних підприємств НГВУ «Долина нафтогаз», НГВУ «Борислав нафтогаз» та НГВУ «Надвірна нафтогаз» і підтвердило доцільність використання методів теорії масового обслуговування при прийнятті рішень щодо організації і управління ремонтним обслуговуванням. Встановлено, що збільшення числа та інтенсивності відмов обладнання вимагає збільшення числа ремонтних бригад. Однак це збільшення не завжди доцільне, тому що витрати на утримання бригад за певних умов починають перевищувати втрати від простоїв свердловин.

6. Запропоновано динамічну модель управління технічним станом обладнання нафтопромислу та процедуру удосконалення управління ремонтним обслуговуванням основного виробництва шляхом встановлення відповідності між типовими виробничими ситуаціями та прийнятими для них управлінськими рішеннями методами ситуаційного управління. Стан обладнання або його складової частини характеризується ймовірностями відмов, яких може бути нескінченна кількість, а ефективність прийнятої стратегії, проявляється на деякому часовому горизонті. Оптимальність

поточного рішення оцінюється величиною прогнозованого економічного ефекту для даного і всіх подальших кроків. Критерієм оптимізації є мінімум сумарних витрат протягом терміну служби обладнання.

7. Практична апробація запропонованого моделювання ситуаційного підходу до управління ремонтними роботами на нафтогазовидобувних підприємствах дає змогу вибирати оптимальну стратегію ремонтів найважливіших видів обладнання, зокрема, заміни частин глибинних насосів, що найбільш часто виводяться з ладу, а також оптимізувати резервування бригад капітального ремонту свердловин.

Основні результати 3 розділу опубліковані у працях [32, 33, 38, 39, 41,42].

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі здійснено теоретичне обґрунтування і практичне вирішення наукової задачі формування системи управління ремонтного обслуговування на нафтогазовидобувних підприємствах. Результати проведеного наукового дослідження дають можливість зробити наступні висновки:

1. На основі проведеного аналізу і систематизації підходів до організації виробничої інфраструктури промислового підприємства встановлено, що остання є невід'ємною складовою економічної системи підприємства. Виробничу інфраструктуру підприємства визначено як сукупність тих видів економічної діяльності, які спрямовані на обслуговування основного виробництва, забезпечення необхідних умов для його ефективного функціонування і безперебійного надання допоміжних послуг виробничого характеру. Доказано, що система технічного обслуговування та ремонтів є однією із найважливіших складових виробничих систем будь-якого підприємства, особливо, таких специфічних підприємств, як нафтогазовидобувні.

Встановлено, що безперервність процесів видобутку нафти та газу значною мірою залежить від експлуатації, обслуговування та ремонтів свердловин, внаслідок чого зростає необхідність організації їх спеціального обслуговування і ремонтів, що пов'язане із виснаженням більшості нафтових і газових родовищ України, зношенням експлуатаційного обладнання та необхідністю виконання комплексу спеціальних заходів для охорони надр. Аналіз системи показників ефективності проведення ремонтного обслуговування свердловин показав 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.

2. Доведено необхідність широкого впровадження комплексних методів ремонту свердловин, підвищення кваліфікації працівників, скорочення часу перебування свердловин в ремонті за рахунок зменшення внутрішньозмінних організаційних простоїв, а також визначено заходи, що необхідні для підвищення ефективності роботи бригад поточного і капітального ремонту свердловин. Запропоновано методичний підхід до оцінки ефективності роботи ремонтної служби нафтогазовидобувних підприємств і її впливу на ефективність роботи підприємства, заснований на побудові відповідної багатофакторної моделі лінійної регресії, що дозволяє спрогнозувати ситуацію і з великою ймовірністю визначити, як вплинуть на обсяги видобутку вуглеводнів зміни в організації і управлінні організаційно-технічними заходами щодо ремонту свердловин.

3. Обґрунтовано доцільність розгляду процесу управління ремонтними роботами на нафтогазовидобувних підприємствах на основі системного підходу, в рамках якого під системою технічного обслуговування і ремонтів обладнання нафтогазовидобувних підприємств розуміється сукупність взаємопов'язаних засобів, документації технічного обслуговування і ремонтів та виконавців, необхідних для підтримання і відновлення якості цього обладнання. Розроблено модель, що характеризує напрямки вдосконалення системи управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання на нафтогазовидобувних підприємствах, реалізація якої дозволяє підвищити ефективність організації та управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання цих підприємств.

4. Розроблено функціональну схему основних процедур роботи інформаційної системи технічного обслуговування і ремонтів, що відображає послідовність їх виконання для основних видів ремонтно-технічного обслуговування обладнання. Така система має модульну структуру, що включає модулі поточного, капітального ремонту і технічного обслуговування. Реалізація запропонованої моделі роботи інформаційної системи технічного обслуговування і ремонту обладнання дозволяє

організувати колективне управління потоками інформації і надає керівництву підприємства матеріали для прийняття управлінських рішень у вигляді аналітичних звітів, дозволяє істотно скоротити витрати на технічне обслуговування і ремонти обладнання, знизити тривалість його простоїв і, в підсумку, підвищити ефективність роботи підприємства.

5. Розроблено модель організації ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах, реалізація якої забезпечує оптимізацію витрат на утримання ремонтних бригад та зменшення втрат від простоїв свердловин. Ремонт свердловин бригадами розглядається як багатоканальна система масового обслуговування, в якій потоком вимог на обслуговування є потік заявок на ремонт. Процедура обслуговування полягає у виділенні ремонтної бригади по заявці, яка вважається виконаною після закінчення роботи даної бригади на об'єкті, а черговість задоволення заявок здійснюється в порядку їх надходження. Апробація запропонованої моделі організації ремонтних робіт на прикладі родовищ НГВУ «Долинанафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз» та НГВУ «Надвірнанафтогаз» дала змогу встановити, що збільшення інтенсивності відмов вимагає збільшення числа ремонтних бригад. Однак це збільшення не завжди доцільне, тому що витрати на утримання бригад починають перевищувати втрати від простоїв свердловин.

6. Розроблено динамічну модель управління технічним станом обладнання нафтогазовидобувних підприємств та процедуру удосконалення управління ремонтним обслуговуванням основного виробництва шляхом встановлення відповідності між типовими виробничими ситуаціями та прийнятими в них управлінськими рішеннями. Стан обладнання або його складової частини характеризується ймовірностями відмови, які можуть мати нескінченну множину значень, а ефективність прийнятої у певний момент стратегії, проявляється на деякому невідомому часовому горизонті. Оптимальність поточного рішення оцінюється в термінах прогнозованого

економічного ефекту для даного і всіх подальших кроків. Критерієм оптимізації є мінімум сумарних витрат протягом терміну служби обладнання.

7. Аргументовано, що застосування одержаних в роботі результатів дозволяє підвищити ефективність системи організації та управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання нафтогазовидобувних підприємств. Представлений в роботі науково-методичний підхід до управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах, що базується на принципах ситуаційного управління, дає змогу аналізувати тенденції впливу мінливих чинників ринкового середовища на формування системи управління виробничою інфраструктурою підприємств. Результати проведених досліджень є універсальними та можуть бути використані для багатьох соціально-економічних систем, з метою забезпечення ефективного управління ремонтним обслуговуванням.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Автоматизированная система оперативного управления нефтедобывающим производством НГДУ [Текст] : тематические научно-технические обзоры / Р. Т. Булгаков, М. С. Лисагор, В. А. Малецкий, Д. Н. Фрид. – М. : ВНИИОЭНГ, 1975. – 84 с.
2. Акбердин Р.З. Экономические взаимоотношения ремонтных и производственных подразделений / Р.З. Акбердин // Вестник машиностроения. — 2001. — № 12. — С. 58-60.
3. Акбердин Р.З. Интенсификация производственных процессов. Техническое обслуживание производства [Текст]: монография / В.М.Семенов, В.И.Козырев, Р.З.Акбердин и др.; Под общ. ред. В.М.Семенова. – М.: Машиностроение, 1993. - 349 с. : ил. - Авт.указ.на обороте тит.л. - 1000 экз. - ISBN 5-217-02023-7 : Б. ц.
4. 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.
5. Андриющенко К.А. Вплив інфраструктури на сталий розвиток регіону / К.А. Андриющенко // Інноваційна економіка. - Тернопіль. – 2012. – №3 (29). – С. 175-178.
6. Арзамасова О.В. Кадрова політика промислового підприємства в ринкових умовах [Електронний ресурс] / О.В. Арзамасова – Режим доступу: <http://www.nbu.gov.ua/>
7. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.2. Західний нафтогазоносний регіон. – 1489 с.
8. Ахтариева Л.Г. Системная модернизация региональной рыночной инфраструктуры// Проблемы современной экономики, 2008. – №3 (27). Режим доступу: <http://www.m-economy.ru/art.php3?artid=24512>
9. Баженов Г.Е., Гнездилова Л.И., Стародубцева О.А. Яцко В.А. Экономика предприятия: Учебное пособие. – Новосибирск, 2000. – 81 с.

10. Бардиш Г. О. Проектний аналіз: Підручник. – 2-ге вид., стер./ Г. О.Бардиш – К.: Знання, 2006. – 415с. ISBN 966-346-090-3.
11. Белоусова Н. И. Уровень развития, уровень использования и уровень обеспеченности инфраструктурой народного хозяйства / Н. И. Белоусова // Проблемы функционирования и развития инфраструктуры народного хозяйства. – М. : ВНИИСИ, 1979. – С. 58–69.
12. Беленький П.Ю. Інфраструктурне забезпечення конкурентної економіки регіонів (методологія і механізми)/ наук.ред. П.Ю. Беленький. – Львів: НАНУ Ін-т рег. дослідж., 2002. – 308 с.
13. Белов М.А. Управління виробничою інфраструктурою: [навч. посіб.] / М.А. Белов, О.В. Антоненць. – К.: КНЕУ, 1997. – 208 с.
14. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин: Підручник для вищих навчальних закладів. У 4-х частинах. Частина I. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 465 с.
15. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ : Підручник / В.С. Бойко. – К.: ІСДО, 1995. – 496 с.
16. Борис М. Чорне золото Долинщини [Електронний ресурс] / М. Борис // З історії Долини. - № 1 . – Режим доступу.: museum.dolyna.info/statti/z-istoriji.../chorne-zoloto-dolynschyny/
17. Брюховецька Н.Ю. Економічний механізм підприємства в ринковій економіці: методологія і практика / Н.Ю. Брюховецька. – Донецьк: ІЕП НАН України, 1999. – 276 с.
18. Бутинець Ф. Ф. Економічний аналіз: Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів спеціальності 7.050106 „Облік і аудит”. За ред.. проф. Бутинця Ф. Ф. – Житомир: ПП „Рута”, 2003. – 680с.
19. Бутирська І.В. Інфраструктурне забезпечення регіонального розвитку: проблеми та шляхи їх вирішення: Монографія / І.В. Бутирська. – Чернівці: Книги –ХХІ, 2006. – 238 с.

20. Бутко М.П. Транспортна компонента виробничої інфраструктури регіону : Монографія / М.П. Бутко, Н.В. Іванова. – Ніжин: ТОВ «Вид-во «Аспект-Поліграф», 2010. – 312 с.
21. Васильєв О.В. Методологія і практика інфраструктурного забезпечення функціонування і розвитку регіонів України: Монографія. – Харків: ХНАМГ, 2007. – 341 с.
22. Вёйе Г. Введение в общую экономику и организацию производства: пер. с нем. 17-го издания / Г. Вёйе, У. Дёринг. – Красноярск: Издательство Красноярского государственного университета, 1995. – Ч.1. – 497 с.
23. Витвицька У.Я. Ефективність інвестицій дорозробку нафтових родовищ України [Текст]: автореферат... канд. екон. наук, спец.: 08.07.01 – економіка промисловості / У.Я. Витвицька. – Інститут економіки НАН України. – 2003. – С.20.
24. Витвицька У.Я. Прогнозування грошових потоків в умовах інноваційної діяльності нафтогазовидобувних підприємств / У.Я. Витвицька // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Проблеми управління інноваційною діяльністю. Зб. наук. пр. Випуск 4 (XXXV) / НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. – С. 144-156.
25. Витренко Н. М. Социальная инфраструктура Украины: оценка уровня и перспективы развития : моногр. / Н. М. Витренко. – К. : Науч. мысль, 1993. – 144 с.
26. Возний В. Р. Основи гірничого виробництва: видобування нафти, газу і твердих копалин: Підручник/ В. Р.Возний, Р. С.Яремійчук. – Кондор, 2006р. – 376с. – ISBN 966-351-013-7.
27. Воронкова А. Э. Современные технологии управления промышленным предприятием : Монография / [Воронкова А. Э., Козаченко А. В., Рамазанов С. К., Хлапенев Л. Е.]. —К.: Либра, 2007. —256 с.

28. Гальчинський А. Складним шляхом реформ: деякі підсумки і перспективи / А. Гальчинський // Економіка України. – №1, 2000. – С. 4-11.
29. Гобир І.Б. Важливість системи управління в діяльності підприємства / І.Б. Гобир // II Міжнародна науково-практична конференція «Економіка: сучасний стан та пріоритети розвитку», 25 травня 2012р. – Сімферополь: РВНЗ «Кримський інженерно-педагогічний університет», 2012. – С. 40-41.
30. Гобир І.Б. Дослідження методів реформування природних монополій / І.Б. Гобир // Наукові праці КНТУ. Економічні науки. – Кіровоград. – 2011. – № 20(ч.ІІ). – С. 289-294.
31. Гобир І.Б. Завдання реформування системи газозабезпечення в комунальній сфері / І.Б. Гобир // Міжнародна науково-технічна конференція “Нафтогазова енергетика-2011”, Івано-Франківськ, 10-14 жовт. 2011 р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 116с.
32. Гобир І.Б. Імітаційна модель організації ремонтних робіт на свердловинах / І.Б. Гобир // Всеукраїнська науково-практична конференція студентів, аспірантів і молодих вчених «Актуальні проблеми стабілізації соціально-економічного розвитку в сучасних умовах», 19-20 квітня 2013 р. – Харків: ХНУ ім. Каразіна, 2013. – С. 330-332.
33. Гобир І.Б. Моделювання процесу організації ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах в умовах невизначеності і ринку / І.Б. Гобир // Науковий вісник Одеського національного економічного університету. Економічні науки. – Одеса. – 2013. - №7(186). – С.39-49.
34. Гобир І.Б. Напрями стратегії реформування природних монополій / І.Б. Гобир // III Всеукраїнська науково-практична конференція, Івано-Франківськ, 21-22 жовт. 2011р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 141с.
35. Гобир І.Б. Особливості проведення ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах / І.Б. Гобир // Моделювання

- регіональної економіки. Збірник наукових праць. – Івано-Франківськ: Плай, 2012. - №2(20). – С. 352-362.
36. Гобир І.Б. Оцінка впливу рівня організації і управління ремонтним обслуговуванням на фінансові результати роботи нафтогазовидобувних підприємств / І.Б. Гобир // Збірник наукових праць «Економіка. Менеджмент. Підприємництво». – Луганськ: Видавництво СНУ ім. В. Даля - №25(1). – 2013. – С.123-131.
37. Гобир І.Б. Ремонтне обслуговування в рамках виробничої інфраструктури підприємства / І.Б. Гобир // Вісник Хмельницького національного університету. Економічні науки. – Хмельницький. – 2012. - №6 (Т.1). – С. 212-215.
38. Гобир І.Б. Система інформаційного забезпечення технічного обслуговування і ремонту обладнання нафтогазовидобувних підприємств / І.Б. Гобир // Матеріали III Всеукраїнської науково-практичної конференції «Актуальні проблеми і прогресивні напрямки управління економічним розвитком вітчизняних підприємств, Кривий Ріг, 23-24 квітня, 2013 р. У 2 т. Том 2. – Кривий Ріг: КНУ, 2013. – С. 250-253.
39. Гобир І.Б. Удосконалення системи мотивації і стимулювання персоналу ремонтних бригад нафтогазовидобувних підприємств / І.Б. Гобир // Ринкова природа інституційних трансформацій сучасних економічних систем: матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції студентів, аспірантів та молодих вчених, 18-20 квітня, 2013 р. – Чернівці: ЧНУ, 2013. – С. 111-113.
40. Гобир І.Б. Формування і розвиток виробничої інфраструктури підприємства / І.Б. Гобир // Вісник Прикарпатського університету серія «Економіка». – Івано-Франківськ: Плай. – 2012. – вип. 9. – С. 195-200.
41. Гобыр И.Б. Формирование эффективной системы управления ремонтным обслуживанием нефтегазодобывающих предприятий / И.Б. Гобыр // Российский академический журнал. – Ростов-на-Дону. - №2 (Т.24). – 2013. – С. 21-24.

42. Гобир І.Б. Формування критеріїв прийняття управлінських рішень щодо ремонту свердловин / І.Б. Гобир // Матеріали IV Всеукраїнської науково-практичної конференції «Теорія і практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем», м. Івано-Франківськ, 15-17 травня, 2013 р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 141-143.
43. Государственный стандарт 18322-78. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения [Текст]. – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 18 с.
44. Губені Ю. Сучасні методи аналізу середовища та їх використання в стратегічному менеджменті / Ю. Губені, Я. Гроп // Економіка України, 1999. – №10. – С. 90 – 94.
45. Гужновский Л.П. Экономика разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1977. – 255 с.
46. Гэлловэй Л. Операционный менеджмент. Принципы и практика: Пер. с англ. / Л. Гэлловэй. – Санкт-Петербург: Питер, 2001. – 230 с.
47. Данилишин Б.М., Хвесик М.А., Корецький М.Х., Дацій О.І. Оцінка техніко-економічного стану об'єктів інфраструктури та виробничих фондів України: Монографія. – Донецьк: ТОВ «Юго-Восток, Лтд», 2008. – 375 с.
48. Данилюк М.О. Організаційно-економічні основи реформування нафтогазового комплексу України / М.О. Данилюк. – К.: Видавництво «Манускрипт», 1998. – 237 с.
49. 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.
50. Деточенко А.В. Супутник газавика / А.В. Деточенко, А.М. Михеев, М.М. Волков. – М.: Недра, 1978. – С. 243.

51. Діак І. В. Газова промисловість України на зламі століть. Наукове видання / І. В. Діак, З. П. Осінчук. – Івано-Франківськ: Лілея- НВ, 200. – 236с.
52. Довідник з нафтогазової справи / за заг. Редакції докт. техн. наук Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – Львів, 1996. – С. 620.
53. Егоршин А. П. Управление социально-экономической системой : Монография. - М.: НИМБ, 2009. —288 с.
54. Економіка підприємства: Підручник / За заг. ред.. С.Ф. Покропивного. – Вид. 2-ге, перероб. та доп. – К.: КНЕУ, 2001. – 606 с.
55. Економічна енциклопедія: У трьох томах. Т.1/ Редкол. С.В. Мочерний (відп. ред.) та ін. – К.: Вид. центр «Академія», 2000. – 864 с.
56. Економічна теорія: макро- і мікроекономіка: Навч. посібник / За ред. З. Ватаманюка, С. Панчишина. – К.: Видавничий дім «Альтернатива», 2001. – 606 с.
57. Економічний інтернет-словник [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.slovnyk.com.ua/rozdily/index.php>
58. Економічні передумови та нормативно-правове забезпечення розробки виснажених родовищ нафти і газу / Д.О. Єгер, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін та ін. // Нафтогазова промисловість. – №5, 2005. – С. 11 – 15.
59. Електронний ресурс. – Режим доступу: www.ukrnafta.com.
60. Жамин В.А. Инфраструктура при социализме// Вопросы экономики, 1977. – №2. – С.16
61. Журавлева Н.А. Развитие концепции инфраструктуры в экономической науке// Проблемы современной экономики, 2009. – №4 (32). Режим доступу: <http://www.m-economy.ru/art.php3?artid=26470>
62. Загородній А. Г. Фінансовий словник. / А. Г. Загородній, Г. Л. Вознюк, Т. С. Смовженко – 2-ге видання, виправлене та доповнене. – Львів : Вид-во "Центр Європи", 1997. – 576 с.

63. Зайнутдинов Р.А. Экономическая оценка рационального комплекса мероприятий по восстановлению производительности нефтяных скважин: автореферат / Р.А. Зайнутдинов. – Москва, 2002.
64. Инфраструктура и интенсификация экономики / под. ред. В.П. Красовского. – М.: Наука, 1980. – 193 с.
65. Іванишин В. С. Нафтогазопромислова геологія / В. С.Іванишин – Львів, 2003. – 648с.
66. 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. – 152 с.
67. Інтернет-інциклопедія «Вікіпедія» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://ua.wikipedia.org/>.
68. Каганович И.З. Математические модели и методы для определения оптимальных размеров и типов промышленных предприятий / И.З. Каганович. – М.: Фонды института экономики АН СССР, 1967.
69. Казаков, В. Е. Развитие ремонтной базы НГДУ в новых экономических условиях [Текст] / В. Е. Казаков, С. П. Радченко // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №2. – С.25-27.
70. Калина А.В. Современный экономический анализ и прогнозирование (микро- и макроуровень): Учебно-методическое пособие / А.В. Калина, М.И. Конава, В.А. Яценко. – 2-е изд. – К.: МАУП, 1998. – 272 с.
71. Карпов А. Психология принятия управленческих решений. – М.: Юрист. – 1998. – 440 с.
72. Керанчук Т. Оцінка стабільності фінансового стану підприємства / Т. Керанчук // Економічний часопис, 1999. – №10. – С. 42 – 45.
73. Класифікатор робіт, які виконують бригади поточного і капітального ремонту свердловин : Стандарт підприємства. – Івано-Франківськ: ЦОУЕНГ, 2003. – 12 с.

74. Клименко О.В. Развитие рынка технического обслуживания сельскогосподарських підприємств [Текст] : автореферат... канд. екон. наук, спец.: 08.00.04 - економіка та управління підприємствами (економіка сільського господарства і АПК) / О.В. Клименко. — Дніпропетровськ : МОН, молоді та спорту Укр. Донецький нац. ун-т, 2007. — 23 с.
75. Кодекс України про надра [Електронний ресурс]/ Режим доступу.: zakon.rada.gov.ua/laws/show/132/94-вр
76. Козаченко А. В. Управление крупным предприятием : Монография. - К.: Либра, 2006. —384 с.
77. Комаров М.П. Инфраструктура регионов мира. – СПб.: Изд-во Михайлова В.А., 2000. – 347 с.
78. Кондаурова І.О. Виробнича інфраструктура первинної структурної ланки економіки в умовах переходу до ринку [Текст] : автореферат... канд. екон. наук, спец.: 08.01.01 – економічна теорія / І.О. Кондаурова. — Донецьк : МОН, молоді та спорту Укр. Донецький нац. ун-т, 2001. — 27 с.
79. Кондаурова І.О. Виробнича інфраструктура як об'єкт логістичної концепції управління підприємством // Торгівля і ринок України. Тематичний збірник наукових праць з проблем торгівлі і громадського харчування. Випуск 9. Том 2. – Донецьк: ДонДУЕТ, 1999. – С.139-144.
80. Консон А. С. Экономика ремонта машин [Текст] / А. С. Консон. – Л.: Машиностроение, 1970. – 215с.
81. Конституція України [Електронний ресурс]/ Режим доступу.: zakon.rada.gov.ua/go/254к/96-вр.
82. Корецкая В.А. Методический подход к определению инфраструктурного развития предприятий инвестиционно-строительного комплекса региона / В.А. Корецкая // Вісник Хмельницького національного університету. Економічні науки. – Хмельницький. – 2010. - №4 (Т.3). – С. 123-127.
83. Кочетов А. Н. Современный взгляд на роль инфраструктуры в социальном развитии общества [Электронный ресурс] / А. Н. Кочетов, Д.

- А. Харитонов // Поволж. гумани-тар. журн. – 2001. – № 1. – Режим доступа: http://journal.seun.ru/j2000_2r/Socio/socio.htm.
84. Краснопольский Б. Х. Инфраструктура в системе регионального хозяйственного комплекса Севера / Б. Х. Краснопольский. – М. : Наука, 1980. – 143 с.
85. Красовский В.П. Инфраструктура и интенсификация экономики / В.П. Красовский. – М., 1980. - 285 с.
86. Кукшев, В. И. Международные стандарты в системе управления нефтяной компании [Текст] / В. И. Кукшев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 119-121.
87. Курочкин А. С. Организация производства: Учеб. пособие. / А.С. Курочкин. — К.: МАУП, 2001 — 216 с.
88. Лесюк О.І. Організація виробництва: навч. посібник для студентів спеціальності «Економіка підприємства»/ О.І. Лесюк. – Івано-Франківськ: Місто НВ, 2002. – 204 с.
89. Льюис К. Методы прогнозирования экономических показателей / К. Льюис, Д. Колин. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 130 с.
90. Маєвський Б. Й. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник/ Б. Й. Маєвський, О.Е. Лозинський, В. В. Гладун, П.М.Чепіль – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
91. Мазур І.М. Механізм забезпечення економічної ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств : Монографія / І.М. Мазур. – Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2011. – 296 с.
92. Мазур І.М. Обґрунтування ефективності запровадження системи планово-попереджувальних поточних ремонтів нафтових свердловин // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004, вип. 1 (7). – С. 73-76.
93. Мазур І.М. Управління використанням виробничих потужностей як фактор підвищення ефективності нафтогазовидобувних підприємств [Текст] : автореферат... канд. екон. наук, спец.: 08.00.04 – економіка та

- управління підприємствами (нафтова і газова промисловість) / І.М. Мазур. — Івано-Франківськ: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 2008. — 21 с.
94. Малышев Ю.М. Экономика нефтяной и газовой промышленности: Учебник для нефтяных техникумов. — 2-е изд. / Ю.М. Малышев, В.Е. Тищенко, В.Ф. Шматов. — М.: Недра, 1980. — 277 с.
95. Малышев Ю.М. Экономика, организация и планирование буровых и нефтегазодобывающих предприятий / Ю.М. Малышев, В.Е. Тищенко, В.Ф. Шматов. — М.: Недра, 1978. — 391 с.
96. Маркс К. Капитал. Критика политической экономии. Т.1. — Кн.1: Процесс производства капитала// Маркс К., Энгельс Ф. Соч. — Т.23. — М.: Госполитиздат, 1960. — С.43-784
97. Маршалл А. Принципы экономической науки: В 2-х т. — М.: Прогресс. Универс, 1993. — 458 с.
98. Михайловська О.В. Операційний менеджмент: навч. посібник / О.В.Михайловська. — К.: Кондор, 2008. — 550 с.
99. Мельникова К.И. Экономическая оценка качества ремонта оборудования: Монография / К.И. Мельникова. — Харьков: «Основа», 1992. — 192 с.
100. Наказ міністерства палива та енергетики України «Про затвердження Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів» від 25.07.2006 N 258.— Режим доступу: [http:// www.rada.gov.ua](http://www.rada.gov.ua)
101. Наказ міністерства транспорту та зв'язку України «Про затвердження Порядку перевірки технічного стану транспортних засобів автомобільними перевізниками» від 05.08.2008 N 974. — Режим доступу: <http://www.rada.gov.ua>
102. Науменко В.І. Впровадження методів прогнозування і планування в умовах ринкової економіки / В.І. Науменко, Б.Я. Панасюк. — К., 1995. — 140 с.
103. Новий тлумачний словник української мови у трьох томах / В. В. Яременко, О.М. Сліпущко — К.: Видавництво «Аконіт», — 2008.

104. Носова С.С. Производственная инфраструктура в системе государственно-монополистического капитализма: монография / С.С. Носова. – М.: Высшая школа, 1983. – 127 с.
105. Организация текущего ремонта скважин / В.С. Лесюк, М.И. Турко, И.Е. Шевалдин, В.И. Воробец. - М., Недра, 1983, 136 с.
106. Офіційний сайт НАК „Нафтогаз України” [Електронний ресурс]/ Режим доступу.: <http://www.naftogaz.com>
107. Перерва П.Г. Підвищення ефективності систем організації ремонтно-технічного обслуговування обладнання на машинобудівних підприємствах / П.Г. Перерва, В.А. Кучинський // Економіка розвитку. – Харків: ХНЕУ. – 2009. - №2(50). – С. 52-56.
108. Перерва П.Г. Сучасні напрямки організації ремонтного обслуговування виробництва на засадах аутсорсингу / П.Г.Перерва, І.М.Погорелов // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» Технічний прогрес і ефективність виробництва. - Х.: НТУ «ХП».- 2010.- №60.- С.197-202.
109. Перерва П.Г Исследование систем массового обслуживания для обеспечения бесперебойной работы оборудования на предприятиях / П.Г.Перерва, И.Н.Погорелов // Вісник Національного технічного університету «ХП».- 2011.- Випуск 8.- С.187-191.
110. Погорелов И.Н. Проблемы централизации ремонтно-технического обслуживания на предприятиях [Текст] / И.Н. Погорелов // Вестник национального технического университета "ХПИ" : сб. науч. тр. : темат. вып. / Харьковский политехнический ин-т, нац. техн. ун-т. - Х. : НТУ "ХПИ", 2010. - Вып. 59: Технический прогресс и эффективность производства. - 170-184 с.
111. Погорелов С.М. Удосконалення системи технічного обслуговування і ремонту обладнання.: дис.. кандидата економічних наук: 08.07.01 / С.М. Погорелов. – Х, 1999. – 256 с.

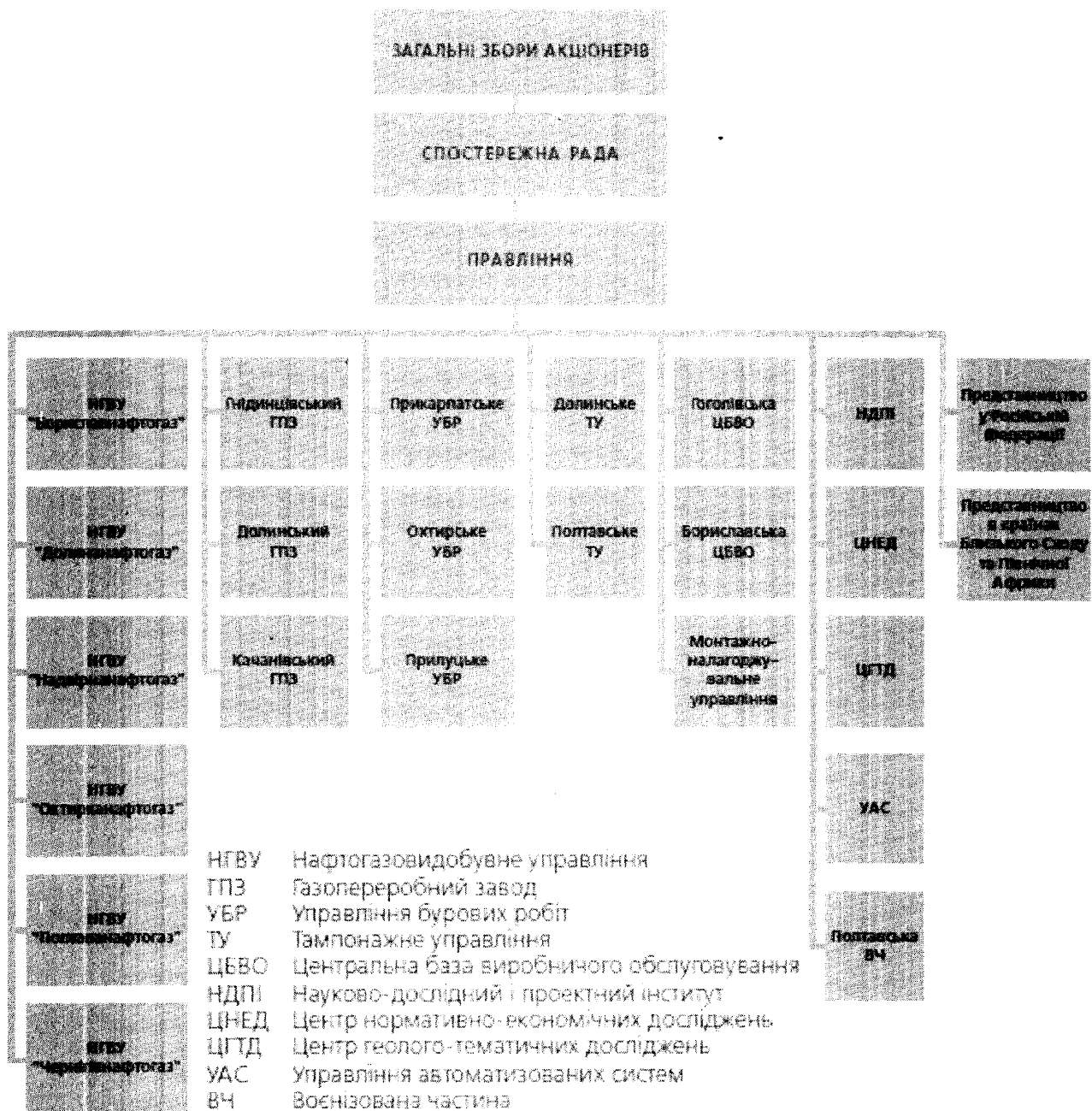
112. Поспелов Д. А. Ситуационное управление. Теория и практика. – М.: Наука, 1989. – 288 с
113. Про інноваційну діяльність: Закон України №380 – IV(380 – 15) від 26.12.2002 // Відомості Верховної Ради, 2002. - №36. – С.266.
114. Про нафту і газ Закон України від 12.07.01 №2665 – III // Відомості Верховної Ради України. – 2000. – №20. – С.148.
115. Проблемы функционирования и развития инфраструктуры народного хозяйства [Текст] : сб.ст. /Отв.ред.В.Н.Лившиц, Н.И.Белоусова. - М. : [б. и.], 1991. - 96 с. : ил. - (Сборник трудов / ВНИИ системных исследований ; вып.6(1991)). - 3.30 р., 5.28 р.
116. Пробст А.Е. Региональная экономика и экономическая география / А.Е.Пробст – Л, 1975. – 348 с.
117. Райзберг Б. А. Современный экономический словарь/ Б.А.Райзберг, Л.Ш.Лозовский, Е.Б.Стародубцева. – М.: ИНФРА-М, 1996. – 496с.
118. Региональная экономика / А. П. Градов, Б. И. Кузин, М. Д. Медников, А.С. Соколицын. – СПб. : Питер, 2003. – 222 с.
119. Рибчук А.В. Глобальна виробнича інфраструктура як об'єкт економічної безпеки світового співтовариства / А.В. Рибчук // Актуальні проблеми економіки. - №1(91).-2009.-с.49-57
120. Рибчук А.В. Формування глобальної виробничої інфраструктури світового господарства [Текст] : автореферат... докт. екон. наук, спец.: 08.00.02 – світове господарство і міжнародні економічні відносини / А.В. Рибчук. — Київ : Київський національний університет ім. Тараса Шевченка, 2010. –32 с.
121. Савицкая Г.В. Анализ эффективности деятельности предприятия: методологические аспекты. – М.: Новое знание, 2003. – 160 с.
122. Саприкін В. Л. Нафтогазовий комплекс та енергетична безпека України: нові виклики і нові можливості / В. Л. Саприкін // Вісник НГСУ. – 2004. – № 4 – С. 15-18.

123. Сардак С. Мотивація та стимулювання працівників вітчизняних підприємств / С. Сардак // Україна: аспекти праці. – 2008. - №6. – С. 45–51.
124. Сардак С. Мотивація та стимулювання працівників вітчизняних підприємств / С. Сардак // Україна: аспекти праці. – 2008. - №6. – С. 45–51.
125. Ситник В. Ф. Імітаційне моделювання: Навч.-метод. посібник для самост. вивч. дисц. / В.Ф. Ситник, Н.С. Орленко – К.: КНЕУ, 1999. – 208 с. ISBN 966-574-077-6
126. Словник сучасної економіки Макміллана. – 4-е вид. / Під ред. Пірса Д.В. – К.: видавництво «Артек», 2000. – 627 с.
127. Смит А. Исследование о природе и причинах богатства народов / А. Смит. – М.: Эксмо, 2007. – 960 с.
128. Советский энциклопедический словарь/ Гл. ред. А.М. Прохоров – М.: «Советская энциклопедия», 1983. – 1600 с.
129. СОУ 11.1-00135390-010:2011 Організація і процедура управління роботами, які виконують бригади поточного і капітального ремонту свердловин, 2011. – 94 с.
130. СОУ 11.2-30019775-168:2010 Свердловини на нафту і газ. Поточний та капітальний ремонт свердловин. Класифікатор робіт та порядок їх проведення, 2010. – 118 с.
131. Стаханов В.Н. Экономика инфраструктуры общественного производства : учеб. пос. / В.Н. Стаханов. – Ростов н/Д, 1989. – 286 с.
132. Стеченко Д. М. Управління регіональним розвитком : навч. посібник / Д.М. Стеченко. – К.: Вища шк., 2000. – С. 165.
133. Ткач А.А. Інституціональні основи ринкової інфраструктури : Монографія. – К.: НАНУ Об'єднаний ін.-т економіки, 2005. – 295 с.
134. Трохтман Г.И. Эффективность ремонта скважин за рубежом / Г.И. Трохтман. – Обзор. Инф.-ция: Сер. Нефтепромышленное дело. Вып. 5 (77), 1984. – 320 с.

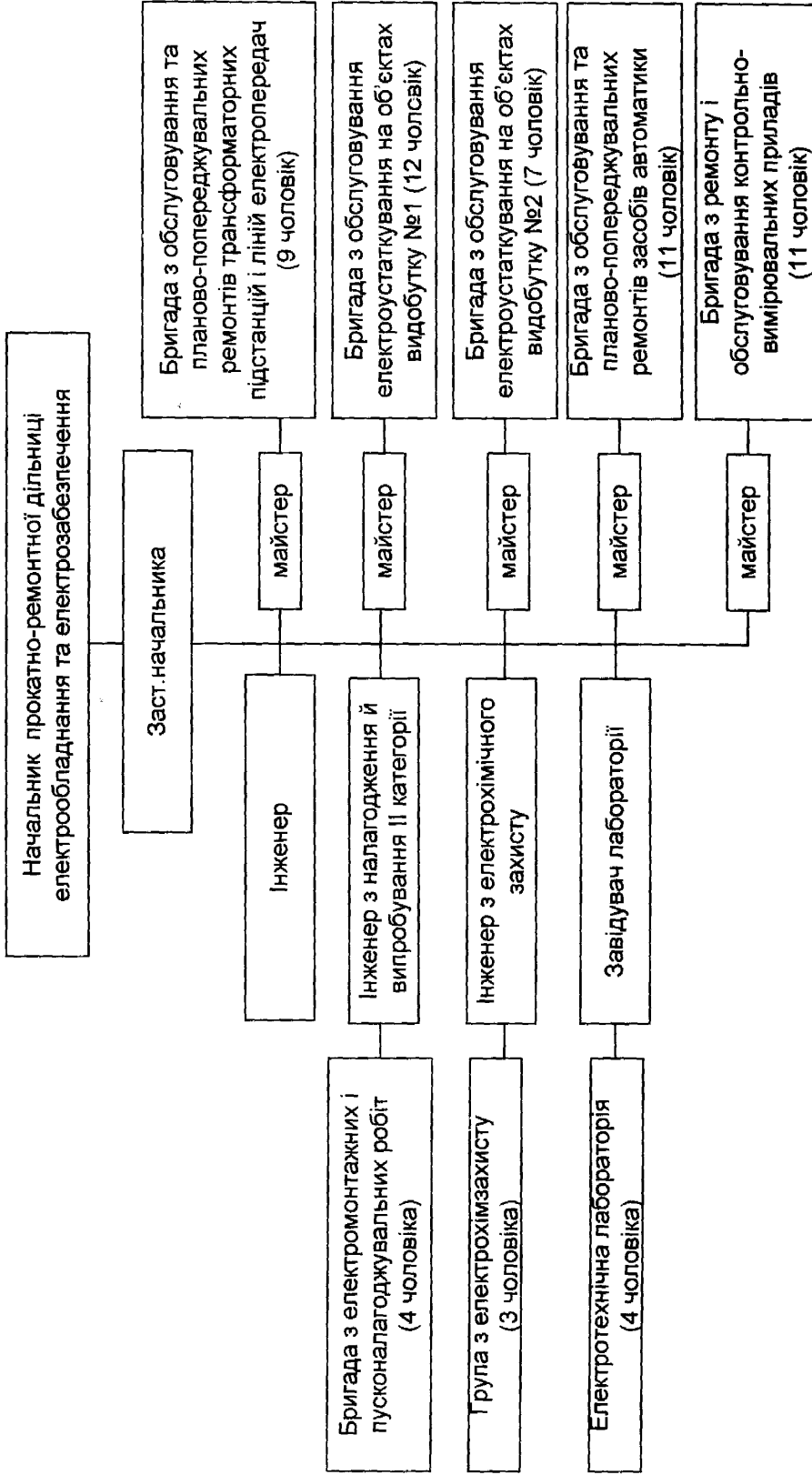
135. Укрнафта – провідна нафтогазова компанія України [Електронний ресурс]: Режим доступу.: www.ukrnafta.com/
136. Уринсон Г.С. Экономика разработки газовых месторождений / Г.С. Уринсон, И.С. Тышляр, М.М. Хош. – М.: Недра, 1973. – 304с.
137. Федько В.П. Инфраструктура товарного рынка / В.П. Федько, Н.Г. Федько. – Ростов н.Д.: Феникс, 2000. – 512 с.
138. Чернявский И.Ф. Инфраструктура и эффективность общественного производства / И.Ф. Чернявский // Вопросы экономики. – 1982. – №7. – С. 18–26.
139. Чернявский И.Ф. Инфраструктура и эффективность общественного производства / И.Ф. Чернявский // Вопр. экономики, 1982. - № 7.
140. Черняк Ю.И. Системный анализ в управлении экономикой / Ю.И. Черняк. – М.: Экономика, 1975. – 308 с.
141. Чорна І. М. Економічна оцінка нафтових родовищ (на прикладі Передкарпатського нафтогазоносного басейну): Автореф. Дис.. на здобуття наук ступеня кандидата економічних наук: 08.07.01/ Інститут економіки НАН України. – К., 1999. – 18с.
142. Шайхутдинов, Р. М. Эффективность проведения капитального ремонта скважин в НГДУ "Джалильнефть" [Текст] / Р. М. Шайхутдинов, Р. А. Табашников, Д. Л. Алексеев // Нефтепромысловое дело. – 2005. – №8. – С. 60-64.
143. Шашко В.О. Реорганізація виробничої інфраструктури промислового підприємства : дис. кандидата екон. наук : 08.00.04 / Шашко В.О. — Луганськ, 2012. —198 с.
144. Шмигаль Д.А. Розвиток виробничої інфраструктури регіону в умовах ринкової економіки [Текст]: автореферат... канд. екон. наук, спец.: 08.10.01 – розміщення продуктивних сил і регіональна економіка / Д.А. Шмигаль. — Львів: Інститут регіональних досліджень НАН України, 2003. – 24 с.

145. Шумпетер Й Теория экономического развития / Й. Шумпетер – М.: Прогресс, 1982. – 401с.
146. Эддоус М. Методы принятия решений / М. Эддоус, Р. Стэнфилд: Пер. с англ. – М.: Аудит ЮНИТИ, 1997. – 256 с.
147. Эффективность капитальных вложений (вопросы теории и практики)/ Под ред.. Б. П. Плышевского. – М.: Экономика, 1972. – 247с.
148. Эффективность капитальных вложений: Сб. утвержденных методик. М. : Экономика, 1983.С.8, 74.
149. Юрченко С.А. Инфраструктура мира / С.А. Юрченко. – Харьков: ХНУ, 2006. – 328 с.
150. Якубовський М. Інфраструктура – фактор прискорення інноваційного розвитку промисловості / М. Якубовський, В. Щукін // Економіка України. – 2007. – №2. – С. 27–38.
151. Drucker P. Post-capitalist society / P. Drucker. – N.Y.: Harper Business, 1993.
152. Lewis W. The Theory of Economics Growth/ W.A. Lewis. – London, 1955.
153. Marshal A. The Principles of Economics / A. Marshal. – 1980. – 361 p.
154. Nurkse, R. problems of Capital Formation in Undeveloped Countries/ R.Nurkse. – Oxford, 1955.
155. Rosenstain-Rodan P. The Notes of the Theory of the “Big Bush” in Economic Development for Latin America/ P.N. Rosenstain-Rodan. – London. – New York, 1961.
156. Rostow W. The process of economic growth/ W. W. Rostow. – Oxford, 1962.
157. Stanley J. The Theory of Political Economy / J. Stanley. – 1871. – 488 p.
158. Wicksell K. Lectures on Political Economy / K. Wicksell. – 1871. – 324 p.

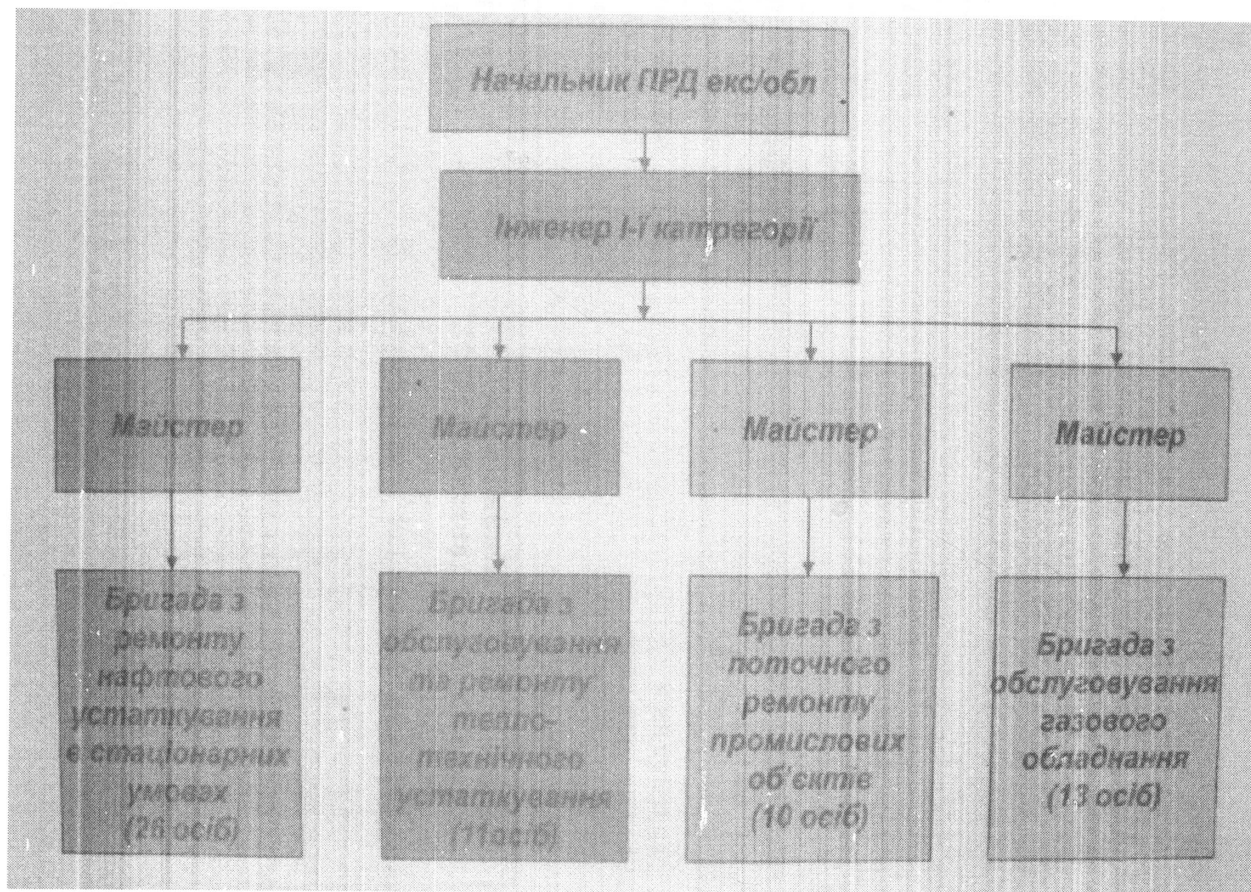
Організаційна структура ПАТ "Укрнафта"



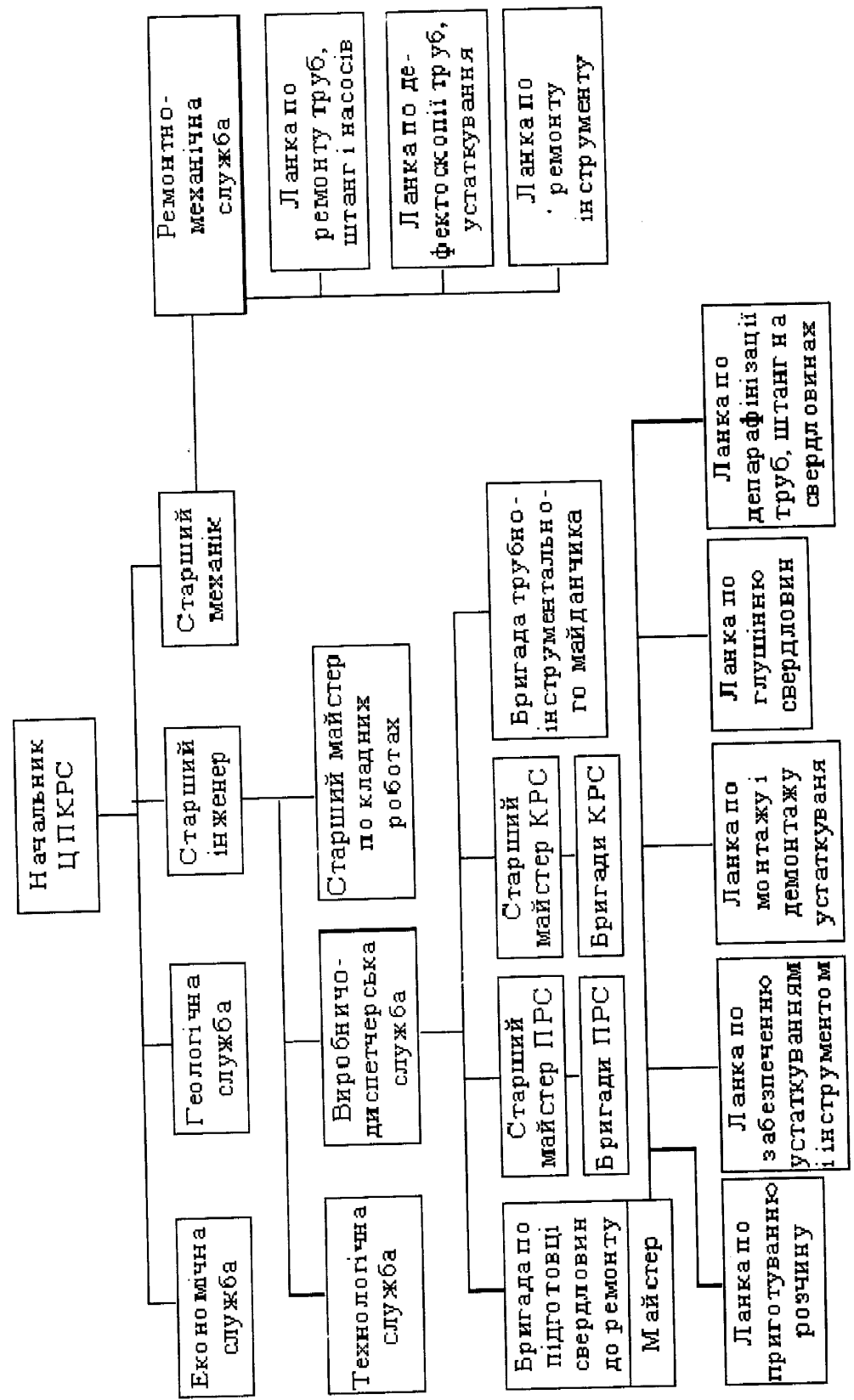
**Організаційна структура прокатно-ремонтної ділянки електрообладнання та електрозабезпечення НГВУ
«Надвірнанафтогаз»**



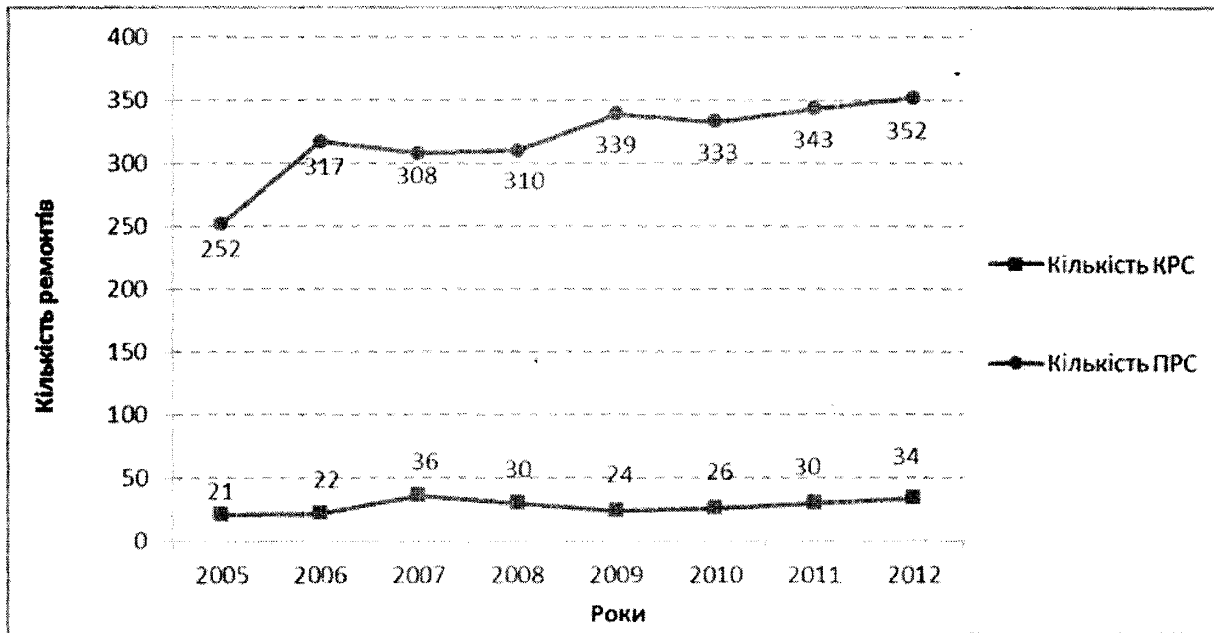
Організаційна структура прокатно-ремонтної дільниці експлуатаційного обладнання НГВУ «Надвірнанафтогаз»



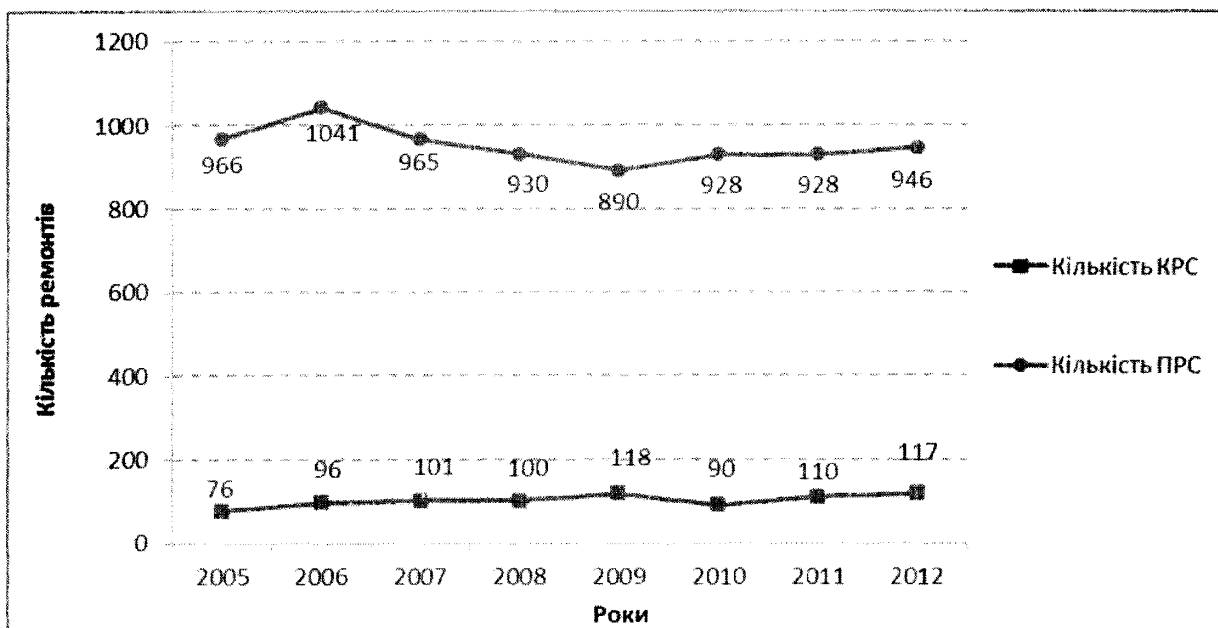
Організаційна структура цеху капітального та поточного ремонту свердловин НГВУ «Надвірнанафтогаз»



**Динаміка кількості КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ
«Надвірна нафтогаз»**

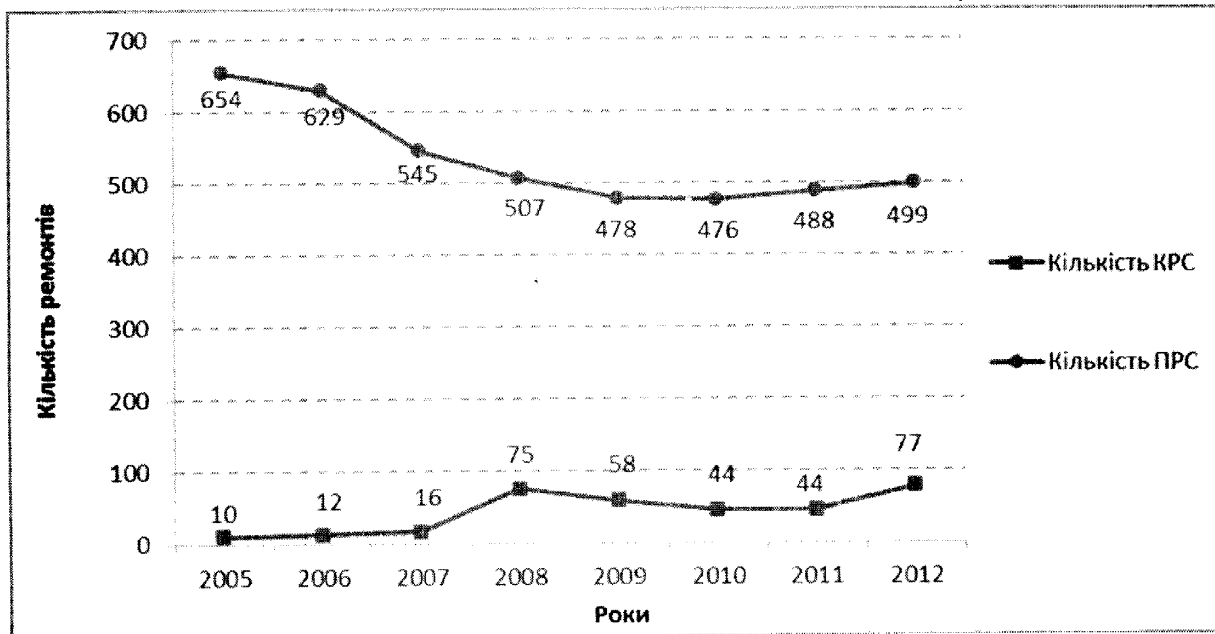


**Динаміка кількості КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ
«Долина нафтогаз»**



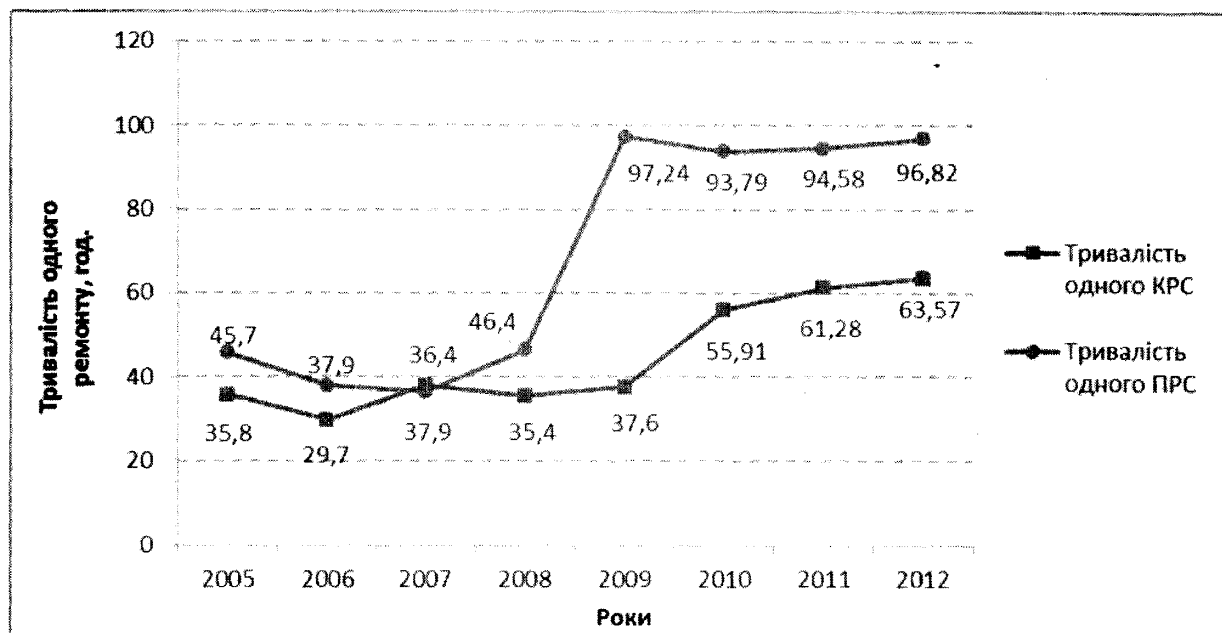
Продовження додатку Д

Динаміка кількості КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ
«Бориславнафтогаз»



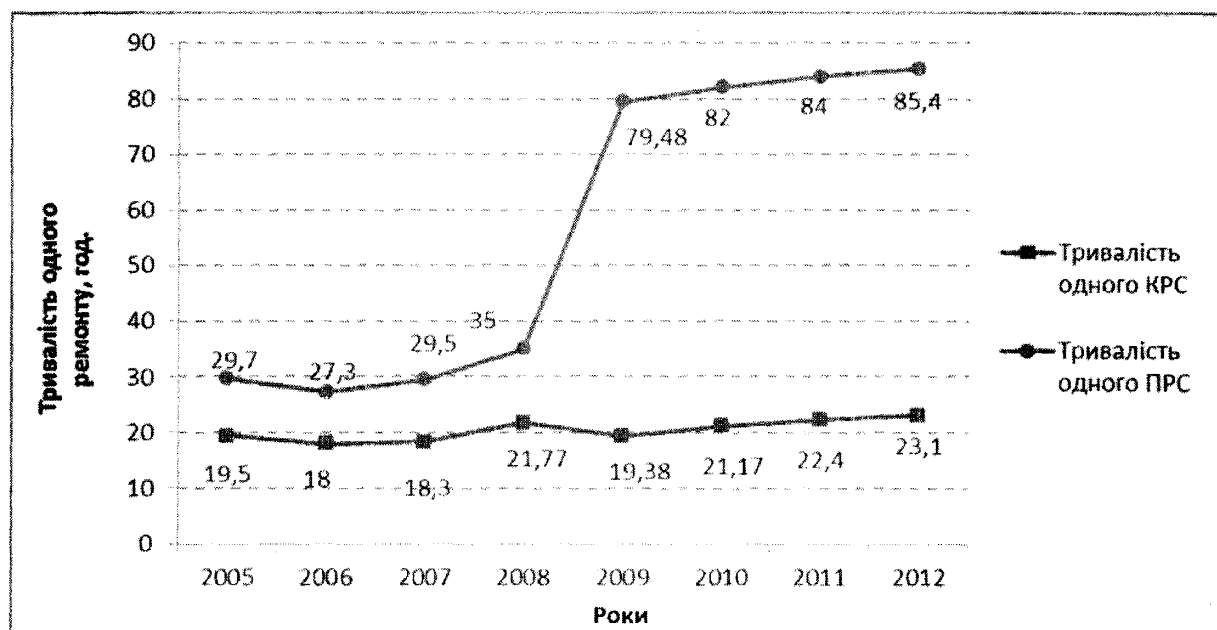
Динаміка тривалості КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ

«Надвірнанафтогаз»



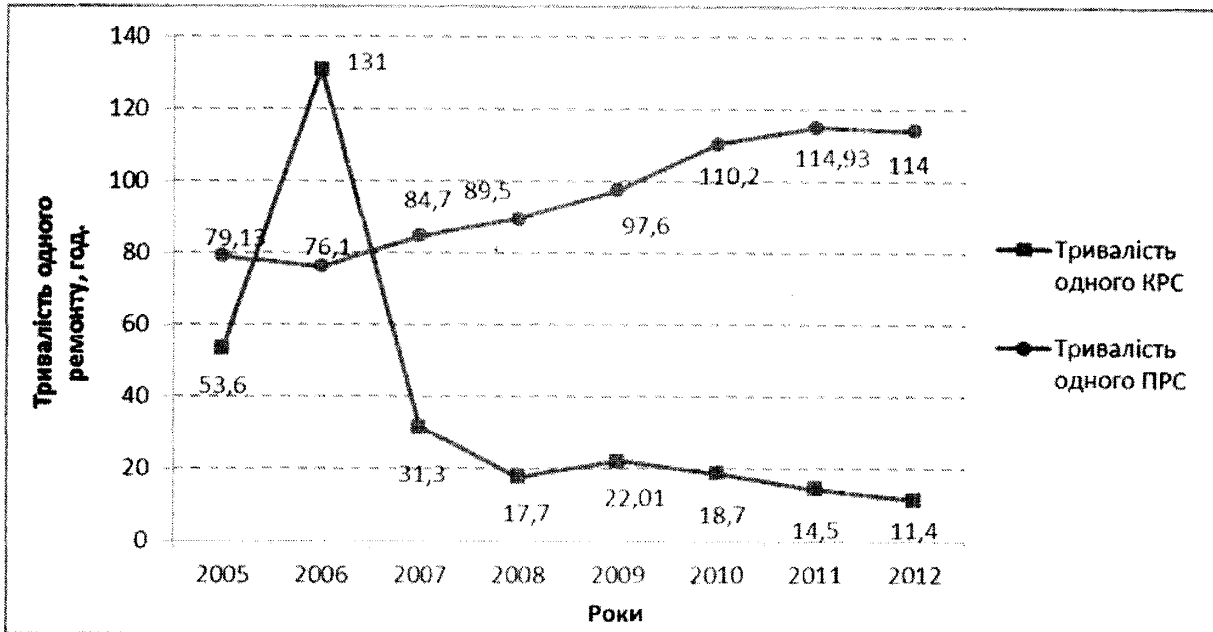
Динаміка тривалості КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ

«Долинанафтогаз»



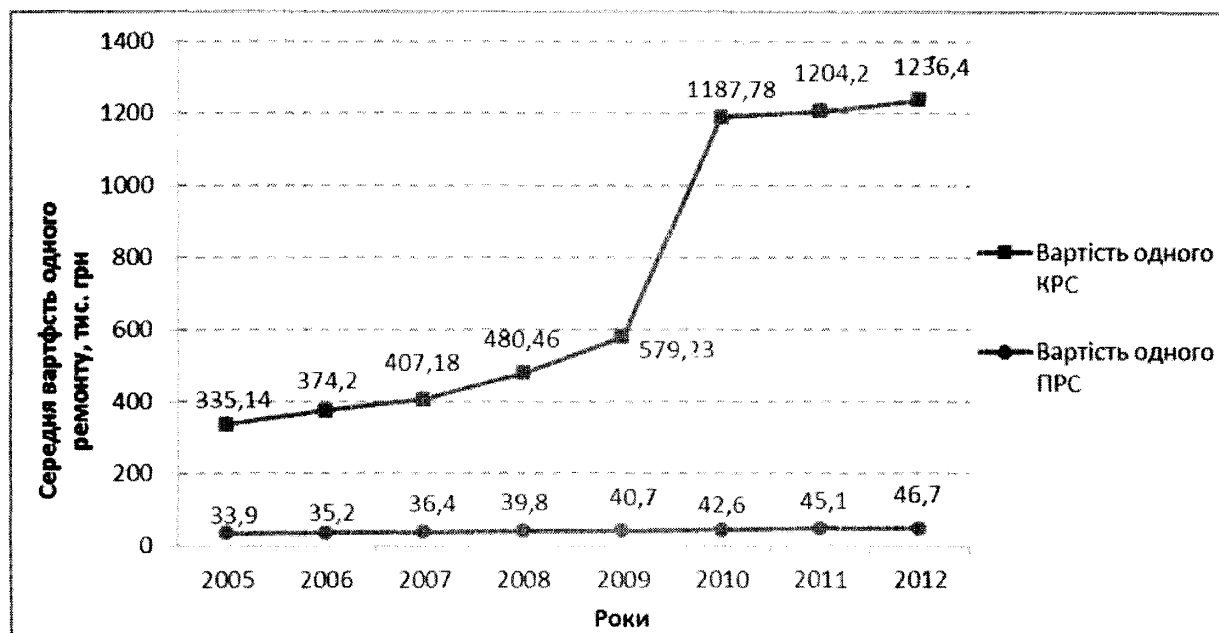
Продовження додатку Е

Динаміка тривалості КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ
«Бориславнафтогаз»



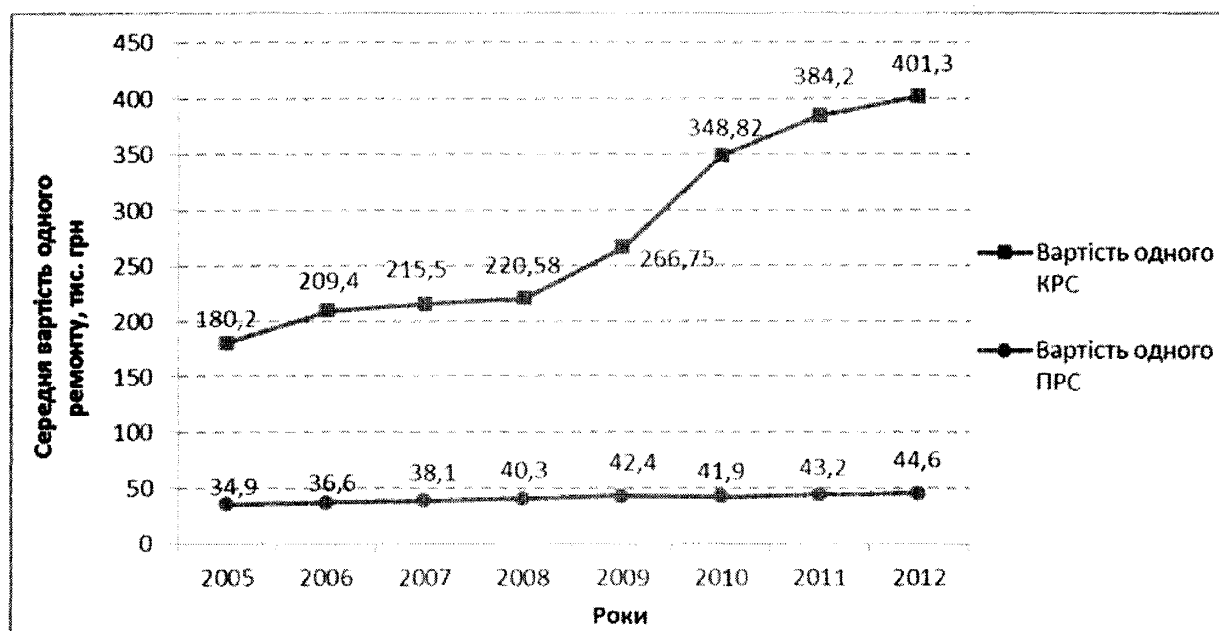
Динаміка вартості КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ

«Надвірна нафтогаз»

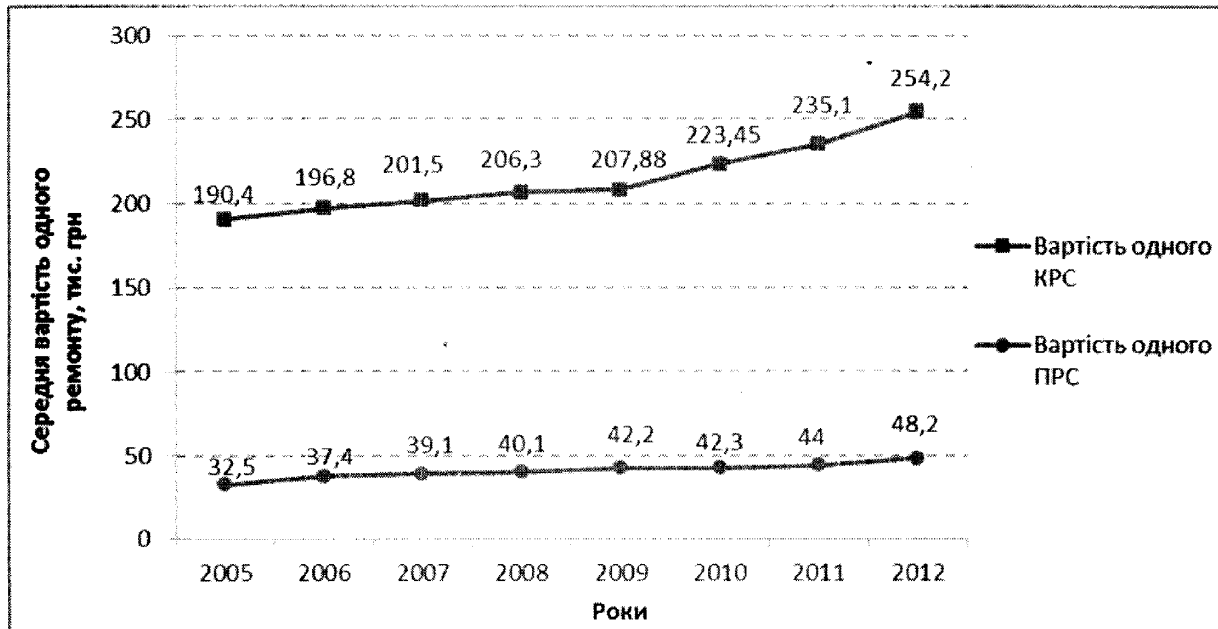


Динаміка вартості КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р.

НГВУ «Долина нафтогаз»



Динаміка вартості КРС і ПРС з 2005 р. до 2012 р. НГВУ
«Бориславнафтогаз»



Результати кореляційного аналізу для НГВУ «Бориславнафтогаз»

	y1	x1	x2	x3	x4	x5
y1	1					
x1	0,117725	1				
x2	0,462279	-0,43451	1			
x3	-0,78966	-0,24885	-0,28771	1		
x4	-0,27509	0,077196	-0,43206	0,421447	1	
x5	0,537801	0,174547	0,591291	-0,32606	-0,68817	1
	y2	x1	x2	x3	x4	x5
y2	1					
x1	-0,05147	1				
x2	0,444302	-0,43451	1			
x3	-0,83979	-0,24885	-0,28771	1		
x4	-0,19308	0,077196	-0,43206	0,421447	1	
x5	0,293665	0,174547	0,591291	-0,32606	-0,68817	1

Результати кореляційного аналізу для НГВУ «Долинанафтогаз»

	y1	x1	x2	x3	x4	x5
y1	1					
x1	-0,1321	1				
x2	-0,3489	0,469428	1			
x3	-0,70671	-0,26782	-0,08741	1		
x4	-0,70835	0,560987	0,478492	0,479905	1	
x5	-0,10228	0,090931	0,155949	0,094894	0,103461	1
	y2	x1	x2	x3	x4	x5
y2	1					
x1	-0,29604	1				
x2	-0,40663	0,469428	1			
x3	-0,47167	-0,26782	-0,08741	1		
x4	-0,64787	0,602093	0,201008	0,481531	1	
x5	-0,02219	0,090931	0,155949	0,094894	0,148292	1

Продовження додатку К

Результати кореляційного аналізу для НГВУ «Надвірнанафтогаз»

	y1	x1	x2	x3	x4	x5
y1	1					
x1	0,572935	1				
x2	0,841004	0,506108	1			
x3	0,564233	0,379129	0,3501	1		
x4	0,603941	0,590148	0,485301	0,07445	1	
x5	0,339368	0,502432	0,653674	-0,26961	0,494019	1
	y2	x1	x2	x3	x4	x5
y2	1					
x1	0,572533	1				
x2	0,833938	0,506108	1			
x3	0,570894	0,379129	0,3501	1		
x4	0,605357	0,590148	0,485301	0,07445	1	
x5	0,328701	0,502432	0,653674	-0,26961	0,494019	1

Результати регресійного аналізу для НГВУ «Бориславнафтогаз»

<i>Регресійна статистика</i>	<i>y1</i>	<i>y2</i>
Множинний R	0,950007	0,96226
R-квадрат	0,902514	0,925944
Нормований R-квадрат	0,780656	0,833375
Стандартна помилка	1,265196	0,919428
Спостереження	10	10
Дисперсійний аналіз		
	df	
Регресія	5	5
Залишок	4	4
Всього	9	9
	Коефіцієнти	
Y-перетин	90,88814	98,83653
x1	-3,2057	-3,17611
x2	-0,09015	-0,04839
x3	-12,8719	-12,2451
x4	0,000445	0,000332
x5	0,091218	0,045432

Продовження додатку Л

Результати регресійного аналізу для НГВУ «Долинанафтогаз»

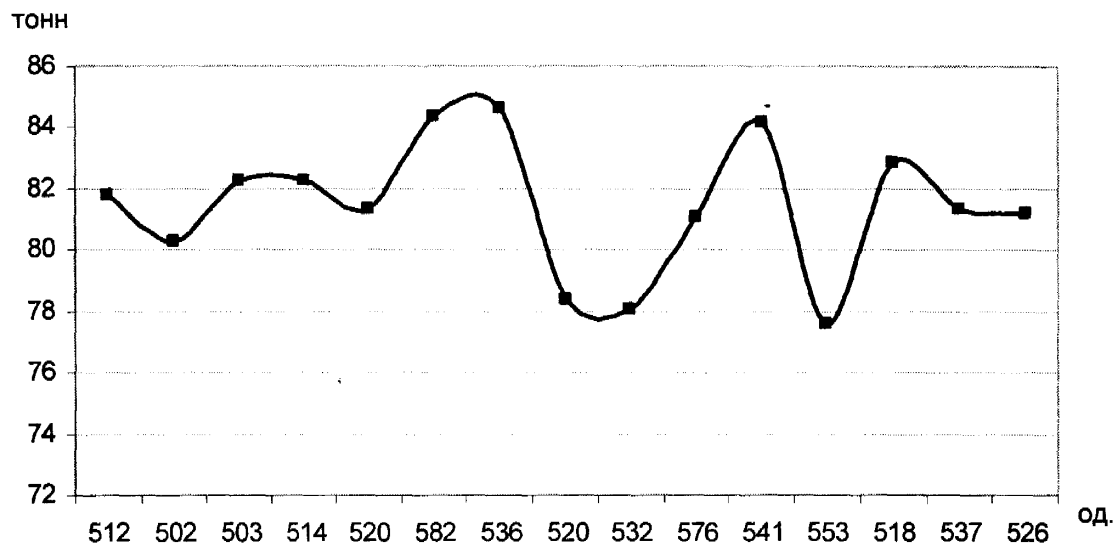
<i>Регресійна статистика</i>	y1	y2
Множинний R	0,847142	0,769984
R-квадрат	0,717649	0,592876
Нормований R-квадрат	0,364711	0,083971
Стандартна помилка	21,05222	12,85328
Спостереження	10	10
Дисперсійний аналіз		
	df	
Регресія	5	5
Залишок	4	4
Всього	9	9
	Коефіцієнти	
Y-перетин	886,7814	428,7173
x1	0,375283	6,628713
x2	-1,15178	-0,98802
x3	-105,657	-9,51923
x4	-0,00189	-0,00202
x5	0,020539	0,057107

Продовження додатку Л

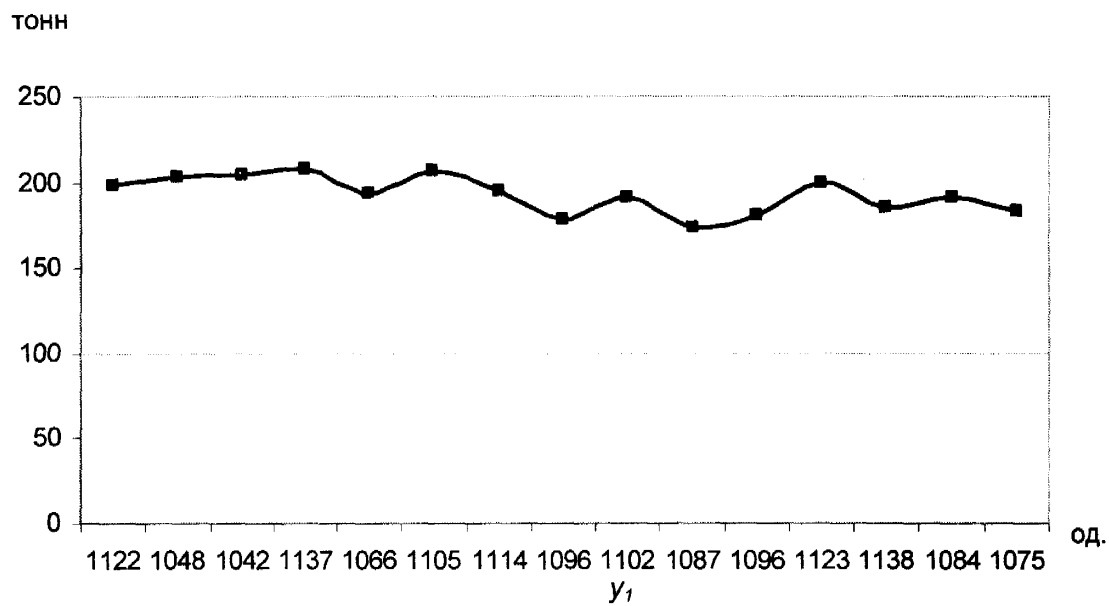
Результати регресійного аналізу для НГВУ «Надвірнанафтогаз»

<i>Регресійна статистика</i>	y1	y2
Множинний R	0,948209	0,947469
R-квадрат	0,8991	0,897697
Нормований R-квадрат	0,772974	0,769817
Стандартна помилка	17,29913	14,55671
Спостереження	10	10
Дисперсійний аналіз		
	df	
Регресія	5	5
Залишок	4	4
Всього	9	9
	Коефіцієнти	
Y-перетин	-53,418	-47,0876
x1	13,22645	11,00326
x2	3,287686	2,717754
x3	3,912645	4,342318
x4	0,001588	0,001368
x5	-0,74987	-0,63446

Графік залежності продуктивності праці від кількості завершених ремонтів свердловин для НГВУ «Бориславнафтогаз»

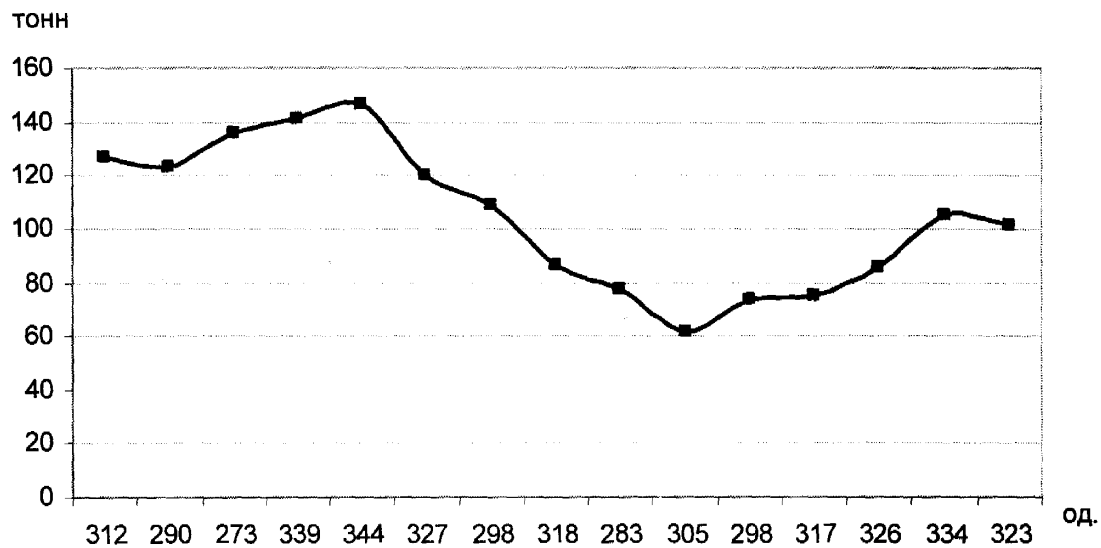


Графік залежності продуктивності праці від кількості завершених ремонтів свердловин для НГВУ «Долинанфтогаз»



Продовження додатку М

Графік залежності продуктивності праці від кількості завершених ремонтів свердловин для НГВУ «Надвірнанафтогаз»



228
Догаток Н



UKRНАFTA
УКРНАФТА

Публічне акціонерне товариство
«Укрнафта»
НГВУ «Долинанафтогаз»
вул.Промислова, 7
м.Долина, Івано-Франківська обл.
77503, Україна
тел./факс +3803477 26020
dngvu@dngvu.dolnet.com.ua

Public joint stock company
"Ukrnafta"
"Dolynanaftogaz"
7, Promyslova str.
Dolyna, Ivano-Frankivsk region
77503, Ukraine
tel./fax +3803477 26020
dngvu@dngvu.dolnet.com.ua

20.05.2013 № 1К-3523
На _____ від _____

ДОВІДКА

про використання результатів дисертаційної роботи

Гобир Ірини Борисівни

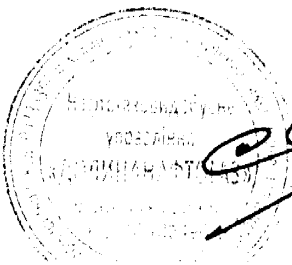
Результати дисертаційного дослідження Гобир Ірини Борисівни використано в роботі НГВУ «Долинанафтогаз».

Розроблена модель управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах дозволила визначити напрямки підвищення ефективності системи організації та управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання підприємства.

Реалізація імітаційної моделі організації ремонтних робіт дозволила оптимізувати витрати на утримання ремонтних бригад та зменшити втрати від простоїв свердловин. На основі запропонованого ситуаційного підходу до управління ремонтними роботами сформовано оптимальні стратегії заміни обладнання, а також резервування бригад капітального ремонту.

КОПІЮ ОРИГІНАЛУ ПОСВІДЧУЄ
Вчений секретар Івано-Франківського
національного технічного університету
нафти і газу
29/05/13
Дата Підпис

Начальник НГВУ
«Долинанафтогаз»



Гой М.Д.



Публічне акціонерне товариство «Укрнафта»
Несторівський провулок, 3-5
Київ, 04053, Україна
тел. +38044 506 1003
факс+38044 503 0389
www.ukrnafta.com

Public joint stock company "Ukrnafta"
Nestorivski by-street, 3-5
Kyiv, 04053, Ukraine
tel. +38044 506 1003
fax +38044 503 0389
www.ukrnafta.com

24.05.2013 № 6-3/4468

На № _____

ДОВІДКА

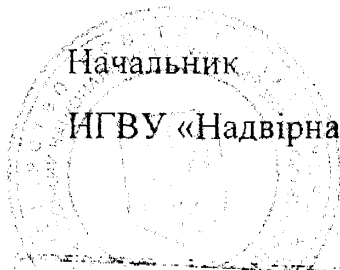
про використання результатів дисертаційної роботи

Гобир Ірини Борисівни

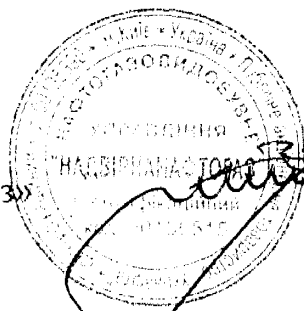
Результати дисертаційного дослідження Гобир Ірини Борисівни використано в роботі НГВУ «Надвірнанафтогаз».

На основі запропонованого методичного підходу до оцінки ефективності роботи ремонтної служби НГВУ розраховано обсяги видобутку нафти і газу за рахунок змін в організації і управлінні організаційно-технічними заходами щодо ремонту свердловин.

Практична реалізація моделі організації ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах дозволила зменшити витрати на утримання ремонтних бригад та втрати від простоїв свердловин. Сформовано оптимальні стратегії резервування бригад капітального ремонту з визначенням критичних значень прибутку від середньогодинного видобутку нафти.



Начальник
НГВУ «Надвірнанафтогаз»



Чуприна В.С.


КОПІЮ ОРИГІНАЛУ ПОСЛАНО
Відомий...
нафтогазовидобування
24/05/13

Додаток Р

230

Затверджую:

Проректор з науково-педагогічної роботи
Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу

 проф. Галушак М. О.

13 06 2013 р.

Довідка

про впровадження результатів дисертаційної роботи

Гобир Ірини Борисівни

у навчальний процес

Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

Довідку видано Гобир Ірині Борисівні у тому, що окремі теоретичні положення, які викладені в її дисертаційній роботі, використовуються у навчальному процесі Івано-Франківського національного університету нафти і газу для розроблення робочих навчальних програм і підготовки та викладання лекційних курсів з таких дисциплін як: «Економіка підприємства», «Організація і планування виробничо-комерційної діяльності» для студентів спеціальності: 7.090305 – «Газонафтопроводи та газонафтоосховища» та дисципліни «Організація виробництва» для студентів спеціальності: 7.03050401 – «Економіка підприємства».

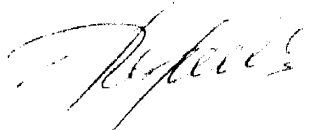
Заслугує уваги практична спрямованість викладеного теоретичного інструментарію, що дозволяє студентам більш ґрунтовно зрозуміти суть виробничої інфраструктури підприємства та набути практичних навичок використання моделей управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах.

Начальник
навчального відділу



Б.В.Сверіда

Директор інституту економіки та
управління у нафтогазовому комплексі
д.е.н., проф.



Л. Т. Гораль

Затверджую:
 Проректор з наукової роботи
 Івано-Франківського національного
 технічного університету нафти і газу
 проф. Карпаш О.М.
 14 06 2013р.

Довідка
 про впровадження результатів
 дисертаційного дослідження

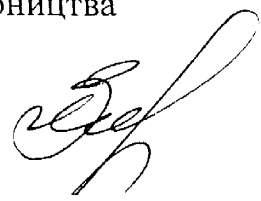
Видана про те, що основні результати дисертаційної роботи Гобир Ірини Борисівни на тему «Формування системи управління виробничою інфраструктурою підприємств» представлена на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук за спеціальністю 08.00.04 – Економіка та управління підприємствами (за видами економічної діяльності) знайшли своє відображення у держбюджетній кафедральній тематиці “Теоретичні та прикладні засади формування механізму ефективного функціонування та оптимізації діяльності соціально-економічних систем паливно-енергетичного комплексу” (номер державної реєстрації 0110U003990) в період з 2010 по 2013 рік, у рамках яких особистий внесок автора полягає у розробці концептуальної моделі управління ремонтним обслуговуванням на нафтогазовидобувних підприємствах. Держбюджетна робота виконана в рамках координаційного плану Міністерства науки і освіти України.

Директор інституту економіки та
 управління у нафтогазовому комплексі
 д.е.н., проф.

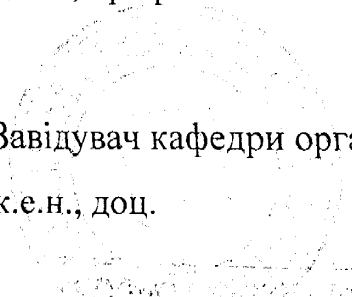


Л. Т. Гораль

Завідувач кафедри організації праці і виробництва
 к.е.н., доц.



Г.О. Зелінська



14.06.13