

OGE FORUM

30 ЖОВТНЯ-
1 ЛИСТОПАДА
2025

МІЖНАРОДНИЙ ФОРУМ

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

**Трансформуючи енергію –
змінюємо світ**

Яремче, Івано-Франківська область, БВ «Карпати»

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

МІЖНАРОДНИЙ ФОРУМ

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ЗБІРНИК ТЕЗ

Івано-Франківськ,
30 жовтня – 1 листопада 2025 р.

Івано-Франківськ, 2025

ПАРТНЕРИ


НАФТОГАЗ
ГРУПА


НАФТОГАЗ
ЕНЕРГОСЕРВІС


НАФТОГАЗ
ГАЗОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ


НАФТОГАЗ
ТРЕЙДИНГ

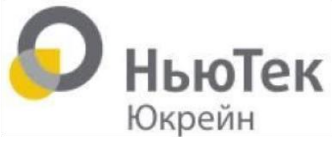

НАФТОГАЗ
УКРГАЗВИДОБУВАННЯ


НАФТОГАЗ
УКРТРАНСНАФТА


НАФТОГАЗ
УКРТРАНСГАЗ


XP
Towards Sustainable
Upstream Operations


UKRNAFTA
УКРНАФТА


НьюТек
Юкрейн


Weatherford


ПРИКАРПАТТЯ
ОБЛЕНЕРГО


hlr


GORYZONTY


Geo
Synthesis


HALLIBURTON
СТРИЙНАФТОГАЗ


ESCO
PIVNICH


SKS
WELL CASING SERVICE GROUP OF COMPANIES


GEO ALLIANCE
GROUP
ПРИРОДНІ
РЕСУРСИ


Regal Petroleum
Realising Potential


Baker Hughes


ORANTA
LTD


НГІ


EAIF
Бізнес Асоціація Івано-Франківська

З М І С Т

НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТІВ НА ЗАХІДНОХРЕСТИЩЕНСЬКОМУ РОДОВИЩІ 12
Кравець Володимир Петрович. Науковий керівник: Мислюк Михайло Андрійович

INCREASING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING BY REDUCING THE FRICTION COEFFICIENT 15
Oveckiy Sergiy, Yakymechko Yaroslav

РОЗРОБКА АДАПТИВНОГО АМОРТИЗАТОРА КРУТИЛЬНИХ КОЛИВАНЬ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ДЛЯ СКЛАДНИХ РЕЖИМІВ БУРІННЯ НАФТОГАЗОВИХ І ГЕОТЕРМАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН 18
Величкович Андрій Семенович, Ландар Сергій Миколайович

ДИНАМІКА ВИДОБУТКУ І СПОЖИВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ В УКРАЇНІ (2000-2025) 22
Наталія Дубей, Петро Липка

ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НА ПЛОЩІ N ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ 24
Наталія Дубей, Микола Сковрон

ОБГРУНТУВАННЯ ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ КРИТЕРІЇВ ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НА ПЛОЩІ N НАДВІРНЯНСЬКОГО НГР 26
Наталія Дубей, Ольга Тарас

ТЕХНІЧНІ НАУКИ

МОДЕЛЮВАННЯ НАПРУЖЕНОГО СТАНУ ДВОТРУБНИХ ПЕРЕХОДІВ ТРУБОПРОВОДІВ 28
Возний Віктор, Запухляк Наталія, Дацько Ігор

ВИКОРИСТАННЯ СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ ПІДІГРІВУ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ ПРИ ЇЇ ТРАНСПОРТУВАННІ 30
Запухляк Василь, Микитюк Ігор, Павлюченко Оксана

ДОСЛІДЖЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ В ГАЗОПРОВОДІ, ЗУМОВЛЕНИХ АВАРІЙНИМИ ВИТІКАННЯМИ 32
Запухляк Василь, Прокопів Ігор, Романова Катерина

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ: НЕРУЙНІВНИЙ КОНТРОЛЬ УДАРНОЇ В'ЯЗКОСТІ ТА ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ОЦІНКИ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ 35
Тацакович Назар, Запухляк Наталія

АНАЛІЗ СТАНУ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ УМОВ ЗАСТОСУВАННЯ ТВЕРДИХ ЗМАЩУВАЛЬНИХ ДОБАВОК ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН В УСКЛАДНЕНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ 37
Славич Владислав Володимирович, Марцинків Олег Богданович, Богославець Володимир Васильович

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРОСТРУМИННОЇ ПЕРФОРАЦІЇ СВЕРДЛОВИН 40
Шиманський Володимир Ярославович, Перкун Ірина Володимирівна, Погребняк Володимир Григорович, Шиманська Анастасія Володимирівна

ВИВЧЕННЯ ПРОЦЕСІВ УТВОРЕННЯ ТРІЩИН У ФІЛЬТРАЦІЙНІЙ КІРЦІ БУРОВОГО РОЗЧИНУ ПІД ЧАС КОНТАКТУ З ТАМПОНАЖНИМ РОЗЧИНОМ, ЩО ТВЕРДНЕ 43
Колісник Василь Іванович, Пастух Андрій Михайлович, Дудич Іван Федорович, Лучинський Роман Петрович, Яцюк Омелян Миронович

ЩОДО СПОСОБУ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН У ІНТЕРВАЛАХ ПЛИННИХ ПОРІД 45
Марцинків Олег Богданович, Сенюшкович Микола Володимирович, Витвицький Іван Іванович, Марцинків Богдан Олегович, Витвицький Іван Іванович (мол.)

ОГЛЯД МАТЕРІАЛІВ ТА ВИРОБНИКІВ КОМПОЗИТНИХ ТРУБ НАФТОВОГО СОРТАМЕНТУ 47
Марцинків Олег Богданович, Чарковський Віктор Маркович, Волошин Юрій Дмитрович, Лахман Богдан Анатолійович

ВПЛИВ ХАРАКТЕРИСТИК ОБРОБЛЕНОЇ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ СВЕРДЛОВИНИ НА ДЕБІТ НАФТИ 49
Кондрат Роман Михайлович, Дремлюх Наталія Степанівна, Матіїшин Лілія Ігорівна

ВИБІР СПОСОБУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНОЇ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ ... 52
Кондрат Роман Михайлович, Матіїшин Лілія Ігорівна, Дремлюх Наталія Степанівна, Угриновський Андрій Васильович

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ ІЗ ВИСНАЖЕНОГО ПОКЛАДУ 56
Кондрат Роман Михайлович, Кондрат Олександр Романович, Матіїшин Лілія Ігорівна

ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН НА ДВОПЛАСТОВОМУ ГАЗОВОМУ РОДОВИЩІ ЗА ПЛОЩОВОЇ ВЗАЄМОДІЇ РІЗНОПРОНИКНИХ ПЛАСТІВ 61
Кондрат Роман Михайлович, Матіїшин Лілія Ігорівна, Смоловик Ліана Романівна

ТРАНСФОРМАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПАРАДИГМИ ПОВОЄННОЇ ВІДБУДОВИ МІСТ УКРАЇНИ: КОМПАРАТИВНИЙ АНАЛІЗ СВІТОВОГО ДОСВІДУ 66
Смадич Іван Петрович

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ПРОДУВАННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ОБСЯГІВ ВТРАТ ГАЗУ ПІД ЧАС ПРОДУВАННЯ СВЕРДЛОВИН І ШЛЕЙФІВ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ 71
Голубенко В'ячеслав, Ярослав Дорошенко

AI-DRIVEN OPTIMIZATION OF BUSINESS PROCESSES IN OIL & GAS OPERATIONS: A FRAMEWORK FOR INTELLIGENT ENERGY MANAGEMENT .. 74
Mazur Yurii

ПЕРЕДУМОВИ ТА ЕТАПИ СТВОРЕННЯ ІНТЕГРОВАНИХ МОДЕЛЕЙ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ 78
Дякончук Сергій Анатолійович, Стогній Олексій Вадимович, Непапишев Євгеній Олександрович, Дубров Дмитро Павлович, Горошко В'ячеслав Євгенійович

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ВИКОРИСТАННЯМ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ З ТРАПЕЦЕВИДНОЮ РІЗЬБОЮ 86
Джус Андрій, Касаткін Сергій

THE ECOSYSTEM OF UKRAINE'S FUEL AND ENERGY COMPLEX: ANALYSIS OF ITS MAIN COMPONENTS 89
Lesya Tarayevska

THERMODYNAMIC MODELING OF HYDROGEN-NATURAL GAS BLENDS: ACCURACY OF CUBIC EQUATIONS OF STATE FOR DISTRIBUTION NETWORK CONDITIONS 92
Hryhorskyi S. Y., Kopachuk N. V.

STUDY OF OPERATING MODES OF DOWNSTREAM SECTIONS OF MAIN GAS PIPES UNDER PARTIAL LOAD CONDITIONS 94
Hryhorskyi S. Y., Semehen V. V.

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ КЛЮЧОВИХ ПОКАЗНИКІВ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРИ ВИБОРІ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЦЕПТУР СИСТЕМ HT-HPWBF 97
Волошин Юрій Дмитрович, Куців Олег Вікторович, Марцинків Олег Богданович

СТАНОВЛЕННЯ БУДІВЕЛЬНОЇ ТА АРХІТЕКТУРНОЇ ІНДУСТРІЇ ІВАНО-ФРАНКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ У ДРУГІЙ ПОЛОВИНІ XX СТОЛІТТЯ 100
Малярчук Олег Михайлович, Шатківська Оксана Сергіївна

АРХІТЕКТУРА ЯК ВЕКТОР ІННОВАЦІЙНОГО РОЗВИТКУ ІФНТУНГ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ ВИМІРІ 107
Василишин В.Я.

СУЧАСНІ ВИКЛИКИ ТА НАПРЯМИ РОЗВИТКУ ЛОГІСТИКИ У БУДІВЕЛЬНІЙ ГАЛУЗІ В КОНТЕКСТІ СТАЛОГО РОЗВИТКУ 110
Галюк Ірина Богданівна, Єжак Франко Франкович

ГЕОМЕТРИЧНІ ІНСТРУМЕНТИ ФОРМОУТВОРЕННЯ ПОВЕРХОНЬ ОБОЛОНОК У СУЧАСНІЙ АРХІТЕКТУРІ З НОРМАТИВНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ: ТОПОЛОГІЧНА ОПТИМІЗАЦІЯ ТА РІББІНГ 113
Гуртовенко Андрій Володимирович

МОДЕЛЬ ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ БУРОВОГО ДОЛОТА 117
Дейнега Руслан Олександрович, Михайлюк Василь Володимирович

ДОСЛІДЖЕННЯ ДЕФОРМАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ
ЦЕМЕНТНОГО КАМЕНЮ ПЦТ-IG ПРИ РІЗНИХ ТЕМПЕРАТУРАХ 120
Володимир Тирлич

КОМБІНАТОРНА МЕТОДОЛОГІЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО
МОДЕЛЮВАННЯ ТА КОМПОЗИЦІЙНОГО ПРОЄКТУВАННЯ СКЛАДНИХ
АГРЕГАТИВНИХ СИСТЕМ: GFE-ЦИКЛ ГЕНЕРУВАННЯ, ФІЛЬТРАЦІЇ ТА
ПОЯСНЕННЯ РІШЕНЬ 123
Ященко Олексій Федорович

КОМПЛЕКСНА МОДЕЛЬ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ БУДІВЕЛЬ
МЕДИЧНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ: ЦИФРОВИЙ ДВІЙНИК ВІД ПРОЄКТУВАННЯ
ДО ВИВЕДЕННЯ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ 130
Данієлян Арам Єрвандович

КОРЕЛЯЦІЙНО-РЕГРЕСІЙНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРИ ТВЕРДІННЯ
НА МОДУЛЬ ПРУЖНОСТІ ЦЕМЕНТНОГО КАМЕНЮ ПЦТ-IG 135
Володимир Тирлич

ВПЛИВ ДІАМЕТРА ГАЗОПРОВОДУ НА ПОШИРЕННЯ УДАРНОЇ ХВИЛІ
У АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ 138
Кривенко Галина Мирославівна

СУТЬ ТА ВПЛИВ ЦИФРОВОЇ ТРАНСФОРМАЦІЇ НА НАФТОГАЗОВУ
ПРОМИСЛОВІСТЬ 141
Кузнєцов Андрій Ігорович, Запухляк Іванна Богданівна

МОДЕЛЮВАННЯ ТРІЩИН ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА
ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ ВПЛИВУ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ 144
Михайлишин Богдан, Купер Іван

SOLVING GLOBAL ENERGY CHALLENGES THROUGH SOLAR RADIATION:
THIN-FILM CdTe AND PbTe MATERIALS FOR HYBRID ENERGY SYSTEMS 147
Mazur Tetiana, Mazur Myroslav

ENERGY OF THE FUTURE: HYBRID PHOTO- AND THERMOELECTRIC
SYSTEMS BASED ON HALOGENIDES 150
Mazur Tetiana, Bandura Andriy

СОЦІАЛЬНЕ ПАРТНЕРСТВО ЯК КАТАЛІЗАТОР ІННОВАЦІЙНИХ ПІДХОДІВ
ДО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ В УМОВАХ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПЕРЕХОДУ 153
Михайлишин Христина

МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛОВИХ ПРОЦЕСІВ В ПЛАСТАХ
ІЗ ВАЖКИМИ ВУГЛЕВОДНЯМИ 156
Смоловик Ліана

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РОЗТАШУВАННЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН
НА КОЕФІЦІЄНТ НАФТОВИЛУЧЕННЯ 159
Мороз Леся Богданівна, Загоскін Олександр Олександрович

ВДОСКОНАЛЕННЯ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ДЕЕМУЛЬСАЦІЇ
В СИСТЕМАХ ЗБОРУ НАФТИ 163
Дем'янчук Ярослав Михайлович, Псюк Мар'ян Орестович

ПРОБЛЕМИ ПРОВЕДЕННЯ СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН ТА
ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ В СКЛАДНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ 165
Васько Андрій Іванович, Ковбасюк Ігор Михайлович, Слепко Микола Мирославович, Бойко Анатолій Григорович, Ганчук Роман Романович

НАРИСНА ГЕОМЕТРІЯ ТА ЦИФРОВЕ МОДЕЛЮВАННЯ У ФОРМУВАННІ
ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ СУЧАСНОГО УНІВЕРСИТЕТУ..... 169
Василишин В.Я., Василишин О.О., Довган С.І.

ВСТАНОВЛЕННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ
РОДОВИЩ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ 173
Купер Іван, Михайлишин Богдан

ЗАСТОСУВАННЯ ПАКЕРНИХ КОМПОНОВОК ДЛЯ ВІДНОВЛЕННЯ
ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ 175
Німак Василь, Джус Андрій, Юрич Андрій

ПАРАМЕТРИЧНА АРХІТЕКТУРА В СТРУКТУРІ ІСТОРИЧНО СФОРМОВАНИХ
МІСТ: МОРФОЛОГІЧНА СУМІСНІСТЬ, СИЛУЕТ І РЕГЛАМЕНТНІ ОБМЕЖЕННЯ 178
Березовський Юрій Людвігович

ОСОБЛИВОСТІ СТРУКТУРОУТВОРЕННЯ БАГАТОКОМПОНЕНТНИХ
ТАМПОНАЖНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ НАФТОГАЗОВИХ
СВЕРДЛОВИН 183
Ставичний Євген Михайлович, Фем'як Ярослав Михайлович, Витязь Олег Юлійович, Тершак Богдан Андрійович , Ігнатов Андрій Олександрович

МАГНІТО-КЕРОВАНІ СОРБЕНТИ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ҐРУНТІВ
ВІД НАФТОПРОДУКТІВ 189
Коцюбинський Андрій Олегович, Станецький Олександр Андрійович, Марич Володимир Михайлович , Заріцький Віталій Богданович

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОПОРШНЕВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ
НА НАФТОВИХ ПРОМИСЛАХ УКРАЇНИ 192
Соломчак Олег Володимирович, Гетьман Богдан Романович

УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ПІДТРИМКИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ
У СФЕРІ КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН 202
Тетяна Попова, Науковий керівник: Алла Полянська

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ І МОЖЛИВОСТІ
ТА ШЛЯХИ ПОКРАЩЕННЯ ЯКОСТІ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ І ВУГЛЕВОДНЕВОГО
КОНДЕНСАТУ НА ПРОМИСЛАХ 205
Псюк Мар'ян Орестович, *Дем'янчук Ярослав Михайлович*

ОЦІНКА ПАРАМЕТРІВ АРЕАЛУ ЗАГАЗОВАНОСТІ ҐРУНТУ
ПРИ ВИТОКАХ ГАЗУ З ГАЗОПРОВОДІВ 212
Роман Стасюк, Оксана Белей, Святослав Ткачівський

АРХІТЕКТУРА ЯК ВЕКТОР ІННОФАЦІЙНОГО РОЗВИТКУ ІФНТУНГ
В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ ВИМІРІ 215
Василишин В.Я.

ВПЛИВУ ДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ НА ПОГЛИБЛЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ
ДОЛОТАМИ PDC 218
Витязь Андрій Олегович

ОПТИМІЗАЦІЯ УМОВ РУЙНУВАННЯ НАФТОВОДЯНИХ ЕМУЛЬСІЙ
ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ДЕЕМУЛЬГАТОРІВ І ТЕМПЕРАТУРИ
(НА ПРИКЛАДІ ДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА)..... 220
Василюк Любомир Михайлович, Василюк Роман Любомирович

ДЕКАРБОНІЗАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРУ 223
*Грицуляк Галина Михайлівна, Коцюбинський Андрій Олегович,
Линник Діана Олександрівна*

ОБЛІКОВО-АНАЛІТИЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ІНЖИНІРИНГОВИХ ПОСЛУГ 226
Долішня Тетяна Іванівна

УДОСКОНАЛЕННЯ ДОРОЖНЬОЇ КАРТИ ЦИФРОВІЗАЦІЇ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ 228
*Долішній Дмитро Богданович, Бережницька Уляна Богданівна,
Клочко Наталія Богданівна*

ПОЛЕГШЕНІ БУРОВІ СИСТЕМИ З МІКРОСФЕРАМИ ТА
ПЕРСПЕКТИВИ ЇХ ВПРОВАДЖЕННЯ В УМОВАХ АНПТ..... 231
*Яцюк Омелян Миронович, Витвицький Іван Іванович, Дудич Іван Федорович,
Колісник Василь Іванович, Пастух Андрій Михайлович*

ОСОБЛИВОСТІ ПРОВЕДЕННЯ КИСЛОТНОЇ ОБРОБКИ СВЕРДЛОВИН
ЗА ДОПОМОГОЮ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ 233
Кравчук Сергій Іванович, Неспляк Юрій Михайлович, Витязь Олег Юлійович

ВПРОВАДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ПОКРАЩЕННЯ ПРОЦЕСІВ
ПІДГОТОВКИ НАФТИ З ВИКОРИСТАННЯМ ДЕЕМУЛЬГАТОРІВ НА РОВИЩАХ
ЗАХІДНОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РЕГІОНУ АТ «УКРНАФТА» 236
Василюк Любомир Михайлович, Василюк Роман Любомирович

ЗАСТОСУВАННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ПІДТРИМКИ РІШЕНЬ ТА
ЕКСПЕРТНИХ СИСТЕМ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ СЕКТОРІ 239
Полянська Алла, Даріуш Сала

СУЧАСНІ МЕТОДИ ОЦІНКИ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЖИТЛОВИХ БУДИНКІВ:
ВІТЧИЗНЯНА ТА ЄВРОПЕЙСЬКА ПРАКТИКА 243
Полянська Алла, Микитюк Олег

УРБАНІЗТИЧНИЙ КОД КОЛЬОРУ СХОДУ УКРАЇНИ..... 247
*Непочатих Єлизавета Андріївна, Точена Світлана Геннадіївна, Ємельянова Ольга
Іванівна, Макогін Оксана Василівна, Бережна Анастасія Олексіївна*

ГІДРОДИНАМІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПЛАСТІВ ПСГ:
АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ТА ВИКЛИКИ 250
Дякончук Сергій Анатолійович, Стогній Олексій Вадимович, Непапишев Євгеній Олександрович, Дубров Дмитро Павлович, Журман Богдан Дмитрович

ЩОДО ВИКОРИСТАННЯ ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ STRESSCHECK
ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН 252
Дмитренко Андрій Віталійович, Богославець Володимир Васильович, Марцинків Богдан Олегович

ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ВУГЛЕВОДНЕВО-СИНТЕТИЧНОЇ ОСНОВИ
ДЛЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ «ВСО-БР» ДЛЯ БУРІННЯ І ЗАВЕРШЕННЯ
СВЕРДЛОВИН 255
Богославець Володимир Васильович, Тичина Сергій Олександрович

ОЦІНКА ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЯК ПАЛЬНОГО
ЗА КОМПОНЕНТНИМ СКЛАДОМ 257
Володимир Грудз, Ярослав Капущак, Руслан Терещенко

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПООРТНИХ
СИСТЕМ ЗА УМОВИ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ 262
Ярослав Грудз, Роман Малютін, Назар Терефенко

ІННОВАЦІЙНИЙ ПРОЄКТ ІФНТУНГ
“100 ЦИФРОВИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ІНЖЕНЕРНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ” 266
Віталій Артьомов

АНАЛІЗ БЕЗПЕКОВОЇ СИТУАЦІЇ У НАФТОГАЗОВОМУ СЕКТОРІ УКРАЇНИ 269
Кінаш І.П., Козак С.С.

РОЛЬ БІОЕНЕРГЕТИКИ В ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ
УКРАЇНИ 273
Лопушняк Василь Іванович, Грицуляк Галина Михайлівна, Коцюбинський Андрій Олегович, Линник Діана Олександрівна

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОПОРШНЕВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ
НА НАФТОВИХ ПРОМИСЛАХ УКРАЇНИ 277
Соломчак Олег Володимирович, Гетьман Богдан Романович

ВПЛИВ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ОПЕРАЦІЇ ЕКСПАНДУВАННЯ НА МЕХАНІЧНІ
ВЛАСТИВОСТІ ОСНОВНОГО МЕТАЛУ ЗВАРНИХ ПРЯМОШОВНИХ ТРУБ 282
Дмитрах І.М., Сиротюк А.М., Овсяников В.В., Лещак Р.Л.

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ БІОГАЗУ
ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ТРУБОПРОВОДУ 284
Середюк Марія Дмитрівна, Цюрак Вадим Юрійович

РЕЖИМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ НИЗЬКОГО ТИСКУ
В УМОВАХ НЕСТАБІЛЬНОГО ГАЗОСПОЖИВАННЯ 289
Середюк Марія Дмитрівна, Великий Сергій Володимирович , Мотрук Назарій Вікторович

СУЧАСНІ ТРЕНДИ ЕНЕРГЕТИКИ МАЙБУТНЬОГО 299
Орищин Тетяна Михайлівна

ECONOMIC ARCHITECTURE OF NJSC "NAFTOGAZ" AMIDST ENERGY TRANSITION: INVESTMENTS, EFFICIENCY AND MARKET STRATEGIES 302
Iryna Fedorovych

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ГОЛОВНИХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ ШЛЯХОМ ДУБЛЮВАННЯ, РЕЗЕРВУВАННЯ ТА ВДОСКОНАЛЕННЯ ВИМИКАЧІВ 305
Федорів М. Й., Курляк П.О., Гладь І.В., Бацала Я.В., Візнович В.В.

PROBLEMS OF IMPLEMENTING INNOVATIONS AT ENERGY ENTERPRISES . 308
Petryna Mariya

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРОСТРУМИННОЇ ПЕРФОРАЦІЇ СВЕРДЛОВИН 310
Шиманський Володимир Ярославович, Перкун Ірина Володимирівна, Погребняк Володимир Григорович, Шиманська Анастасія Володимирівна

3D МОДЕЛЮВАННЯ. МОЖЛИВОСТІ ТА ПРОБЛЕМАТИКА У ВИКОРИСТАННІ . 313
Філатов Вячеслав

COMBINED EFFECT OF CHEMICALS ON THE PROPERTIES OF CEMENTING SLURRY AND STONE 314
Kochkodan Yaroslav, Yurych Andrii, Yurych Lidiia

ІННОВАЦІЙНІ МЕТОДИ У ФОРМУВАННІ КОМПОЗИЦІЙНИХ ПРИНЦИПІВ ЛАНДШАФТНОГО ДИЗАЙНУ: ПРОБЛЕМИ ТА РІШЕННЯ 317
Єрузель Ольга Володимирівна, Борсук Наталія Григорівна, Мелкомукова Марія Григорівна, Римар Христина

THE GREEN TRANSITION OF THE ENERGY SECTOR IN UKRAINE 320
Yaremak Iryna

DIGITAL TRANSFORMATION OF THE POWER SECTOR IN UKRAINE 323
Yaremak Iryna, Yaremak Roman

ЕКОЛОГІЧНИЙ АСПЕКТ, ЯК ОСНОВНА ТЕНДЕНЦІЯ ПРИ ВИНИКНЕННІ ТА ФОРМУВАННІ СУЧАСНИХ СТИЛІВ ІНТЕР'ЄРУ 326
Зиміна Світлана Борисівна, Меженна Наталія Юріївна

ОСВОЄННЯ УКРАЇНСЬКОЇ АКВАТОРІЇ ЧОРНОГО МОРЯ: НОВІ ПРОЄКТИ – НОВІ ПЕРСПЕКТИВИ 329
Мельник Л.П., Ольшанецький М.В., Тищенко А.П., Жадан А.М., Фенота П.О., Кичка О.А.

ШЛЯХИ ВДОСКОНАЛЕННЯ ПОДАТКОВОГО РЕГУЛЮВАННЯ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ОПТИМІЗАЦІЇ ВИТРАТ НА ЕНЕРГОРЕСУРСИ ПІДПРИЄМСТВ 334
Степанюк Ольга, Кафка Михайло

ГЕОЛОГІЧНІ НАУКИ

ГЕОЛОГІЧНА РОЛЬ ТРІЩИНУВАТОСТІ У МІГРАЦІЇ ТА АКУМУЛЯЦІЇ ВУГЛЕВОДНІВ 337
Липчук Мирослав Васильович

ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ГАЗОНОСНОСТІ ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ 339
Медвідь Мар'яна Ігорівна, Михайлів Ірина Романівна

СЕРТИФІКАЦІЯ КУМУЛЯТИВНИХ ЗАРЯДІВ В УКРАЇНІ БЕЗ INERES 343
Берлоус Ігор Вікторович, Трубенко Олександр Миколайович, Федоришин Сергій Дмитрович, Федоришин Дмитро Сергійович

ВИКОРИСТАННЯ ШТУЧНИХ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПРИРОДНИХ РЕЗЕРВУАРІВ 350
Омельченко Валерій, Калиній Тетяна

ЗОНА КРОСНО – ПЕРСПЕКТИВИ ВІДКРИТТЯ НАФТОГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ .. 352
Осташ Олег, Омельченко Валерій

ЗАСТОСУВАННЯ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ПІД ЧАС РОЗВІДКИ І ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ 355
Федоришин Дмитро Дмитрович, Трубенко Олександр Миколайович, Федоришин Сергій Дмитрович, Федоришин Дмитро Сергійович

ЕКОНОМІЧНІ НАУКИ

ЕНЕРГЕТИЧНА ОСВІТА 2.0: ІНТЕГРАЦІЯ ЗЕЛЕНИХ ФІНАНСІВ ТА ESG КРИТЕРІЇВ ДЛЯ ІННОВАЦІЙНОГО ПРОРИВУ 357
Андрусів Уляна Ярославівна

OPERATIONAL MANAGEMENT OF THE ENTERPRISE IN THE CONTEXT OF STRATEGIC CHANGES IN THE GAS DISTRIBUTION SYSTEM OF UKRAINE ... 361
Lazarenko Vitaliy Viktorovych, Ovetska Olha Valeriivna

ЗЕЛЕНА ТРАНСФОРМАЦІЯ ЕНЕРГЕТИКИ: ВИКЛИКИ ТА ЕКОНОМІЧНІ МОЖЛИВОСТІ ДЛЯ УКРАЇНИ 363
Сімків Лілія Євгенівна, Сімків Євгенія Василівна

ESG-СТРАТЕГІЯ КОМПАНІЙ В УМОВАХ СТАЛОГО РОЗВИТКУ: ОСНОВНІ ЕТАПИ ТА ПРИНИЦИПИ ВПРОВАДЖЕННЯ 367
Витвицька Уляна Ярославівна, Андрійчук Ігор Васильович, Баскевич Назарій Олегович

НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТІВ НА ЗАХІДНОХРЕСТИЩЕНСЬКОМУ РОДОВИЩІ

Кравець Володимир Петрович
аспірант Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу
vpkravets@gmail.com

Науковий керівник:
Мислюк Михайло Андрійович
доктор технічних наук, професор
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу

Актуальність проблеми

Одним із найефективніших методів інтенсифікації припливу вуглеводнів та підвищення продуктивності свердловин є гідравлічний розрив пласта (ГРП), який розширює зону дренування, вагомо підвищує провідність привибійної зони пласта і продуктивність свердловини [1,3,4]. За результатами комплексу досліджень [3,4] розроблено та апробовано в промислових умовах технології освоєння свердловин із використанням ГРП на Західнохрестищенському родовищі.

Мета дослідження

Оцінити з використанням статистичних методів аналізу даних вплив параметрів технологічних операцій ГРП на результати освоєння свердловин, в тому числі дебітів та індексів продуктивності свердловин [2].

Результати наукових досліджень

Систематизовано промисловий матеріал з технологій освоєння свердловин на Західнохрестищенському родовищі. На рисунку 1 показано оцінки середніх дебітів продуктивних горизонтів на початок і через 6 місяців експлуатації свердловин.

Проведено кореляційний аналіз індексу продуктивності на початок $Q/\left(p_{\text{п}}^2 - p_{\text{с}}^2\right)$ і через 6 місяців $Q^{(6)}/\left(p_{\text{п}}^2 - p_{\text{с}}^2\right)$ експлуатації свердловин від основних параметрів технологій ГРП (об'єм робочої суміші V_c, маса пропанту $M_{\text{п}}$, максимальний тиск на гирлі $p_{\text{г}}^{\max}$), де Q – дебіт газу; $p_{\text{п}}$, $p_{\text{с}}$ – пластовий і вибійний тиски (Таблиця 1).

Перевірка статистичних гіпотез $H_0: \rho_{xy} = 0$ виконана за критерієм

$$T = \frac{\sqrt{N-3}}{2} \ln\left(\frac{1+r_{xy}}{1-r_{xy}}\right), \qquad (1)$$

де r_{xy} – емпірична оцінка коефіцієнту кореляції між формальними змінними x та y; N – об'єм вибірки спостережень. Область прийняття статистичної гіпотези H_0 з довірчою ймовірністю α відповідає умові $|T| > u_{\alpha/2}$, де $u_{\alpha/2}$ – квантиль стандартизованого нормального розподілу ймовірностей. Статистично значущі коефіцієнти кореляцій з довірчою ймовірністю $\alpha = 0,05$ в таблиці 1 виділено.

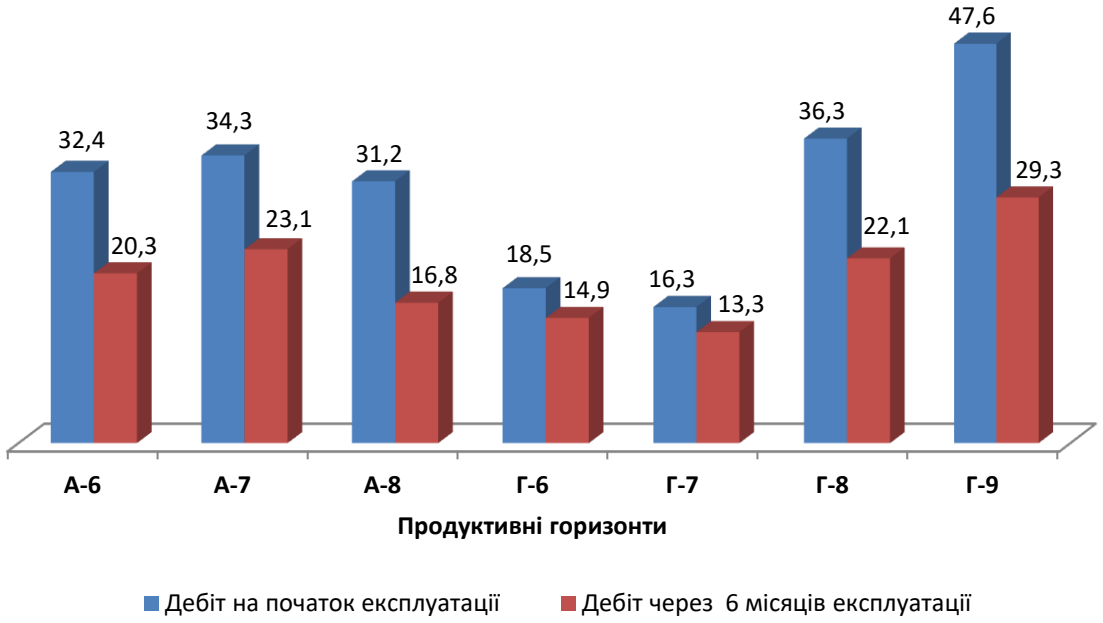


Рисунок 1 – Оцінки середніх дебітів (тис. м^3/добу) продуктивних горизонтів А-6 – Г-9 після ГРП на початок і через 6 місяців експлуатації

Таблиця 1 – Результати кореляційного аналізу впливу основних параметрів ГРП на індекси продуктивності свердловин Західнохрестищенського родовища

Індекс продуктивності	Позначення	Параметри x ГРП			Об'єм вибірки
		V_c	$M_{\text{п}}$	$p_{\text{г}}^{\max}$	
$Q/\left(p_{\text{п}}^2 - p_{\text{с}}^2\right)$	r_{Qx}	**0,4466**	**0,5437**	-0,0220	56
	T	3,498	4,436	-0,016	56
$Q^{(6)}/\left(p_{\text{п}}^2 - p_{\text{с}}^2\right)$	$r_{Qx}^{(6)}$	**0,5056**	**0,6377**	0,1635	49
	T	3,776	5,116	1,119	49

На основі аналізу промислових даних встановлено кореляційну залежність між індексом продуктивності $Q/\left(p_{\text{п}}^2 - p_{\text{с}}^2\right)$ та параметром $p_{\text{п}}^2 - p_{\text{с}}^2$, тобто наявність впливу ГРП на фільтраційні процеси в пласті.

Прийняття статистичної гіпотези $H_0: \rho_{Qc} = 0$ вказує на відсутність статистично значущого впливу безрозмірної провідності тріщини c_{fD}, яка визначається за результатами моделювання з використанням програмного забезпечення Baker Hughes Mayer Mfrac [4], на фільтраційні процеси в пласті.

Висновки

За результатами аналізу промислових даних освоєння свердловин із ГРП на Західнохрестищенському родовищі із довірчою ймовірністю 0,05 встановлено статистично значущий кореляційний зв'язок між індексом продуктивності $Q/\left(p_{\text{п}}^2 - p_{\text{с}}^2\right)$ після ГРП і через 6 місяців експлуатації та об’ємом робочої суміші і масою пропанта, а також його відсутність для максимального тиску на гирлі свердловини. Підтверджено статистичні гіпотези про рівність коефіцієнтів кореляцій для аналізованих параметрів після ГРП і 6 місяців експлуатації свердловин.

Список літератури

1. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. *Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину:* в 2-х кн. Львів: Центр Європи, 2005. Кн. 2. 414 с.

2. Мислюк М.А., Кравець В.П. *Інтенсифікація освоєння свердловин на Західнохрестищенському родовищі.* Мінеральні ресурси України, 2024, № 4, с. 42–49.

3. Economides M.J., Nolte K.G. *Reservoir Stimulation, 3rd Ed.* J. Wiley Sons. 2000. 856 p.

4. *Users Guide Ninth Edition. Meyer Fractyring Simulators*. Copyright © 1997, 1999, 2003-2011 Meyer & Associates, Printed in the United States of America. 2011. 1022 p.

INCREASING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING BY REDUCING THE FRICTION COEFFICIENT

Oveckiy Sergiy
PhD in Technical Sciences
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Production
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

Yakymechko Yaroslav
PhD in Technical Sciences
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Production
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

Fracturing can be traced to the 1860s, when liquid (and later, solidifi ed) nitroglycerin (NG) was used to stimulate shallow, hard rock wells in Pennsylvania, New York, Kentucky, and West Virginia [1]. Although extremely hazardous, and often used illegally, NG was spectacularly successful for oil well “shooting.” The object of shooting a well was to break up, or rubblize, the oil-bearing formation to increase both initial flow and ultimate recovery of oil.

Since Stanolind Oil introduced hydraulic fracturing in 1949, close to 2.5 million fracture treatments have been performed worldwide. Some believe that approximately 60% of all wells drilled today are fractured.

Improvements in hydraulic fracturing technology have already been made in many areas [1]. However, power losses of up to 20-30% due to the high friction coefficient are identified by us as a promising area for improvement. This improvement in technology is possible through the use of special compositions of proppant mixtures or proppants themselves. In this case, a number of requirements can be put forward for such mixtures:

- improved proppant mixtures must retain all technological properties, in particular the shape and strength of proppant particles, rheological characteristics, etc.;
- reducing power losses should be focused on the most problematic process - introducing proppant into the crack at the maximum distance from its beginning;
- after introducing proppant into the hydraulic fracturing crack, the friction coefficient should be increased as much as possible so that the proppant does not return to the well due to the low friction coefficient.

Thus, the maximum efficiency of improving hydraulic fracturing technology by changing the friction characteristics of the proppant can be divided into three phases: proppant transportation in the well, its introduction into the cracks, and retention in place.

Before determining the change in the characteristics of the proppant and proppant mixture, it is necessary to introduce possible parameters that will determine the effectiveness of this innovation at all three stages of hydraulic fracturing in shale and tight rocks.

The main differences of the hydraulic fracturing fluid in terms of its abrasive properties are as follows:

1) increased abrasiveness;

2) increased rate of formation and duration of contact spots on the friction surfaces of the hydraulic fracturing crack;

3) difficult conditions for pushing the proppant into the crack.

Improved lubricating properties of the fluid in this case should provide low values of the relaxation time of the adsorbed layer (directly or through a modifier) and a high rate of its formation, especially at the initial stage of the operation of the friction pair "proppant-fracture surface", and, of course, provide general properties for such fluids. To ensure the required properties of the hydraulic fracturing fluid with proppants, the authors propose to use a proppant treated with modified antifriction graphite (MAG)[2].

MAG is produced as follows. Polydimethylsiloxane is added to commercial graphite of grades GS-1, GS-3 (GOST 17022) or KLB-2, KLZ-1(3) (DSTU 2978-94) in a ratio of 10:1 (by weight). In order for polydimethylsiloxane to penetrate into the pores and between the crystallites of graphite particles, the mixture is intensively ground on a cheek machine for 15 minutes.

Polydimethylsiloxane is a straight-chain polymer whose properties are determined by molecular weight with methyl side chains, which are alkyl substituents. Siloxane polymers are obtained by hydrolysis or methanolysis of chlorine atoms in dichlorodiorganosiloxanes, which leads to their condensation. Siloxane has high boiling points and, accordingly, low evaporation and high flash points. The surface tension of the substance 16 mN/m is lower than that of most other antiwear additives, and the tendency to foam is lower. Dimethylsiloxanes are physiologically inert, have low viscosity-temperature constants, which is a consequence of the unusually high flexibility of the main Si-O-chain. Dimethylsiloxanes are characterized by high resistance to shear stress. Thermal destruction of siloxanes begins at approximately 315ºC with high chemical resistance, especially to oxidation.

Polydimethylsiloxane, which is present in the pores and between the crystallites of graphite particles, and even forms chemical compounds (according to the electron-acceptor principle), reduces the time for the formation of a monolayer of adsorbed molecules of the medium in the contact spots of the friction surfaces to almost zero, thereby increasing the adhesive strength of the medium layer and its antifriction properties. In this case, we get a double effect: grinding graphite leads to properties similar to colloidal graphite, and polydimethylsiloxane significantly increases them due to the mechanical and chemical modification of the graphite surface under conditions of dispersion in the polymer medium as a result of their grafting. This method is an effective method of activating the adsorbent, namely graphite, since the molecular interaction of the graphite surface with the proppant increases. It should be noted that the modification takes place on the newly formed surface and only on those areas where the active surface centers are localized.

The properties of modified antifriction graphite should be especially fully manifested in the environment of abrasive hydraulic fracturing fluid.

As shown, it was established that salt-saturated solutions have certain features that negatively affect the lubricating properties of this solution. At the same time, the lubricating additives that are used are either extremely expensive or not effective enough. The lost lubricating properties of this additive can contribute to the retention of the proppant in the hydraulic fracturing crack. To do this, after the proppant passes into the crack, it is necessary to sharply increase the friction coefficient of the proppant along the crack wall.

Since it can be concluded [2] that in a mineralized environment, the relative activity of the lubricating additive rapidly decreases with increasing salt concentration, it can be argued that the activity of the salts will not only reduce adsorption, but will also violate the integrity of the modified graphite compound itself, which will lead to a

significant loss of its advantage in the rate of formation of the adsorbed layer, which will lead to an increase in the friction coefficient.

Thus, when introducing the proppant into the crack, it will move a greater distance in the crack with lower loads on the pumping system and reduced power loss, which will provide higher values of the inflow of hydrocarbons into the well. At the same time, the flushing fluid, which will be the next one after the hydraulic fracturing fluid, should have increased mineralization, which will allow increasing the friction coefficient and maximally fixing the proppant in the crack.

References

1. Kgatle-Maseko, M. and Mason, D. (2021) Mathematical Model of a Hyperbolic Hydraulic Fracture with Tortuosity. Journal of Applied Mathematics and Physics, 9, 1121-1157. doi: 10.4236/jamp.2021.95078.

2. Modified antifriction graphite: Pat. 35804 A Ukraine, MKI C 10 M 103/02, C 08 G 77/04. / Ya.M. Drohomyretsky, S.O. Oveckiy, O.Ya. Plakhetko, I.S. Melnyk (Ukraine); Ivano-Frankivsk State Technical University of Oil and Gas. - No. 98105421; Applied on 15.10.98; Publ. 16.04.2001, Bull. No. 3.- 2 p.

РОЗРОБКА АДАПТИВНОГО АМОРТИЗАТОРА КРУТИЛЬНИХ КОЛИВАНЬ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ДЛЯ СКЛАДНИХ РЕЖИМІВ БУРІННЯ НАФТОГАЗОВИХ І ГЕОТЕРМАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

Величкович Андрій Семенович,
к. т. н., доцент
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
a_velychkovych@ukr.net

Ландар Сергій Миколайович,
аспірант
Національний університет
"Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка",
sergiy.landar@gmail.com

Ефективне видобування нафтогазових та геотермальних ресурсів потребує спорудження глибоких вертикальних, скерованих і горизонтальних свердловин. Відтак у практиці дедалі ширше застосовують технології інтелектуального буріння, а щоб запобігти ускладненням, зумовленим зростанням глибин і складною архітектурою стовбура, залучають високотехнологічний інструмент та спеціалізоване допоміжне обладнання.

Специфіка поведінки довгомірних трубних колон під складним навантаженням та феномен контактної взаємодії елементів бурильного інструменту зі стінкою і вибоєм свердловини спричинюють виникнення суттєвих вібраційних навантажень. Такі нештатні навантаження прискорюють зношування обладнання, знижують енергоефективність технологічного процесу, можуть спричинити аварійні ситуації, що в підсумку погіршує техніко-економічні показники буріння [1].

У цьому контексті особливої уваги заслуговують спеціальні пристрої для зниження вібрацій і управління динамікою бурильного інструмента, передусім бурові амортизатори та пружні шпинделі вибійних двигунів. Зазвичай амортизатори встановлюють між долотом і обважненими бурильними трубами або між долотом і вибійним двигуном, однак можливе й інше розміщення у складі колони, наприклад для розв’язання суто технологічних завдань або локального захисту [2, 3].

Буріння за допомогою PDC доліт нині є найефективнішим способом руйнування гірської породи для спорудження свердловин. Однак зі збільшенням глибини гірські породи виявляють гіршу піддатливість до руйнування, частіше спостерігаються перешарованість і неоднорідність, що призводить до інтенсивних вібрацій PDC долота. Особливо небезпечними для гвинтових двигунів, різьбових з’єднань і бурового інструмента є самозбуджені вібрації, які зумовлюють режими прилипання–ковзання та обертальної нестійкості із прецесією інструмента.

Класичні бурові амортизатори переважно розраховано на гасіння поздовжніх коливань. Для захисту обладнання від перевантаження позаштатним крутним моментом і від крутильних вібрацій такий амортизатор доцільно оснастити вузлом кінематичного перетворення, який трансформує обертальний рух корпусних

елементів у поступальний рух ствола. Тоді різкі зміни крутного моменту перетворюватимуться на зміну осьової сили, що діятиме на пружний елемент амортизатора. Як механізм передавання осьового навантаження і крутного моменту пропонується застосувати багатозахідну несамогальмівну гвинтову пару з трапецієподібним профілем витків [2, 4].

Метою нашого дослідження є розроблення вдосконаленої конструкції амортизатора для застосування під час буріння глибоких нафтогазових та геотермальних свердловин із використанням PDC доліт.

Розглянемо особливості конструкції пропонованого бурового амортизатора, а також його основні вузли, складальні одиниці та їх взаємодію. На рис. 1 представлено складальне креслення амортизатора в розрізі, додатково виділено два основні вузли: праворуч – блок пружного елемента; ліворуч – механізм передачі зовнішнього крутного моменту та осьового навантаження на пружний елемент. Блок пружного елемента складається з набору тарілчастих пружин, зібраних послідовно. Вузол передачі крутного моменту на пружний елемент представляє собою чотирнадцятизахідну несамогальмівну гвинтову пару з трапецієподібним профілем витків.

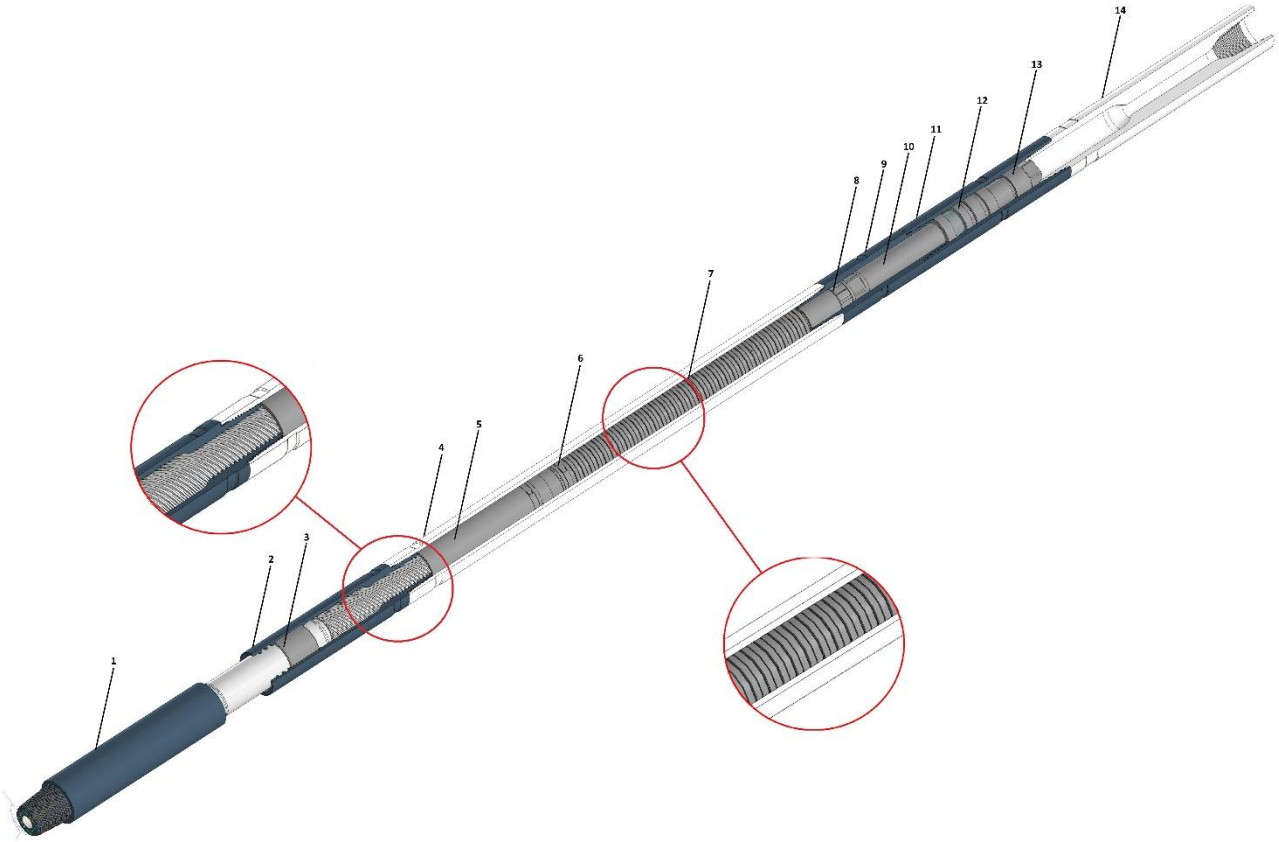


Рисунок 1 – Буровий амортизатор поздовжніх та крутильних коливань:
1 – вал амортизатора; 2 – корпус вала; 3 – нижній розрізний підшипник; 4 – корпус пружного елемента; 5 – втулка; 6 – упорне кільце; 7 – тарілчасті пружини; 8 – верхній розрізний підшипник; 9 – адапторний перехідник; 10 – внутрішній вал; 11 – перехідник поршня; 12 – герметизуючий поршень; 13 – запобіжна гайка; 14 – верхній перехідник.

Вал 1 складається з нижньої частини із замковою приєднувальною нарізю, полірованого штока із захисним покриттям, який контактує з еластомерними ущільненнями, розміщеними в корпусі 2, та робочої внутрішньої частини з багатозахідною несамогальмівною трапеціїподібною нарізю. Корпус вала 2 має посадкові місця для декількох ущільнювальних елементів і розрізного підшипника 3 та оснащений багатозахідною нарізю з параметрами, аналогічними до нарізі на вихідному валі 1. Розрізний підшипник 3 виконує функцію нижнього підшипника ковзання під час обертання корпусу амортизатора навколо осі вихідного вала. Корпус пружного елемента 4 містить вузол проміжного підшипника ковзання та пакет тарілчастих пружин 7. Усередині втулки 5 розташоване розрізне кільце – цей вузол виконує роль проміжного підшипника ковзання, сприймає радіальні навантаження та забезпечує центрування вихідного вала. Між пакетом тарілчастих пружин 7 та упорним торцем вихідного вала встановлено упорне кільце 6, яке сприймає зусилля стиску пружин.

Пружний елемент 7 забезпечує необхідну податливість амортизатора та демпфування коливань. Тарілчасті пружини мають високу несучу здатність, вони надійні та придатні для експлуатації при підвищених температурах. Верхній розрізний підшипник 8 центрує та сприймає радіальні навантаження від внутрішнього вала 10 бурового амортизатора. Внутрішній вал є продовженням вихідного вала 1 і несе на собі герметизуючий поршень 12. Адапторний перехідник 9 з'єднує корпус пружного елемента 4 та перехідник поршня 11. У внутрішньому просторі перехідника поршня розміщена зона роботи герметизуючого поршня. Герметизуючий поршень 12 є верхнім герметизуючим вузлом та компенсатором тиску в наповненій мастилом камері. Запобіжна гайка 13 є обмежувачем ходу внутрішнього вала 10 відносно герметизуючого поршня 12, вона запобігає виходу поршня за межі робочої зони. Верхній перехідник 14 є перехідником із спеціальної нарізі на замкову. Для збільшення гарантійного терміну експлуатації використано герметизовану та заповнену мастилом конструкцію амортизатора. Застосовано систему компенсації для усунення впливу гідростатичного тиску у свердловині.

Під час поглиблення свердловини із застосуванням PDC доліт можуть виникати короткочасні заклинювання долота з подальшим прискоренням його обертання – режим прилипання–ковзання. Цей режим можна усунути або істотно послабити, якщо запобігти заклинюванню долота під час буріння. Уявімо, що під час роботи на вибої лопаті долота надмірно заглибилися в шар породи або натрапили на прошарок дуже міцної породи і долото заклинило. При цьому бурильна колона продовжує обертатися, що спричинює різке зростання крутного моменту. Пропонований амортизатор миттєво реагує на ці зміни: корпус 2 починає обертатися відносно вихідного вала 1, і це обертання триває доти, доки вал не перейде в крайнє верхнє положення. Внаслідок цього зменшується довжина інструмента та бурильної колони загалом. Гвинтова пара (вихідний вал 1 – корпус 2) перетворює приріст крутного моменту на осьову силу, що стискає пружний елемент, і по суті піднімає долото на величину осадки пружного елемента 7. Глибина занурення лопатей у гірську породу зменшується, і долото продовжує обертання. Щойно зовнішній крутний момент нормалізується, усі рухомі частини амортизатора повертаються у початкове положення. Такий буровий амортизатор можна класифікувати як пристрій автоматичного регулювання осьового навантаження та крутного моменту на долоті.

Отже, в дослідженні представлено вдосконалений буровий амортизатор для буріння глибоких нафтогазових і геотермальних свердловин із застосуванням PDC

доліт. Ключова новація – кінематичний вузол на базі чотирнадцятизахідної несамогальмівної гвинтової пари з трапецієподібним профілем, що перетворює пікові коливання крутного моменту на кероване осьове стискання пакета пружин. Амортизатор працює як автоматичний регулятор осьового навантаження на долото, розвантажує лопаті під час заклинювання і запобігає самозбудженим вібраціям, зокрема режимам прилипання–ковзання та обертальної нестійкості з прецесією інструмента. Рішення враховує специфіку взаємодії PDC доліт з перешарованими й неоднорідними породами, зменшує максимальні навантаження на обладнання, стабілізує режим буріння та розширює робочий діапазон безпечних параметрів компоновки низу бурильної колони, без зміни базової технологічної схеми.

Список літератури:

1. Landar, S., Velychkovych, A., Ropyak, L., & Andrusyak, A. (2024). A Method for Applying the Use of a Smart 4 Controller for the Assessment of Drill String Bottom-Part Vibrations and Shock Loads. *Vibration*, *7*(3), 802–828. https://doi.org/10.3390/vibration7030043

2. Landar, S., Velychkovych, A., & Mykhailiuk, V. (2024). Numerical and analytical models of the mechanism of torque and axial load transmission in a shock absorber for drilling oil, gas and geothermal wells. *Engineering Solid Mechanics*, 12(3), 207–220. https://doi.org/10.5267/j.esm.2024.3.002

3. Velychkovych, A., Mykhailiuk, V., & Andrusyak, A. (2025). Evaluation of the Adaptive Behavior of a Shell-Type Elastic Element of a Drilling Shock Absorber with Increasing External Load Amplitude. *Vibration*, *8*(4), 60. https://doi.org/10.3390/vibration8040060

4. Патент на корисну модель № 159467 Україна, МПК E21B17/07. Буровий вибійний амортизатор крутильних коливань бурильної колони / Ландар С. М., Величкович А. С., опубліковано 04.06.2025, бюл. № 23/2025. https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1860008/

ДИНАМІКА ВИДОБУТКУ І СПОЖИВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ В УКРАЇНІ (2000-2025)

Наталія Дубей,
канд. геол-мінер. наук, доцент кафедри ГРН
Івано-Франківський національний університет нафти і газу,
dubei0509@gmail.com

Петро Липка,
студент
Івано-Франківський національний університет нафти і газу,
lypka.petro.9@gmail.com

Видобуток нафти та газу має критичне значення для України, передусім з точки зору енергетичної безпеки та економічної стабільності.

На початку 2000-х енергетичний сектор України був відносно стабільним, але в значній мірі залежав від зовнішніх постачальників.

У 2000-му році видобуток газу становив 18,1 млрд куб. м, з них приватні компанії видобули лише 0,5 млрд куб. м.

Значний дисбаланс виник через високе споживання газу — понад 30 млрд куб. м. Це змушувало Україну імпортувати значні обсяги газу, переважно з РФ, що робило її вразливою до зовнішнього енергетичного тиску.

Видобуток нафти залишався низьким. Галузь, що переживала занепад після пікових значень 1970-х, посилювала енергетичну залежність України.

До 2013 року споживання газу в Україні сягнуло 50,4 млрд куб. м, що було історичним максимумом, обумовленим як потребами населення, так і неефективністю промисловості.

У 2014 році, внаслідок економічної кризи та початку військових дій, споживання скоротилося до 42,6 млрд куб. м (-16%), що стало першим кроком до енергетичної оптимізації.

Основне скорочення відбулося у промисловості (-22%) та теплокомуненерго (-16%), що вказувало на неефективність використання газу в цих секторах.

Видобуток газу в Україні залишався відносно стабільним на рівні 18-20 млрд куб. м на рік, що не могло покрити зростаючі потреби.

Військова агресія РФ та повномасштабне вторгнення створили безпрецедентні виклики, прискоривши енергетичну трансформацію та курс на незалежність.

У 2022 році Україна повністю припинила імпорт газу з РФ. До 2025 року країна перевершить рубіж у 3300 днів без російського газу.

Війна створила величезні перешкоди для відновлення та розвитку нафтовидобувної галузі, включаючи руйнування інфраструктури та нестабільність у регіонах видобутку. Втрачено родовища на окупованих територіях (Донецька, Луганська обл., шельф Чорного моря та інші).

Попри це, є потенціал для пошуку нових родовищ та модернізації існуючих, але це вимагатиме значних інвестицій та гарантій безпеки.

Побудована діаграма відображає ключові тенденції у видобутку та споживанні нафти та газу в Україні за останні два десятиліття, показуючи історичні виклики та трансформації, що формують енергетичну незалежність країни.

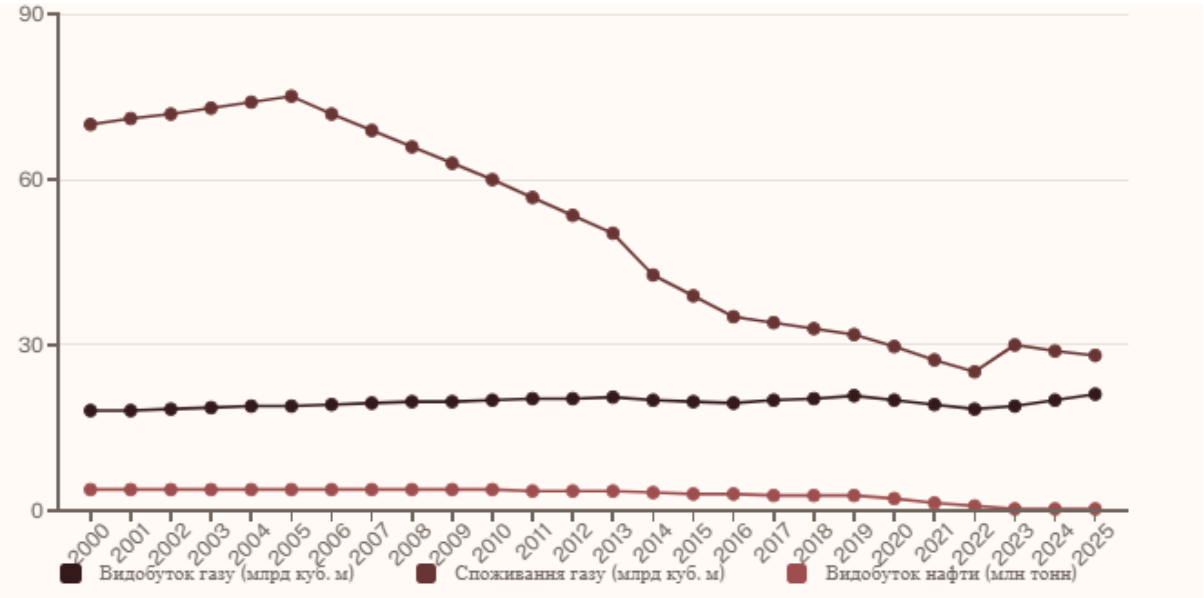


Рисунок 1 – Динаміка видобутку та споживання нафти і газу за період 2000-2024 рр.

Загалом, Україна пройшла шлях від значної енергетичної залежності до раціональнішого споживання завдяки геополітичним факторам, економічним реформам та енергоефективним програмам.

Подальші інвестиції та оптимізація критично важливі для досягнення повної енергетичної незалежності України.

ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НА ПЛОЩІ N ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Наталія Дубей,
канд. геол-мінер. наук, доцент кафедри ГРН
Івано-Франківський національний університет нафти і газу,
dubei0509@gmail.com

Микола Сковрон,
студент
Івано-Франківський національний університет нафти і газу,
mykola.skovronnn@gmail.com

У сучасних умовах розвитку інноваційних технологій та суспільних змін нафтова та газова галузі залишаються базовими джерелами енергозабезпечення. Значення геологічної діяльності важко переоцінити — саме завдяки зусиллям геологів формуються основи енергетичної стабільності та промислового розвитку. Україна володіє потужним потенціалом, адже на її території сконцентрована значна кількість родовищ корисних копалин. Дніпровсько-Донецька западина виступає основною регіональною структурою країни з точки зору вивченості, ресурсної бази, запасів і рівня видобутку вуглеводнів. З урахуванням нинішніх викликів, пов'язаних із воєнним станом в Україні, відкриття нових родовищ та нарощування ресурсної бази набуває стратегічного значення. Посилення енергетичної незалежності – це не лише економічна необхідність, а й запорука політичної стійкості держави.

Метою роботи є створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проєкт пошуково-розвідувальних робіт на площі N ДДЗ.

Для досягнення мети роботи було проаналізовано загальні відомості та геологічну будову району досліджень та створено геологічну модель нафтогазоперспективного об'єкта – на площі N; обґрунтовано перспективи і план проведення пошуково розвідувальних робіт; виконано оцінку перспектив нафтогазоносності; обчислено перспективні ресурси газу у горизонтах С-4, С-51, С-52, С-53, С-54, і С-7; розроблено методику проведення пошуково-розвідувального буріння ; вибрано типову свердловину, запроєктовано геолого-геофізичні дослідження і об'єкти випробування; виконано геолого-економічну оцінку проєктних пошуково-розвідувальних робіт.

Площа N розташована на території Валківського району Харківської області.

В районі активно ведуться пошуково-розвідувальні роботи на нафту та газ. Відкрито значну кількість родовищ вуглеводнів, що обумовлює розвиток у районі нафтогазовидобувної промисловості. Найближчі родовища, що розробляються: Новоукраїнське, Валківське Коломацьке, Наріжнянське, Качалівське, Сахалінське, Мар'їнське, Карайкозівське, Краснокутське, Кисівьке, Західно-Хрестищенське, Медведівське.

У тектонічному відношенні площа приурочена до південно-східної частини Богодухівського виступу та північно-західного схилу Валківського затокоподібного прогину. Досліджувана структура по серпуховських відкладах є брахіантиклінальною

складкою південно-східного простягання, яка має глибину залягання підошви 5050 м. Розмір структури 10х6 км.

В геологічній будові очікуються відклади кайнозою, крейди, юри, тріасу, пермі та карбону.

Площа розташована неподалік Коломацького ГКР, що вважається родовищем-аналогом. Найбільші перспективи пов'язані з колекторськими товщами серпуховського ярусу нижнього карбону, де виділено кілька пластів – С-4, С-51, С-52, С-53, С-54 і С-7. В цих пластах прогнозуються газові поклади.

Проведена якісна оцінка перспектив нафтогазоносності площі. Всі структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, термобаричні, геохімічні та гідрогеологічні передумови є сприятливими для формування та збереження покладів вуглеводнів на площі N.

Доцільність проведення пошуково-розвідувального буріння обґрунтовується ступенем сейсморозвідувальної підготовленості структури, наявністю герметичних покришок і сприятливою структурною пасткою, підтвердженою геологічними і геофізичними даними [1]. Серпуховські відклади, які є продуктивними на родовищах-аналогах, мають добрі ємнісно-фільтраційні властивості, наявність флюїдоупорів та геохімічну зональність, типову для газових покладів.

Оцінка перспективних ресурсів виконувалась об'ємним методом. Внаслідок проведеної оцінки перспективні ресурси категорії С3 становлять: початкові загальні – 7599 млн м3; початкові видобувні – 6222 млн м3. Розрахунки перспективних ресурсів проводились за допомогою комп'ютерної програми https://petrolres.nung.edu.ua.

Розроблено методику виконання пошуково-розвідувальних робіт на досліджуваній площі. Проєктом передбачено буріння типової пошукової свердловини глибиною 5750 м та 3 розвідувальних свердловин повним загальним метражем 28276 м, проведено комплекс геофізичних, гідродинамічних, лабораторних та екологічних досліджень з метою комплексного вивчення продуктивних горизонтів.

Проведена геолого-економічна оцінка проектних робіт на досліджуваній структурі дозволяє зробити висновок про доцільність проведення тут пошуково-розвідувальних робіт.

Список літератури

1. Маєвський Б.Й, Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник. Київ: Наукова думка, 2004. - 446 с.

ОБҐРУНТУВАННЯ ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ КРИТЕРІЇВ ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НА ПЛОЩІ N НАДВІРНЯНСЬКОГО НГР

Наталія Дубей,
канд. геол-мінер. наук, доцент кафедри ГРН
Івано-Франківський національний університет нафти і газу,
dubei0509@gmail.com

Ольга Тарас,
студентка
Івано-Франківський національний університет нафти і газу,
olgataras88@gmail.com

На сьогоднішній день теоретичне й практичне обґрунтування пошуків нафтових і газових родовищ базується на аналізі геологічних передумов — сукупності ознак і критеріїв нафтогазоносності, що залежать від геологічних умов формування, розміщення та збереження скупчень вуглеводнів у земній корі. Гідрогеологічні показники є важливим джерелом інформації при оцінці нафтогазоносності території та при визначенні найбільш перспективних напрямків пошукових робіт.

Мета роботи — дослідити гідрогеологічні критерії прогнозування нафтогазоносності в межах площі N Надвірнянського нафтогазоносного району.

Досліджувана площа в адміністративному відношенні розміщується в Богородчанському районі Івано-Франківської області, на віддалі 20 км від міста Богородчани. В геотектонічному відношенні, площа належить до третього ярусу складок центральної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. В нафтогазогеологічному відношенні приурочене до Надвірнянського НГР Карпатської нафтогазоносної області. Поруч знаходяться: Космацьке, Росільнянське, Монастирчанське, Гвіздцьке, Південно-Гвіздецьке, Пнівське, Довбушансько-Бистрицьке, Битківське, Пасічнянське родовища.

У геологічній будові площі беруть участь породи мезозою і кайнозою.

Результати глибокого буріння на Росільнянському родовищі дозволили детально вивчити будову антиклінальної складки та підтвердили наявність перспективних колекторів у менілітовій світі.

Геологічний прогноз або обґрунтування доцільності проведення пошукових робіт полягає в обґрунтованому підтвердженні наявності сприятливих геологічних умов для формування та збереження нафтово-газових скупчень у надрах досліджуваної території.

Гідрогеологічні критерії дають змогу оцінити перспективи нафтогазоносності надр з урахуванням складу, умов формування та динаміки підземних вод [1].

Виконані аналіз гідрохімічних показників і оцінка за ними перспектив нафтогазоносності на перспективній площі.

Проведено хімічні аналізи проб досліджуваної пластової води на площі N Надвірнянського нафтогазоносного району. Для даної води характерні висока мінералізація, значний вміст хлоридів, низький рівень сульфатів, а також збагаченість бромом, йодом і бором — подібні геохімічні ознаки притаманні водам нафтових і газових родовищ.

Згідно з проведеними дослідженнями, пластові вода площі характеризується як тверді води, оскільки $rNa' < \left(rCl' + rSO_4''\right)$, A_1=0, A_2>0, S_1>0, S_2>0, S_3=0. Тверді води трапляються в межах нафтових родовищ, розташованих як у платформних, так і в гірсько-складчастих областях із дуже обмеженим водообміном.

Встановлено, що вода належить до хлор-кальцієвого типу, оскільки $\frac{rNa'}{rCl'}$<1, $\frac{rNa' - rCl'}{rSO_4''}$<0, $\frac{rCl' - rNa'}{rMg''}$>1. Наявність вод хлоридно-кальцієвого типу є свідченням глибинної обстановки з дуже утрудненим водообміном, що сприяє утворенню та збереженню вуглеводневих покладів [2].

За результатами досліджень, можна зробити висновок, що площа N Надвірнянського НГР є перспективною щодо нафтогазоносності за гідрогеологічними показниками.

Аналіз гідрогеологічних показників забезпечує важливу інформацію для прогнозування нафтогазоносності, визначення найбільш перспективних територій для розвідки нафтових і газових покладів, а також для оцінки умов їхнього формування та збереження.

Список літератури

1. Маєвський Б.Й, Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник. Київ: Наукова думка, 2004. - 446 с.

2. Дубей. Н. В. Гідрогеологія та інженерна геологія: підручник / Н. В. Дубей. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2024. – 262 с.

ТЕХНІЧНІ НАУКИ

МОДЕЛЮВАННЯ НАПРУЖЕНОГО СТАНУ ДВОТРУБНИХ ПЕРЕХОДІВ ТРУБОПРОВОДІВ

Возний Віктор,
аспірант кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
viktor.voznyi@nung.edu.ua

Запухляк Наталія,
Ph.D., доцент кафедри ТЗБП
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
nataliia.zapukhliak@nung.edu.ua

Дацько Ігор,
аспірант кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
viktor.voznyi@nung.edu.ua

Ефективна та надійна експлуатація газотранспортної інфраструктури, що забезпечує енергетичну безпеку, значною мірою залежить від правильного проєктування та оцінювання напружено-деформованого стану (НДС) трубопроводів, особливо на ділянках надземних переходів. Особливої актуальності це питання набуває у контексті освоєння малодебетних газових родовищ у гірській місцевості, де пересічений рельєф зумовлює зростання кількості надземних конструкцій. З міркувань економічної доцільності часто розглядається можливість улаштування нового трубопроводу безпосередньо поверх вже існуючого, створюючи складні двониткові балково-опорні переходи.

Аналіз доступних наукових публікацій свідчить, що саме конструкції типу двониткових надземних переходів практично не представлені в науковій літературі. Більше того, традиційний підхід до розрахунку багатопрогінних балкових систем, який ґрунтується на спрощеному припущенні про рівність моментів згину на всіх опорах, є недостатньо точним. Практичний досвід експлуатації чітко засвідчує, що згинальні моменти у крайніх прогонах та на крайніх опорах істотно перевищують розрахункові значення, отримані за такими спрощеннями. Цей факт критично знижує точність оцінювання НДС та ставить під загрозу необхідний рівень міцності й експлуатаційної надійності. Таким чином, виникає обґрунтована потреба у розробленні нової розрахункової моделі, здатної адекватно врахувати реальний перерозподіл згинальних моментів у статично невизначуваних системах надземних переходів.

Розроблена структурована схема розрахунку дозволяє комплексно оцінити напружено-деформований стан двониткового переходу. Методика включає кілька послідовних етапів: насамперед встановлюються основні геометричні та фізико-механічні параметри трубопроводів, а також усі види навантажень, що діють на конструкцію: власна вага трубопроводу та продукту, а також кліматичні впливи – вага снігу, криги та вітрове навантаження. Аналіз НДС верхньої нитки, яка розглядається як статично невизначувана балка на опорах, здійснюється за допомогою рівняння трьох моментів. Це дозволяє усунути статичну невизначеність та визначити невідомі згинальні моменти на опорах, на основі яких будуються епюри згинальних моментів та поперечних сил. Далі визначаються опорні реакції, які є сумою реакцій від заданого навантаження та реакцій від моментів у точках опирання. При розрахунку нижньої нитки критично враховується додаткове навантаження, передане від верхнього трубопроводу. Верхній перехід умовно вилучається, а в місцях його спирання на нижній трубопровід прикладаються зосереджені сили, які за величиною відповідають опорним реакціям верхньої нитки, згідно з третім законом Ньютона. Для забезпечення запасу міцності всі ці сили можуть бути прирівняні до найбільшого значення опорної реакції. Розрахунок НДС нижньої балки також виконується за рівнянням трьох моментів, після чого будуються епюри згинальних моментів та поперечних сил, що дозволяє визначити максимальний згинальний момент у стінці нижньої труби. Запропонована методика забезпечує можливість перевірки міцності надземного трубопроводу за відповідною умовою, що включає максимальний момент згину та допустиме напруження згину. Крім того, для оцінки жорсткості конструкції, особливо для нижньої нитки, на яку діють зосереджені сили, для визначення прогинів необхідно застосовувати аналітичний метод, заснований на диференціальному рівнянні пружної лінії балки. Для зменшення трудомісткості визначення прогинів у статично невизначуваній балці доцільно використовувати метод початкових параметрів. Визначення максимальних прогинів дозволяє провести перевірку жорсткості за умовою, що включає допустиме значення стріли прогину. Впровадження цієї методики дозволяє отримати достовірні значення зусиль та переміщень і є необхідною умовою для забезпечення надійності експлуатації складних надземних переходів.

Література:

1. Дорошенко Я. В. Спорудження магістральних трубопроводів : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. 517 с.

2. Orynyak V., Lokhman V., Sydor D., Radchenko S.A., Borodiia M.V. Analysis of the stress-strain state of an air crossing of pipeline in the course of repair. *Strength of Materials*. 2009. Vol. 41, No. 5. P. 581-591. https://doi.org/10.1007/s11223-009-9149-9.

3. Velychkovych A., Andrusyak A.V., Pryhorovska T., Ropyak L. Analytical model of oil pipeline overground transitions, laid in mountain areas. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2019. Vol. 74, No. 2. https://doi.org/10.2516/ogst/2019039.

4. Писаренко Г. С. Опір матеріалів [Текст] : підручник / Г. С. Писаренко, О. Л. Квітка, Е. С. Уманський ; за ред. Г. С. Писаренка ; 2-ге вид., допов. і переробл. К. : Вища школа, 2004. 655 с. ISBN 966-642-056-2.

ВИКОРИСТАННЯ СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ ПІДІГРІВУ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ ПРИ ЇЇ ТРАНСПОРТУВАННІ

Запухляк Василь,
д. т. н., професор, завідувач кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
vasyl.zapukhliak@nung.edu.ua

Микитюк Ігор,
аспірант кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
ihor.mykytiuk@nung.edu.ua

Павлюченко Оксана,
студент кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
oksana.pavliuchenko@nung.edu.ua

Транспортування високов'язкої нафти магістральними трубопроводами є критично важливим, проте енергоємним процесом. Ключовою проблемою залишається постійне охолодження рідини внаслідок теплообміну з навколишнім ґрунтом. Це призводить до значного зростання в'язкості, що може спричинити зменшення пропускної здатності трубопроводу і, у крайніх випадках, його закупорювання. Для запобігання цим аварійним ситуаціям та забезпечення ефективного перекачування, високов'язкі нафти вимагають регулярного підігріву на проміжних пунктах.

Традиційні методи підігріву, засновані на спалюванні палива (викопних джерел енергії), є енергоємними та пов'язані зі значними експлуатаційними витратами та негативним впливом на довкілля. У світлі глобальних вимог до сталого розвитку, пошук альтернативних та екологічних методів стає критично актуальним.

Відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) – це постійні або періодичні потоки енергії в природі, обмежені лише стабільністю Землі, які можуть бути використані для отримання тепла або електроенергії. До основних ВДЕ належать:

- сонячна енергія;
- енергія вітру;
- гідроенергетика;
- біоенергетика;
- геотермальна енергія
- низькопотенційні джерела теплової енергії.

Для підігріву нафти пропонується застосування теплових насосів (ТН), що використовують низькопотенційні джерела теплової енергії (НПДТ), такі як тепло ґрунту, скидного тепла виробничих процесів або каналізаційних стоків. На відміну від інших ВДЕ, таких як сонячна чи вітрова енергія, які мають мінливий характер або

прив'язані до певної локації, ТН спеціально розроблені для ефективного використання низькопотенційного тепла , перетворюючи його в теплоту з температурою, достатньою для підігріву нафти. ТН забезпечують високу енергоефективність і значну економію палива порівняно з безпосереднім спалюванням. Цей підхід забезпечує істотне підвищення енергоефективності транспортування та зменшує операційні витрати.

Основною метою роботи є розробка універсальної методики розрахунку та проектування теплообмінного обладнання, включаючи встановлення додаткового рекуперативного теплообмінника в першому («розсільному») контурі ТН. У тезах представлено детальний алгоритм теплогідравлічних розрахунків, який охоплює визначення геометричних параметрів теплообмінника, вибір робочих рідин, гідравлічний розрахунок насосних установок та конструктивний тепловий розрахунок для визначення коефіцієнта теплопередачі та площі теплообміну. Запропонована методологія дає змогу оптимізувати конструкцію обладнання, забезпечуючи надійну та енергоефективну роботу системи підігріву високов'язкої нафти на основі відновлюваних джерел тепла.

Розроблений алгоритм теплогідравлічних розрахунків підтверджує, що використання теплових насосів із додатковими теплообмінниками, які живляться від низькопотенційних джерел тепла, є високоефективним та екологічно чистим рішенням для підігріву високов'язкої нафти. Цей підхід забезпечує суттєве підвищення енергоефективності системи, зменшуючи споживання палива й експлуатаційні витрати, а також гарантує підтримання оптимального температурного режиму нафтопроводів. Як наслідок, результати дослідження можуть бути безпосередньо використані для модернізації систем теплопостачання в нафтогазовій галузі, сприяючи впровадженню сучасних енергоощадних технологій.

Література:

1. Лозовський А. П., Іванов О. М. Основи холодильних технологій: навч. посібник. Суми: Університетська книга, 2018. 280 с.

2. Малежик І. Ф. Процеси і апарати харчових виробництв: Підручник / І. Ф. Малежик, П. С. Циганков, П. М. Немирович та ін.; за ред. І. Ф. Малежика. К.: НУХТ, 2003. 400 с.

3. Подмазко О. С., Мурашов В. С. Холодильна техніка і технологія (навчальний посібник). Одеса: Видавничий центр ОДАХ, 2015. 91 с.

4. Середюк М. Д., Пилипів Л. Д. Трубопровідний транспорт високов’язких вуглеводнів. Івано-Франківськ, 2013. 247 с.

5. Середюк М. Д., Якимів Ю. В., Лісафін В. П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: Підручник. Івано-Франківськ, 2001. 517 с.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ В ГАЗОПРОВОДІ, ЗУМОВЛЕНИХ АВАРІЙНИМИ ВИТІКАННЯМИ

Запухляк Василь,
д. т. н., професор, завідувач кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
vasyl.zapukhliak@nung.edu.ua

Прокопів Ігор,
аспірант кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
ihor.prokopiv@nung.edu.ua

Романова Катерина,
студент кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
kateryna.romanova@nung.edu.ua

Оцінювання втрат газу при трубопровідному транспортуванні є критично важливим завданням для забезпечення надійності та економічної ефективності газотранспортних систем. Особливої актуальності ця проблема набула в умовах зовнішніх деструктивних впливів, які можуть спричиняти пошкодження трубопроводів та аварійні витоки. Хоча великі витоки легко діагностуються через різке порушення гідравлічного режиму, прогнозування втрат від малих витоків є складним, оскільки їхній обсяг залежить від невідомої тривалості та величини витрати. Аварійні витоки призводять до значних економічних та екологічних збитків, прямо пов'язаних з обсягом втраченого газу.

Існуючі методики визначення витрати малого витоку часто базуються на загальновідомій формулі Сен-Венана-Вентцеля [1-5]. Однак у ряді робіт зауважено, що ця формула може давати завищені результати для витрат як у критичному, так і в докритичному режимах витікання, що вимагає коригування теоретичних розрахунків. Для визначення координат великих витоків застосовується метод аналізу ліній падіння квадратів тисків по довжині газопроводу, де точка перетину ліній тиску "до" і "після" витоку вказує на його координати (рис. 1).

Метою роботи стало створення математичної моделі, здатної описати нестаціонарний процес течії газу в газопроводі, викликаний аварійним витоком, та формування на її основі методики кількісного визначення загальних втрат. Для цього використано рівняння руху та нерозривності, які були зведені до лінеаризованого диференціального рівняння. Моделювання зосередженого відбору газу в точці витоку здійснено за допомогою дельта-функції Дірака, що дозволило отримати аналітичний розв'язок для коливань тиску та масової витрати у просторі і часі. Розв'язок знайдено методом інтегрального синус-перетворення при стаціонарному лінійному розподілі тиску до аварії та сталих граничних умовах на кінцях ділянки.

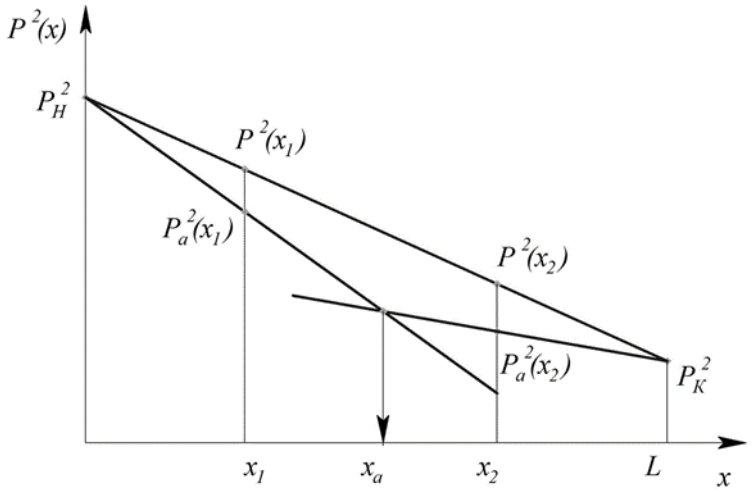


Рисунок 1 – Визначення місця витоку газу за графіком падіння квадратів тиску

Математична модель, що описує процес руху газу в газопроводі, базується на диференціальних рівняннях руху і нерозривності. Ігноруючи геодезичні, інерційні та коріолісові втрати для спрощення аналітичного розв'язку, а також використовуючи лінеаризацію, система рівнянь зводиться до єдиного диференціального рівняння, яке описує зміну тиску в часі та просторі. Ключовим моментом моделі є опис витоку. Поява зосередженого відбору газу з постійною масовою витратою M_x у точці x_1 моделюється шляхом включення до рівняння члена, що містить дельта-функцію Дірака $\delta(x-x_1)$. Це дозволяє розглядати витік як локальне джерело від'ємної витрати, що генерує хвильові збурення в трубопроводі. Розв'язок для тиску $P(x,t)$ та масової витрати $M(x,t)$ шукається аналітичним методом інтегрального синус-перетворення. За початкову умову прийнято стаціонарний лінійний розподіл тиску по довжині газопроводу до моменту аварії. Граничні умови встановлюють сталий тиск на початку P_H і в кінці P_K ділянки протягом нетривалого проміжку часу до моменту її ізоляції. Отримані аналітичні залежності дозволяють кількісно визначити динаміку зміни тиску та масової витрати в будь-якій точці аварійної ділянки.

На основі аналітичних залежностей масової витрати в перерізах лінійних кранів l_1 та l_2 сформульована методика кількісного визначення загальної кількості газу (m_Σ), витраченого внаслідок аварійного витоку. Ця методика враховує два основні компоненти втрат:

- початкова маса газу (m_0): обсяг газу, що знаходився в аварійній ділянці до витоку, який легко визначити за відомими тисками та геометричними параметрами;
- перетоки газу (m_1 та m_2): Обсяги газу, які надійшли в аварійну ділянку через лінійні крани №1 і №2 відповідно, за проміжок часу τ від моменту аварії до їх повного закриття.

Загальна кількість втраченого газу визначається як $m_\Sigma = m_0 + (m_1 - m_2)$. Аналіз перетоків є критично важливим, оскільки вони становлять значну частину втрат і можуть бути спрогнозовані лише шляхом аналітичних досліджень нестаціонарних процесів.Числові розрахунки динаміки масової витрати в перерізах кранів, виконані за отриманими залежностями, підтвердили нестаціонарний характер процесу. Встановлено, що при появі аварійного витоку:

1) у перерізі крана №1 (на вході) – масова витрата спочатку миттєво зростає (з подальшим плавним спадом і стабілізацією), що пояснюється різким зменшенням гідравлічного опору, викликаним появою відбору газу.

2) у перерізі крана №2 (на виході) – спостерігається різке падіння масової витрати, що в подальшому може спричинити зворотний потік газу. Характер цих кривих чутливо залежить від тиску в газопроводі, об'єму порожнини аварійної ділянки, координати розміщення витоку та його величини.

Висновки:

Розроблена аналітична математична модель нестаціонарної течії газу з використанням дельта-функції Дірака дозволяє адекватно описати динаміку тиску і масової витрати в газопроводі після виникнення аварійного витоку.

Головним результатом є методика кількісного визначення загальних втрат газу, яка вперше в аналітичній формі коректно враховує перетоки газу із сусідніх ділянок за час до їхньої ізоляції. Встановлено, що динаміка масової витрати в перерізах лінійних кранів має складний, нестаціонарний характер, що підтверджує необхідність використання саме динамічних моделей для точної оцінки втрат.

Отримані аналітичні залежності та результати моделювання забезпечують підвищення точності оцінювання втрат газу, що є критично важливим для мінімізації наслідків аварій. Результати можуть бути використані для вдосконалення діагностування аварійних витоків, а також для прогнозування обсягів втрат в газотранспортних системах, сприяючи підвищенню їхньої загальної надійності.

Література:

1. B. Danyltsiv, O. Khymko. Analysis of methods for leak detection and monitoring the main gas pipeline sections. Energy Engineering and Control Systems, 2024, Vol. 10, No. 2, P. 73 – 80. https://doi.org/10.23939/jeecs2024.02.073

2. F.Matiko, L. Lesovoy, V. Dzhigirei, (2016) “Improvement of mathematical models of natural gas flow during its outflow from a damaged gas pipeline”. Bulletin of the Engineering Academy of Ukraine (1), P. 224–230 .

3. Y. V. Doroshenko, (2020) "Modeling of gas leaks from gas pipelines in emergency situations", Visnyk VPI, Vol. 3, P. 22–28.

4. Грудз В. Я., Тимків Д. Ф., Михалків В. Б., Костів В. В. Обслуговування і ремонт газопроводів : монографія. Івано-Франківськ : Лілея-НВ, 2009. 712 с.

5. Запухляк В. Б., Грудз В. Я., Стасюк Р. Б. Обслуговування та ремонт газонафтопроводів : конспект лекцій. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. 149 с.

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ: НЕРУЙНІВНИЙ КОНТРОЛЬ УДАРНОЇ В'ЯЗКОСТІ ТА ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ОЦІНКИ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ

Тацакович Назар,
к. т. н., доцент, доцент кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
nazarii.tatsakovych@nung.edu.ua

Запухляк Наталія,
Ph.D., доцент кафедри ТЗБП
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
nataliia.zapukhliak@nung.edu.ua

Магістральна трубопровідна система України характеризується значною кількістю об’єктів, що відпрацювали 50-75% нормативного ресурсу, що зумовлює особливу актуальність забезпечення їхньої технічної надійності та безпечної експлуатації. Технічне діагностування та неруйнівний контроль є стандартною технологічною операцією, спрямованою на визначення фактичного технічного стану металоконструкцій. Однією з ключових характеристик, що змінюється (деградує) в процесі багаторічної експлуатації, є ударна в’язкість (KCU) металу труби. Її зниження призводить до підвищення чутливості металу до концентраторів напружень і дефектів, посилення схильності до утворення осередків руйнування, а також може спричинити підвищення температури холодноламкості до діапазону експлуатаційних температур. Незважаючи на високий рівень вирішення питань вимірювання твердості та виявлення дефектів, невирішеною залишається проблема неруйнівного визначення ударної в’язкості. Чинні нормативні документи використовують KCU як параметр, за яким розраховують залишковий ресурс нафтогазопроводу. Існуючі неруйнівні методи не мають аналітичних залежностей між інформативними параметрами контролю та ударною в’язкістю. Таким чином, актуальною є розробка нових підходів і технічних засобів для неруйнівного визначення цього показника.

Метою роботи стало удосконалення експрес-методу технічного діагностування металоконструкцій тривалої експлуатації шляхом неруйнівного визначення ударної в’язкості та подальшого удосконалення методу розрахунку залишкового ресурсу.

Проведені експериментальні дослідження для 18 зразків різних марок трубних сталей (09Г2С, 17Г1С, Х60, Х70 тощо) мали на меті встановлення характеру залежності між традиційними та новими інформативними параметрами неруйнівного контролю та ударною в'язкістю.

В якості інформативних параметрів були обрані:

- твердість (НВ);
- коерцитивна сила (Нс);

– частота електромагнітних коливань індуктивного перетворювача (I) – новий, вперше встановлений параметр, що має взаємозв’язок із фазово-структурним складом та механічними характеристиками матеріалу.

Оскільки залежність між цими параметрами та ударною в’язкістю на даному етапі підтверджена лише експериментально, одержаний неруйнівним методом результат визначено як квазіударна в'язкість. Для встановлення оптимальної комбінації вимірюваних параметрів було використано алгоритми штучних нейронних мереж (ШНМ). ШНМ тренувалась для апроксимації ударної в’язкості як функції двох або трьох вимірюваних параметрів. Порівняння результатів тестування показало, що оптимальною є комбінація вхідних параметрів: твердість (HB) та інформативний параметр I, яка забезпечує високий результат із середньою приведеною до діапазону похибкою 3,90%. На основі цього розроблено неруйнівний експрес-метод визначення квазіударної в’язкості [1].

З урахуванням встановленого впливу зміни ударної в'язкості на фактичний технічний стан трубопроводу, розроблено графоаналітичний метод розрахунку залишкового ресурсу. Суть методу полягає у визначенні часу, за який напруження, що призводить до руйнування дефекту, досягне фактичного напруження металу стінки труби, з обов'язковим урахуванням зниження ударної в'язкості з часом експлуатування.

Для реалізації запропонованого неруйнівного методу розроблено та виготовлено експериментальний зразок інформаційно-вимірювальної системи IBC-I2. Система функціонує на спеціалізованому програмному забезпеченні, яке реалізує алгоритми зчитування даних, розрахунку інформативного параметра та моделювання ШНМ.

Представлено результати науково-прикладного дослідження, присвяченого розв’язанню важливої задачі забезпечення надійної експлуатації магістральних нафтогазопроводів. Запропоновано удосконалення методу технічної діагностики шляхом впровадження неруйнівного контролю ударної в’язкості металу та використання цього показника для підвищення точності розрахунку залишкового ресурсу. Розроблено новий експрес-метод визначення квазіударної в’язкості на основі комплексу вимірюваних параметрів та технології штучних нейронних мереж, а також графоаналітичний метод розрахунку залишкового ресурсу, що враховує деградацію металу.

Література:

1. Пат. 42294 U Україна, МПК G01N 3/00. Спосіб неруйнівного контролю ударної в’язкості елементів металоконструкцій / Карпаш О. М., Тацакович Н. Л., Карпаш М. О., Рибіцький І. В. ; заявник і патентовласник Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. № u 200901410 ; заявлено 19.02.2009 ; опубл. 25.06.2009, Бюл. № 12. 3 с. : іл.

АНАЛІЗ СТАНУ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ УМОВ ЗАСТОСУВАННЯ ТВЕРДИХ ЗМАЩУВАЛЬНИХ ДОБАВОК ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН В УСКЛАДНЕНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

Славич Владислав Володимирович,
Аспірант кафедри буріння свердловин
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
vladyslav.slavych-ag1625@nung.edu.ua

Марцинків Олег Богданович,
Кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри буріння
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
oleh.martsynkiv@nung.edu.ua

Богославець Володимир Васильович,
Кандидат технічних наук, доцент, директор ІНГІ
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
volodymyr.bohoslavets@nung.edu.ua

Для буріння різного типу свердловин, а в особливості протяжних похило-скерованих з складними гірничо-геологічними умовами, критично важливо забезпечити контроль над коефіцієнтом тертя між металевим інструментом і колоною та/або стінками свердловини за рахунок введення ефективних змащувальних добавок, а також стабільної циркуляції та фільтраційних властивостей бурового розчину. В межах України , застосовуються традиційні змащувальні агенти на основі нафтопродуктів та/або жирних кислот. Вони є ефективні в певних умовах буріння однак мають ряд значних недоліків, таких як: екологічні ризики і високу собівартість. Тверді, немасляні добавки, такі як карбонат кальцію (молотий мармур – $CaCO_3$) різних фракцій, можуть запропонувати безпечні та економічно обґрунтовані альтернативи. Впровадження даного матеріалу в якості змащувального агента, здатне зменшити крутні моменти, знизити ризик прихоплень й оптимізувати фільтраційні властивості бурових розчинів.

Метою є обґрунтувати та оцінити ефективність застосування карбонату кальцію різних фракцій як змащувальної та фільтраційної добавки для буріння протяжних свердловин у складних гірничо-геологічних умовах. Об’єктом дослідження виступають водні бурові розчини, розроблені для буріння протяжних свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

А предметом дослідження є вплив різнорозмірних фракцій і концентрацій $CaCO_3$ на реологічні властивості, фільтрацію, стабільність і утворення фільтраційної кірки.

Актуальність даної пропозиції для розвитку буріння на території України, неможливо переоцінити. На даний момент, компанії все ще надають перевагу бурінню з допомогою розчинів на водній основі. Лише останнім часом вживають заходи для поширеного використання вуглеводневого бурового розчину, але своєї актуальності використання карбонат кальцію ($CaCO_3$) в якості змащування, не втрачає. Одним з головних недоліків використання рідких змащувальних

добавок(тобто нафтопродуктів) є негативний вплив на екологію навколишнього середовища. Проблемою для їх використання можуть бути екологічно чутливі місця їх застосування, наприклад, поблизу до житлових районів, заповідних зон, а також для буріння на морі. Через суворий екологічний контроль, використання нафтопродуктів є невиправдано ризикованим, а використання $CaCO_3$ є екологічно безпечною альтернативою, окрім того ефективною в продуктивних горизонтах. Адже карбонат кальцію легко видаляється з свердловини з допомогою кислот. З практики ми знаємо, що змащувальні продукти є одними з найбільш поширених і сильних забруднювачів продуктивних горизонтів. З цього також випливає інший нюанс, що стосується цементування. Відмова від використання нафтопродукту в бурінні дозволяє покращити властивості та ефективність цементу, а точніше його схоплення з стінками свердловини. Не слід забувати про такий важливий аспект , як утилізація використаного бурового розчину, що у випадку нафтопродуктів, є дуже актуальною і дорогою темою. І, нарешті це фінансова сторона. Собівартість $CaCO_3$ в рази дешевша за будь-яку змащувальну добавку. Для компаній, які прагнуть зменшити витрати, це є не менш важливим фактором.

Що стосується досліджень, які можуть допомогти в аргументації використання твердої немасляної добавки: наукові дані підтверджують ефективність твердих немасляних добавок для бурових розчинів. Зокрема дослідження, проведене Салемом Басфаром та Салахелдіном Елькататні [1] показало, що додавання мікронізованого (різної дисперсності) $CaCO_3$ в концентраціях 42,8 кг/м³ - 128,4 кг/м³ (або 15–45 lb/bbl) значно покращує ключові властивості бурових розчинів. У тому числі, збільшує динамічне напруження зсуву (yield point) на 29–37 %, знижує швидкість фільтрації бурового розчину (LTLP) на 17–65 %, а товщина фільтраційного шару зменшується на 17–65 %.

Окрім того наукова робота Фаршада Дехгані та Азіма Калантаріасла [2] підкреслює високу ефективність наночастинок карбонату кальцію, як агента для контролю фільтрації бурових розчинів на водній основі. Використання $CaCO_3$ наночастинок розмірності ≈ 0,07 wt % дозволило зменшити фільтрацію бурового розчину на 26 % та товщину фільтраційної кірки на 64 %, при цьому не викликавши істотних змін реологічних властивостей бурового розчину.

Додавання різнорозмірних фракцій карбонату кальцію оптимізує фільтраційні характеристики за рахунок ефективного заповнення пор в стінках свердловини та управління проникністю [3].

Обґрунтування принципу використання $CaCO_3$ в якості змазки. Спершу потрібно визначити пористість гірської породи, для визначення діапазону фракцій, які необхідно застосувати. Принцип полягає у використанні частинок мармуру , як підшипника кочення. Частинки мармуру забезпечують ефективне закупорювання пор свердловини, після чого надлишковий мармур за рахунок ефекту підшипника кочення сприяє безперешкодному руху буровому інструменту по стовбуру свердловини. Більш дрібні фракції будуть служити довший час, а більші, в свою чергу, будуть швидше зношуватись, що вимагатиме поступового додавання додаткового $CaCO_3$.

Якщо говорити про самий $CaCO_3$, аргументуючи, чому варто використовувати мармур, а не крейду.

– Твердість крейди за шкалою Мооса дорівнює 1, тобто порода вільно руйнується рукою, ніготь залишає в ній глибокий слід;

– Порода дрібнозерниста, після руйнування перетворюється на порошок;

– Крейда нестійка до дії морозу, при розморожуванні розсипається. Мармур значно твердіший. Твердість за Моосом – близько 3, що дозволяє йому значно довше виконувати свої функції, стійкий до дії низьких температур. Все це робить застосування мармурових частинок в буріння кращим в порівняні з крейдою.

Отже, хоча $CaCO_3$ є перспективним агентом, відсутні комплексні дослідження його застосування у бурових розчинах на території України , які могли б спростити буріння довгих свердловин у особливо складних геологічних умовах. Також відсутні в достатній кількості дослідження із врахуванням впливу розміру фракцій, температури та pH.

Висновок: На основі отриманих даних, можна констатувати такі переваги використання $CaCO_3$ в якості твердої немасляної добавки: зниження ризиків прихоплень, завдяки фізичним властивостям CaCO3, який забезпечує ефект кочення(типу підшипник), що дозволяє отримати безаварійне буріння. Відповідність екологічним стандартам, за рахунок уникнення використання нафтопродуктів в якості змащувального агента. Також підтримання фільтрації бурового розчину, завдяки збереженню фільтраційної кірки від руйнування нафтою(нафтопродуктом). Зростання ефективності цементування стінок свердловини. Зниження витрат. І можливо приріст видобутку.

Список літератури:

1. Basfar, S., & Elkatatny, S. (2023). Micronized calcium carbonate to enhance water-based drilling fluid properties. *Scientific Reports*, 13, 18295. (Nature, Europe PMC)

2. Dehghani, F., Kalantariasl, A., Sabbaghi, S., Peyvandi, K. (2019). Performance of calcium carbonate nanoparticles as filtration loss control agent of water-based drilling fluid. *SN Applied Sciences*. (SpringerLink)

3. Laboratory Evaluation of Calcium Carbonate Particle Size Selection for Drill-In Fluids. *Academia.edu*. (Academia)

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРОСТРУМИННОЇ ПЕРФОРАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

Шиманський Володимир Ярославович
доц. кафедри ТЗБП, аспірант PhD
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
volodymyr.shymanskyi@nung.edu.ua

Перкун Ірина Володимирівна
к.т.н., доц. кафедри ТЗБП,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
perkuniv@gmail.com

Погребняк Володимир Григорович
д.т.н., проф. кафедри ТЗБП,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
vgpogrebnyak@gmail.com

Шиманська Анастасія Володимирівна
студентка групи АМ-23-2
Івано-Франківський націоналиний технічний університет нафти і газу
a.shamanska@gmail.com

Більшість родовищ вуглеводнів України вступили у стадію спаду видобутку, а частина з них взагалі перебуває на завершальному етапі розробки. Тривала розробка родовища викликає кольматацію при вибійної зони свердловини твердими різнофракційними частинками зруйнованих порід. Також у привибійній зоні пласта можливе скупчення інградієнтів цементного та бурового розчинів, солей, котрі випадають із пластових вод, і технологічних рідин. Забруднення привибійної зони зменшує дебіт свердловини, так створює додатковий опір руху вуглеводнів. Підвищити дебіт свердловини можна покращенням гідродинамічного зв`язку свердловини із пластом. На виснажених родовищах ефективними методами інтенсифікації припливу вуглеводнів до вибою свердловини є перфорація.

Високу технологічну ефективністю розкриття виснажених пластів у порівнянні з іншими видами перфорації показує гідро-піскоструминний спосіб (ГПСП), оскільки дозволяє точно визначити місце (глибину) перфорації. Так як дозволяє опустити в колоні насосно-компресорних труб струминний апарат з 2-ма або 4-ма струменеформуючими насадками в місце перфорації, герметизувати внутрішню порожнину насосно-компресорних труб та струминного апарату, застосувавши кульовий клапан розміщений на дні струменеформуючого апарату, а також герметизацію затрубного простору самоущільненим сальником, та подачі в насосно-компресорну трубу робочої ріжучої рідини (вода з абразивом (піском)) [1]. По при ряд переваг даний спосіб має і ряд суттєвих недоліків так як у процесі ГПСП, відбувається інтенсивне гідроабразивне зношування внутрішніх поверхонь обладнання (запірної арматури, насосно-компресорних труб, струменеформуючих

насадок) що використовується при приготуванні, транспортуванні і використанні ріжучої рідини. Це збільшує як загальний час перфорації так і витрати.

Підвищити ефективність гідроструминної перфорації можна використавши у якості ріжучої рідини водний розчин поліетиленоксиду (ПЕО) молекулярною масою $M=6\cdot10^6$ та концентрацією $C_{ПЕО}=0{,}003…0{,}007$ % вагових частин з робочим тиском 100…300 МПа. ПЕО відноситься до синтетичних лінійних гнучко-ланцюгових високомолекулярних полімерів ($HO[- CH_2CH_2- O -]_nH$) та має добру розчинність у воді. За певної концентрації ПЕО у розчині та високої розгорнутості полімерних ланцюгів забезпечується дисипативний режим течії. ПЕО покращує гідродинамічний потік рідини по транспортуючих каналах як до насадок струминного апарату так і під час проходження через них. Зменшенням тертя рідини об транспортуючі і струменеформуючі поверхні пояснюється пригніченням пристінної турбулентності, зниженням загальної турбулентності пульсації потоків, збільшенням стійкості вільних струменів до їх розпаду.

ПЕО молекулярною масою $M=6\cdot10^6$ забезпечує формування специфічних реологічних властивостей, обумовлених здатністю макромолекул ПЕО легко змінювати свою форму у поздовжньому гідродинамічному полі ріжучого струменя що призводить до зміни структуру гідродинамічного потоку, виникненню динамічного структуроутворення і автоколивального режиму витікання розчину ПЕО через гідрорезистор, роль якого виконують сопла з конфузорними струменеформуючими ділянками [2].

Для спростування вище наведених слів проведено експериментальні дослідження [3], в яких, у якості джерела високошвидкісного потоку рідини використано лабораторний водомет, а в якості перешкоди – мішені, трьохшаровий «сендвіч» зібраний з стальної пластини товщиною 10 мм (моделює обсадну трубу), шар бетону товщиною 20 мм (моделює цементне кільце), і шар породи у вигляді кернів (міцність на стискання 600 кг/см^2) загальною товщиною 800 мм. В «сендвічі» використана стальна пластина із сталі категорії міцності Д згідно ГОСТ 632-80 (границя міцності $\sigma_м$ =655 МПа, границя текучості $\sigma_т$ = 373 МПа). Час перфорації – 10 хв.

У перших п’яти дослідах у потік води, дозовано інжектували розчин полімеру ПЕО ТУ 2483-008-71150986-2006 молекулярною масою $M=6\cdot10^6$ з концентрацією зазначеною у таблиці 1. Тиск формування струменя 200 МПа, діаметр сопла $0{,}3\cdot10^{-3}$ м. Результати різання приведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Результати експериментального дослідження (досліди 1…5)

№ досліду	$C_{ПЕО}$, %	Довжина сформованого каналу, мм
1	0,0025	245
2	0,003	385
3	0,005	405
4	0,007	430
5	0,008	435

Зниження концентрації ПЕО нижче 0,003 % різко знижує ефективність процесу перфорації. Збільшення концентрації вище 0,007 % не суттєво впливає на ефективність формування каналу з точки зору раціонального використання ПЕО.

Наступні п’ять досліджень провели аналогічно з $C_{ПЕО}=0{,}005$ %, але змінюючи тиск ріжучої рідини. Результати наведені у таблиці 2.

Таблиця 2 – Результати експериментального дослідження (досліди 6…10)

№ досліду	Тиск ріжучої рідини, МПа	Довжина сформованого каналу, мм
6	75	225
7	100	380
8	200	405
9	300	420
10	350	425

Зменшення тиску нижче 100 МПа знижує ефективність перфорації, а збільшення понад 300 МПа викликає незначний приріст довжини каналу але одночасно викликає технічні труднощі підтримання таких високих тисків у виробничих умовах.

Для порівняння провели гідропіскоструминну перфорацію на аналогічній моделі перешкоди та часу - 10 хв. і отримали канал довжиною 320 мм. В якості робочої ріжучої рідини використано піщано-водний 3-5 % розчин (пісок фракційного складу 0,5 – 1,2 мм., концентрацією 30 – 50 кг/м^3).

Порівнюючи результати випробувань можна стверджувати, що в порівнянні з піском домішки полімерів у вибраному діапазоні концентрацій (3-8%) показують вищу ефективність формування перфораційних каналів.

Отже результатом використання добавок ПЕО є збільшення ефективної довжини і компактності ріжучого струменя і, як наслідок цього, збільшення глибини каналу та швидкості його утворення. При цьому слід відзначити енергоефективність та екологічність добавки ПЕО, оскільки вона не шкідлива для довкілля та здоров’я людини (використовується у фармацевтичній та харчовій промисловості [4]), а відсутність абразиву подовжує як ресурс колони так і струменеформуючих насадок.

Список літератури

1. Геологічні основи розкриття і випробування продуктивних пластів: навч. посіб. / М.І. Чорний, О.М. Чорний, І.М. Метошоп, І.М. Кузів. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. С. 147-154. Всього в книжці 306 с.

2. Погребняк В.Г., Шиманський В. Я., Піндра М.В., Чернецька С. Б. Спосіб гідроструминної перфорації свердловини водним розчином високомолекулярних полімерів. *Матеріали IX Міжнародної науково-практичної конференції «PROGRESSIVE RESEARCH IN THE MODERN WORLD»* 25-27 травня 2023 р. Бостон, США. С. 235-240,

3. Спосіб гідроструминної перфорації свердловин: пат. на корисну модель № 150245, Україна / Погребняк В. Г., Перкун І. В., Погребняк А. В., Шиманський В. Я. Опубл. 19.01.2022.

4. Водополімерний спосіб різання заморожених харчових продуктів та матеріалів: пат. на корисну модель №74609, Україна./ Погребняк А. В., Наумчук М.В. Опубл. 12.11.2012 р.

ВИВЧЕННЯ ПРОЦЕСІВ УТВОРЕННЯ ТРІЩИН У ФІЛЬТРАЦІЙНІЙ КІРЦІ БУРОВОГО РОЗЧИНУ ПІД ЧАС КОНТАКТУ З ТАМПОНАЖНИМ РОЗЧИНОМ, ЩО ТВЕРДНЕ

Колісник Василь Іванович,
к.т.н., доцент, доцент кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
vikolisnyk@ukr.net

Пастух Андрій Михайлович,
зав. лабораторіями кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
pastukh87@gmail.com

Дудич Іван Федорович,
Ph.D., доцент кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
ivan.dudych@nung.edu.ua

Лучинський Роман Петрович,
аспірант кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
roman.luchynskyi-a185-23@nung.edu.ua

Яцюк Омелян Миронович,
аспірант кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
omelian.yatsiuk-a18524@nung.edu.ua

Герметичність елементів кріплення свердловин визначає їх надійну експлуатацію. Одним із чинників втрати герметичності є фільтраційна кірка бурового розчину, що залишається на стінках свердловини після цементування. Вона може стати каналом для руху флюїдів і газів, навіть при використанні якісних тампонажних матеріалів. Тому вивчення тріщиноутворення у фільтраційній кірці при контакті з твердіючим тампонажним розчином має важливе практичне значення.

Мета дослідження – встановити закономірності утворення тріщин у фільтраційній кірці та визначити способи запобігання їх розвитку.

Основні завдання:

- вивчити кінетику процесу тріщиноутворення;
- розробити методику кількісної оцінки ураження кірки тріщинами;
- визначити вплив армуючих домішок на стійкість кірки.

Запропоновано метод кількісної оцінки тріщиноутворення, що передбачає спостереження за кіркою, сформованою з бурового розчину, яка контактує з цементним каменем.

Фільтраційну кірку формували на приладі ВМ-6, після чого розміщували під шаром тампонажного розчину. Через певні інтервали часу фіксували появу тріщин за допомогою палетки з поділками 2×2 мм, визначаючи коефіцієнт тріщиноутворення (К) — відношення площі з тріщинами до загальної площі кірки.

Дослідження виконано з тампонажними розчинами на основі портландцементу ПЦТ-І-50 [1] з різними добавками ($CaCl_2$, азбест, поліпропіленові волокна).

Встановлено, що:

- фільтраційна кірка без домішок розтріскується через 2–3 доби після контакту з цементом;
- додавання $CaCl_2$ пришвидшує тужавіння і сприяє ранньому тріщиноутворенню;
- введення азбесту 2–3 % у буровий розчин створює армовану структуру, стійку до розтріскування;
- при вмісті азбесту 1 % тріщини з’являються лише на 10-ту добу, а при 2–3 % — не виникають навіть після місячного спостереження.

Таким чином, армуючі домішки підвищують міцність і цілісність кірки, запобігаючи утворенню флюїдопровідних каналів.

Висновки

1. Наявність фільтраційної кірки на стінках свердловини є потенційним джерелом втрати герметичності.
2. Запропонована методика дозволяє кількісно оцінювати ступінь тріщиноутворення у часі.
3. Армування кірки азбестом або поліпропіленовими волокнами значно зменшує тріщиноутворення й підвищує ізолюючу здатність системи «кірка – тампонажний камінь».
4. Отримані результати рекомендовано враховувати під час розроблення рецептур бурових і тампонажних розчинів для забезпечення довготривалої герметичності свердловин.

Список літератури:

1. Державний стандарт України. ДСТУ БВ.2.7-88-99. Цементи тампонажні. Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики України. Київ, 1999. 53 с.

ЩОДО СПОСОБУ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН У ІНТЕРВАЛАХ ПЛИННИХ ПОРІД

Марцинків Олег Богданович,
к.т.н., доцент, завідувач кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
oleh.martsynkiv@nung.edu.ua

Сенюшкович Микола Володимирович,
к.т.н., доцент, доцент кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
mykola.seniushkovych@nung.edu.ua

Витвицький Іван Іванович,
к.т.н., доцент, доцент кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
ivan.vytvytskyi@nung.edu.ua

Марцинків Богдан Олегович,
аспірант кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
bohdan.martsynkiv-a185-23@nung.edu.ua

Витвицький Іван Іванович (мол.),
аспірант кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
ivan.vytvytskyi-a18524@nung.edu.ua

Процес формування кріплення нафтових і газових свердловин – один із найважливіших етапів завершення їхнього спорудження, у якому важлива роль відведена виконанню тампонажних робіт, від якості котрих залежить вирішення як виробничих, так і екологічних проблем. Незважаючи на широкий спектр інженерних рішень, спрямованих на підвищення надійності кріплення свердловин, проблема якісного тампонування обсадних колон у свердловинах на сьогодні залишається актуальною для нафтогазової галузі, особливо у зв'язку зі зростаючими обсягами глибокого буріння, де характерні аномальні термобаричні умови та агресивні середовища.

Так, на Східно-Полтавському родовищі геологорозвідувальними організаціями було пробурено 14 пошукових і розвідувальних свердловин. З них три (№ 5, 8 і 9) перебурювалися двічі через ускладнення в зоні плинних порід, свердловини № 1, 2, 3 не доведені до проєктних глибин, а у свердловині № 4 стався вигин експлуатаційної колони діаметром 146×140 мм у інтервалі залягання плинних порід на глибині 2457 м.

Підприємствами БУ „Укрбургаз" пробурено 11 свердловин, з яких 6 Полтавським ВБР (№ 52, 54, 55, 60, 100, 62) і № 5 – Хрестищенським ВБР, тільки дві з них (№ 53 та 51) пробурені без ускладнень, а в трьох (№ 56, 57, 59) мало місце деформації обсадних колон діаметром 245 мм, в тому числі у свердловині № 56 – двічі.

На усунення наслідків неякісного кріплення таких свердловин були витрачені десятки мільйонів гривень і значну кількість часу та матеріальних ресурсів.

Актуальність проблеми, складність та висока ціна помилкових рішень щодо запобігання виникненню дефектів обсадних колон у плинних (хемогенних відкладах) породах призвели до вироблення різноманітних, іноді абсолютно протилежних підходів до кріплення свердловини як інженерної споруди.

Запропонований спосіб цементування [1] дозволяє запобігти виникненню надмірних навантажень на обсадну колону та її зминанню тиском, який збільшується унаслідок плинності порід завдяки зрівноваженню тисків у кільцевому просторі та всередині колони у процесі твердіння тампонажного каменю. Спосіб не потребує спеціальної техніки, матеріалів чи особливих навичок персоналу і може бути реалізований будь-яким буровим підприємством.

Згідно зі способом ствол свердловини розширюють, обсадну колону вище покрівлі пласта, складеного плинними породами, оснащують заколонним пакером. Закачують розрахункові об'єми двох типів тампонажного розчину. Звільняють центральний зворотний клапан пакера з підвішеною до нього пробкою, якою розділяють розчин та протискувальну рідину. У момент посадки центрального зворотного клапана на посадочний конус пакера пробку відділяють від нього і фіксують клапан штопорним кільцем у посадочному конусі. Закидають кулю на посадочне сідло центрального зворотного клапана і підвищенням тиску на усті зміщують його у нижнє положення в пакері. Відкривають канал зворотного клапана пакера та приводять його у дію, утворюють розділені між собою підпакерну та надпакерну зони, які цементують різними тампонажними розчинами. Знижують тиск на усті і закривають центральний зворотний клапан та разом з посадочним конусом зміщують його вверх у початкове положення. Підпакерну зону кільцевого простору гідравлічно поєднують з зоною всередині обсадної колони під центральним зворотним клапаном і урівноважують тиски у цих зонах під час твердіння тампонажного каменю.

Пропонований спосіб цементування свердловин забезпечує формування якісного і надійного кріплення свердловин, пробурених у розрізах складених плинними породами, та економію витрат на заходи, пов'язані з необхідністю ліквідації наслідків втрати стійкості та зминання обсадних колон, і, відповідно, зниження собівартості спорудження свердловин.

Список літератури:

1. Патент України на винахід 127655, МПК E21B 33/14 (2006.01). Спосіб цементування свердловин у інтервалах плинних порід / Сенюшкович В.М., Марцинків О.Б., Витвицький І.І., Павлишин Л.В., Ковбасюк І.М. (Україна) - № а 2022 02167; Заявлено 23.06.2022; Опубл. 15.11.2023. Бюл. № 46.

ОГЛЯД МАТЕРІАЛІВ ТА ВИРОБНИКІВ КОМПОЗИТНИХ ТРУБ НАФТОВОГО СОРТАМЕНТУ

Марцинків Олег Богданович,
к.т.н., доцент, завідувач кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
oleh.martsynkiv@nung.edu.ua

Чарковський Віктор Маркович,
к.т.н., доцент, доцент кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
viktor.charkovskyi@nung.edu.ua

Волошин Юрій Дмитрович,
к.т.н., доцент кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
yurii.voloshyn@nung.edu.ua

Лахман Богдан Анатолійович,
студент групи НБ-22-1 кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
bohdan.lakhman-nb221@nung.edu.ua

Буріння глибоких свердловин на нафту й газ, а також свердловин для дорозробки вже виснажених родовищ з короткими та ультракороткими радіусами викривлення у тому числі горизонтальних ставить нові вимоги до бурильних, обсадних та насосно-компресорних труб. Нові умови буріння є причиною тому, що труби, виготовлені з високоякісної сталі, вже не задовольняють вимогам щодо ваги та можливостей витримувати підвищені навантаження.

Починаючи з 1990-х років, увага розробників труб нафтового сортаменту перейшла на композитні матеріали, які є набагато легшими та міцнішими, ніж стальні. У даній роботі проаналізовано доступні в інтернет-мережі публікації на цю тематику.

На початку 2000-х Національний центр енергетичних технологій (NETL) Міністерства енергетики США спонсорував програму розробки економічно ефективних композитних бурильних труб (CDP). У проєкті спочатку були визначені механічні характеристики високоміцної сталевої бурильної труби діаметром 5,875 дюймів / 147 мм (OD) як цілі продуктивності. Поточні специфікації CDP: міцність на стиск 30 ksi/210 МПа, міцність на розрив 478 ksi/3200 МПа, внутрішній тиск 11 000 фунтів на квадратний дюйм/760 бар, перепад зовнішнього тиску 6500 фунтів на квадратний дюйм/450 бар і здатність працювати при температурі 350°F/176° C.

Композитний корпус CDP виготовлений шляхом намотування з вуглецевого волокна 48K Panex 33, що постачається *Zoltek*, або волокна 12K T-700 від *Toray*, змоченого за допомогою фірмової загартованої епоксидної смоли, на сталевий дорн, який включає сталеві замкові з'єднання на кожному кінці труби. Замки і замкові з’єднання постачаються компанією *Omsco* (Х’юстон, Техас), виробником бурильних

труб і партнером проєкту. Композитну трубу можна адаптувати відповідно до конкретних навантажень. Наприклад, більше волокон з обручем збільшують здатність до надлишкового тиску, а підбір кута намотування волокон (±45º) покращують потужність щодо сприйняття крутного моменту.

Компанія *Advanced Composite Products & Technology Inc.* (*ACPT*, Хантінгтон-Біч, Каліфорнія) розробила та виготовила гібридну трубу (3,375 дюйма OD/1,625 дюйма ID) із композитним корпусом та сталевими кінцевими з'єднаннями. Компанією *Terra Drilling* цей інструмент пройшов польові випробування в береговому застосуванні з коротким радіусом викривлення (тобто спрямоване буріння) в Омані.

Що стосується морського буріння, то завдяки тому, що композитні бурильні труби важать менше половини свого сталевого аналога це значно збільшує бічну відстань, яка може бути досягнута з морської бурової платформи, а також істотно збільшує глибину води, в якій можна проводити буріння.

Ще однією перевагою композитних бурильних труб є їхня адаптованість до передачі даних про координати бурового інструменту під час спрямованого буріння (технологія MWD). Вбудовані в карбоновий корпус труби мідні провідники та/або лінії зв'язку є ключовою особливістю композитної CDP, що дозволить передавати потужність та/або дані в реальному часі під час буріння. Завдання полягає в тому, як передати сигнал через металеві з'єднання. Компанія *ACPT* розробила декілька підходів, включаючи прямий контакт, акустичну передачу та індуктивну передачу.

Механічні характеристики труби були ретельно перевірені в купонній шкалі, в масштабі однієї третини діаметра, та на повномасштабних ділянках діаметра/10 футів. Матеріал продемонстрував зниження міцності на зсув при високій температурі після впливу вологи, як і очікувалося. У *ACPT* впевнені, що розм'якшення смоли не повинно створювати проблеми в повному обсязі з захисними шарами зносу. Сприятливі результати випробувань на розтяг і кручення за шкалою однієї третини та секціями з повним діаметром на 10 футів вказують на те, що вимог до продуктивності досягнено.

Комерційно доступні вуглецеві волокна мають високу міцність на розрив (3–7 ГПа), високий модуль пружності (200–935 ГПа), міцність на стиск (1–3 ГПа) і модуль стиснення (100–300 ГПа), а також низьку щільність (1750–2200 кг/м^3). Базові матеріали для виробництва вуглецевого волокна включають поліакрилонітрил (PAN), ізотропну смолу, мезофазну смолу та регенеровану целюлозу та інші. Вуглецеві волокна можуть мати модуль розтягування до 935 ГПа, при цьому найвища міцність вуглецевих волокон на основі PAN має міцність на розрив 7 ГПа. Постійний розвиток виробництва вуглецевого волокна буде стимулювати використання цих зміцнювальних матеріалів, оскільки зростає потреба в легких, високоефективних трубах нафтового сортаменту, включно з обсадними та НКТ.

Деякі недоліки вуглецевих волокон включають їх низьку ударостійкість (через високу крихкість і жорсткість) та схильність до хімічного впливу в присутності окислювальних сполук і кисню при температурі 400 °C і вище. Однак, вартість поки що є основним фактором, що обмежує використання вуглецевого волокна. Загалом, висока вартість вуглецевого волокна може бути виправдана, коли значна вигода забезпечується завдяки зниженню ваги, наприклад, для буріння надглибоких свердловин, або, коли висока температурна стійкість, корозійна стійкість, поліпшена втомна міцність та довготривале збереження міцності є необхідними для передбачуваного ефекту.

ВПЛИВ ХАРАКТЕРИСТИК ОБРОБЛЕНОЇ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ СВЕРДЛОВИНИ НА ДЕБІТ НАФТИ

Кондрат Роман Михайлович,
Доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
roman.kondrat@nung.edu.ua

Дремлюх Наталія Степанівна,
Ph.D., доцент, доцент кафедри видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
nataliia.dremliukh@nung.edu.ua

Матіїшин Лілія Ігорівна,
Ph.D., доцент, завідувач кафедри видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
liliia.matiishyn@nung.edu.ua

Практика розробки нафтових родовищ в Україні свідчить, що значна частина початкових запасів нафти (30 - 65 %) залишається невилученою через погіршення фільтраційних властивостей привибійної зони пласта. Основними причинами зниження продуктивності свердловин є кольматація, відкладання смолисто-асфальтенових речовин, накопичення механічних домішок та утворення нерозчинних осадів. Для стабілізації видобутку на завершальних етапах розробки родовищ застосовуються геолого-технічні заходи, зокрема солянокислотні оброблення (СКО). Цей метод забезпечує відновлення проникності порового простору завдяки розчиненню карбонатного цементу та очищенню каналів від кольматантів. Практика використання СКО на вітчизняних родовищах засвідчила зростання дебітів газових свердловин на 20–50 %, а нафтових — на 50–70 %. Ефективність методу значною мірою залежить від правильного вибору рецептури кислотної суміші та технології її закачування. Дослідження спрямовані на визначення закономірностей впливу параметрів обробленої ПЗП на продуктивність свердловин та обґрунтування оптимальних умов застосування СКО [1].

Дебіт нафтової свердловини до оброблення привибійної зони пласта за плоскорадіальної фільтрації визначають за формулою Дюпюї (1), а дебіт нафтової свердловини після солянокислотного оброблення за формулою (2) [2]:

$$Q_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{пл} \cdot h(P_{пл} - P_{виб})}{\mu_н \cdot \left(\ln \frac{R_к}{r_c} \right)}, \quad (1)$$

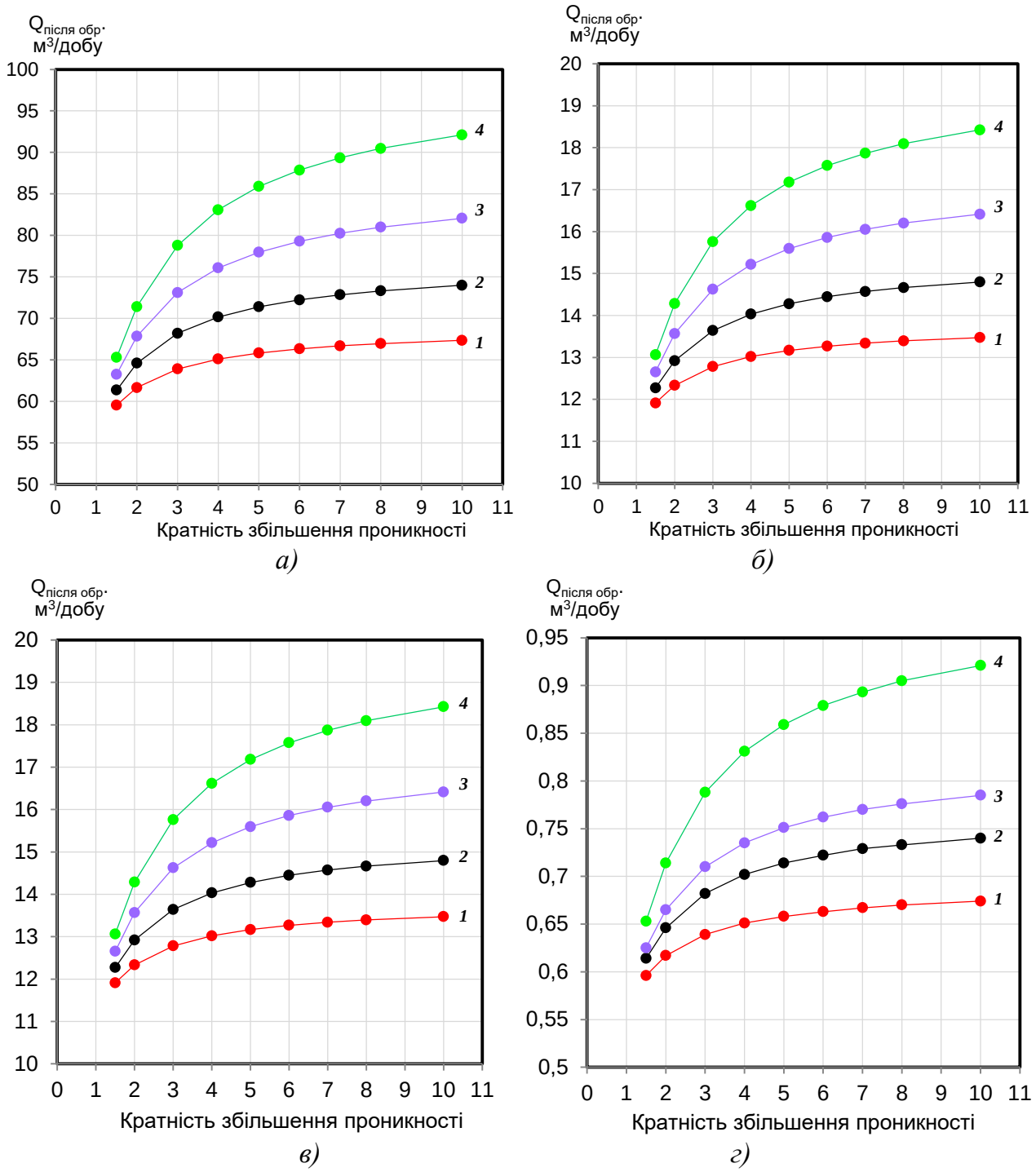
$$Q_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot h(P_{пл} - P_{виб})}{\mu_н \cdot \left(\frac{1}{k_1} \ln \frac{R_1}{r_c} + \frac{1}{k_{пл}} \ln \frac{R_к}{R_1} \right)}, \quad (2)$$

де $k_{пл}$ - початкова проникність пласта, м^2;

h – товщина пласта, м;

$P_{пл}$ – пластовий тиск (тиск на відстані R_k від свердловини), Па;

$P_{виб}$ – вибійний тиск, Па;
R_k – радіус контуру живлення (радіус зони дренування свердловини), м;
r_c – радіус свердловини за долотом, м;
$\mu_н$ – динамічний коефіцієнт в'язкості нафти, Па·с;
R_1 – радіус обробленої зони, м;
k_1 – проникність обробленої зони пласта, м^2;



1 – 0,5; 2 – 1; 3 – 2; 4 – 4 м

Рисунок 1 – Залежності дебіта свердловини після оброблення ПЗП від кратності збільшення проникності обробленої зони для різних значень радіуса обробленої зони за динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 2 мПа·с (а); 10 мПа·с (б); 100 мПа·с (в); 200 мПа·с (г)

Результати досліджень зображено на рисунку 1 у вигляді залежностей дебіта свердловини після оброблення ПЗП від кратності збільшення проникності обробленої зони для різних значень радіуса обробленої зони за динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 2 мПа·с (а); 10 мПа·с (б); 100 мПа·с (в); 200 мПа·с (г).

Аналіз результатів досліджень свідчить, що дебіт нафтової свердловини після оброблення привибійної зони пласта поступово зростає із збільшенням радіуса обробленої зони і кратності збільшення в ній проникності. Дебіт нафти буде тим більший, чим більші радіус обробленої зони і кратність збільшення в ній проникності і менша в'язкість нафти. За радіуса обробленої зони 2 м і кратності збільшення в ній проникності у 4 рази дебіт нафти зростає з 55,759 до 76,08 $м^3$/добу за динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 2 мПа·с і з 1,115 до 1,522 $м^3$/добу за динамічного коефіцієнта в'язкості нафти 100 мПа·с. Оптимальне значення радіуса обробленої зони коливається в межах 1,796–1,828 м залежно від в’язкості нафти та становить у середньому 1,809 м. Середнє оптимальне значення кратності збільшення проникності для різних умов дорівнює близько 3,76 рази. Отримані результати підтверджують високу ефективність солянокислотних оброблень для підвищення продуктивності свердловин за різних фільтраційних параметрів пласта.

Список використаних джерел

1. Кондрат Р.М., Щепанський М.І., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу забруднення привибійної зони пласта і параметрів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. №3(76). С. 23-32. *DOI: 10.31471/1993-9973-2020-3(76)-23-32.*

2. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: Підручник. Львів: Апріорі, 2007. 452 с.

ВИБІР СПОСОБУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНОЇ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

Кондрат Роман Михайлович,
Доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
roman.kondrat@nung.edu.ua

Матіїшин Лілія Ігорівна,
Ph.D., доцент, завідувач кафедри видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
liliia.matiishyn@nung.edu.ua

Дремлюх Наталія Степанівна,
Ph.D., доцент, доцент кафедри видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
nataliia.dremliukh@nung.edu.ua

Угриновський Андрій Васильович,
Ph.D., доцент, доцент кафедри видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
andrii.uhrynovskyi@nung.edu.ua

Розробка газових родовищ за водонапірного режиму супроводжується поступовим обводненням свердловин, що призводить до зниження дебітів газу та ускладнює умови експлуатації. При зростанні водного фактора та зменшенні пластового тиску традиційні способи фонтанної експлуатації стають малоефективними. Для винесення рідини з вибою на поверхню застосовують різні методи – газліфт, насосні установки, введення піноутворювальних реагентів, а також плунжерні піднімачі. Плунжерний ліфт є одним із найбільш ефективних способів видалення рідини завдяки простоті конструкції, низьким експлуатаційним витратам та можливості використання енергії пластового газу. Його застосування дозволяє продовжити фонтанний режим роботи свердловини, підвищити стабільність припливу газу та зменшити потребу в додатковому газі для піднімання рідини. У свердловинах із пакером плунжерний ліфт потребує спеціальних рішень, оскільки відсутня можливість використання затрубного газу. У практиці зарубіжних компаній ефективним є поєднання плунжерного піднімача з газліфтною технологією, що дає змогу оптимізувати видобуток і знизити собівартість продукції. Вибір способу експлуатації обводненої газової свердловини залежить від водного фактора, тиску та дебіта газу, властивостей флюїдів і конструкції свердловини. За низьких водних факторів доцільно зберігати фонтанний режим, тоді як за високих – використовувати комбінацію плунжерних і газліфтних технологій.

Авторами виконано дві серії досліджень щодо вибору способу експлуатації обводненої газової свердловини. Перша серія досліджень базувалась на обґрунтуванні методики вибору сфери ефективного застосування плунжерного піднімача для експлуатації обводнених газових свердловин залежно від величини водного фактора,

яка була виконана для умов гіпотетичної (модельної) газової свердловини для таких даних: глибина опускання насосно-компресорних труб – 2300 м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,146 м; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; пластовий тиск – 6,2 МПа; гирловий тиск – 4,4 МПа; відносна густина газу – 0,6; густина пластової води – 1028 кг/м^3; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: А=0,25 (МПа^2·добу/тис.м^3) і В=19·10^{-4} (МПа·добу/тис.м^3)^2; ширина зазору між тілом плунжера і НКТ – 0,002 м. Параметри роботи свердловини при надходженні на вибій тільки газу, визначені із спільного розв'язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловини і формули для руху газу в НКТ з використанням залежностей роботи для постійного гирлового тиску (4,4 МПа), становлять: дебіт газу – 30,1 тис.м^3/добу, вибійний тиск – 5,4 МПа. У дослідженнях газ поступає у свердловину з газоносного пласта, а вода – з обводненого пласта. Дослідження виконано за незмінного значення гирлового тиску (4,4 МПа) і за різних значень водного фактора (10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 125 л/тис.м^3).

В результаті виконаних досліджень побудовано графічні залежності: рисунок 1 - залежності дебіта пластового газу $q_г$ (1) і мінімально необхідного дебіта газу $q_{м.н.}$ (2) від водного фактора $Ф_в$, рисунок 2 - залежності необхідної кількості газу для піднімання плунжера $V_{г.вит.}$ (1) і фактичної кількості газу, що надходить з пласта, $V_{г.п.}$ (2) від водного фактора $Ф_в$.

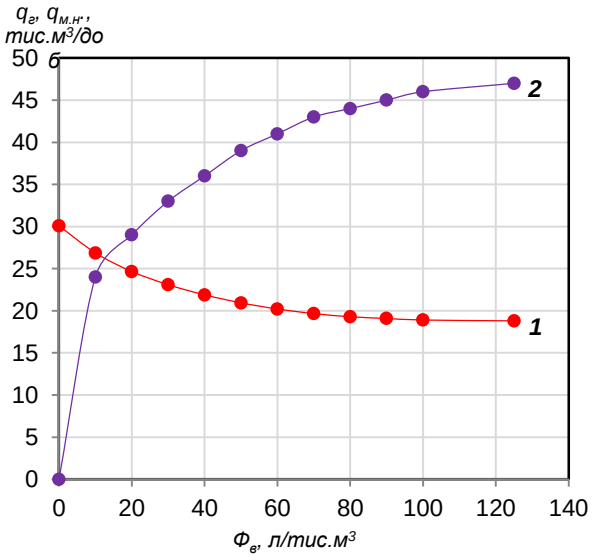


Рисунок 1. Залежності дебіта пластового газу $q_г$ (1) і мінімально необхідного дебіта газу $q_{м.н.}$ (2) від водного фактора $Ф_в$

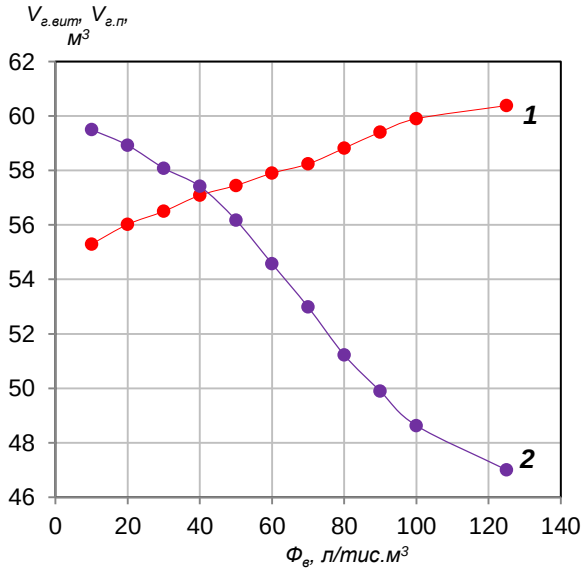


Рисунок 2. Залежності необхідної кількості газу для піднімання плунжера $V_{г.вит.}$ (1) і фактичної кількості газу, що надходить з пласта, $V_{г.п.}$ (2) від водного фактора $Ф_в$.

Згідно з результатами досліджень із збільшенням водного фактора дебіт пластового газу зменшується (крива 1) з 30,1 тис.м^3/добу за відсутності води у пластовій продукції до 18,8 тис.м^3/добу за водного фактора 125 л/тис.м^3 (дебіта води 2,35 м^3/добу), а мінімально необхідний дебіт газу зростає (крива 2) і досягає значення 47,2 тис.м^3/добу за водного фактора 125 л/тис.м^3 (рисунок 1). Із збільшенням водного фактора зростає необхідна кількість газу для піднімання плунжера з 55,3 м^3(за водного фактора 10 л/тис.м^3) до 60,4 м^3 (за водного фактора 125л/тис.м^3) і зменшується кількість газу, що поступає з пласта, з 59,5 м^{3}до 47 м^3 (рисунок 2). Плунжерний піднімач працює без підведеного з поверхні газу до значення водного

фактора 41 л/тис.м^3 (дебіта води 0,9 м^3/добу). За більших водних факторів застосування плунжерного піднімача є недоцільним, оскільки з пласта припливає менше газу, ніж потрібно для піднімання плунжера. Отже, для умов досліджуваної свердловини область ефективного застосування плунжерного піднімача знаходиться в межах зміни водного фактора 12 – 41 л/тис.м^3. Для максимального значення водного фактора, яке становить 41 л/тис.м^3 ширина зазору між тілом плунжера і стінкою НКТ не повинна перевищувати 0,0025 м.

Запропонована методика вибору області ефективного застосування плунжерного піднімача першої серії досліджень апробована для умов гіпотетичної (модельної) газової свердловини для різних значень водного фактора (дебіта води).

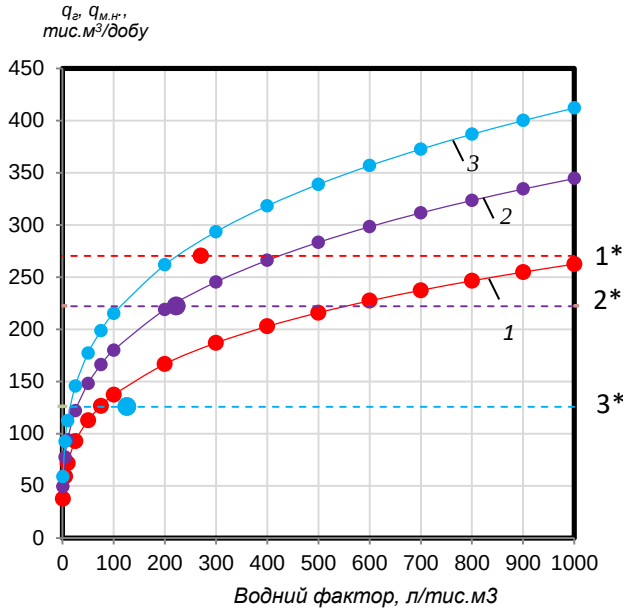
Друга серія досліджень з вибору способу експлуатації обводненої газової свердловини виконана для умов гіпотетичної (модельної) газової свердловини з такими даними: глибина свердловини – 2410 м, газонасичена товщина (висота інтервалу перфорації) – 20 м, поточний пластовий тиск – 22 МПа, пластова температура – 340 К, температура газу на гирлі свердловини – 292 К, відносна густина газу – 0,6, густина води – 1050 кг/м^3, коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: A=0,015 $\frac{(МПа)^2 \cdot добу}{тис.м^3}$ B=0,0052 $\left(\frac{МПа \cdot добу}{тис.м^3}\right)^2$, насосно-компресорні труби опущені до середини інтервалу перфорації на глибину 2400 м; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м. В дослідженнях приймали, що газ і вода поступають на вибій роздільно: газ – із газоносного пласта, вода – із обводненого (водоносного) пласта.

В дослідженнях вивчали вплив на умови фонтанування обводненої газової свердловини водного фактора, тиску на вибої та гирлі і діаметра НКТ. Водний фактор становив 1; 5; 10; 25; 50; 75; 100; 200; 300; 400; 500 л/тис.м^3.

Згідно результатів виконаних досліджень побудовано на рисунку 3 графічні залежності мінімально необхідного дебіта газу для винесення води із свердловини від водного фактора для різних значень вибійного тиску, а на рисунку 4 - залежності тиску на гирлі обводненої газової свердловини від водного фактора для різних значень внутрішнього діаметра НКТ.

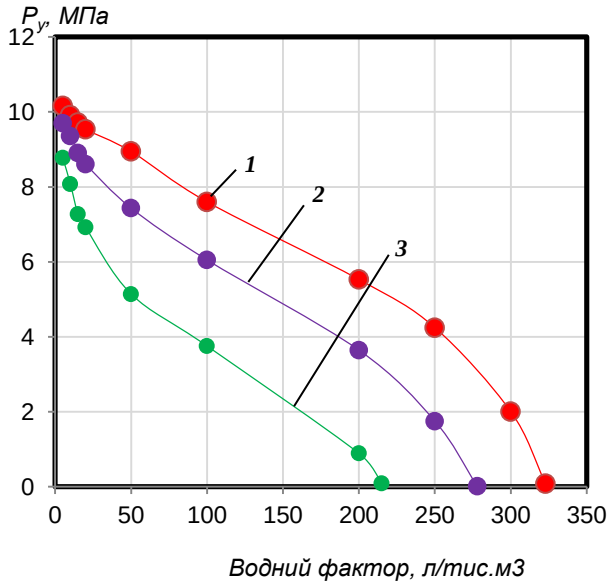
Аналіз результатів досліджень вказує на поліноміальну залежність мінімально необхідного дебіта газу від водного фактора (рисунок 3). Із збільшенням водного фактора мінімально необхідний дебіт газу поступово зростає із спадним темпом, а залежності ($q_{м.н}$=f($Ф_в$) на рисунку 3 поступово виположуються. Мінімально необхідний дебіт газу буде тим більший, чим більший вибійний тиск. Криволінійні залежності на рисунку 3 поступово розходяться, що свідчить про інтенсифікацію впливу вибійного тиску на мінімально необхідний дебіт газу із збільшенням водного фактора.

Аналіз досліджень свідчить (рисунок 4), що зі зростанням водного фактора тиск на гирлі обводненої газової свердловини знижується і за певного значення водного фактора досягає мінімуму 0,01–0,09 МПа. За різних водних факторів спостерігається вищий тиск за умов меншого внутрішнього діаметра НКТ. Це пояснюється формуванням в НКТ малого діаметра однорідного газорідинного потоку з мінімальними втратами тиску. За великих діаметрів НКТ виникають рідинні корки та пристінний шар рідини, що збільшує втрати. Для умов розглянутого прикладу отримано такі значення максимального водного фактора на момент припинення фонтанування свердловини для різних значень внутрішнього діаметра НКТ: $d_{вн}$=0,0503 м – 322 л/тис.м^3; $d_{вн}$=0,062 м – 278 л/тис.м^3; $d_{вн}$=0,0759 м - 215 л/тис.м^3.



1, 1 - 10 МПа; 2, 2* - 15 МПа; 3, 3* - 20 МПа*

Рисунок 3. Залежності мінімально необхідного дебіта газу для винесення води із свердловини від водного фактора для різних значень вибійного тиску



1 – 0,0503 м; 2 – 0,062 м; 3 – 0,0759 м

Рисунок 4. Залежності тиску на гирлі обводненої газової свердловини від водного фактора для різних значень внутрішнього діаметра НКТ

За більших значень водного фактора свердловина не фонтанує. Поступове зниження гирлового тиску дозволяє продовжити фонтанний період роботи обводнених газових свердловин. Отже, межі області природного фонтанування обводнених газових свердловин можна регулювати вибором відповідних значень вибійного тиску (депресії на пласт). На вибійний тиск можна впливати зміною гирлового тиску і діаметра НКТ.

Таким чином, заміна НКТ більшого діаметра, які використовувалися на початкових етапах з високими дебітами газу, на труби меншого діаметра, а також вибір оптимального (мінімального) гирлового тиску відповідно до умов підготовки й транспортування газу дають змогу розширити межі фонтанування газової свердловини.

Отже, оптимізація способу експлуатації обводнених газових свердловин має важливе значення для подовження їхнього життєвого циклу та підвищення ефективності розробки газових родовищ.

Список використаних джерел

1. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіїшин Л.І. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ : ФОЛІАНТ, 2023. 568 с. ISBN – 978-966-694-428-6

2. Кондрат Р.М., Матіїшин Л.І. Аналіз умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023. №1(86). С. 46-53. DOI: 10.31471/1993-9973-2023-1(86)-46-53

3. Kondrat, R., & Matiishyn, L. (2022). Improving the efficiency of production wells at the final stage of gas field development. Mining of Mineral Deposits, 16(2), 1-6. doi: 10.33271/mining16.02.001

4. Kondrat, R., Dremliukh, N., & Uhrynovskyi, A. (2017). Study of foam formation process with use of water solutions of foam-forming PAIRS and foam stabilizers. Scientific Bulletin of National Mining University, 3, 20-26.

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ ІЗ ВИСНАЖЕНОГО ПОКЛАДУ

Кондрат Роман Михайлович,
Доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
roman.kondrat@nung.edu.ua

Кондрат Олександр Романович,
Доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
oleksandr.kondrat@nung.edu.ua

Матіїшин Лілія Ігорівна,
Ph.D., доцент, завідувач кафедри видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
liliia.matiishyn@nung.edu.ua

Більшість газових покладів на родовищах України в значній мірі виснажені, частина з них перебуває на завершальній стадії розробки. Згідно з промисловими даними після припинення розробки покладів у пласті може залишатися до 10-15 % газу від початкових балансових запасів і більше [1]. В умовах значного попиту на природний газ і обмеження його ресурсів в земних надрах повніше вилучення газу з розроблюваних покладів має високоактуальне значення. До можливих напрямів підвищення газовилучення з виснажених покладів відноситься витіснення з пористого середовища залишкового природного газу невуглеводневими газами, зокрема азотом.

Для встановлення закономірностей витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу виконано дослідження на прикладі модельного покладу квадратної форми із чотирма видобувними свердловинами в кутах покладу з відстанню між ними 1600 м з такими параметрами: середня глибина залягання - 2950 м; початковий пластовий тиск - 30 МПа; пластова температура – 70 ^{0}С; коефіцієнт відкритої пористості – 0,12; коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,8; коефіцієнт проникності: вздовж напластування – $10\cdot10^{-3}$ мкм^2; у вертикальному напрямку – $1\cdot10^{-3}$ мкм^2; початкові запаси газу – 9839740928 м^3; початковий дебіт свердловини – 250 тис. м^3/добу. Дослідження виконано з використанням програми Petrel&Eclipse

Розробку покладу розпочато 01.01.2023 р. чотирма видобувними свердловинами. На кінець розробки покладу у базовому варіанті на виснаження на момент зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску кінцевий коефіцієнт газовилучення становив 90,15 %, тобто 9,85 % газу від початкових запасів залишається у пласті.

Згідно з картами розподілу пластового тиску і залишкових запасів газу, побудованими на момент закінчення розробки покладу на виснаження (на 01.01.2048 р.), максимальним значенням пластового тиску (3,125 МПа) характеризується центральна частина, а мінімальним значенням (2,675 МПа) - периферійна частина з видобувними свердловинами. Відповідно більшими є залишкові запаси газу в

центральній частині (31800 ум. одиниць) і меншими (27200 ум. одиниць) у периферійній частині. Тому для витіснення залишкового природного газу азотом є доцільним додаткове введення в експлуатацію нагнітальної свердловини в центрі покладу.

Розглянуто два сценарії дорозробки покладу з нагнітанням у пласт азоту. В обох сценаріях додатково вводиться в експлуатацію нагнітальна свердловина в центрі покладу. За першим сценарієм азот запомповували у поклад протягом 12 місяців з різним темпом. Відношення темпу нагнітання азоту до темпу поточного видобутку газу становило 1; 1,25; 1,5; 1,75; 2; 2,5. Після закінчення нагнітання азоту розробку покладу продовжували до того моменту часу, поки вміст азоту у видобувній продукції не досягав 5 % об. або пластовий тиск знижувався до 0,1 від початкового тиску. За другим сценарієм нагнітання азоту в поклад здійснювали неперервно з різним темпом до моменту появи його у продукції видобувних свердловин і досягнення в ній вмісту азоту 5 % об.

За результатами розрахунків визначали загальний коефіцієнт газовилучення і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом при нагнітанні азоту в поклад протягом 12 місяців і безперервному нагнітанні для різних значень відношення темну нагнітання азоту до темпу поточного видобутку газу (ступеня компенсації видобутку газу нагнітанням азоту) і для другого сценарію будували карти розподілу тиску, насиченості пористого середовища азотом і залишкових запасів газу на момент досягнення вмісту азоту у свердловинній продукції 5 % об. для значень ступеня компенсації поточного видобутку природного газу нагнітанням азоту 1:1 і 2,5:1.

Згідно з результатами досліджень за першим сценарієм нагнітання азоту в поклад протягом 12 місяців загальний коефіцієнт газовилучення $\beta_г$ і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом $\beta_{зал}$ зростають із збільшенням відношення темпу нагнітання азоту $Q_а$ і темпу поточного видобутку газу $Q_г$ ($Q_а/Q_г$) (ступеня компенсації видобутку газу нагнітанням азоту) (рисунок 1). Так, із збільшенням $Q_а/Q_г$ від 1 до 2,5 коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає з 12,517 до 15,780 % на момент припинення нагнітання азоту в поклад із 12,517 до 35,853 % після зниження пластового тиску до 0,1 початкового тиску у процесі подальшої дорозробки покладу.

Найбільше значення загального коефіцієнта газовилучення $\beta_г$ досягнуто у варіанті з максимальним темпом нагнітання азоту і становить 93,679 % порівняно з 90,15 % у базовому варіанті.

За $Q_а/Q_г$ рівним 1; 1,25; 1,5; 1,75; 2 фронт азоту не досягнув видобувних свердловин і частина залишкового газу не була витіснена з покладу. За $Q_а/Q_г$ рівним 2,5, азот прорвався у видобувні свердловини, але його вміст у свердловинній продукції не досягнув 5 % об. На момент прориву азоту у видобувні свердловини (18 місяців з початку нагнітання азоту) $\beta_г$ = 93,0 %, $\beta_{зал}$ = 29,03 %, а після зниження тиску до 0,1 від початкового тиску (21 місяць) – $\beta_г$ = 93,679 %, $\beta_{зал}$ = 35,853 %.

Результати виконаних досліджень свідчать, що в умовах застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів на значення загального коефіцієнта газовилучення і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом можна активно впливати вибором тривалості періоду нагнітання азоту в поклад і темпу його нагнітання.

За неперервного нагнітання азоту в поклад (другий сценарій) і збільшенням відношення $Q_а/Q_г$ від 1 до 2,5 загальний коефіцієнт газовилучення $\beta_г$ і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом $\beta_{зал}$ зменшуються (рисунок 2). На момент прориву азоту у видобувні свердловини $\beta_г$ зменшуються з 94,081 % до 92,930 %,

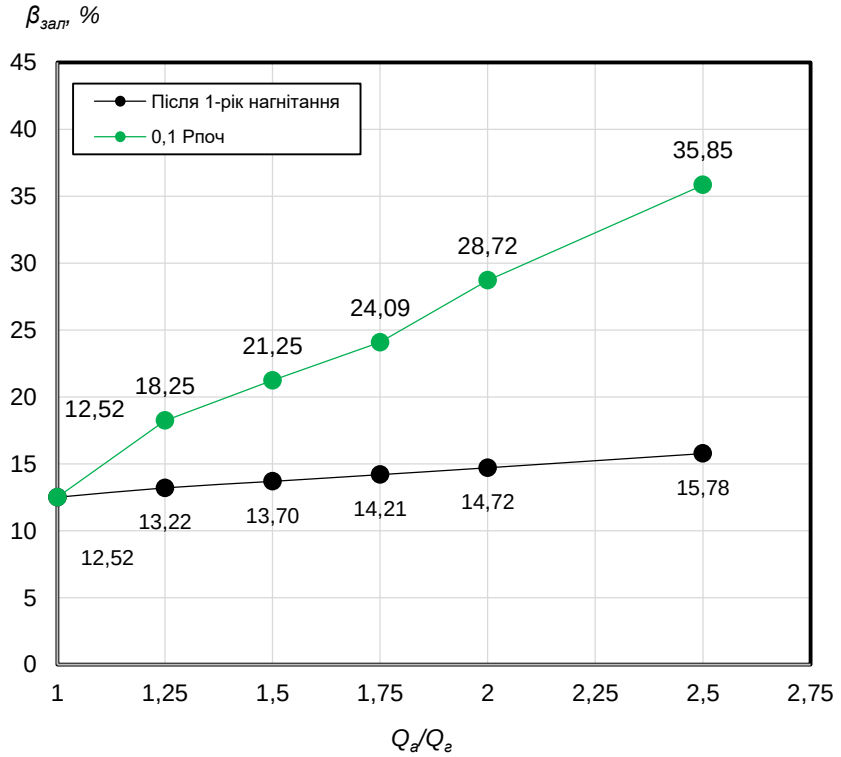


Рисунок 1. Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом покладу від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент припинення нагнітання азоту (1) і після зниження пластового тиску до 0,1 $P_п$ (2)

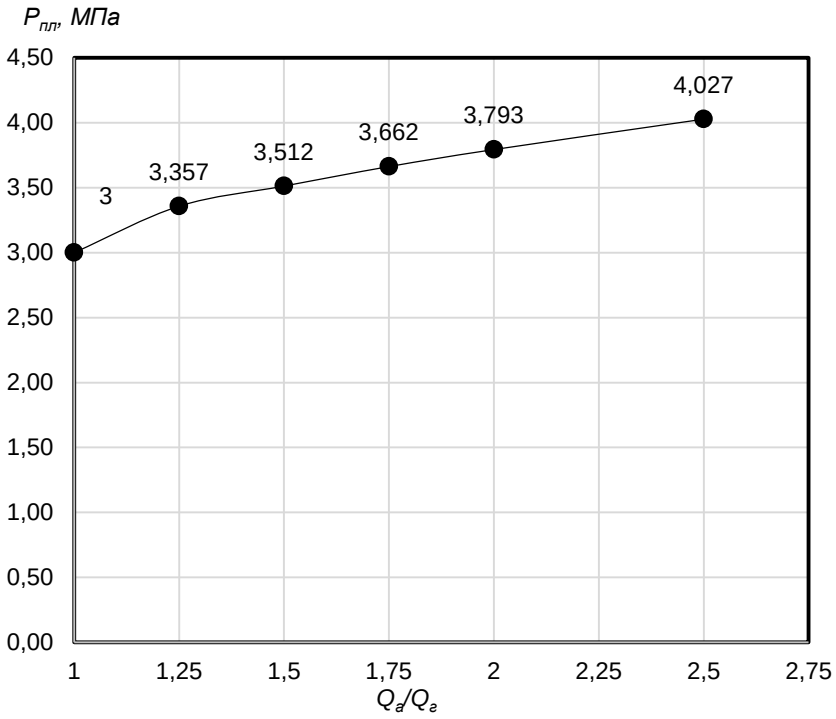


Рисунок 2. Залежність пластового тиску на момент досягнення вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. від ступеня компенсації поточного видобутку пластового газу нагнітанням азоту

а $\beta_{зал}$ - з 39,930 % до 28,243 %. На момент досягнення вмісту азоту у свердловинній продукції 5 % об. $\beta_г$ зменшується з 95,505 % до 94,384 %, а $\beta_{зал}$ - з 54,376 до 43,003 %. Проте із збільшенням темпу нагнітання азоту загальний термін дорозробки покладу зменшується з 54 до 25 місяців (у 2,16 разів), а тривалість експлуатації свердловин із спільним відбиранням природного газу і азоту скорочується з 15 до 7 місяців (у 2,14 разів). За період спільного відбирання із свердловин газу з азотом видобувається з покладу 14,44 - 14,76 % газу від залишкових запасів на момент припинення розробки покладу на виснаження. Згідно з результатами досліджень кількість залишкового газу, що видобувається з покладу з моменту прориву азоту у видобувні свердловини і збільшення вмісту його у свердловинній продукції до 5 % об., майже не залежить від темпу нагнітання азоту в поклад. Тому основне значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом формується в період до прориву азоту у видобувні свердловини залежно від темпу нагнітання його у поклад.

Аналогічно, як і за першим сценарієм, оптимальний варіант дорозробки покладу з нагнітанням азоту за другим сценарієм слід вибирати за результатами техніко-економічних розрахунків.

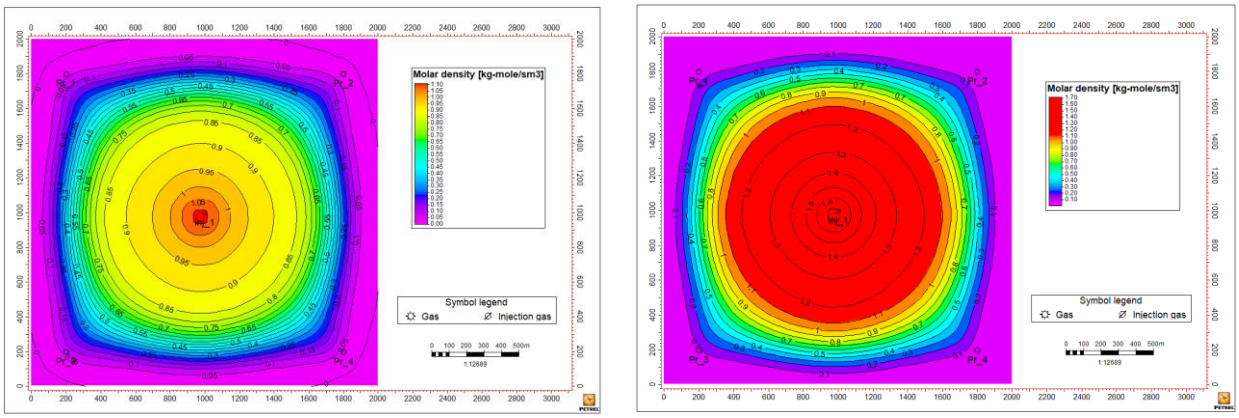
Аналіз карт розподілу пластового тиску насиченості пористого середовища азотом і залишкових запасів природного газу на момент досягнення вмісту азоту у свердловинній продукції 5 % об. (закінчення розробки покладу за другим сценарієм) свідчить про неповне охоплення покладу витісненням залишкового природного газу азотом за наявної системи розміщення свердловин. Деякі карти зображені на рисунках 3 і 4.

Ділянки пласта між свердловинами характеризуються найбільшим значенням азотонасиченості і залишкових запасів природного газу. Так за $Q_a/Q_г$ = 1 азотонасиченість в зоні нагнітальної свердловини становить 1,1 ум. одиниць, в зоні видобувних свердловин - 0,05 ум. одиниць, а між свердловинами - 0,15 ум. одиниць. За $Q_a/Q_г$ = 2,5 азотонасиченість в зоні нагнітальної свердловини становить 1,7 ум. одиниць, в зоні видобувних свердловин - 0,15 ум. одиниць, а між свердловинами - 0,1 ум. одиниць. Залишкові запаси у ділянках пласта між свердловинами дорівнюють: за $Q_a/Q_г$ = 1 - 30 ум. одиниць, за $Q_a/Q_г$ = 2,5 - 40 ум. одиниць.

Результати досліджень, зображені на рисунках 3-4, наглядно підтверджують розрахункові дані, наведені на рисунках 1 і 2, що із збільшенням темпу нагнітання азоту в поклад зменшується кількість вилученого залишкового газу.

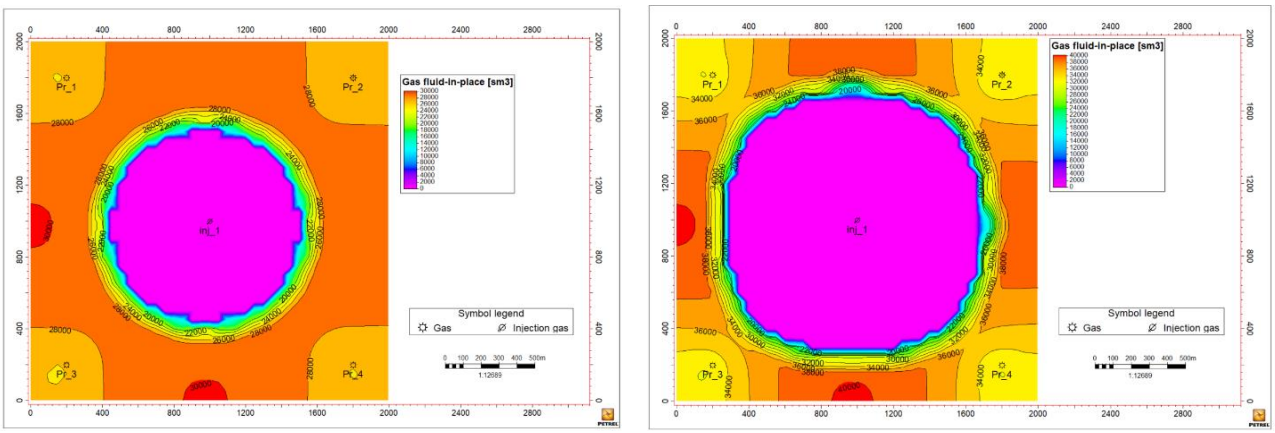
Невідібраний залишковий газ із застійних зон можна вилучити, застосувавши метод зміни напрямів фільтраційних потоків. Для цього рекомендується зупинити центральну нагнітальну свердловину і перевести у нагнітальні дві видобувні свердловини на протилежних кінцях квадратного поля. Іншим напрямом підвищення ступеня вилучення залишкового газу з покладу може бути одночасне закачування азоту в центральну нагнітальну свердловину і дві раніше видобувні свердловини на протилежних кутах квадрату.

Результати виконаних досліджень підтверджують високу технологічну ефективність застосування азоту для вилучення залишкового газу з виснажених газових покладів та обгрунтовують напрями максимізації кінцевого коефіцієнта газовилучення за залишковим газом шляхом вибору оптимальних значень темпу нагнітання азоту в поклад і тривалості періоду його нагнітання.



а) *б)*

Рисунок 3. Розподіл азоту на момент досягнення вмісту азоту 5 % об. для значень ступеня компенсації поточного видобутку природного газу нагнітанням азоту 1:1 (а) та 2,5:1 (б)



а) *б)*

Рисунок 4. Розподіл залишкових запасів газу на момент досягнення вмісту азоту 5 % об. для значень ступеня компенсації поточного видобутку природного газу нагнітанням азоту 1:1 (а) та 2,5:1 (б)

Список використаних джерел

1. Кондрат Р. М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ : ФОЛІАНТ, 2021. 456 с.

ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН НА ДВОПЛАСТОВОМУ ГАЗОВОМУ РОДОВИЩІ ЗА ПЛОЩОВОЇ ВЗАЄМОДІЇ РІЗНОПРОНИКНИХ ПЛАСТІВ

Кондрат Роман Михайлович,
Доктор технічних наук, професор, професор кафедри
видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
roman.kondrat@nung.edu.ua

Матіїшин Лілія Ігорівна,
Ph.D., доцент, завідувач кафедри
видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
liliia.matiishyn@nung.edu.ua

Смоловик Ліана Романівна,
Кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри
видобування нафти і газу, (ІФНТУНГ)
liliana.smolovyk@nung.edu.ua

Газові родовища переважно характеризуються багатопластовою будовою продуктивних відкладів, які складаються з окремих газоносних пластів різної товщини, проникності і площового поширення. Газоносні пласти можуть гідродинамічно взаємодіяти між собою по всій площі газоносності і через літологічні вікна, тріщини і тектонічні порушення в глинистих породах між ними або бути гідродинамічно ізольованими.

У процесі розробки двопластового родовища з різнопроникними пластами однакової товщини, що гідродинамічно взаємодіють між собою по всій площі контактування, більша кількість газу припливатиме у свердловини з високопроникного пласта і менша кількість газу - з низькопроникного пласта. Пластовий тиск швидше знижуватиметься у висопроникному пласті і повільніше – у низькопроникному пласті. Між пластами виникне перепад тиску, під дією якого частина газу з низькопроникного пласта перетікатиме у високопроникний пласт. Проте через переважно низьку проникність порід-колекторів у вертикальному напрямі перетікання газу між пластами відбуватиметься досить повільно. На момент повного виснаження високопроникного пласта ще залишатимуться значні запаси невідібраного газу у низькопроникному пласті, видобуток якого продовжуватиметься тривалий час. Тому для інтенсифікації процесу розробки двопластового газового родовища з різнопроникними пластами доцільно підвищити дебіт газу з низькопроникного пласта, що можна здійснити обробленням привибійної зони цього пласта.

Для встановлення впливу параметрів обробленої привибійної зони низькопроникного пласта на дебіт газу цього пласта і загальний дебіт свердловини виконано дослідження на прикладі гіпотетичного двопластового газового родовища з верхнім (першим) низькопроникним пластом і нижнім (другим) високопроникним пластом, що контактують між собою по всій площі газоносності.

Родовище розробляється центральною свердловиною і характеризується такими параметрами: середня глибина залягання родовища (на межі пластів) – 3100 м; початковий пластовий тиск (на межі пластів) - 30 МПа; пластова температура (на межі пластів) – 335 К; радіус зони дренування свердловини - 500 м; радіус свердловини за долотом - 0,1 м; початковий вибійний тиск - 28,5 МПа; депресія на пласт – 1,5 МПа; відносна густина газу - 0,6; товщина окремих пластів – 15 м; коефіцієнти фільтраційних опорів газоносних пластів: верхнього (першого) пласта – A_1=1,08 МПа^2·добу/тис.м^3; B_1=0,084 (МПа·добу/тис.м^3)^2; нижнього (другого) пласта A_2=0,36 МПа^2·добу/тис.м^3; B_2=0,028 (МПа·добу/тис.м^3)^2; коефіцієнт проникності пластів в горизонтальному напрямі: низькопроникного пласта – 4,04·10^{-3} мкм^2; високопроникного пласта - 12,12·10^{-3} мкм^2; коефіцієнт проникності пластів у вертикальному напрямі - 0,242·10^{-3} мкм^2.

Дослідження виконані для різних значень радіуса обробленої привибійної зони низькопроникного пласта (0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 1; 2; 5; 10; 20 м) і ступеня зниження в ній коефіцієнтів фільтраційних опорів (у 2; 4; 6; 8 разів). У дослідженнях розглянуто базовий варіант, в якому не враховується перетікання газу між пластами під час розробки родовища через низьку проникність порід-колекторів у вертикальному напрямі.

Дебіт газу з кожного пласта визначали за залежністю, отриманою з двочленної формули припливу газу до вибою свердловини [1]:

$$q_i = -\frac{A_i}{2B_i} + \sqrt{\left(\frac{A_i}{2B_i}\right)^2 + \frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{B_i}} \qquad (1)$$

де i=1,2 (перший або другий пласт);

q_i - дебіт газу з i-ого пласта, тис.м^3/добу;

$P_{пл}$, $P_{виб}$ - відповідно пластовий і вибійний тиски, МПа;

A_i, B_i – коефіцієнти фільтраційних опорів i-ого пласта, A_i, (МПа^2·добу/тис.м^3); B_i, (МПа·добу/тис.м^3)^2.

Для наведених вхідних даних початковий дебіт газу з верхнього пласта дорівнює q_1=26,525 тис.м^3/добу, початковий дебіт газу з нижнього пласта q_2=49,921 тис.м^3/добу.

У разі оброблення привибійної зони низькопроникного пласта радіусом r_1 зі зниженням в ній коефіцієнтів фільтраційних опорів з A_1 до A_1^* і з B_1 до B_1^* дебіт газу з низькопроникного пласта визначали за залежністю:

$$q_1^* = -\frac{C}{2D} + \sqrt{\left(\frac{C}{2D}\right)^2 + \frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{D}} \qquad (2)$$

де

$$C = \frac{1}{\ln\frac{R_к}{r_c}} \cdot \left(A_1 \ln\frac{R_к}{r_1} + A_1^* \ln\frac{r_1}{r_c} \right), \qquad (3)$$

$$D = \frac{1}{\left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_к}\right)} \left[B_1 \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{R_к}\right) + B_1^* \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_1}\right) \right]. \qquad (4)$$

У розглядуваному прикладі коефіцієнти фільтраційних опорів низькопроникного пласта у три рази більші, ніж у високопроникному пласті. Для оцінки впливу

колекторських властивостей пластів низькопроникного пласта на дебіт газу додатково розглянуто варіант, в якому коефіцієнти фільтраційних опорів низькопроникного пласта у десять разів більші, ніж у високопроникному пласті.

Результати досліджень впливу селективного оброблення привибійної зони низькопроникного пласта на дебіт газу із цього пласта для співвідношення коефіцієнтів фільтраційних опорів низькопроникного і високопроникного пластів $\frac{A_1}{A_2}\left(\frac{B_1}{B_2}\right)=3$ і різних значень радіусу обробленої зони і ступеня зниження в ній проникності зображені на рисунках 1 і 2. Горизонтальна лінія на рисунках відповідає дебіту газу з нижнього високопроникного пласта.

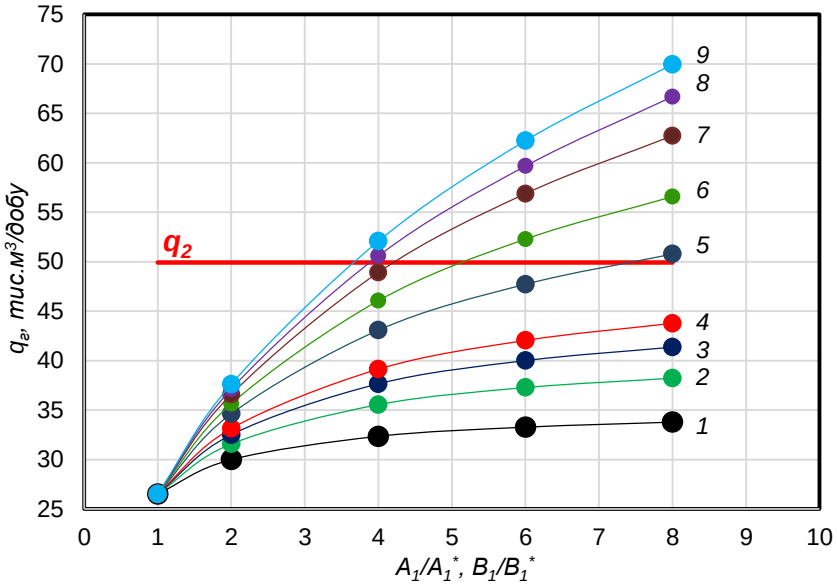
Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить про зростання дебіта газу з низькопроникного пласта q_1 із збільшенням радіусу обробленої привибійної зони r_1 і ступеня зменшення в ній коефіцієнтів фільтраційних опорів n. Наведені на рис. 1 і 2 залежності дебіта газу q_1 від розглядуваних чинників поступово виположуються. За певних значень радіусу обробленої зони r_1 і ступеня зниження в ній коефіцієнтів фільтраційних опорів n дебіт газу з верхнього низькопроникного пласта q_1 перевищує дебіт газу з нижнього високопроникного пласта q_2. Для розглядуваного прикладу виконання умови $q_1 \geq q_2$ досягається за таких значень r_1 і n: для r_1=1 м за $n\geq 8$; для r_1=2 м за $n\geq 6$; для r_1=10 м за $n\geq 4$.

Згідно з результатами досліджень для умов розглянутого прикладу залежно від радіусу обробленої зони і ступеня зниження в ній коефіцієнтів фільтраційних опорів дебіт газу з низькопроникного пласта зростає з 26,525 тис.м^3/добу до 69,947 тис.м^3/добу. Загальний дебіт свердловини з обох пластів зростає з 76,446 тис.м^3/добу до 119,868 тис.м^3/добу.

Отже для підвищення продуктивності свердловини потрібно провести оброблення привибійної зони низькопроникного пласта. За результатами статистичної обробки розрахункових даних оптимальне значення радіусу обробленої присвердловинної зони низькопроникного пласта становить 0,8 м, а ступінь зниження в ній коефіцієнтів фільтраційних опорів – 5,12. При цьому дебіт газу з низькопроникного пласта зростає з 26,525 тис.м^3/добу до 43,707 тис.м^3/добу. Отримане значення дебіта газу з обробленого низькопроникного пласта є близьким до початкового дебіта газу з високопроникного пласта, що свідчить про доцільність оброблення привибійної зони низькопроникного пласта.

Згідно з результатами додаткових розрахунків розподілу тиску у високопроникному і низькопроникному пластах у початковий період розробки родовища максимальний перепад тиску між пластами має місце на відстані 1 м від осі свердловини, тому оптимальне значення радіусу обробленої зони низькопроникного пласта потрібно приймати не менше 0,8-1 м, а ступінь зниження в ній коефіцієнтів фільтраційних опорів - 5,12.

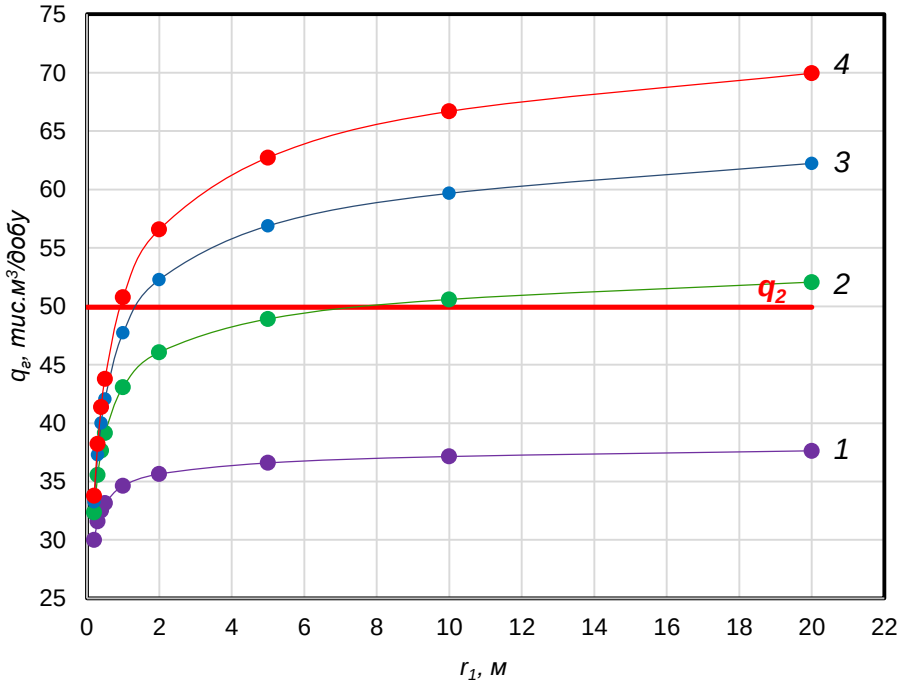
За співвідношення коефіцієнтів фільтраційних опорів низькопроникного і високопроникного пластів $\frac{A_1}{A_2}\left(\frac{B_1}{B_2}\right)=10$ отримано аналогічний характер залежностей дебіта газу з низькопроникного пласта від радіусу обробленої зони і ступеня зниження в ній коефіцієнтів фільтраційних опорів, як для $\frac{A_1}{A_2}\left(\frac{B_1}{B_2}\right)=3$.



нижній високопроникний пласт;

1 – 0,2; 2 – 0,3; 3 – 0,4; 4 – 0,5; 5 – 1; 6 – 2; 7 – 5; 8 – 10; 9 – 20 м

Рисунок 1 – Залежність дебіта газу з верхнього низькопроникного пласта q_1 від ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів в обробленій привибійній зоні $\frac{A_1}{A_1^*}\left(\frac{B_1}{B_1^*}\right)$ за різних значень радіуса обробленої зони



нижній високопроникний пласт; 1 – 2; 2 – 4; 3 – 6; 4 – 8 разів

Рисунок 2. Залежність дебіта газу з верхнього низькопроникного пласта q_1 від радіусу обробленої привибійної зони r_1 за різного ступеня зниження в ній коефіцієнтів фільтраційних опорів $\frac{A_1}{A_1^*}\left(\frac{B_1}{B_1^*}\right)$

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість підвищення продуктивності свердловин на двопластовому газовому родовищі з різнопроникними пластами, що контактують між собою по всій площі газоносності, шляхом оброблення привибійної зони низькопроникного пласта. Обгрунтовані оптимальне значення параметрів обробленої зони низькопроникного пласта.

Список використаних джерел

1. Кондрат Р. М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ : ФОЛІАНТ, 2021. 456 с.

ТРАНСФОРМАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПАРАДИГМИ ПОВОЄННОЇ ВІДБУДОВИ МІСТ УКРАЇНИ: КОМПАРАТИВНИЙ АНАЛІЗ СВІТОВОГО ДОСВІДУ

Смадич Іван Петрович
к. арх. доц. кафедри архітектури і дизайну
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
info@smadych.com

Вступ. Повномасштабна війна в Україні спричинила безпрецедентні руйнування енергетичної та містобудівної інфраструктури, що ставить перед державою складне завдання постконфліктної реконструкції. За даними Kyiv School of Economics, станом на початок 2025 року прямі збитки інфраструктурі України перевищують 150 мільярдів доларів, значна частина яких припадає на енергетичний сектор та міську забудову. В умовах глобальної кліматичної кризи та європейського курсу на декарбонізацію, Україна стоїть перед унікальною можливістю не просто відновити зруйноване, а здійснити якісну трансформацію енергетичної парадигми міст від традиційної централізованої системи до гібридної моделі з інтеграцією відновлювальних джерел енергії.

Актуальність дослідження обумовлена кількома критичними факторами. По-перше, повоєнна відбудова України збігається з глобальним енергетичним переходом та необхідністю виконання зобов'язань у межах Паризької угоди та Європейського зеленого курсу. По-друге, руйнування традиційної енергетичної інфраструктури створює "вікно можливостей" для впровадження сучасних технологій без необхідності демонтажу існуючих систем. По-третє, енергетична безпека та автономність міст стали критичними факторами резильєнтності в умовах гібридних загроз.

Світовий досвід повоєнної відбудови демонструє різні підходи до енергетичної реконструкції – від швидкого відновлення традиційних систем (Німеччина після Другої світової війни, Хорватія в 1990-х) до амбітних програм зеленої трансформації (Південна Корея після війни 1950-53 років, Японія у післявоєнний період). Компаративний аналіз цих кейсів дозволив виявити аспекти стратегії балансу між швидкістю відновлення та довгостроковою сталістю.

Мета дослідження полягає у визначенні оптимальної моделі трансформації енергетичної парадигми повоєнної відбудови міст України на основі компаративного аналізу світового досвіду постконфліктної реконструкції енергетичних систем урбанізованих територій.

У відповідності до мети дослідження сформовано наступні **завдання:**

- Проаналізувати історичні моделі енергетичної відбудови міст після воєнних конфліктів у XX–XXI століттях.
- Дослідити баланс між традиційними (викопні палива, централізована генерація) та альтернативними (сонячна, вітрова, біоенергетика) джерелами енергії в постконфліктних містобудівних стратегіях;
- Виявити критичні фактори успіху та перешкоди в імплементації зелених технологій в умовах повоєнного відновлення;

- Визначити специфічні умови та потреби енергетичної реконструкції міст України;
- Розробити рекомендації щодо гібридної енергетичної моделі для різних типів українських міст з урахуванням їх ресурсного потенціалу та рівня руйнувань.

Проблематика енергетичної складової повоєнної відбудови міст знаходиться на перетині кількох наукових дисциплін – містобудування, енергетики, економіки розвитку та conflict studies.

Теоретичні основи постконфліктної реконструкції закладені в працях Пола Кольєра ("Post-Conflict Recovery: How Should Strategies Be Distinctive?", 2009) [1], який наголошує на важливості балансу між швидкими результатами та довгостроковими структурними змінами. Дженніфер Брінкерхофф у дослідженні "Digital Diasporas and Conflict Prevention" (2011) [2] розглядає роль інноваційних технологій у відбудові, що релевантно для енергетичного сектору.

Специфіка енергетичної відбудови після конфліктів досліджується у працях Моргана Базіліана та колективу Світового банку ("Energy and Post-Conflict Reconstruction", 2017) [3], де автори аналізують кейси відновлення енергосистем у різних регіонах світу. Ключовий висновок – країни, що інвестували у децентралізовані системи, демонстрували вищу резільєнтність до повторних конфліктів.

Європейський досвід повоєнної енергетичної реконструкції висвітлено у роботах німецьких дослідників, зокрема Дітера Хельма ("Energy Policy in Post-War Europe", 2014), який аналізує "економічне диво" Німеччини через призму швидкого відновлення вугільної та ядерної енергетики. Критичним є висновок про те, що орієнтація на традиційні джерела прискорила відбудову, але створила залежність, подолання якої вимагає десятиліть та значних інвестицій в Energiewende.

Балканський досвід 1990-х років проаналізовано у дослідженні Єлени Стоянович ("Energy Infrastructure Reconstruction in Post-Conflict Balkans", 2018), яка порівнює стратегії Боснії та Герцеговини, Хорватії, Косово. Авторка доводить, що країни з більш диверсифікованими енергосистемами (Хорватія з її гідроенергетикою) відновлювалися швидше та стійкіше.

Азійський досвід, зокрема досвід Південної Кореї після війни 1950-53 років, досліджений у роботі "Energy Infrastructure and Economic Miracle" (2015) [4] Кім Чон Су, який показує, як країна побудувала енергетичну систему з нуля, спочатку спираючись на вугілля та гідроенергетику, а з 2000-х років активно інтегруючи ВДЕ. До 2020 року Південна Корея досягла 20% частки відновлювальної енергії, хоча стартувала з повністю зруйнованої інфраструктури.

Японський досвід енергетичної трансформації після Другої світової війни висвітлений у праці Такеші Йошіда ("Japan's Post-War Energy Revolution", 2013). Країна, що втратила доступ до колоніальних ресурсів та зіткнулася з масштабними руйнуваннями, за 20 років створила одну з найефективніших енергосистем світу, спираючись спочатку на гідроенергетику та імпортну нафту, згодом додавши ядерну енергетику та ВДЕ.

Досвід Польщі у трансформації енергосистеми після соціалістичного періоду розглянутий у дослідженні Анджея Ковальського ("Poland's Energy Transition: From Coal Dependency to Green Future", 2019) [5]. Хоча це не класичний постконфліктний кейс, досвід радикальної трансформації вугільної економіки є релевантним для розуміння викликів енергетичної модернізації.

Український контекст частково висвітлений у попередніх працях про відбудову після Другої світової війни (Юрій Нельговський, "Відбудова міст України 1943-1950", 2005) та сучасних публікаціях про енергетичну безпеку науковців ІФНТУНГ, як енергетичного профільного ВУЗу країни [6].

Аналіз світового досвіду дозволяє виділити три основні моделі енергетичної відбудови міст після воєнних конфліктів:

Модель 1: Швидке відновлення традиційних систем (Західна Європа 1945-1955, Південна Корея 1953-1970). Характеризується пріоритетом швидкості над інноваціями, відбудовою вугільної та гідроенергетики, централізованими системами. Німеччина відновила 80% довоєнних потужностей за 10 років, але створила технологічну залежність на десятиліття. План Маршалла фінансував саме традиційну інфраструктуру як найшвидший шлях до економічного відновлення. Південна Корея побудувала енергосистему на вугіллі та нафті, що забезпечило швидку індустріалізацію, але створило екологічні виклики.

Модель 2: Поступова модернізація (Балкани 1995-2010, Польща 1990-2010). Поєднання відновлення існуючих потужностей з елементами оновлення. Хорватія зберегла гідроенергетику, поступово додаючи газові станції та ВДЕ. Процес повільніший, але менш ресурсозатратний. До 2010 року країна досягла 25% ВДЕ в енергобалансі. Польща поступово модернізувала вугільну промисловість, паралельно розвиваючи вітрову енергетику та біомасу.

Модель 3: Leap-frogging (стрибок через етап) (окремі регіони після локальних конфліктів 2010р). Використання руйнувань як можливості для впровадження сучасних технологій без демонтажу старих. Приклади включають пілотні проекти автономних мікромереж із сонячними панелями та системами накопичення енергії, які розгортаються швидше за централізовану інфраструктуру.

Баланс традиційного та зеленого

Компаративний аналіз показує, що найуспішніші стратегії базуються на **гібридній моделі** з етапністю впровадження:

Етап 1 (0-2 роки): Швидке відновлення критичної інфраструктури. Використання наявних традиційних технологій (ТЕС, газові турбіни), модульних рішень. Хорватія відновила 70% енергопостачання за 18 місяців саме завдяки швидкому ремонту ГЕС та ТЕС. Японія після 1945 року пріоритизувала відновлення гідроелектростанцій та ТЕЦ як найшвидший спосіб забезпечення базового електропостачання.

Етап 2 (2-5 років): Гібридизація системи. Інтеграція відновлювальних джерел у відбудовану мережу. Сонячні панелі на відновлених будівлях, вітропарки на звільнених територіях, системи накопичення енергії. Німеччина після об'єднання інтегрувала ВДЕ у Східних землях швидше, ніж у західних. Польща розпочала масштабні програми вітрової енергетики у 2000-х роках.

Етап 3 (5-15 років): Зелена трансформація. Поступова заміна традиційних джерел, розвиток smart grids, циркулярної економіки. Південна Корея за період 2010-2020 років збільшила частку ВДЕ з 2% до 20%, демонструючи можливість трансформації навіть високоіндустріалізованої економіки. Німеччина реалізує Energiewende з амбітною метою 80% ВДЕ до 2030 року.

Критичні фактори успіху

Дослідження виявляє п'ять критичних факторів:

1. *Фінансування*: Країни з доступом до міжнародних грантів та пільгових кредитів (Хорватія – ЄС, Південна Корея – США, Польща – фонди ЄС)

впроваджували енергетичні проекти швидше. Японія отримала підтримку через програму відбудови під керівництвом США.

2. *Інституційна спроможність*: Сильні регуляторні органи та прозорі процедури закупівель прискорюють реалізацію проектів. Косово страждало від корупції, що уповільнило відбудову на 5-7 років порівняно з Хорватією. Південна Корея створила ефективну державну енергетичну корпорацію KEPCO, яка координувала всю відбудову. Японія розробила чіткі стандарти безпеки після війни.

3. *Технологічна доступність*: Зниження вартості сонячних панелей на 69% за 2010-2020 роки робить їх доступними навіть для країн з обмеженими бюджетами. Модульні рішення дозволяють швидке розгортання без складної інфраструктури.

4. *Геополітичний контекст:* Енергонезалежність стає пріоритетом для країн з загрозою повторення конфлікту. Україна після 2014 року знизила імпорт російського газу з 60% до нуля, розвиваючи власний видобуток та ВДЕ. Південна Корея диверсифікувала джерела енергоресурсів після нафтових шоків 1970-х років.

5. *Соціальна прийнятність:* Залучення громад до проектів кооперативної енергетики підвищує довіру та ефективність. Німецькі Energiegenossenschaften (енергетичні кооперативи) володіють 42% потужностей ВДЕ. Польські муніципалітети активно залучали мешканців до проектів локальної енергогенерації.

Специфіка українського контексту

Україна має унікальну комбінацію факторів для енергетичної трансформації:

Переваги: Значний потенціал ВДЕ (сонячної на півдні, вітрової на узбережжі Чорного моря та центральної частини України), наявність кваліфікованих кадрів, європейська інтеграція з доступом до Green Deal, досвід реформ енергоринку 2019-2024 років, підтримка міжнародних партнерів, існуюча база ядерної та теплоенергетики, наявність власного видобутку газу та вугілля [7,8].

Виклики: Масштаб руйнувань перевищує післявоєнні ситуації Балкан, потреба у швидких результатах для населення, обмежений бюджет, корупційні ризики, необхідність балансу між швидкістю та якістю, питання енергобезпеки під час відбудови, тривала загроза повторних ударів по інфраструктурі, застаріла інфраструктура радянського зразка.

Для різних типів міст доцільні різні стратегії:

- *Міста-мільйонники (Харків, Дніпро):* Гібридна модель з відновленням ТЕЦ + масштабні сонячні та вітропарки на околицях + smart grids + системи акумулювання енергії для критичної інфраструктури. Досвід Південної Кореї показує ефективність поєднання традиційної та зеленої генерації.
- *Великі міста (Чернігів, Суми):* Пріоритет децентралізованих систем, локальні ВДЕ, системи накопичення, модульні рішення з можливістю автономної роботи районів. Польський досвід локальних енергетичних кооперативів може бути корисним.
- *Малі міста та селища:* Можливість leap-frogging з автономними smart-мікромережами, інтеграцією сонячних дахів, теплових насосів, локальних біогазових установок. Це дозволить створити резильєнтну систему та знизити залежність від централізованих мереж.

Висновки

Трансформація енергетичної парадигми повоєнної відбудови України вимагає балансу між прагматизмом швидкого відновлення та стратегічним баченням сталого майбутнього. Світовий досвід демонструє, що найуспішнішими є гібридні моделі з етапним впровадженням зелених технологій.

Для України оптимальною є стратегія *"швидке відновлення з зеленим вектором"*: пріоритет відновлення базової енергетичної безпеки традиційними методами (ремонт існуючих ТЕС, ГЕС, АЕС) паралельно з масовою інтеграцією ВДЕ у нову забудову, стимулювання децентралізованої генерації для підвищення резільєнтності, створення регуляторних та фінансових механізмів для залучення приватних інвестицій у зелену енергетику.

Досвід Південної Кореї демонструє, що навіть повністю зруйнована країна може за 20-30 років створити сучасну енергосистему. Японський приклад показує важливість ефективного державного управління та чітких стандартів. Німецький кейс підкреслює можливість глибокої трансформації навіть в індустріальних регіонах. Балканські приклади акцентують важливість інституційної спроможності та боротьби з корупцією. Польський досвід демонструє, як можна поступово відходити від вугільної залежності.

Подальші дослідження мають зосередитись на розробці конкретних містобудівних стандартів енергоефективності для відбудови, механізмів фінансування гібридних проектів, створення систем енергетичного моніторингу та управління для smart cities, а також адаптації кращих світових практик до специфічних умов різних регіонів України з урахуванням їх ресурсного потенціалу, кліматичних умов та рівня руйнувань.

Список літератури

1. Collier P. Post-Conflict Recovery: How Should Strategies Be Distinctive? Journal of African Economies. 2009. Vol. 18, № 1. P. 99–131.
DOI: https://doi.org/10.1093/jae/ejn020
2. Brinkerhoff J. Digital Diasporas and Conflict Prevention: Infrastructure and Innovation. Cambridge : Cambridge University Press, 2011. 312 p.
3. Bazilian M., Kimura O., Shirley R. et al. Energy and Post-Conflict Reconstruction. Washington : World Bank Publications, 2017. 245 p.
4. Kim J. S. Energy Infrastructure and Economic Miracle: South Korea's Post-War Development. Seoul : Korea Development Institute Press, 2015. 428 p.
5. Kowalski A. Poland's Energy Transition: From Coal Dependency to Green Future. Warsaw : Polish Economic Institute, 2019. 356 p.
6. Чудик І. І., Паневник Д. О. Аналіз процесів цифрової трансформації нафтогазової галузі. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2023.
7. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» : розпорядження Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80 (дата звернення: 25.10.2025).
8. Європейський зелений курс: можливості та виклики для України / за ред. О. В. Суходолі. Київ : НІСД, 2021. 148 с. URL:
https://niss.gov.ua/doslidzhennya/nacionalna-bezpeka/evropeyskiy-zeleniy-kurs-mozhlyvosti-ta-vyklyky-dlya-ukrainy (дата звернення: 25.10.2025).

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ПРОДУВАННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ОБСЯГІВ ВТРАТ ГАЗУ ПІД ЧАС ПРОДУВАННЯ СВЕРДЛОВИН І ШЛЕЙФІВ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Голубенко В'ячеслав,
аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
viacheslav.golubenko@ugv.com.ua

Ярослав Дорошенко,
д.т.н., професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
yaroslav.doroshenko@nung.edu.ua

Переважна більшість газових і газоконденсатних родовищ України перебуває на завершальній стадії розробки, коли спостерігається істотне зниження пластового тиску. Це зумовлює накопичення рідини у свердловинних стовбурах і понижених ділянках шлейфів, що ускладнює стабільну експлуатацію свердловин. За низьких швидкостей газового потоку рідина не виноситься на поверхню, а утворює застійні зони. Це призводить до збільшення гідравлічного опору, зменшення дебіту та підвищення ризику гідратних і корозійних утворень. Традиційні методи боротьби з рідинним накопиченнями – капілярні системи подачі ПАР [1], velocity-string [2], плунжерні ліфти [3] потребують значних капітальних витрат і часто неефективні для малодебітних свердловин. Тому промислова практика орієнтується на періодичні продування свердловин і шлейфів через факельні лінії. Такі операції є технологічно простими, не вимагають дорогого обладнання і дозволяють швидко відновити роботу свердловини.

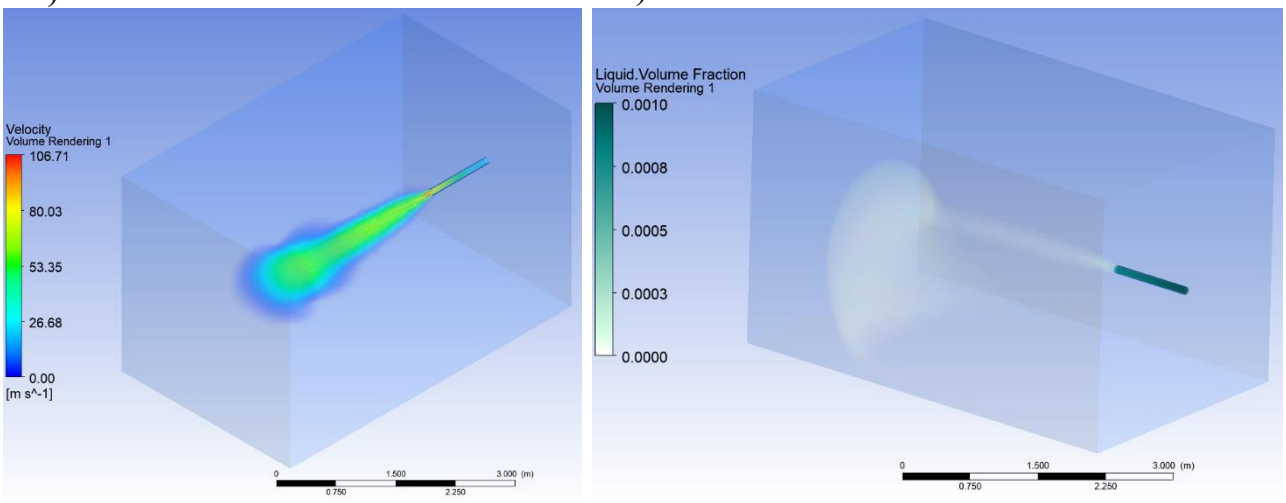
Через відсутність приладів обліку на більшості об'єктів визначення втрат газу під час продування проводиться розрахунковими методами. Існуючі підходи [4] базуються на припущенні критичного витікання сухого газу або на екстраполяції робочого дебіту з коригуючими коефіцієнтами. Обидві групи формул не враховують вплив рідкої фази, що знижує точність результатів. Для дослідження процесу було змодельовано рух газорідинної суміші системою «пласт – свердловина – шлейф» у середовищі PipeSim. Розрахунки показали, що при робочих тисках швидкість газу недостатня для винесення рідини, тоді як під час продування швидкість потоку різко зростає. Унаслідок цього формується двофазний потік, що виносить рідинні накопичення.

Для аналізу процесу витікання двофазного потоку створено CFD-модель у програмному комплексі Ansys Fluent із застосуванням моделі VOF, що дозволяє описати взаємодію фаз. Модель побудована з урахуванням рівнянь маси, імпульсу, енергії та турбулентності за моделлю k-ε. Моделювання виконано для різних значень тиску та об'ємної частки рідини від 0 до 0,1.

Результати моделювання візуалізовані побудовою тривимірних контурів розподілу швидкостей (рис. 1, а) та об'ємної частки рідини (рис. 1, б) у розрахунковій

області, що дало змогу простежити закономірності її просторової структури та характер перерозподілу. Додавання рідкої фази в газовий потік істотно трансформує картину розподілу швидкостей. Спостерігається зниження середньої швидкості потоку, тоді як ширина та довжина швидкісного струменя значно зростають. Отримані результати підтверджуються даними, зафіксованими в реальних умовах продувних процесів.

а) б)



а) – розподіл швидкості потоку; б) – розподіл об'ємної долі рідини

Рисунок 1. Результати CFD-моделювання витікання двофазного потоку з трубопроводу (*P=0,30 МПа, α_l = 0,001*).

Встановлено, що навіть невелика об'ємна частка рідини суттєво зменшує швидкість витоку і число Маха, переводячи потік з критичного у субзвуковий режим. Це пояснюється збільшенням густини суміші, зростанням в'язкісних втрат і частковим зменшенням ефективного перерізу витоку. На основі результатів CFD-моделювання отримано рівняння для розрахунку об'ємної витрати газу з урахуванням об'ємної частки рідини у потоці. Для перевірки його достовірності створено лабораторну установку, що відтворює процес газорідинного витікання під час продування. Порівняння розрахункових і експериментальних результатів показало високу збіжність, а максимальна похибка не перевищила 7 %. Запропонована методика є інженерно придатною для оцінювання втрат газу під час продувань свердловин і шлейфів. Її застосування дозволяє точніше враховувати двофазний характер потоку та підвищує достовірність енергетичних і технологічних балансів під час експлуатації виснажених родовищ.

Література:

1. V.B. Volovetskyi, Ya.V. Doroshenko, S.M. Stetsiuk, S.V. Matkivskyi, O.M. Shchyrba, Y.M. Femiak, G.M. Kogut, Development of foam-breaking measures after removing liquid contamination from wells and flowlines by using surface-active substances, *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering* 114/2 (2022) 67–80. DOI: 10.5604/01.3001.0016.2157

2. Z. Zhai, S. Qi, G. Kartoatmodjo, T. Wang, J. Wang, J. Bo, Investigation of the effectiveness of velocity string to improve gas well productivity, *Petroleum Science and Technology* 42/8 (2023) 958–973. DOI: 10.1080/10916466.2022.2149798

3. Y. Fan, J. Xiang, B. Li, J. Chen, M. Jiang, F. Yu, Applicability evaluation of plunger lift technology in shale gas wells, *Frontiers in Energy Research* 11 (2024) 1343724. DOI: 10.3389/fenrg.2023.1343724

4. Голубенко В. П., Стецюк С. М., Філіпчук О. О. Аналіз методик визначення втрат газу під час продувань шлейфів і свердловин для видалення рідинних накопичень. *Нафтогазова енергетика*. 2023. № 1(39). С. 24–35. DOI: 10.31471/1993-9868-2023-1(39)-24-34

AI-DRIVEN OPTIMIZATION OF BUSINESS PROCESSES IN OIL & GAS OPERATIONS: A FRAMEWORK FOR INTELLIGENT ENERGY MANAGEMENT

Mazur Yurii,
PhD student, Department of Management and Administration,
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
yurii.mazur-a07322@nung.edu.ua

The global oil and gas industry faces unprecedented challenges: volatile energy markets, stringent environmental regulations, and mounting pressure for operational excellence. While automation has been integral to energy operations for decades, recent developments in artificial intelligence and machine learning suggest transformative potential that extends beyond incremental efficiency gains [1, 2]. Contemporary AI technologies enable capabilities for predictive analysis, autonomous decision-making, and continuous learning that fundamentally alter how energy companies conceptualize management and value creation [3].

The evolution from traditional automation to AI-driven operations represents a qualitative shift in management paradigms. Early computerization focused on digitizing analog information - converting paper records to digital formats, establishing databases. This digitization phase, while foundational, produced limited operational impact [4]. Subsequent digitalization efforts integrated digital technologies into business processes through enterprise resource planning systems and automated transactions. Research demonstrates that organizations achieving digitalization maturity report 15-25% improvements in operational efficiency [1, 4]. However, these systems excel only at executing predefined rules and struggle with ambiguity and complex decision-making.

True digital transformation reconceives business processes entirely, often resulting in fundamentally new business models. Verhoef and colleagues emphasize that successful transformation demands simultaneous attention to technology, organizational culture, workforce capabilities, and strategic vision [4]. The concept of AI-First Enterprise extends this evolution further - organizations design operations with intelligence as the architectural foundation rather than retrofitting AI capabilities onto legacy systems [2, 3].

The energy industry exemplifies volatile, uncertain, complex, and ambiguous (VUCA) conditions where organizational resilience becomes critical. Resilience - defined as the capacity to anticipate disruptions, adapt operations rapidly, and recover from setbacks - requires robust environmental sensing, flexible decision-making structures, and cultures that embrace learning from failure [5]. AI technologies potentially enhance each resilience dimension: machine learning algorithms process vast information streams to detect emerging trends, autonomous systems respond rapidly to operational anomalies, and simulation environments enable scenario testing without real-world risks [1, 5].

Within oil and gas operations, several domains demonstrate particular promise for AI-driven optimization. Production optimization involves managing complex interdependencies: injection pressures, flow rates, equipment configurations, and geological uncertainties. Traditional optimization relies on simplified models and periodic human analysis. AI systems continuously process real-time sensor data, identify suboptimal patterns, and recommend adjustments that maximize hydrocarbon recovery while

minimizing environmental impact [2, 6]. Research documents cases where machine learning models improved production efficiency by 8-15% compared to conventional approaches, particularly in fields with complex geology or aging infrastructure [6].

Predictive maintenance represents another high-value application. Equipment failures carry severe consequences: lost production, safety hazards, and environmental releases. Traditional preventive maintenance follows fixed schedules that result in excessive servicing or insufficient attention. Machine learning models trained on historical failure patterns and real-time sensor data predict component failures with substantially greater accuracy, enabling precisely timed interventions [1, 7]. Studies show that AI-based predictive maintenance reduces unplanned downtime by 30-40% while decreasing maintenance costs by 20-25% [7].

Supply chain optimization presents additional opportunities. Energy companies coordinate complex logistics across geographically dispersed facilities, managing drilling schedules, maintenance planning, product transportation, and inventory. AI algorithms optimize these interconnected decisions while accounting for weather patterns, market conditions, and operational constraints that exceed human analytical capacity [3, 8].

Despite promising applications, significant obstacles impede AI adoption in energy companies. Infrastructure legacy represents a fundamental constraint - many facilities operate equipment installed decades ago when digital connectivity was not a design consideration. Retrofitting older infrastructure with sensors and communication capabilities often proves technically difficult and economically questionable [7, 8]. Data quality issues compound these challenges. Machine learning algorithms require substantial volumes of clean, well-structured data, yet many energy companies maintain data fragmented across incompatible systems, inconsistently labeled, and inadequately documented [4, 8].

Regulatory and safety considerations add complexity. Energy operations involve hazardous materials and potential for catastrophic accidents. Regulatory frameworks developed for human-operated systems may not adequately address autonomous decision-making, creating legal uncertainties about liability allocation and verification requirements [7]. Organizational resistance should not be underestimated. Energy companies maintain strong engineering cultures built on decades of accumulated expertise. Introducing AI systems that challenge established practices can provoke skepticism, particularly when recommendations contradict experienced judgment [1, 3].

Based on synthesis of theoretical literature and practical implementation cases, we propose an integrated framework for AI-driven business process management in energy operations (Figure 1). This framework encompasses four interconnected domains that must be addressed simultaneously.

The Ukrainian energy sector operates under distinctive conditions that shape AI adoption prospects. Ongoing conflict has disrupted operations and created acute energy security concerns. Investment capital remains scarce, with resources prioritized for immediate operational needs [8]. However, these challenges exist alongside factors that may accelerate certain aspects of AI adoption. Ukraine necessary integration with European energy markets creates regulatory drivers for operational modernization [8]. Resource constraints may paradoxically drive innovation - companies unable to compete through capital expenditure must seek competitive advantages through operational excellence and efficiency gains, precisely where AI offers potential value [4, 6]. Ukraine strong tradition of technical education provides a foundation for developing necessary capabilities, while IT sector strength creates domestic technological capacity.

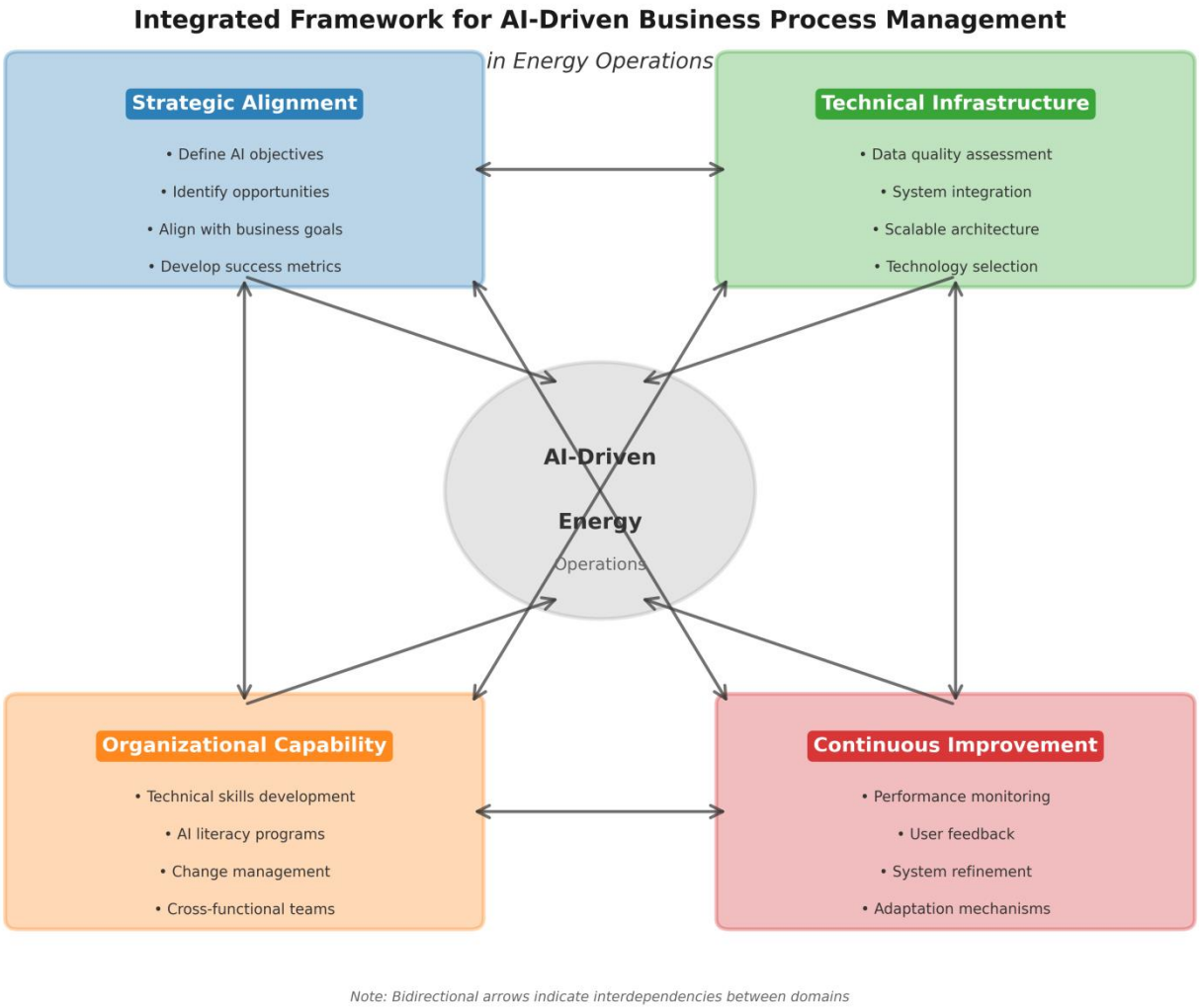


Figure 1 – Integrated Framework for AI-Driven Business Process Management in Energy Operations

The Strategic Alignment Domain establishes clear connections between AI initiatives and organizational objectives through rigorous analysis of operational challenges and identification of high-value opportunities. Organizations must develop metrics capturing AI contribution to strategic goals rather than focusing narrowly on technical performance [2, 4]. The Technical Infrastructure Domain builds data and computational foundations through systematic data quality assessment, governance structure implementation, and establishment of integration architectures connecting diverse operational systems [4, 8]. Organizations should adopt modular, scalable approaches accommodating technological evolution rather than rigid implementations [3].

The Organizational Capability Domain develops competencies required for AI-enabled operations, encompassing both technical skills (data science, machine learning) and broader capabilities (AI literacy among managers, change management expertise). Research suggests effective AI adoption requires approximately 40% technical specialists and 60% translators bridging technical and operational domains [1, 6]. The Continuous Improvement Domain establishes mechanisms for ongoing learning and adaptation. AI systems should not be viewed as one-time implementations but as evolving capabilities requiring continuous refinement through performance monitoring, user feedback gathering, and improvement opportunity identification [5, 7].

Successful AI adoption in Ukrainian energy companies will likely follow different pathways than in more stable contexts. Rather than comprehensive enterprise-wide transformations, resource constraints may favor lean, focused implementations targeting specific high-value problems where AI demonstrates clear return on investment within short timeframes [7, 8]. Collaboration with international partners can help overcome local resource limitations while building domestic capabilities for long-term sustainability [2, 3].

For industry practitioners, AI represents a fundamental shift requiring systematic, sustained transformation programs beyond pilot projects. Policymakers face challenges creating frameworks enabling innovation while ensuring safety and environmental protection. Forward-looking regulation should focus on performance outcomes rather than prescribing specific operational methods [1, 5]. For the workforce, the shift toward intelligent operations demands proactive skill development. Evidence suggests AI more commonly transforms jobs rather than eliminates them - workers who develop capabilities to collaborate effectively with AI systems remain valuable [6, 7].

As the energy industry confronts pressures for decarbonization, efficiency improvement, and operational excellence, AI will likely play an increasingly central role. Companies developing capabilities to harness these technologies effectively position themselves for competitive advantage [2, 4]. The framework proposed here provides guidance for energy companies navigating this transformation by attending simultaneously to strategic, technical, organizational, and continuous improvement dimensions [1-8]. For Ukraine specifically, energy sector modernization through AI adoption could contribute to economic recovery, environmental sustainability, and European integration - outcomes worth the considerable effort required.

References

1. Vial, G. (2019). Understanding digital transformation: A review and a research agenda. Journal of Strategic Information Systems, 28(2), 118-144.
2. O'Brien, K., & Scapicchio, M. (2024). What is digital transformation? IBM. Retrieved from https://www.ibm.com/think/topics/digital-transformation
3. Westerman, G., Bonnet, D., & McAfee, A. (2014). Leading digital: Turning technology into business transformation. Harvard Business Review Press.
4. Verhoef, P. C., et al. (2021). Digital transformation: A multidisciplinary reflection and research agenda. Journal of Business Research, 122, 889-901.
5. Linnenluecke, M. K. (2017). Resilience in business and management research: A review of influential publications and a research agenda. International Journal of Management Reviews, 19(1), 4-30.
6. Bouncken, R. B., Kraus, S., & Roig-Tierno, N. (2021). Knowledge-and innovation-based business models for future growth. Review of Managerial Science, 15(1), 1-14.
7. Horvath, D., & Szabo, R. Z. (2019). Driving forces and barriers of Industry 4.0. Technological Forecasting and Social Change, 146, 119-132.
8. Andriole, S. J. (2017). Five myths about digital transformation. MIT Sloan Management Review, 58(3), 20-22.

ПЕРЕДУМОВИ ТА ЕТАПИ СТВОРЕННЯ ІНТЕГРОВАНИХ МОДЕЛЕЙ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

Дякончук Сергій Анатолійович
Начальник департаменту АТ «Укртрансгаз»
Dyakonchuk-sa@utg.ua

Стогній Олексій Вадимович
Ph.D., Начальник відділу АТ «Укртрансгаз»
Stognii-ov@.utg.ua

Непапишев Євгеній Олександрович
Провідний інженер АТ «Укртрансгаз»
Nepapyshev-yo@utg.ua

Дубров Дмитро Павлович
Провідний інженер АТ «Укртрансгаз»
Dubrov-dp@utg.ua

Горошко В'ячеслав Євгенійович
Провідний інженер АТ «Укртрансгаз»
Horoshko-vy@utg.ua

Розвиток моделювання колекторів і підземних сховищ газу

На ранніх етапах становлення нафтогазової промисловості праця геологів вимагала неабиякої інтуїції, досвіду і здатності робити прогнози за обмеженими даними [1].

Справжній прорив у нафтогазові галузі відбувся завдяки комп'ютеризації та впровадженні цифрових геолого-технологічних моделей. Ці інструменти дозволили перейти від якісних, укрупнених оцінок до поточкового кількісного аналізу: від двовимірного картування до 3D моделювання та симуляції роботи родовищ. І якщо на початку технологічні обмеження дозволяли створювати моделі з не більше як десятками тисяч комірок (grid cells), то вже у 1990-х роках звичайні робочі станції могли опрацьовувати сотні тисяч і навіть мільйони комірок [1].

Стрімкий розвиток статичного геологічного моделювання став можливим завдяки залученню геостатистичних методів — піксельних (pixel-based) та об'єктно-орієнтованих (object-based) підходів. Вони надали доступ до широкого інструментарія для створення моделей властивостей геологічного середовища між свердловинами, дозволяючи прогнозувати просторовий розподіл пористості, проникності та насичення флюїдами. Однак фактор кваліфікованості фахівця залишався ключовим: саме досвід визначав методологію інтерпретації результатів, вибір моделей і перевірку достовірності прогнозів [1].

Таким чином для умов сьогодення для ефективного використання ПСГ необхідно розробляти та впроваджувати методики інтегрованого геолого-гідродинамічного моделювання системи пласт-свердловина, які здатні забезпечити достовірне прогнозування їхньої поведінки та оптимізацію режимів роботи при неповноті,

розрізненості та різної якості вихідної геологічної інформації. Враховуючи, що в останнє десятиліття при відсутності значного росту видобутку та експорту газу до України підземні сховища газу стали критичним важливим елементом енергетичної безпеки країни. При цьому використання стандартних методик моделювання через брак чи неповноту даних може призводити до неефективного використання активного обсягу ПСГ, неоптимальних режимів роботи, що в свою чергу призведе до економічних втрат та ризиків погіршення експлуатаційних характеристик об'єктів підземного зберігання газу. Також за результатами дослідження очікується підвищення достовірності прогнозування показників роботи ПСГ, що прямо впливатиме на енергетичну безпеку та економічну ефективність оператора ПСГ.

Підходи до моделювання підземних сховищ газу (ПСГ)

Сьогодні ті самі принципи та методи, які спершу застосовувалися до моделювання нафтових і газових родовищ, успішно адаптуються та реалізуються при роботі з моделями підземних сховищ газу (ПСГ). Створення тривимірних (3D) моделей дозволяє фахівцям прогнозувати розподіл обсягів газу та тисків, оцінювати ефективність процесів нагнітання й відбору, а також оптимізувати режими експлуатації.

Раніше структурні побудови базувалися переважно на картуванні за відбивками у свердловинах (well-top maps) — вимушене спрощення через відсутність результатів площинних та просторових методі геологічної розвідки, таких як 3D-сейсморозвідка. Ситуацію ускладнювала також обмежена кількість 2D-досліджень на вже виснажених родовищах.

На сьогодні фонд АТ «Укртрансгаз» налічує 12 об'єктів підземного зберігання газу, з яких два створені у водоносних структурах, а решта — у виснажених газових родовищах.

Аналіз завдань для ПСГ

У період інтенсивного розвитку підземного зберігання газу практика створення сховищ поставила перед теорією низку специфічних завдань для умов ПСГ, серед яких [2]:

1. **Геологічні та гідродинамічні характеристики пласта**

– оцінка реального радіусу дренажу обсягів газу свердловинами, «слабодренованих» зон і розподілу тиску в неоднорідному пласті;

– дослідження фільтрації газу в привибійній зоні та закономірностей формування «газового тіла».

2. **Конструктивні та технологічні параметри свердловин**

– вибір оптимальної конструкції та діаметрів НКТ, шлейфів і інтервалів вторинного розкриття;

– визначення оптимальної депресії/репресії на пласт і максимально допустимого тиску в газосховищі з огляду на історію видобутку та накопичені технологічні проблеми в системі пласт-свердловина.

3. **Режим роботи та взаємодія свердловин**

– дослідження інтерференції свердловин і впливу темпів нагнітання-відбору на депресію/репресію та активний об'єм газу;

– оцінка характеристик малодебітних свердловин та ефектів їх скупченого розміщення.

На момент створення більшості підземних сховищ газу такі розрахунки базувались на усереднених показниках, особливо в частині характеристик пластової системи. Відсутність комп'ютерних інструментів і недостатня кількість геофізичних

даних не дозволяли повноцінно враховувати просторову неоднорідність порід-колекторів, внаслідок цього не перевірені припущення, покладені в основу проєктних рішень, згодом створили передумову для накопичення проблем для експлуатації ПСГ.

Сучасні підходи: інтегроване моделювання (IAM)

Сучасні геолого-технологічні моделі будуються на основі великої кількісті геолого-геофізичних даних, враховуючи просторову анізотропію та гетерогенність колекторських властивостей, та використовуються в динамічних симуляторах потоку, що дають змогу отримати кількісні відповіді на поставлені вище питання.

У цьому контексті особливої актуальності набуває інтегроване моделювання (Integrated Asset Modelling, IAM) — підхід, який об'єднує геологічні, геофізичні, петрофізичні, гідродинамічні та інженерні дані в єдину узгоджену систему пласт-свердловина-наземна інфраструктура. Такий підхід дозволяє створити комплексну модель, що описує не лише будову пласта, а й поведінку флюїдів під час циклів нагнітання й відбору газу на всіх етапах технологічного ланцюга.

Інтегроване моделювання забезпечує зворотний зв'язок між усіма етапами. Дані з динамічних спостережень (моніторинг тиску, об'ємів відбору тощо) використовуються для калібрування геологічної моделі, а результати симуляцій допомагають спланувати та обрати оптимальні режими експлуатації [3].

При побудові інтегрованої моделі ПСГ ключовим є дотримання правильного workflow — від збору та аналізу вхідних даних до симуляції повноцінної газогідродинамічної моделі. Ефективність цього процесу визначається не лише методологічною точністю, а й якістю та повнотою вихідних даних, які є у розпорядженні фахівців. Саме вихідні дані значною мірою визначають рівень деталізації моделі та методологію її створення та застосування (рис. 1).

Особливості структурного моделювання

Історично перші структурні побудови здійснювались геологами на основі аналізу свердловинних даних та кореляційних схем. При цьому не маючи інформації про міжсвердловинний простір, фахівці керувались принципами загально-геологічної логіки та знаннями про геологічну історію регіону.

Поява 2D сейсморозвідки допомогла отримати інформацію та деталізувати побудови в критичних напрямках, проте більша частина геологічної структури лишалась маловивченою.

Якісний стрибок у галузі створення цифрових геологічних моделей забезпечила 3D-сейсморозвідка, яка надала дослідникам доступ до повноцінного тривимірного сейсмічного зображення геологічної структури, та наочно продемонструвала ступінь обмеженості попередніх методик.

Зокрема, як показано на *рисунку 3*, уточнена структура виявила нові локальні підняття та складну внутрішню сегментацію резервуару. Такі відмінності не лише змінили уявлення про морфологію склепіння, а й дозволили визначити можливі «застійні зони» пласта-колектора, що, у свою чергу, висвітлює потенціал оптимізації схеми експлуатації та збільшення піковості ПСГ.

Аналіз результатів спектральної декомпозиції (рис. 4) виявив локальні варіації хвильового поля в межах виділених піднять. Ці аномалії інтерпретуються як прояви змін у літологічному складі або флюїдонасиченні пластів. Завданням спектральної декомпозиції є розкладення сейсмічного сигналу на окремі частотні компоненти, чутливі до змін у товщині, пористості та насиченні колекторів. Відповідно, зміна енергії сигналу в певному частотному діапазоні може свідчити про наявність газонасиченої товщі, який змінює акустичний контраст і амплітудно-частотні характеристики відбиття. Зіставлення

виділених аномалій із результатами інтерпретації сейсмічного куба та петрофізичної моделі підтвердило, що вони відповідають проникній частині пласта-колектора та є потенційно газонасиченими. Водночас, необхідно зазначити, що згадані особливості є рисами, що характеризують статичну модель, та будуть в подальшому верифіковані засобами динамічного моделювання.

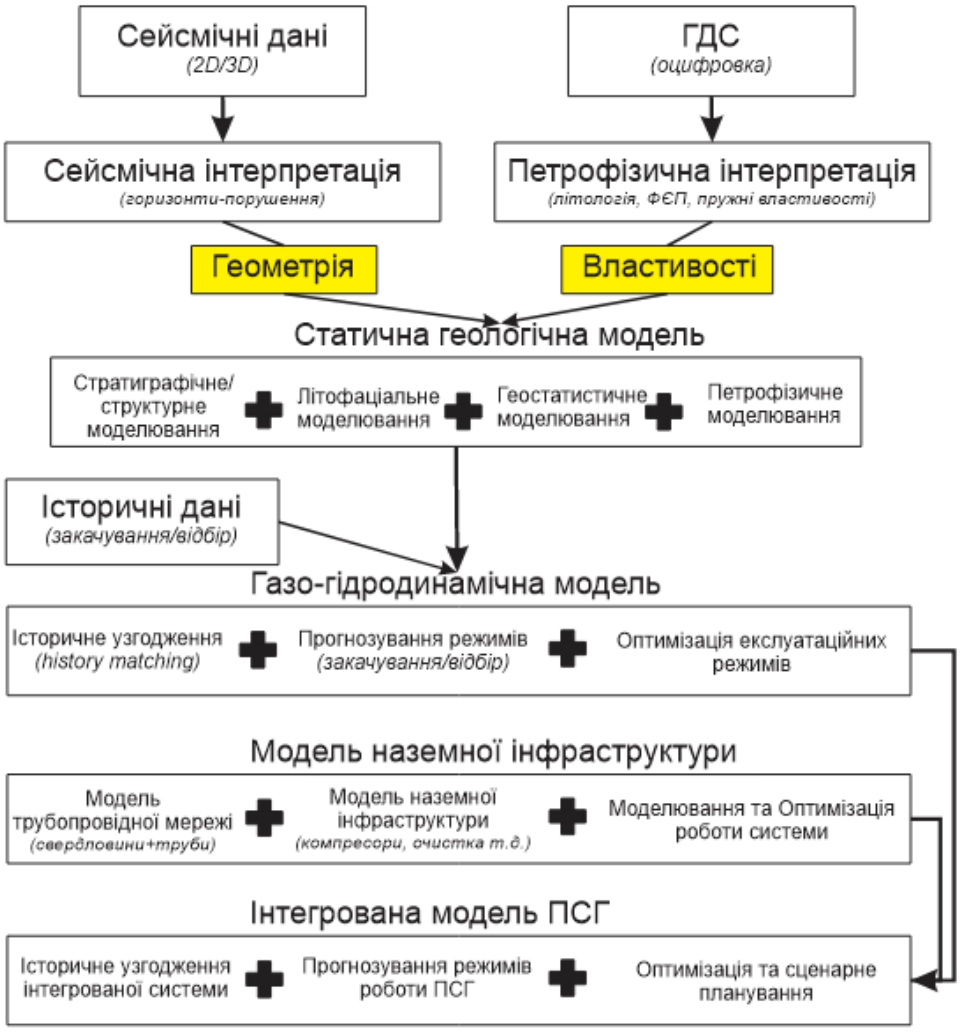


Рисунок 1 –Спрощена блок-схема алгоритму побудови інтегрованої моделі ПСГ



Рисунок 2 – Схематичне зображення відображення нижнього напівпростору за допомогою: A – двовимірної (2D) сейсморозвідки; B – тривимірної (3D) сейсморозвідки; C – фактичного (реального) зображення[4].

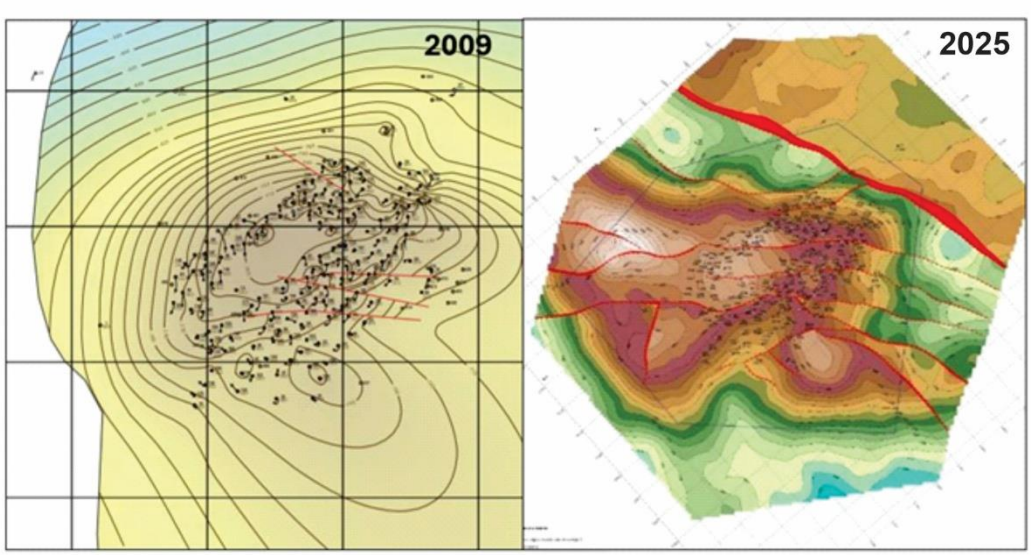


Рисунок 3 – Зміна уявлень структурних побудов за результатами проведення 3D сейсморозвідки

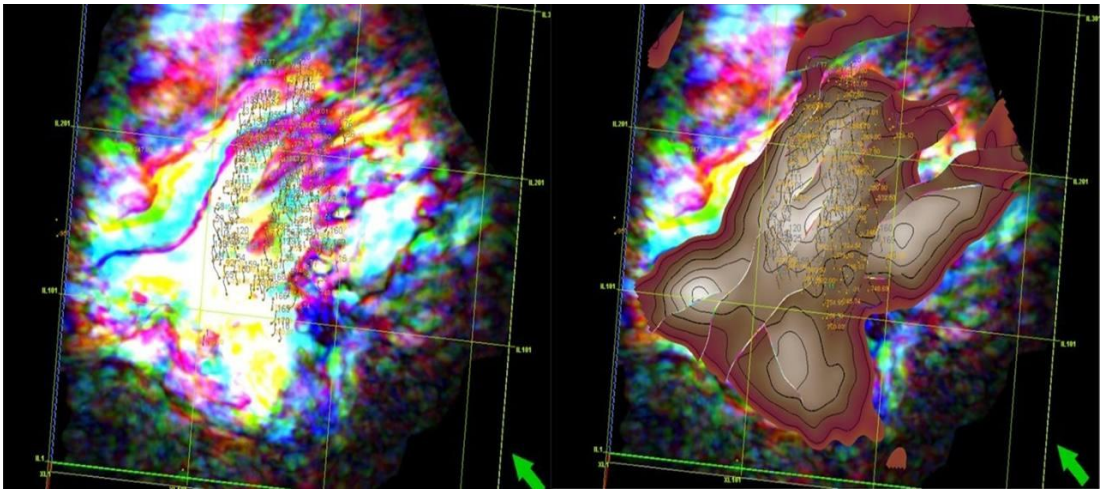


Рисунок 4 – Результати спектральної декомпозиції сейсмічного куба. Виділення частотних аномалій у межах локальних піднять, що корелюють із підвищеними значеннями петрофізичних параметрів (пористість, проникність) і можуть свідчити про потенційне газонасичення.

Наведений приклад не є поодиноким — подібного результату вдалось досягнути практично на всіх об’єктах, де виконано структурне пере-інтерпретування із залученням 3D-сейсморозвідки.

Вже на етапі структурних побудов 3D-сейсміка дає відчутний приріст у розумінні просторової будови пласта, який у подальшому буде безпосередньо конвертуватись у фінансовий ефект. По-перше, уточнена геометрія резервуару дозволяє оптимізувати просторове розміщення свердловин, мінімізуючи кількість непродуктивних або малоефективних інтервалів. По-друге, виявлення потенційно неосвоєних структурних пасток або зон «залишкового» газонасичення відкриває потенціал для суттєвого уточнення газонасиченого об’єму сховища та підвищення продуктивності без необхідності значних інвестицій у нове буріння.

Таким чином, навіть на ранніх етапах геологічного моделювання, коли ще не виконано повної петрофізичної чи гідродинамічної інтеграції, сама лише сейсмічна

переінтерпретація забезпечує якісно новий рівень розуміння внутрішньої будови об'єкта. У випадку, якщо в майбутньому постане потреба у бурінні нових свердловин або реконструкції існуючих, наявна 3D-модель уже сьогодні дає чітке уявлення, де саме такі роботи будуть найбільш доцільними з точки зору геології, гідродинаміки та економічної ефективності.

Особливості забезпечення даними на ПСГ та петрофізичні розрахунки

Фонд свердловин ПСГ перевищує 1500 одиниць, більшість з яких пробурені у 1975–1985 роках. Через це кількість сучасних геофізичних даних обмежена (табл. 1):

- акустичний каротаж (АК) наявний у середньому лише для 13% свердловин (окрім двох наймолодших об'єктів, де охоплення перевищує 50%);
- метод ГГК (щільнісний) відсутній.

При цьому необхідно зважати, що середня відстань між свердловинами в апікальній частині структури становить 150–350 м, тоді як між сейсмічними трасами в сучасній модифікації – близько 25 м. Тому наявність 3D-сейсміки дає змогу не лише використати сейсмокуб в якості об'ємного тренду для поширення петрофізичних параметрів в міжсвердловинному просторі, а й виконати інверсію сейсмічних даних для визначення акустичних властивостей розрізу(AI, Vp, Vs, ρ), що в свою чергу слугують для розрахунку фільтраційно-ємнісних властивостей.

Таблиця 1

ПСГ	К-ь свр.	Наявність ГДС		Сейсміка		Керн
		АК	ГГК	2D	3D	
1	421	33 %	0	-	+	-
2	104	4 %	0	-	+	-
3	300	37 %	0	-	+	7 свр
4	178	11 %	0	-	+	-
5	105	0 %	0	19	-	10 свр
6	179	3 %	0	46	+	-
7	301	78 %	0	33	-	7 свр
8	112	26 %	0	31	-	-
9	104	67 %	0	-	-	-
10	88	0 %	0	2	-	-

В умовах суттєво обмеженого обсягу даних, які дозволяють безпосередньо ув'язати свердловинний розріз із сейсмікою (AI, Vp, Vs, Density), виникає необхідність раціонального вибору методики інтерпретації ГДС, для отримання даних по цільових параметрах в достатньому обсязі. Для цього розв'язуються пряма та обернена задачі розрахунку об'ємного компонентного складу. Основні методи, наявні у більшості свердловин, – ГК, НГК, СК, БКЗ, ІК, КМ. На їх основі спочатку формується компонентна модель за співвідношенням $v_{Clay} + v_{Sand} + \phi = 1$, де v_{Clay}визначається за ГК, СП та NPHI у свердловинах, де це можливо. Маючи компонентну модель, за рівняннями об'ємного міксингу (1, 2) та Грінберга–Кастанга (3) розраховуються пружні властивості навколосвердловинного простору — Density,

Vp, Vs, Vp/Vs, Acoustic Impedance (рисунок 5). Це забезпечує можливість ув'язки ГДС із сейсмічними даними:

$$\rho bulk = (1 - \phi) * (vSand * \rho Sand + \mathrm{v}Clay * \rho Clay) + \phi * \rho Fluid\ , \quad (1)$$

$$\Delta T_{bulk} = vSand * \Delta T_{sand} + vClay * \Delta T_{clay} + \phi \Delta T_{fluid}\ , \quad (2)$$

$$V_s = \frac{1}{2}\left\{(\sum_{i=1}^{\mathrm{i}} X_s * Vs_i) + \left(\sum_{i=1}^{\mathrm{i}} \frac{X_i}{Vs_i}\right)^{-1}\right\}, \quad (3)$$

де, Xi = об'єм і-ого мінералу; Vsi = швидкість поперечної хвилі і-го мінералу.

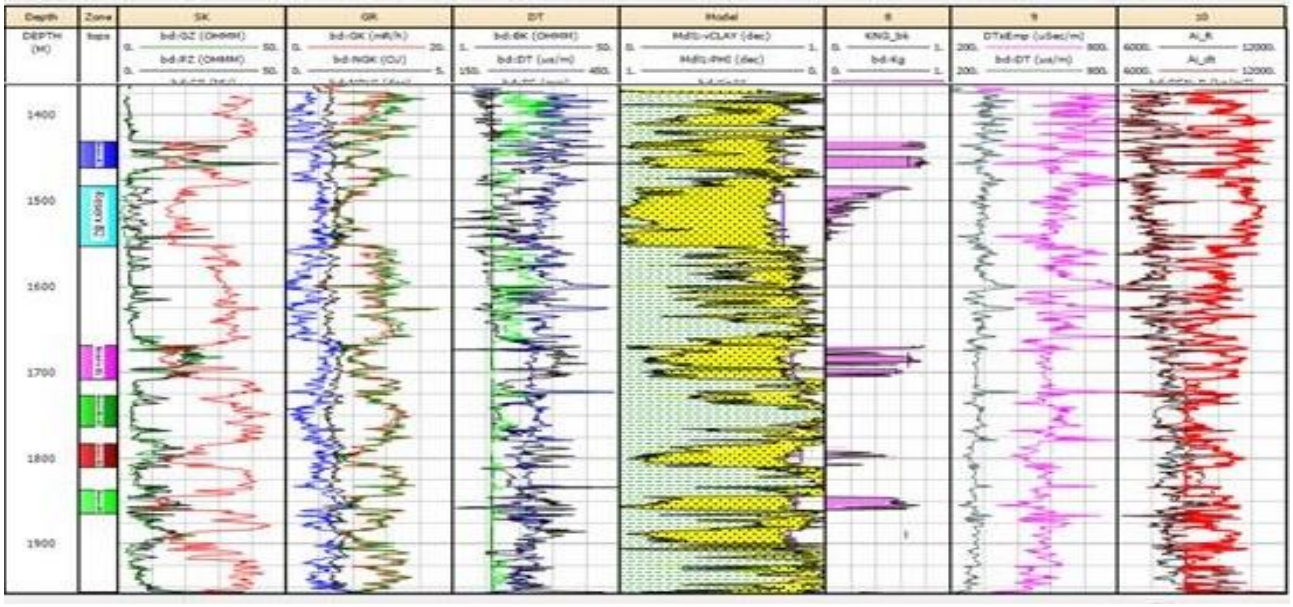


Рисунок 5 – Схема послідовності побудови петрофізичної свердловинної моделі: від введення вихідних даних та розрахунку поправок до формування компонентної моделі, визначення коефіцієнта насичення і пружних параметрів

Зрозуміло, що спеціалізовані сучасні методи ГДС дозволили б набагато точніше визначати цільові петрофізичні параметри. Проте в поточних умовах ми обмежені наявним фондом свердловин: нове буріння на об'єктах підземного зберігання газу наразі не проводиться, а конструкція всіх діючих свердловини включає обсадну колону, що унеможливлює виконання більшості геофізичних досліджень геологічного розрізу.

Ускладнюючим фактором в розрахунках є відсутність результатів лабораторного аналізу керну, що не дає виконати точне калібрування компонентної моделі та змушує виконувати підбір коефіцієнтів петрофізичних рівнянь. Для роботи доступні лише окремі архівні звіти розвідувального буріння, де в більшості випадків наведено лише виміряні значення відкритої пористості та літологічна характеристика відібраних зразків.

Коефіцієнти насичення, своєю чергою, визначаються за результатами електричних методів, проведених у необсадженому стовбурі свердловини. Окреме питання становить оцінка проникності, оскільки практична відсутність матеріалів кернових досліджень зумовлює необхідність покладатись на використання емпіричних залежностей між проникністю, пористістю та невитіснюваним водонасиченням. Для цього застосовується формула Тіксьє [5], яка має вигляд:

$$k = a * \frac{\phi^b}{(S_{wi})^c}$$

де k – проникність, ϕ – пористість, S_{wi} – невитіснюване водонасичення, а a, b, c – емпіричні коефіцієнти, що підбираються для конкретного об'єкта.

Після виконання петрофізичних розрахунків наступним етапом є створення геологічної моделі. В Україні цей процес уже став стандартною практикою, однак він залишається необхідною ланкою будь-якого проєкту моделювання. Вибір конкретної методології визначається якістю та повнотою наявних даних: при їх нестачі використовуються детерміністичні та стохастичні алгоритми, а за наявності даних 3D-сейсміки – можливе виконання сейсмічної інверсії з залученням результатів ГДС.

В результаті етапу петрофізичного моделювання формується багато параметрична статична модель, що характеризується достатнім рівнем детальності та точності, щоб слугувати основою для динамічних розрахунків.

Остаточна перевірка достовірності параметрів та можливе уточнення петрофізичних розрахунків виконується на стадії історичного узгодження (history matching), коли статична складова моделі модифікується та калібрується для досягнення максимальної відповідності фактичними даними закачування-відбирання.

Висновки

В результаті виконання роботи:

- Сформовано та апробовано методологію розрахунку комплексу петрофізичних параметрів порід-колекторів підземних сховищ газу - пористості, проникності, літологічного складу та флюїдонасичення, на основі обмеженого обсягу геолого-геофізичних даних (результатів свердловинних досліджень).
- В рамках етапу створення інтегрованих моделей ПСГ, шляхом комплексування розрахованих за зазначеною методологією петрофізичних параметрів та матеріалів 3D сейсморозвідки, побудовано статичні геологічні моделі підземних газосховищ.
- Сформовано обсяг вхідних даних для виконання динамічної симуляції процесів закачування-відбирання газу з ПСГ.

Одним із завдань динамічного моделювання та інтеграції передбачається верифікація та ітеративна адаптація статичної моделі.

Інтегроване моделювання дозволить оцінити вплив ключових параметрів моделі на технологічні показники, а також здійснити опробування набору сценаріїв подальшої експлуатації сховища. Результати будуть представлені у вигляді графічних залежностей і карт: розподілу тиску, зон ефективного дренування, що дасть змогу перейти від інтерпретації на якісному рівні до кількісної оцінки ефективності.

У світовій практиці такий поетапний інтегрований підхід є основою створення цифрових двійників підземних сховищ газу. Він дозволяє не лише знизити невизначеність і підвищити достовірність прогнозів, а й оцінювати потенціал розширення проектного об'єму, оптимізувати режими роботи свердловин і планувати реконструкцію вузлів ПСГ.

Список літератури:

1. Ringrose, P., Bentley, M. (2015). *Reservoir Model Design: A Practitioner's Guide.*
2. Dudlia, M.A., et al. (2012). *Processes of Underground Gas Storage.* Dnipropetrovsk.
3. Elharith, M., Mansour, A., et al. (2019). *Integrated Modeling of Complex Oil Rim Development Scenario under Subsurface Uncertainty. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology,* 9, 2417–2428.
4. Dondurur, D. (2018). *Acquisition and Processing of Marine Seismic Data.*
5. Tixier, M.P. (1949). *Evaluation of Permeability from Electric-Log Data.*

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ВИКОРИСТАННЯМ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ З ТРАПЕЦЕВИДНОЮ РІЗЬБОЮ

Андрій ДЖУС
д.т.н., професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
Andrii.Dzhus@nung.edu.ua

Сергій КАСАТКІН
аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
Serhii.Kasatkin-a18522@nung.edu.ua

Насосно-компресорні труби – це спеціалізовані сталеві труби, які відіграють ключову роль у нафтовидобувній та газовидобувній промисловості. Їх основне призначення полягає у забезпеченні підйому нафти, газу або води із глибини свердловини на поверхню. Саме з допомогою цих труб рідина або газ транспортується від пласта до устя свердловини, а також здійснюється спуск і підйом глибинних насосів та іншого обладнання.

Конструкція насосно-компресорних труб передбачає високу міцність і герметичність, адже вони працюють у складних умовах під високим тиском і часто в агресивних середовищах. Труби виготовляють із вуглецевих або легованих сталей, а для формування з них довгомірних колон використовують різьбові з'єднання. Це дозволяє швидко монтувати й демонтувати колону під час обслуговування свердловин. Діаметри таких труб зазвичай варіюються від 27 мм до 114 мм, а довжина – від 5 до 11 метрів [1, 2].

Окрім основної функції підйому рідини, насосно-компресорні труби використовують для проведення різноманітних технологічних операцій у свердловині: промивання, ремонтних робіт, гідророзриву пласта, подачі реагентів для інтенсифікації видобутку тощо. Таким чином, завдяки своїй універсальності та надійності насосно-компресорні труби є незамінним елементом у процесах експлуатації, ремонту й обслуговування нафтових і газових свердловин.

Серед виробників насосно-компресорних труб на світовому та українському ринку можна виділити як міжнародні корпорації, так і потужні вітчизняні підприємства. Світовими лідерами у їх виробництві є такі компанії, як JFE Steel Corporation (Японія), Tenaris (Італія/Аргентина), Sandvik Materials Technology (Швеція). В Україні також працюють підприємства, які виготовляють насосно-компресорні труби відповідно до міжнародних стандартів. Серед них можна відзначити Інтерпайп, що спеціалізується на виробництві безшовних сталевих труб для нафтогазової галузі, а також ПАТ "Комінмет". Світові та українські виробники забезпечують ринок як стандартними [1, 2], так і спеціалізованими трубами – наприклад, з підвищеною корозійною стійкістю, полімерними ущільнювачами та іншими інноваційними рішеннями. Окрім цього, на ринку присутні китайські виробники, такі як Zhejiang Guanyu Steel Tube Co., Ltd. та об'єднання Changbao Steel Tube, які постачають труби у різні країни світу, зокрема й в Україну. Їхня продукція відзначається конкурентною ціною та широким вибором типорозмірів.

В останні роки виробники насосно-компресорних труб активно впроваджують низку інновацій, спрямованих на підвищення їх надійності, довговічності та ефективності у складних умовах експлуатації. Одним із ключових напрямків розвитку є використання високоміцних сталей, що дозволяє збільшити робочий тиск і зменшити ризик пошкоджень під час експлуатації. Особливу увагу приділяють також удосконаленню різьбових з'єднань.

При цьому необхідно зазначити, що насосно-компресорні труби з трапецієвидною (трапецеїдальною) різьбою вирізняються особливою конструкцією з'єднання, яка забезпечує підвищену герметичність і міцність у порівнянні з іншими типами різьб [2]. Трапецієвидна різьба має характерний профіль із широкою основою, що дозволяє збільшити площу контакту між трубою та муфтою. Завдяки цьому з'єднання стає більш стійким до осьових навантажень, вібрацій і багаторазового складання та розбирання, що особливо важливо для експлуатації свердловин на великих глибинах або в складних геологічних умовах.

У попередні роки застосування насосно-компресорних труб із трапецієвидною різьбою було обмеженим з кількох причин, пов'язаних як із технологічними, так і з економічними аспектами. Передусім, традиційно в нафтовидобувній галузі використовувалися труби з простішими різьбовими з'єднаннями, зокрема з трикутною (звичайною) різьбою [1, 2]. Це пояснювалося тим, що виробництво таких труб було добре відпрацьоване, а обладнання для нарізання трикутної різьби було поширеним і доступним. Водночас виготовлення трапецієвидної різьби вимагало більш точного обладнання, суворішого контролю якості та додаткових витрат на виробництво, що підвищувало собівартість готової продукції, а їх застосування вважалося економічно недоцільним. Загалом обмежене застосування труб із трапецієвидною різьбою у попередні роки було зумовлене як технічними, так і економічними причинами, а також відсутністю нагальної потреби в їхніх перевагах у більшості стандартних умов експлуатації.

Відповідно до вимог чинного ДСТУ 8935:2019 гладкі і гладкі високогерметичні насосно-компресорні труби мають різьбу різного типу, а саме трикутну із заокругленими вершинами та впадинами і трапецієвидну відповідно. При цьому зовнішні діаметри застосовуваних для їх з'єднання муфт для труб відповідних умовних діаметрів є однаковими. Щодо насосно-компресорних труб з трапецієвидними різьбами, які пропонуються виробниками відповідно до власних технічних умов, необхідно зазначити, що вони можуть постачатися із муфтами з різними зовнішніми діаметрами [3]. Різні зовнішні діаметри муфт для насосно-компресорних труб одного типорозміру – це інженерне рішення, яке дозволяє адаптувати з'єднання до конкретних умов експлуатації, забезпечити міцність, герметичність і довговічність трубної колони.

Зокрема, зовнішній діаметр муфти може бути оптимізований відповідно до принципу відповідної міцності (Matching Strength, MS), тобто таким чином, щоб забезпечити мінімально необхідну критичну площу поперечного перерізу. Це дозволяє досягти такої ж міцності на розтяг, як і для ніпельної частини різьбового з'єднання, зберігаючи загальну міцність з'єднання насосно-компресорних труб. Такий підхід також сприяє збільшенню зазору між елементами конструкції без шкоди для її надійності.

Альтернативно може застосовуватись підхід спеціального зазору (Special Clearance, SC), за якого зовнішній діаметр муфти навмисно зменшується для збільшення зазору між з'єднуваними елементами. Це може призводити до певного

зниження міцності на розтяг, однак його рівень чітко вказується у маркуванні. Наприклад, позначення SC85 означає, що муфта має спеціальний зазор із приблизно 85 % від номінальної міцності на розтяг.

Такі рішення розширюють можливості оптимізації щодо окремих свердловин, при чому за різних способів їх експлуатації. Також вони створюють передумови приведення технологічних рішень у відповідність чинним нормативним документам, зокрема «Правилам розробки нафтових і газових родовищ» та інструкціям щодо спільної експлуатації горизонтів. Саме для одночасно-роздільної експлуатації двох горизонтів можливість концентричного розташування двох рядів колон насосно-компресорних труб в свердловинах з малими діаметрами експлуатаційних колон, а саме з умовним діаметром 146 мм, має практичне значення. Прикладом реалізації може бути застосування колон насосно-компресорних труб умовним діаметром 102 мм і 60 мм. В передбаченому [2] виконанні такі колони у разі застосування гладких та гладких високогерметичних труб характеризуються зовнішніми діаметрами муфт відповідно 120,6 мм та 73,0 мм. При застосуванні рівноміцних (з висадженими назовні кінцями) труб – 127,0 мм та 77,8 мм. Таким чином застосування зовнішнього ряду із рівноміцних труб є не допустимим або не можливим з врахуванням фактичних значень товщини стінки експлуатаційної колони, а застосування гладких труб при великих глибинах спуску з високою ймовірністю не забезпечуватиме необхідної міцності при розрахунку за пропонованими чинними нормативними документами методиками.

За таких умов застосування зовнішнього ряду із труб зовнішнім діаметром 101,6 мм з товщиною стінки 5,74 мм виробництва Tenaris з муфтами типу MS, які характеризуються зовнішнім діаметром 110,79 мм, забезпечує наявність прийнятного діаметрального зазору за різних товщин стінок експлуатаційної колони. При цьому завдяки спеціальному з'єднанню з трапецієвидною різьбою міцність на розтяг труб класу P110 становить 1310 кН, що у 1,5 рази більше порівняно із гладкими трубами групи міцності М з товщиною стінки 6,5 мм [2]. При цьому слід зазначити, що згідно з [1] труби зовнішнім діаметром 101,6 мм виготовляють з товщиною стінки 5,74 мм і 6,65 мм. Порівняно із вказаними типорозмірами згадані вище труби виробництва Tenaris для класу P110 характеризуються відповідно у 1,8 і 1,5 рази більшою міцністю. Щодо труб з висадженими кінцями, то згідно з [1] застосування матеріалу класу P110 не передбачено. В той же час для труб умовним діаметром 102 мм із товщиною стінки 6,5 мм, що виготовляються згідно з [2] і відповідають за міцнісними характеристиками групі міцності М, міцність на розтяг становить 1428 кН. Однак завдяки меншій товщині стінки і відповідно меншій погонній масі труби виробництва Tenaris характеризуються більшою максимальною глибиною спуску порівняно з максимальною глибиною спуску найближчих за розміром рівноміцних труб. Таким чином застосування колони зовнішнім (умовним) діаметром 101,6 мм (102 мм) виробництва Tenaris з муфтами типу MS як за геометричними, так і міцнісними характеристиками є оптимальним рішенням для забезпечення спільної експлуатації двох горизонтів у свердловинах з експлуатаційними колонами умовним діаметром 146 мм.

Список літератури

1. American Petroleum Institute. API Specification 5CT: Casing and Tubing. 11th edition. Washington : API Publishing Services, 2023.

2. ДСТУ 8935:2019. Труби насосно-компресорні та муфти до них. Технічні умови. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019. 28 с.

3. Tenaris. OCTG Product Datasheets. https://dcp.tenaris.com.

THE ECOSYSTEM OF UKRAINE'S FUEL AND ENERGY COMPLEX: ANALYSIS OF ITS MAIN COMPONENTS

Lesya Tarayevska,
Ph.D., Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
Taraevska@gmail.com

The ecosystem of the fuel and energy complex (FEC) is a complex multi-component socio-ecological and economic system that integrates natural, technogenic, organizational and managerial, social, and information-communication elements. Their interaction ensures the production, conversion, transportation, distribution, and consumption of energy resources within society. Its structure is characterized by systemicity, hierarchy, and openness, since the FEC ecosystem constantly exchanges matter, energy, and information with the surrounding natural and socio-economic environment [1].

The foundation of the ecosystem is the natural-resource component, which encompasses a set of natural energy resources such as coal, oil, natural gas, uranium, hydropower, wind, solar radiation, and biomass. This component performs the basic function of meeting humanity's energy needs and determines the geographical, ecological, and economic parameters of FEC functioning. It serves as the primary element in the energy cycle chain, determining the accessibility and sustainability of energy systems.

The technogenic component includes the material and technical base of the fuel and energy complex enterprises engaged in extraction, processing, storage, and transportation of energy carriers; electric and thermal power facilities; energy supply networks; as well as accounting and control systems. It forms the technological framework of the FEC ecosystem and determines its efficiency, energy intensity, and environmental safety. A high degree of infrastructure wear or the use of outdated technologies can become a source of ecological risks and system instability [2].

The socio-economic component encompasses the set of economic actors, labor resources, and energy consumers, as well as the economic relations that arise in the processes of production, distribution, and consumption of energy resources. This component forms the social foundation of the ecosystem, as the efficiency of FEC functioning depends on the qualification level of personnel, employee motivation systems, corporate social responsibility, and the general welfare of the population. Simultaneously, the socio-economic component serves as a driver in shaping the society's energy culture, oriented toward efficient and rational energy use.

The managerial component of the fuel and energy complex ecosystem is represented by the system of state regulation, energy policy, strategic planning and control mechanisms, as well as institutional frameworks ensuring environmental and energy security. Its key role lies in coordinating the actions of all system elements, developing effective managerial decisions, and optimizing the balance between economic benefits and ecological constraints. Through managerial mechanisms, market processes are regulated, investments in "green" energy are stimulated, and energy efficiency and environmental monitoring standards are implemented [3].

The information and communication component encompasses systems for collecting, transmitting, analyzing, and storing data that ensure the operation of the FEC in real time. It forms the basis for the digital transformation of the energy sector, enhancing the transparency of energy processes, optimizing production and logistics decisions, and minimizing energy losses and accident risks. This component integrates digital technologies, artificial intelligence, and automated control systems that form the intelligent energy infrastructure of the future.

The ecological component determines the interaction of the fuel and energy complex with the environment, including its impact on the atmosphere, hydrosphere, lithosphere, and biota. It involves the implementation of environmental safety principles, reduction of greenhouse gas emissions, waste utilization technologies, development of renewable energy, and ecological monitoring systems. This element defines the sustainability level of the FEC ecosystem, ensuring a balance between human production activity and natural reproduction processes. Therefore, the ecosystem of the fuel and energy complex represents an integrated formation in which natural, technogenic, social, managerial, and informational components are interconnected and function within a unified energy production cycle. Its efficiency depends on the harmonious interaction of all components, the level of innovation, ecological orientation of technologies, and the system's ability to adapt to dynamic changes in the global energy environment.

The functioning of Ukraine's fuel and energy complex ecosystem is accompanied by a number of systemic problems arising from the combination of technogenic, economic, ecological, social, and political factors. One of the key issues is the high energy intensity of the national economy, which indicates inefficient energy use and technological backwardness of production processes. A significant portion of the energy infrastructure is physically and morally obsolete particularly thermal power plants, transmission networks, and gas and oil transportation systems leading to energy losses, reduced supply reliability, and increased accident rates.

Another critical issue is the structural dependence on fossil fuels, particularly imports of natural gas and petroleum products, which creates energy vulnerability and increases national security risks. The imbalance in the fuel and energy balance is manifested in the excessive share of traditional energy sources alongside insufficient development of renewable energy, slow adoption of energy-efficient technologies, and limited use of bioenergy, wind, and solar potential.

The ecological aspect of the problem lies in the high levels of air, water, and soil pollution from energy enterprises, accumulation of hazardous waste, land degradation, and increased technogenic pressure on natural ecosystems. Outdated coal combustion and fuel oil technologies, insufficient emission treatment, and weak environmental monitoring exacerbate the negative impact of the FEC on the environment.

Another destabilizing factor is the inconsistency of management decisions in the energy sector, fragmentation of state policy, lack of clear long-term strategic guidelines, and insufficient mechanisms for implementing the concept of sustainable energy development. Low investment levels, bureaucratic barriers, corruption risks, and regulatory instability hinder modernization of energy enterprises and the introduction of innovative solutions.

Information and technological backwardness particularly the low level of digitalization in energy management, limited development of smart metering and monitoring systems reduces the FEC ecosystem's adaptability to modern energy transition challenges. Meanwhile, the sector faces staffing challenges, including an aging workforce and a

shortage of highly qualified specialists in energy management, energy auditing, and renewable energy.

Among the socio-economic problems, the rise in energy prices for households, energy poverty, and the low level of consumer energy culture hinder the adoption of energy-saving behavioral models.

A destabilizing factor for Ukraine's FEC ecosystem is also the ongoing war, which has led to the destruction of energy infrastructure facilities, loss of part of generation capacities, disruption of fuel supply logistics, and increased risks of cyberattacks on energy systems. Collectively, these challenges undermine the stability and efficiency of the FEC ecosystem, pose threats to national energy security, and complicate the transition toward a sustainable, low-carbon development model.

References:

1. The fuel and energy complex system of Ukraine: established approaches and structure. Matiichuk L. (2022). *Ukrainian Journal of Applied Economics and Technology*, № 3, pp. 122-133. DOI: 10.36887/2415-8453-2022-3-17

2. Kuz, V. (2024). Modern Condition And Problems Of The Fuel And Energy Complex In The Context Of Ensuring Ukraine's Energy Security. *University Scientific Notes*, (2 (98), 25-38. https://doi.org/10.37491/UNZ.98.3

3. The contribution of sustainable and clean energy to the strengthening of energy security. Krupnov Y.A., Krasilnikova V.G., Kiselev V. & Yashchenko A.V. (2022). *Frontiers in Environmental Science*, Vol. 10. DOI: 10.3389/fenvs.2022.1090110.

THERMODYNAMIC MODELING OF HYDROGEN-NATURAL GAS BLENDS: ACCURACY OF CUBIC EQUATIONS OF STATE FOR DISTRIBUTION NETWORK CONDITIONS

Hryhorskyi S. Y.,
Ph.D., Associate Professor
Associate Professor of the Department of Transportation
and Storage of Energy Carriers,
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
stanislav.hryhorskyi@nung.edu.ua

Kopachuk N. V.
Postgraduate student of the Department of Transportation
and Storage of Energy Carriers,
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

Introduction. The global strategic pursuit of decarbonization in the energy sector has positioned hydrogen as a key alternative energy carrier. A pragmatic transitional strategy involves blending hydrogen with natural gas and transporting these mixtures through existing pipeline infrastructure. While this approach leverages extensive existing networks, it introduces significant scientific and technical challenges, particularly concerning the physical properties of the gas mixture [1]. The addition of hydrogen alters critical thermophysical properties, rendering conventional engineering methods for calculating gas leakage and technological losses inaccurate [2].

The process of gas leakage is a complex thermodynamic phenomenon, the mathematical description of which relies on three key physical properties: the compressibility factor Z, the adiabatic index κ, and the speed of sound w_s. These parameters are essential for assessing risks, defining hazardous zones, and ensuring the accurate metering of gas. Cubic equations of state (EoS), such as the Soave-Redlich-Kwong (SRK) and Peng-Robinson (PR) models, are widely used for these calculations in industry software. However, their accuracy for hydrogen-natural gas blends, specifically within the pressure and temperature ranges of low-pressure gas distribution networks, has not been sufficiently quantified against benchmark models like the GERG-2008 equation of state [3]. This study aims to provide a quantitative assessment of the accuracy of the SRK and PR equations for predicting the key thermodynamic properties of hydrogen-enriched natural gas under conditions relevant to gas distribution systems.

Methodology. To achieve the research objective, a comprehensive thermodynamic modeling study was conducted using the specialized software package PVTsim Nova, an industry standard for fluid property simulation. The analysis involved a multi-variant simulation of the compressibility factor, adiabatic index, and speed of sound.

The calculations were performed for ten different base compositions of natural gas, reflecting the variability permitted by Ukrainian gas network codes. For each base gas, hydrogen was added in molar concentrations ranging from 0% to 20%. The simulations covered a range of thermobaric conditions typical for gas distribution networks: absolute pressures from 0.1 MPa to 1.3 MPa and absolute temperatures from 243.15 K to 323.15 K (30 °C to 50 °C).

The physical properties calculated using the SRK and PR cubic equations of state were systematically compared against reference values obtained from the highly accurate, multi-parameter GERG-2008 fundamental equation of state, which is recognized as an international standard [4]. This comparative analysis allowed for a quantitative evaluation of the errors associated with the cubic EoS for the specified conditions.

Results and Discussion. The study established that both the SRK and PR cubic equations of state provide high accuracy for calculating the properties of gas-hydrogen mixtures under the investigated conditions. However, their performance varies depending on the specific property being calculated. The Peng-Robinson equation demonstrated superior accuracy for calculating the adiabatic index and the speed of sound, with average relative errors of 1.61% and 0.76%, respectively. Conversely, the Soave-Redlich-Kwong equation was found to be more accurate for predicting the compressibility factor, with an average relative error of only 0.23%.

The influence of thermobaric parameters and hydrogen content on the physical properties was systematically quantified. Key trends were identified:

• *Hydrogen Concentration*: Increasing the molar concentration of hydrogen leads to an increase in the values of all three investigated parameters: compressibility factor, adiabatic index, and speed of sound.

• *Pressure*: An increase in absolute pressure causes a linear decrease in both the compressibility factor and the speed of sound but leads to a slight linear increase in the adiabatic index.

• *Temperature*: An increase in absolute temperature results in a non-linear increase in the compressibility factor and a linear increase in the speed of sound, but causes a non-linear decrease in the adiabatic index.

Conclusions. This research confirms that the widely used SRK and PR cubic equations of state are reliable and accurate tools for modeling the thermodynamic properties of natural gas blends containing up to 20% hydrogen under conditions typical for gas distribution networks.

Based on the quantitative error analysis, specific recommendations can be made: the SRK model is preferable for calculations involving the compressibility factor, while the PR model should be prioritized for determining the adiabatic index and speed of sound.

The results and quantified dependencies established in this study provide a robust scientific and theoretical foundation for future work. They will be utilized to develop simplified, non-iterative engineering models for the operational calculation of gas-hydrogen mixture properties, ultimately improving the accuracy of leakage parameter predictions and technological gas loss accounting.

References:

1. Islam A., Alam T., Sheibley N., Edmonson K., Burns D., Hernandez M. Hydrogen blending in natural gas pipelines: A comprehensive review of material compatibility and safety considerations. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 73. P. 706–731.

2. Lu H., Guo B., Chen X., Yao J., Liu B. Numerical investigation on leakage and diffusion characteristics of buried hydrogen-blended natural gas pipelines. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 59. P. 1491–1506.

3. Kunz O., Wagner W. The GERG-2008 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures. *Journal of Chemical & Engineering Data*. 2012. Vol. 57, no. 11. P. 3032–3091.

4. DSTU EN ISO 20765-2:2022. Natural gas. Calculation of thermodynamic properties. Part 2: Single-phase properties (gas, liquid, and dense fluid) for extended ranges of application. Kyiv, 2022. 124 p.

STUDY OF OPERATING MODES OF DOWNSTREAM SECTIONS OF MAIN GAS PIPES UNDER PARTIAL LOAD CONDITIONS

Hryhorskyi S. Y.,
Ph.D., Associate Professor
Associate Professor of the Department of Transportation
and Storage of Energy Carriers,
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
stanislav.hryhorskyi@nung.edu.ua

Semehen V. V.
Postgraduate student of the Department of Transportation
and Storage of Energy Carriers,
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

Reliable and efficient operation of gas mains is a key condition for ensuring energy security. Modern gas transmission systems often operate under conditions of partial load, which is due to changing market conditions and diversification of supply sources. Under such conditions, the influence of the gas pipeline route profile on its hydraulic regime increases significantly. Downstream sections require special attention, where the potential energy of the gas flow, due to the height difference, can partially or completely compensate for friction energy losses. Under certain conditions, this leads to a unique phenomenon - zero or even negative pressure drop, when the pressure at the end of the section becomes higher than at its beginning. Ignoring this effect can lead to significant errors in hydraulic calculations and incorrect planning of compressor station operating modes. The purpose of this work is to derive analytical dependencies to determine the conditions (critical gas flow rate and critical geometric slope) under which the pressure drop in the downstream section of the gas pipeline is zero.

For a gas pipeline, taking into account the route profile, the formula for calculating commercial volumetric gas flow rate is as follows: [1]

$$Q = 105{,}087 \cdot E \cdot d^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_{inl}^2 - \left(1 + A \cdot \Delta z\right) \cdot P_{out}^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot Z_{avg} \cdot T_{avg} \cdot L \cdot \left(1 + \frac{A \cdot F}{L}\right)}}, \frac{\text{mln. m}^3}{\text{day}}, \quad (1)$$

$$A = \frac{\Delta}{14{,}64 \cdot Z_{avg} \cdot T_{avg}}, \text{ m}^{-1}, \quad (2)$$

where E – hydraulic efficiency coefficient of a gas pipeline;

d – internal diameter of the gas pipeline, m;

P_{inl}, P_{out} – absolute gas pressure at the beginning and end of the gas pipeline section, respectively, MPa;

A – calculation parameter, m^{-1};

Δz – difference in leveling heights of the end and beginning of the section, m;

λ – coefficient of hydraulic resistance of the pipeline (friction factor);

Δ – relative density of gas;

Z_{avg}, T_{avg} – averaged (average integral) values of the compressibility factor and absolute gas temperature, K, along the length of the pipeline section, respectively;

L – geometric length of the section, km;

F – area of the figure bounded by the route profile line and the conditional horizontal axis, the beginning of which coincides with the initial cross-section of the gas pipeline section, m·km.

Regarding the difference of squared pressures, formula (1) can be rewritten as follows:

$$P_{inl}^2 - \left(1 + A \cdot \Delta z\right) \cdot P_{out}^2 = B \cdot L \cdot \left(1 + \frac{A \cdot F}{L}\right), \tag{3}$$

where B – coefficient that takes into account the geometric characteristics of the pipeline and the intensity of energy losses on the site

$$B = \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot Z_{avg} \cdot T_{avg}}{\left(105{,}087 \cdot E\right)^2 \cdot d^5}, \frac{\text{MPa}^2}{\text{km}}. \tag{4}$$

In the case of gas movement along the descending section ($\Delta z < 0$), the area of the route profile will be calculated by the formula

$$F = -\frac{1}{2} \cdot \left|\Delta z\right| \cdot L, \tag{5}$$

where $\left|\Delta z\right|$ – absolute value of the difference in leveling heights on the site, m.

Taking this into account, expression (3) will take the form

$$P_{inl}^2 - \left(1 - A \cdot \left|\Delta z\right|\right) \cdot P_{out}^2 = B \cdot L \cdot \left(1 - \frac{A \cdot \left|\Delta z\right|}{2}\right). \tag{6}$$

To find the critical gas flow rate on the section Q_{cr}, at which the pressure drop on the descending section will be zero, we substitute the equality $P_{out} = P_{inl}$ into formula (6), as well as the absolute value of the geometric slope of the section $\left|i_g\right|$

$$\left|i_g\right| = \frac{\left|\Delta z\right|}{L}, \frac{\text{m}}{\text{km}}, \tag{7}$$

therefore, after mathematical transformations, we get

$$B = \frac{P_{inl}^2}{\frac{1}{A \cdot \left|i_g\right|} - \frac{L}{2}}, \tag{8}$$

$$Q_{cr} = 105{,}087 \cdot E \cdot d^{2{,}5} \cdot \sqrt{\frac{P_{inl}^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot Z_{avg} \cdot T_{avg} \cdot L \cdot \left(\frac{1}{A \cdot \left|i_g\right| \cdot L} - \frac{1}{2}\right)}}, \frac{\text{mln. m}^3}{\text{day}}. \tag{9}$$

Equation (9) is transcendental with respect to the critical commercial productivity Q_{cr}, since the physical quantities on the right-hand side of the equation λ, Z_{avg} and T_{avg} are functions of Q_{cr}. Therefore, its solution must be found by the iteration method.

In the first approximation, the averaged values of the specified parameters are taken, for example

$$Z_{avg} = 0{,}9; \quad T_{avg} = 300\ \text{K}; \quad \lambda = 0{,}009. \tag{10}$$

Then, using formula (9), the critical flow rate for the first iteration is determined. In the process of further calculations, the values of the physical quantities λ, Z_{avg} and T_{avg} are specified (for example, using the methods [2, 3]), taking into account that the average pressure in the area is equal to the initial ($P_{avg} = P_{inl}$). Calculations continue until the condition is met

$$\left|Q_{cr}^{(i+1)} - Q_{cr}^{(i)}\right| \le \Delta Q, \tag{11}$$

where $Q_{cк}^{(i)}$, $Q_{cr}^{(i+1)}$ – critical commercial gas flow rate of the downstream section for the i-th and $(i+1)$-th approximations, respectively;

ΔQ – accuracy of productivity calculation, mln. m^3/day.

Similarly, given the commercial productivity of the pipeline Q, formula (8) can be used to obtain the critical value of the absolute value of the geometric slope $|i_{cr}|$ of the descending section for which the pressure drop across it will be zero ($P_{out} = P_{inl}$)

$$|i_{cr}| = \frac{B}{A \cdot \left(P_{inl}^2 + 0{,}5 \cdot B \cdot L\right)}, \frac{\text{m}}{\text{km}}, \tag{12}$$

or taking into account expression (4)

$$|i_{cr}| = \left\{ A \cdot \left[\frac{\left(105{,}087 \cdot E\right)^2 \cdot P_{inl}^2 \cdot d^5}{Q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot Z_{avg} \cdot T_{avg}} + \frac{L}{2} \right] \right\}^{-1}, \frac{\text{m}}{\text{km}}. \tag{13}$$

From the obtained formula (13), we conclude that if the condition $|i_{cr}| > |i_g|$ is met, then the pressure drop in the section is negative ($\Delta P < 0$) and when the gas moves along the descending section, the final pressure will be greater than the initial ($P_{out} > P_{inl}$). Conversely, if the condition $|i_{cr}| < |i_g|$ is met, the pressure difference in the section is positive ($\Delta P > 0$), i.e. the final pressure will be less than the initial ($P_{out} < P_{inl}$).

Thus, analytical dependencies have been derived to determine the critical flow rate and critical geometric slope of the descending section of the gas pipeline, which allows for a clear prediction of the gas flow regime (with a decrease or increase in pressure). In further studies, the obtained formulas will be used to predict the operating modes of sections of main gas pipelines, taking into account the route profile at partial system loading.

References:

1. Susak, O. M., Kasperovych, V. K., & Andriishyn, M. P. (2013). Truboprovidnyi transport hazu: pidruchnyk [Pipeline Gas Transport: Textbook]. Ivano-Frankivsk: Vydavnytstvo IFNTUNG.345p

2. Derzhavnyi standart Ukrainy. (2009). Pryrodnyi haz. Obchyslennia faktora styslyvosti. Chastyna 2. Obchyslennia na osnovi moliarnoho skladu (ISO 12213-2:2006, IDT) (DSTU ISO 12213-2:2009) [Natural Gas. Calculation of Compression Factor. Part 2. Calculation Based on Molar Composition (ISO 12213-2:2006, IDT)].

3. Hryhorskyi, S. Ya., & Ivanov, O. V. (2021). Udoskonalennia metodyky rozrakhunku propusknoi zdatnosti ta rezhymnykh parametriv roboty system transportu ta zberihannia vuhlevodnevyh haziv na osnovi suchasnykh rivnian stanu [Improvement of the Method for Calculating Throughput Capacity and Operating Parameters of Hydrocarbon Gas Transportation and Storage Systems Based on Modern Equations of State]. International Scientific Journal "Internauka", (16), 65–68. https://doi.org/10.25313/2520-2057-2021-16.

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ КЛЮЧОВИХ ПОКАЗНИКІВ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРИ ВИБОРІ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЦЕПТУР СИСТЕМ HT-HPWBF

Волошин Юрій Дмитрович,
к.т.н., доцент кафедри буріння свердловин
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
yurii.voloshyn@nung.edu.ua

Куців Олег Вікторович,
аспірант кафедри буріння свердловин
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу oleh.kutsiv-a185-23@nung.edu.ua

Марцинків Олег Богданович
к.т.н., доцент, доцент кафедри буріння свердловин
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
oleh.martsynkiv@nung.edu.ua

Розвиток та зростання нафтогазової галузі України сьогодні тісно пов'язаний з бурінням глибоких та надглибоких свердловин і їх ефективним освоєнням. Буріння HPHT-свердловин є одним із найперспективніших напрямків розвитку мінерально-сировинної бази України. Умови HPHT накладають серйозні обмеження на технологічний парк та обладнання, що використовується при бурінні, завершенні та експлуатації таких свердловин [1]. Окрім того умови буріння часто додатково ускладнені високоактивними глинами, наявністю високого вмісту CO_2 та/чи H_2S [2,3], що підвищує вимоги до якості всіх матеріалів, в тому числі технологічних рідин, а також стійкості їх рецептури. Тому особливої уваги заслуговують проблеми вибору оптимальних рецептур бурових розчинів в умовах HPHT обмежень.

З розвитком і розгортанням у світовій нафтогазовій промисловості засад "стійкого розвитку" та "зеленої трансформації" Промислової революції 4.0 галузь все частіше зосереджується на розробці систем типу HT-HPWBF – високопродуктивних систем на водній основі без глини призначених для використання в умовах високих температур [4]. В якості систем HT-HPWBF нафтогазова промисловість все частіше використовує водні розчини органічних солей – форміатів, ацетатів та ін. [5,6], адже на їх основі можна приготувати промивальні рідини з високою густиною і термостійкістю без використання бариту.

Основні проблеми при розробці рецептур промивальних рідин, які повинні виконувати свої функції в умовах високих тисків та високих температур за технологічних, економічних, екологічних та логістичних обмежень пов’язані в першу чергу з невеликою номенклатурою допустимих матеріалів . При виборі матеріалів і компонентів рецептур систем з високою термостійкістю слід враховувати експлуатаційні, екологічні, економічні та логістичні обмеження, що можуть виникнути у кожному конкретному випадку. При оптимізації рецептур промивальних рідин класу HPHT одночасного вирішення потребують проблеми пов’язані з регулюванням реологічних (YP,PV,LSYP,LSRV та ін.), фільтраційних характеристик

(HTHP фільтрація, товщина та властивості фільтраційної кірки), а також осіданням бариту. Вказані параметри підлягають ретельному контролю в динаміці протягом всього циклу спорудження свердловини.

Одним із потенційно найефективніших підходів до розв'язання зазначених проблем є вибір оптимальних рецептур бурових розчинів для умов HPHT-буріння з одночасним використанням процедур інтелектуального аналізу історичних даних та ключових показників ефективності KPI (рисунок 1). Формування та коректний аналіз промислового досвіду відіграють значну роль у формуванні адекватних прогнозних показників ефективності рецептур розчинів, які використовуються в аналогічних чи схожих умовах буріння. Зазначимо, що для формування релевантних KPI статистичний, експертний та Big Data аналіз промислового досвіду виконується за умови попередньої підготовки даних (систематизація, нормування, відбракування шумової складової та ін.). Окрім досвіду, тобто власне накопичених знань та інформації, для належного впровадження і функціонування KPI слід також забезпечити контроль та реєстрацію параметрів промивальної системи в режимі реального часу. За таких умов фактична оптимізація рецептури проводиться шляхом лабораторних тестувань, дизайн і логіка яких побудована на основі оцінки ризиків (risk assessment) та коригується у разі істотних змін процесу проводки свердловини, що зафіксовані Alert-системами. Даний процес по своїй суті є ітераційним підбором компонентного складу промивальної системи для досягнення проєктних значень параметрів системи за умови максимальної відповідності обраним критеріям оптимальності.

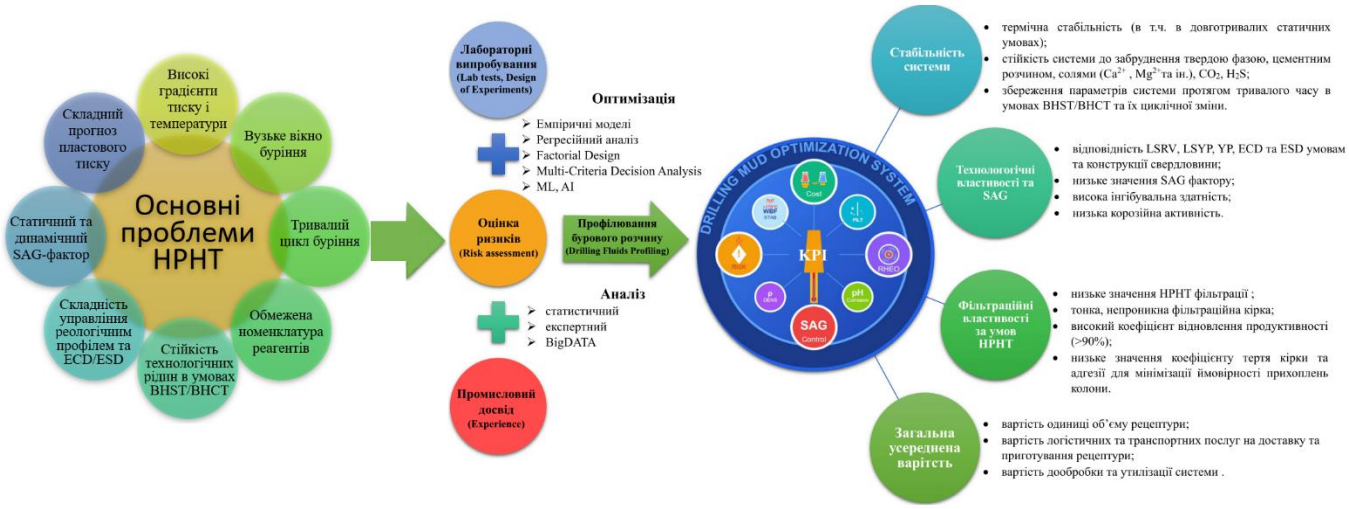


Рисунок 1 –Процес формування комплексних KPI системи HT-HPWBF

Доцільність застосування комплексних KPI в сучасних умовах буріння HPHT свердловин є беззаперечною з огляду на зростаючу складність таких проєктів. Для успішного застосування HT-HPWBF в умовах HTHP необхідно формувати комплекс ключових показників ефективності, що інтегрально відображають придатність рецептури. В складних умовах високих вибійних температур і тисків для забезпечення максимальної безпеки та ефективності процесу буріння окрім KPI рекомендується паралельне розгортання та впровадження AI-платформ контролю та моніторингу поточного стану процесів промивання та поглиблення свердловини (такі як AI-driller, Corva тощо).

Висновки

Розвиток і зростання нафтогазової галузі України сьогодні тісно пов'язаний із реалізацією складних високотехнологічних проєктів, серед яких буріння свердловин в умовах HPHT. Розробка та сервісний супровід систем бурових розчинів в складних умовах HPHT критично залежить від інформаційного забезпечення та накопиченого практичного досвіду. Тому сучасні дослідження у сфері проєктування промивальних систем типу HT-HPWBF все більше концентруються на важливості комплексного підходу до оцінки їхньої ефективності. Розробка та впровадження надійних комплексних KPI є важливим кроком до підвищення безпеки, економічності та екологічності буріння складних нафтогазових свердловин. В умовах співпраці науки із виробництвом подальші лабораторні дослідження будуть спрямовані на розробку уніфікованих методологій формування та застосування комплексних KPI для досягнення пріоритетного нарощування ресурсної бази корисних копалин України.

Список літератури:

1. Zeringue, R. (2005). HPHT completion challenges. У SPE high pressure/high temperature sour well design applied technology workshop. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97589-ms

2. Brownlee, J. K., Flesner, K. O., Riggs, K. R., & Miglin, B. P. (2005). Selection and qualification of materials for HPHT wells. У SPE high pressure/high temperature sour well design applied technology workshop. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97590-ms

3. Al-Saeedi, M. J., Al-Khayat, B., Al Enezi, D. R., Aslan, A., Luzardo, J. P., & Carrera, C. A. (2010). Successful HPHT application of potassium formate/manganese tetra-oxide fluid helps improve drilling characteristics and imaging log quality. У SPE deep gas conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/132151-ms

4. Affede, L., Giubertoni, M., Ciuca, A., Bertoldi, L., Vieira, L. P., & Carpineta, G. (2023). Drilling Offshore Wells with High-Performance Water-Based Mud (HPWBM) in Extreme High-Pressure / High-Temperature (HP/HT) Conditions. У SPE annual technical conference and exhibition. SPE. doi:10.2118/214829-ms

5. Czuprat, O., Dahle, B. O., Dehmel, U., Ritschel, R., Storhaug, J., Adrian, T., & Patey, I. (2019). Systematic selection of drill-in and completion fluids for development of the dvalin HT gas field. У *SPE Norway one day seminar*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/195601-ms

6. Rana, A., Murtaza, M., Raza, A., Mahmoud, M., & Kamal, M. S. (2024). Application of high-density brines in drilling and completion fluids: Current insights and future perspectives. *Energy & Fuels*. doi:10.1021/acs.energyfuels.3c04421

СТАНОВЛЕННЯ БУДІВЕЛЬНОЇ ТА АРХІТЕКТУРНОЇ ІНДУСТРІЇ ІВАНО-ФРАНКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ У ДРУГІЙ ПОЛОВИНІ XX СТОЛІТТЯ

Малярчук Олег Михайлович,
доктор історичних наук,
професор кафедри архітектури і дизайну,
Івано-Франківський національний технічний університету нафти і газу;

Шатківська Оксана Сергіївна,
студентка групи АМ-25-1,
Івано-Франківський національний технічний університету нафти і газу

Актуальність дослідження полягає у вивченні історичного досвіду відбудови економіки України та цивільної інфраструктури після руйнувань, заподіяних Другою світовою війною – російська агресія загострила увагу до осмислення радянського минулого. Станіславська (Івано-Франківська) область, як і Львівська, стала показовою, де насаджувалася комуністична ідеологічна доктрина та заснована на її засадах соціально-економічна організація суспільств. Населенню Станіславської (з 9 листопада 1962 р. – Івано-Франківської) області довелося докласти багато зусиль, щоб відновити зруйновані Другою світовою війною індивідуальні житлові будинки, державні будівлі, промислові підприємства, інфраструктуру транспорту. Протягом 1945–1948 рр. промисловість Станіславської області в цілому була відбудована. До ладу стали паровозоремонтний завод, шкіряно-взуттєвий комбінат, меблева фабрика в Станіславі, нафтопереробний завод у Надвірній, калійний комбінат у Калуші, цукровий завод у Городенці та десятки інших.

Офіційна політична доктрина проголошувала, що радянські будівельники йшли у перших рядах творців матеріально-технічної бази комунізму. Партійна пропаганда стверджувала, що зростання масштабів виробництва й значні зміни соціальної структури суспільства прискорили процес «зближення двох форм соціалістичної власності», ліквідацію відмінностей між класами, розумовою і фізичною працею, містом і селом. На кінець 1950-х р. різко збільшилися масштаби будівництва великих і середніх підприємств. На основі дальшої індустріалізації будівництва, впровадження наукової організації праці і передових методів відбулися певні зрушення. Усе це в повному обсязі відносилося і до економічного життя західного регіону України й, зокрема, Івано-Франківської (Станіславської) області.

В Івано-Франківській області була створена потужна будівельна індустрія – трести «Хімметалургбуд», «Нафтогазбуд», «Прикарпатжитлобуд», «Західхімпроммонтаж», «Прикарпаттяводбуд», управління будівництва Бурштинської ДРЕС. Якщо у 1966 р. будівельні і монтажні роботи вели 44 загально будівельні та спеціалізовані організації, то в 1977 р. – 61. Житлове і промислове будівництво у м. Івано-Франківську та райцентрах та населених пунктах області здійснювали спеціалізовані комбінати «Івано-Франківськпромбуд», трести «Західхімпроммонтаж», «Прикарпатжитлобуд», «Прикарпатспецбуд», обласна міжколгоспна будівельна організація, які мали у своєму розпорядженні відповідну техніку і кадри. Трести і підпорядковані їм організації постійно критикувалися керівництвом «за неритмічність і не справляння зі встановленими

завданнями. Багато робочого часу витрачалося через організаційні неполадки, особливо в спеуправліннях № 75 тресту «Західводбуд», № 612 тресту «Укргідроспецбуд» та № 244 тресту «Термоізоляція». В 1968 р. чотири із шести будівельних управлінь області і трест «Прикарпатжитлобуд», не виконали семимісячного плану підрядних робіт введення в дію житлової площі і завдань з підвищення продуктивності праці, допущено відставання у будівництві дитячих садків, клубів, об'єктів торгівлі та ін.» [1, арк. 1].

У середині XX ст. введено в експлуатацію Калуський, Долинський та Івано-Франківський заводи збірних залізобетонних виробів і конструкцій загальною потужністю понад 180 тис. $м^3$ збірного залізобетону, Калуський і Бурштинський домобудівні комбінати загальною потужністю 70 тис. $м^2$ житла на рік. Будівельні організації області були забезпечені потужною на той час технікою. Тільки в підрядних будівельних організаціях нараховувалось 180 різних екскаваторів, 170 бульдозерів, 80 баштових кранів та понад 200 мобільних кранів, автонавантажувачів, трубоукладчиків та іншої спеціалізованої техніки. Калуські будівельники першими в Львівському економічному районі перейшли на виготовлення і застосування збірних залізобетонних двадцятичотириметрових ферм та плит перекриття довжиною 12 і шириною 1,5–3 м. В тресті «Прикарпатжитлобуд» широко застосовувалися хімічні матеріали для настилання підлог. На Бурштинському домобудівному комбінаті вперше в країні впроваджено у промислове виробництво віброактивований спосіб приготування бетонної суміші. Механізовано й опоряджувальні роботи. Проте відсоток ручної праці на будівництві сягав майже 60 %. На будівництві широко застосовувалися прогресивні форми організації виробництва. Переважна більшість будівельних організацій працювала за тижнево-добовим графіком, а спорудження Бурштинської ДРЕС та низку об'єктів Калуського хіміко-металургійного комбінату (КХМК) здійснювали сітьовим графіком з використанням нових обчислювальних машин.

Прикарпаття середини XX ст. вирізнялося величезним розмахом будівництва. В Калуші, Бурштині, Долині, Надвірній, Коломиї і в обласному центрі й навіть у невеликих селищах зводилися численні риштування новобудов. Будівельники створювали підвалини для дальшого розвитку економіки Івано-Франківщини – індустріалізації. Лише в 1965 р. було введено майже стільки основних фондів, скільки їх було на початок семирічки. Введення в дію нових виробничих потужностей – таке основне завдання будівельників і монтажників. Офіційна політика партії і уряду полягала в розбудові економічного потенціалу країни, де домінував військово-промисловий комплекс. Житлове будівництво, соціально-побутова інфраструктура міст і селищ зводилася за залишковим принципом – 2-8 % від загальних капіталовкладень.

Найбільш показовий приклад – велетень хімічної індустрії. Протягом 1961–1970 рр. на КХМК було освоєно 238,5 млн крб капітальних вкладень. З них, на промисловість – 213,3 млн. крб. (89,2 %), житлове будівництво – 18,8 млн. крб. (7,9 %), комунальне господарство – 3,5 млн. крб. (1,49 %). У наступні роки цей показник стрімко знижувався. Капітальні вкладення у промислове будівництво різко випереджали фінансування на спорудження об'єктів житла і культурно-побутового призначення. Так, у 1971 р. на промисловість відповідно – 36,85 млн. крб. (97,2 %), житлове будівництво – 2,21 млн. крб. (5,8 %), комунальне господарство – 0,11 млн. крб. (0,3 %) [2, арк. 182]. За рахунок коштів на «житлокультпобут», перевага надавалася промисловому виробництву. Хімічна промисловість була найбільш

фінансово затратною і утримувала першість й по затратах електроенергії та інших ресурсів.

Енергогігант Прикарпаття Бурштинська ДРЕС менш як за п'ять років стала найбільшою енергетичною базою в західній частині республіки. У дію введено п'ять енергоблоків потужністю 200 тис. кіловат кожний. До кінця п'ятирічки потужність Бурштинської ДРЕС мала збільшитися у два рази і становити 2 млн 400 тис кіловат. Разом з енергогігантом постало містечко будівельників та енергетиків. Швидкому зростанню будівництва сприяла індустріалізація виготовлення елементів збірних залізобетонних конструкцій Бурштинським домобудівним заводом [3, с. 98].

На загал керівники будівельних організацій, приділяючи основну увагу пусковим об'єктам, ставилися до об'єктів соціально-культурного призначення, як до пасинків. Будівельники на догоду політичній кон'юнктурі, «здавали» головні промислові об'єкти в більшості випадків вчасно, але з багатьма недоробками. Акт приймальної комісії підписаний, у зведеннях усе, ніби, гаразд, а фактично минали тижні, а іноді й місяці, поки завод видавав першу готову продукцію. По суті це один із варіантів радянського окозамилювання. Адже, кожне будівництво проходило під безпосереднім контролем райкомів і міськкомів партії, парткомами на будовах, первинними партійними організаціями будівельних і спеціалізованих управлінь, комсомолу, профспілки.

На Калуському хіміко-металургійному комбінаті щорічно вводилися нові виробничі потужності й відповідно – відбувався ріст чисельності штатного персоналу. Темпи житлового будівництва не встигали покривати зростаючі потреби. З року в рік «заявки на житло» накопичувалися і сягнули на кінець 1970 р. – 101,1 тис. м^2. Кількість працівників, які його потребували склала 2856 осіб, або 26 % [2, арк. 181–182]. При цьому, необхідно врахувати й те, що частина «новоспечених» робітників добиралася на роботу з довколишніх сіл й мала приватні будинки та була реально забезпечена «житловою площею». На чергу на квартиру в місті ставали майже всі, адже це було престижно. Її отримували впродовж кількох наступних років. Спеціалісти і ті особи, що прибували з інших регіонів країни, а також хто відбув тюремне ув'язнення працюючи «на хімії» – мали змогу проживати в гуртожитках.

В окремих будівельних організаціях спостерігалася велика плинність кадрів, а тому й низька кваліфікація робітників. Це призводило до невиконання норм виробітку. В окремих спецуправліннях, зокрема, № 75 від 25 до 50 % робітників-відрядників не виконували норм виробітку. Не вистачало кваліфікованих кадрів. На будови прийшли колгоспники з навколишніх сіл. Їх треба було вчити професіям мулярів, бетонників, монтажників в процесі роботи. Негативно позначалося на ході будівництва непогодженість дій замовників, генпідрядних та субпідрядних організацій. Дуже частими були випадки коли розпочиналося будівництво без необхідної проектно-кошторисної документації, оформлення фінансування, без належної підготовки. Все це відтягувало строки будівництва та непомірно ускладнювало роботу будівельних організацій.

Першими помічниками будівельників були водії автотранспорту, без їх праці на споруджуваних об'єктах завмирало життя. Понад тридцять тисяч осіб налічувала «армія будівельників» Івано-Франківської області. Величезний розмах будівництва проводився в Івано-Франківській області. В Калуші –розбудовувалася «велика хімія», у Бурштині – «електричне сонце Західної України», в Івано-Франківську – арматурний завод і швейна фабрика, в Надвірній – нові корпуси нафтопереробного заводу, в Коломиї – сільгоспмашин, в Пасічній – газобензиновий та багато інших.

Внаслідок прискореного створення промисловості західного регіону УРСР збільшувалися обсяги капіталовкладень та будівельно-монтажних робіт. Так, якщо обсяги підрядних робіт в 1963 р. в Івано-Франківській області становили 31 млн крб, то в 1965 р. – 72 млн крб, а в 1969 р. – 100 млн крб. Основна частина цих робіт припадала на трести «Хімметалургбуд», «Прикарпатжитлобуд», «Нафтогазбуд» для яких обсяги будівництва зростали щорічно на 35 %. Нестача потужностей виробничих баз, будівельних машин і механізмів, а також житла стали основним гальмом в успішному виконанні будівельними організаціями поставлених перед ними завдань. Уже в 1968 р. дефіцит на обсяг запланованих робіт в тресті «Прикарпатжитлобуд» із товарного бетону становив 40 %, у тресті «Нафтогазбуд» – 50 % [4, с. 122].

На середину 1960-х років (за семирічку) стали до ладу діючих Ямницький цементний і перша черга Долинського газобензинового заводу, Калуська база будівельної індустрії, перший виробничий комплекс Калуського хіміко-металургійного комбінату, два блоки по 200 тис. кіловат Бурштинської ДРЕС, крекінг-установка Надвірнянського нафтопереробного заводу, Пасічнянська газокомпресорна станція, Івано-Франківська мебльова фабрика та низка цехів і дільниць різних галузей промисловості. Проведена докорінна реконструкція Івано-Франківського приладобудівного і Надвірнянського нафтопереробного заводів, шкіряно-взуттєвого комбінату та багатьох інших. Протягом п’ятирічки споруджувалися нові приміщення швейної фабрики і металозаводу в Івано-Франківську, Калуської ТЕЦ та інші. Реконструювалися і розширювалися підприємства з обробки деревини, Калуський калійних комбінат, Коломийський завод сільськогосподарських машин та низка інших. До ударних будов Прикарпаття відносився Домбровський кар’єр, де вперше в історії СРСР «камені родючості» (калійну сіль) видобували відкритим способом. У вересні 1966 р. основні роботи були завершені на шахті «Ново-Голинь». Транспортерна канатна стрічка від шахти до дробильного комплексу простягалася на півтора кілометра.

У 1969 р. споруджено Івано-Франківський арматурний завод, який виготовляв герметичні клапани та арматуру для магістральних трубопроводів. У 1972 р. збудовано Івано-Франківський завод «Автоливмаш», який освоїв випускання автоматичних ливарних ліній, цехів для машинобудівних і ливарних заводів, зокрема й спеціального обладнання для Куби. Наявність дешевої електроенергії прискорила розбудову металообробної промисловості. Першу продукцію випустили Калуський завод комунального устаткування та Івано-Франківський фурнітурний. Паровозоремонтний завод реорганізовано в локомотиворемонтний. Свої виробничі потужності розширювали Івано-Франківський ремонтно-механічний і Калуський завод «Нафтобурмашремонт». На початок 1970 р. Івано-Франківськ мав 75 заводів, фабрик, комбінатів та інших підприємств, на яких працювало 43 тис. осіб.

За рахунок скорочення непродуктивних витрат, підвищення рівня механізації, застосування передових форм організації і оплати праці, посилення економічного стимулювання за скорочення строків і підвищення якості будівництва, ощадливого витрачання будівельних матеріалів знизилась собівартість будівельно-монтажних робіт і підвищилася продуктивність праці. В усіх будівельних і монтажних організаціях області 70 % становили комплексні бригади, частина з яких (30 %) працювала за госпрозрахунком. Усі інженерно-технічні працівники були залучені до різних форм економічного й технічного навчання.

У будівництво широко впроваджували сітьове планування і управління. Образно сітьовий графік називали компасом, що точно веде напрям до цілі. Але при користуванні цим компасом виникали певні труднощі. Зокрема, дуже важко було робити перерахунки на тих об'єктах, де багато робіт. Із звичайною рахівницею чи арифмометром було не справитися. Потрібні були спеціальні обчислювальні центри, обладнані електронно-обчислювальними машинами. Та не кожна організація могла мати такі центри, та й утримання їх обходилося дорого. Сітьовий графік мав і свої недоліки. Він давав можливість простежити тільки за роботами, що лежали на критичному шляху, решта ж процесів випадали з поля зору, аж поки не потрапляли на критичний шлях. На графіках, крім того, не було потрібної наочності, він був непрактичним для щоденного користування. Ось чому у тресті «Хімметалургбуд» взяли на озброєння моделі календарних сітьових графіків. Зовні вони виглядали так: на фанерній основі горизонтально закріплювалися дротинки, на яких нанизані кубики, що означають події, і різноколірні стрічки, зібрані в гармошку, – вони означали набір робіт. На моделях графічно зображуються і критичний шлях, і всі роботи, що не лежать на ньому, і взаємозв'язок між різними операціями. Документи, створені за моделями календарних сітьових графіків, відображали реальну дійсність, регулярно фіксували справжній стан справ на будові.

Інтенсифікація будівництва виступала складником індустріального процесу. Нові економічні умови вимагали ефективнішого використання основних виробничих фондів і на цій основі систематичного зростання продуктивності праці. Директиви республіканських і центральних органів влади основну увагу звертали на економіку будівництва, на запровадження наукової організації праці (НОП). Будівельно-монтажні управління працювали за тижнево-добовими графіками, а технологічними картами майже ніде не користувалися. Сітьове планування залишалося без належної уваги. Керівництво і парторганізації систематично критикувалися за те, що мало уваги приділяли запровадженню прогресивних форм організації і оплати праці.

Промисловість області концентрувалася у Калуші, Долині, Івано-Франківську, Бурштині, Надвірній, Коломиї, де найшвидшими темпами йшло й житлове будівництво. Виникли нові великі жилі масиви з багатоповерховими будинками, школами, дитячими закладами, торговельними та іншими приміщеннями побутового призначення. Споруджувалися в цих жилих районах будинки культури, кінотеатри, лікарні, стадіони, дитячі майданчики. Порівняно за короткий строк, десять років, невпізнанними стали, в буквальному розумінні, окремі міста Прикарпаття. Громадськість цікавило як розвиватимуться робітничі селища, районні центри, села? Ці питання мали вирішували працівники місцевих Рад, комунальних служб, проектних, будівельних і дорожньо-транспортних організацій та господарств, які мали чітко дотримуватися генпланів і норм, що ставилися до різних типів будівництва. На практиці ключовими особами виступали секретарі райкомів комуністичної партії і їх заступники, голови райвиконкомів, керівники підприємств (як правило, члени чи кандидати в члени партії), відповідальні працівники будівельних, транспортних, комунальних і проектних організацій. Офіційна політична доктрина проголошувала, що основне призначення будівництва – благо людей, створення кращих умов життя, побуту і відпочинку.

Радянське житлове будівництво базувалося на жорстких технічних розрахунках. Так, мікрорайон розраховувався на чотири-шість тисяч «чоловік населення», хоча бували і більші. На одному гектарі повинно було бути 2,800–3,200 квадратних метрів жилої площі, 170–250 дерев, 1,500–2000 кущів. Науковці розробили нормативи для

створення мережі побутового обслуговування. На віддалі не більше 400–500 метрів від кожного жилого будинку мікрорайону мали бути заклади щоденного користування, а саме: школи, дитячі садки і ясла, продовольчі магазини, пральні, домові кухні, бібліотеки, установи зв'язку і т. д. Разом з жилими будинками (п'ятиповерховими і дев'ятиповерховими) одночасно проектувалися на одній території різні будинки громадського призначення, що мали урізноманітнювати архітектурний ансамбль. Увага акцентувалося й на організації транспортного обслуговування, реконструкції дорожньо-вуличної мережі, інженерній підготовці території, освітленню й озелененню. Магістральні дороги виносилися за межі мікрорайону.

Особливістю міст Івано-Франківської області була наявність відносно невеликої кількості населення – окрім обласного центру, всі інші до 100 тис. осіб. Щодо забудови малих міст, то усі питання розв'язувалися у межах області. Вирішальним фактором виступав розвиток промисловості, наявність під'їзних шляхів, електро- і водопостачання, каналізації. Малі міста близько розташовані один від одного і розвиток їх був взаємопов'язаний. Так, у Калуші і Долині, двох перспективних малих містах, значна частина робітників доїжджала з навколишніх сіл на віддаль 10–30 кілометрів. Непродуманий підхід у стадії проектування (економія коштів) призвів до того, що не зовсім вдало вирішено елементи забудови в Калуші. Нові мікрорайони звели на базі старої частини міста прив'язуючись до старих шляхів сполучення і комунікацій нехтуючи розою вітрів. Тому впродовж року на місто дують вітри зі сторони підприємств хімічного виробництва та басейнів зберігання розсолів.

Покращенню умов життя населення сприяли інтенсивне житлове будівництво, удосконалення соціально-побутової інфраструктури. Розширення обсягів будівництва прискорило масовий перехід від комунального житла («комуналок») і гуртожитків до невеликих квартир сімейного типу. На зміну п'ятиповерховій забудові міст і містечок, так званим «хрущовкам», приходить шести-дев'ятиповерхове та приватне. Сформувався і набув широкого розповсюдження новий вид послуг – будівництво і ремонт житла на замовлення населення. Як ніколи раніше, зросли масштаби будівництва на селі. За рахунок коштів колгоспів, радгоспів, споживчої кооперації, органів побутового обслуговування населення, міністерств і відомств (особливо в курортній зоні Карпат) у сільській місцевості УРСР за восьму п'ятирічку (1966-1970рр.) було побудовано 10,5 тис. магазинів і підприємств громадського харчування, 5 тис. комбінатів, майстерень і приймальних пунктів побутового обслуговування, значну кількість шкіл, клубів, лікарень, дитячих садків та інших громадських об'єктів. Розвиток комунального господарства відставав від рівня житлового будівництва (потужність водопроводів, темпи газифікації).

Таким чином, у другій половині XX ст. по-суті збудовано заново Івано-Франківськ, Коломию, у кілька разів збільшилися Калуш, Долина, Надвірна, Бурштин та ціла низка селищ і сіл області. Справа, однак, не тільки в кількості. Докорінно змінилося, як «зовнішнє обличчя», так і все комунальне господарство. Обласний центр не мав водопроводу, газу. Вперше в 1955 р. одержано дашавський газ і розпочалася газифікація міста Івано-Франківська. Введено в експлуатацію теплоцентраль. Головні вулиці проектувалися шириною 35–50 метрів з проїжджою частиною 14–21 метр. Така ширина вулиць надавала можливість віддалити жилу забудову від шуму, захистити її зеленими смугами. Вся територія міста проєктувалася окремими мікрорайонами зі своїми магазинами, школами, дитячими садками, бібліотеками, кінотеатрами, ресторанами, відділеннями зв'язку, побутовим

обслуговуванням населення і т. д. Будівництво більшості нових мікрорайонів супроводжувалося знесенням значної частини одноповерхового індивідуального і комунального житлового фонду, приєднанням території довколишніх приміських сіл. З метою досягнення архітектурно повноцінної економії території і зменшення знесення існуючого фонду у 1970-х роках розпочалося спорудження 9–12-поверхових будинків. Площі між багатоповерховими будинками озеленювалися і відводилися під дитячі і спортивні майданчики. Масове багатоповерхове будівництво затримувалося через непідготовленість будівельних організацій, відсутності потрібної кількості будівельних кранів та інженерного обладнання висотних будинків. Перший в Івано-Франківську дев'ятиповерховий жилий будинок розпочали споруджувати на Набережній вулиці у 1967 р. На новобудовах Набережної вперше в місті застосували облицювання фасадів керамічною плиткою.

Список використаних джерел:

1. Державний архів Івано-Франківської області (далі – ДАІФО) Ф. П-1, оп.1, спр. 3584, 141 арк.
2. ДАІФО, Ф. П-1, оп.1, спр. 3611, 243 арк.
3. Малярчук О., Остап'як В. Індустріальні процеси у Західному регіоні Української РСР: здобутки та прорахунки. *Український історичний журнал*. Київ. 2022. Вип. 2. С. 91–107. DOI: https://doi.org/10.15407/uhj2022.02.091.

Малярчук О. Соціально-економічні процеси в західному регіоні Української РСР (1964–1991) : монографія. Вид. 2-ге, переробл. і допов. – Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2023. – 552 с. ISBN 978-996-286-263-8 URL: http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/9448/1/7394s.pdf.

АРХІТЕКТУРА ЯК ВЕКТОР ІННОВАЦІЙНОГО РОЗВИТКУ ІФНТУНГ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ ВИМІРІ

Василишин В.Я.
канд.техн.наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
Україна, Івано-Франківськ
vitalii.vasylyshyn@nung.edu.ua

Вступ

Сучасна архітектура в умовах глобальної енергетичної кризи та кліматичних викликів відіграє надзвичайно важливу роль у формуванні нової моделі сталого розвитку освітніх, наукових і технічних установ. Особливе значення набуває інтеграція архітектурного мислення, інженерної творчості та енергетичної ефективності в освітньо-науковому просторі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ). Архітектура в університеті постає не лише як будівельна практика, а як складна система знань, технологій і цінностей, що формує інноваційний потенціал енергетичної галузі України.

1. Архітектура як багатовимірна категорія в енергетичному контексті

Архітектура в університетському середовищі ІФНТУНГ розглядається як сукупність наукових, технічних і культурних аспектів, які забезпечують розвиток енергетичної науки, промислової інфраструктури та освітнього середовища. Її завдання — створити простори, здатні не лише функціонувати, але й навчати, надихати, акумулювати інновації.

Сучасна архітектура ІФНТУНГ спрямована на реалізацію принципів енергоощадності, адаптивності до природних умов, цифровізації процесів і впровадження технологій «розумного кампусу». Ці аспекти дозволяють університету виступати своєрідною моделлю майбутнього енергетичного міста — компактного, екологічного та інтелектуально насиченого.

2. Інноваційний вектор архітектури ІФНТУНГ

ІФНТУНГ історично поєднує архітектурно-технічну освіту з енергетичними інноваціями. Інфраструктурна архітектура університету постійно оновлюється згідно з принципами стійкої енергетики. Це проявляється у:

- використанні нових будівельних матеріалів із низьким енергоспоживанням;
- проєктуванні лабораторних корпусів із пасивними системами вентиляції та природного освітлення;
- застосуванні відновлюваних джерел енергії (сонячних панелей, теплових насосів);
- цифровому моніторингу споживання енергоресурсів.

Таким чином, архітектура ІФНТУНГ формує не лише візуальний образ інноваційного університету, але й виступає системою управління енергетичною ефективністю в масштабах кампусу.

3. Архітектурна модель сталого розвитку університету

Архітектура університету в енергетичному вимірі має інтегруватися з принципами сталого розвитку. Вона передбачає гармонію між технологічними інноваціями та природним середовищем, а також оптимізацію простору з урахуванням потреб користувачів. ІФНТУНГ активно розвиває концепцію «енергетичного кампусу», що поєднує освітню, дослідницьку та демонстраційну функції.

Енергетично орієнтована архітектура університету має декілька рівнів реалізації:

1. Архітектурно-планувальний рівень — формування раціональної структури корпусів, енергоефективної орієнтації будівель, зменшення тепловтрат.

2. Технологічний рівень — впровадження енергозберігаючих систем, цифрових платформ керування енергією.

3. Соціально-освітній рівень — виховання екологічної свідомості студентів, формування культури енергетичної відповідальності.

4. Енергоефективні архітектурні рішення в університетському просторі

ІФНТУНГ є прикладом інтеграції архітектурної інноваційності та енергетичної самодостатності. У межах реконструкційних програм активно впроваджуються системи рекуперації тепла, утеплення фасадів, встановлення енергоефективного освітлення, заміна традиційних джерел енергії на альтернативні.

Особливо цікавими є проєкти «енергоархітектурних лабораторій», де студенти досліджують взаємозв'язок між архітектурою та енергією, створюючи прототипи «розумних будівель». Це дозволяє поєднати навчальний процес із реальним енергетичним експериментом.

5. Архітектура цифрового кампусу ІФНТУНГ

Цифровізація архітектури університету відкриває нові горизонти для енергетичних інновацій. Концепція «Digital Campus» включає:

- 3D-моделювання енергетичних потоків;
- BIM-технології в управлінні будівлями;
- створення «віртуальних лабораторій» для досліджень енергетичних систем;
- інтеграцію даних у єдину енергетичну мережу кампусу.

Така модель дозволяє ІФНТУНГ не лише оптимізувати споживання енергії, а й створювати цифрові двійники архітектурних об'єктів для прогнозування їхньої ефективності.

6. Архітектурна освіта та наука як каталізатор інновацій

Освітні програми, що поєднують архітектуру, енергетику та інформаційні технології, формують нове покоління інженерів-архітекторів. У навчальному процесі важливу роль відіграють дисципліни, спрямовані на розвиток просторового мислення, екологічного проєктування та енергетичного аналізу будівель.

Наукові дослідження кафедр ІФНТУНГ у сфері архітектури, енергетики та екології сприяють розробці нових методологій проектування, спрямованих на досягнення нульового енергоспоживання та мінімального вуглецевого сліду будівель.

7. Містобудівний аспект: університет як ядро енергетичного кластера**

Архітектура ІФНТУНГ виходить за межі університетського простору — вона формує нову міську ідентичність Івано-Франківська як центру енергетичних технологій. Університет виступає ядром «енергетичного кластеру», де поєднуються академічна наука, бізнес, стартапи та муніципальні ініціативи.

Таке просторове та функціональне поєднання сприяє створенню інноваційного середовища, де архітектура виконує роль координатора енергетичних процесів.

8. Архітектура сталого простору: від проєкту до культури

Архітектура університету — це не лише конструкції, а й культура мислення. Створення комфортного, екологічного, функціонального простору формує культуру взаємодії людини й енергії. Архітектурні рішення в ІФНТУНГ спрямовані на підтримку гармонії між техногенним і природним, матеріальним і духовним.

Університетська архітектура стає своєрідним «дзеркалом» енергетичної політики закладу, яка базується на принципах раціональності, інноваційності та відповідальності.

9. Взаємодія архітектури, енергетики та екології

Вектор розвитку ІФНТУНГ передбачає поєднання архітектури з екологічними технологіями, включно з:

- системами зелених дахів;
- акумулюванням дощової води;
- енергоактивними фасадами;
- адаптивними системами природного освітлення.

Ці рішення формують екосистему університетського простору, де архітектура стає живим елементом енергетичного циклу.

10. Перспективи розвитку енергоархітектури ІФНТУНГ

Подальший розвиток архітектури університету передбачає створення повноцінної системи енергоменеджменту, розробку інтелектуальних будівель, використання штучного інтелекту для оптимізації енергоспоживання. ІФНТУНГ може стати національним майданчиком для апробації інноваційних архітектурних технологій у сфері енергетики.

Висновки

Архітектура ІФНТУНГ у XXI столітті — це синтез науки, мистецтва, енергетики й інновацій. Вона є потужним інструментом розвитку університету, який формує не лише матеріальне середовище, а й нову парадигму енергетичного мислення. Інноваційна архітектура стає вектором енергетичної самодостатності, екологічної відповідальності та наукового поступу.

ІФНТУНГ має всі передумови, щоб стати прикладом того, як архітектура може формувати енергетичне майбутнє країни, поєднуючи технічний прогрес, освітню місію та гармонію з природою.

Література

1. Боднар, І. (2022). Архітектурні інновації в енергетичній освіті України. Архітектурна наука та освіта, №3, 45–52.

2. Гудима, О., Коваль, Р. (2023). Енергоефективна архітектура університетських кампусів. *Сталий розвиток міст, №5, 71–78.

3. ІФНТУНГ (2024). *Стратегія сталого розвитку університету до 2030 року.* Івано-Франківськ.

4. Мельник, Л. (2021). Інноваційне архітектурне проєктування в енергетичному вимірі. Енергетика та архітектура, №2, 12–19.

5. Національна рада України з питань енергетики (2023). *Енергетична стратегія України 2050: нові технології та архітектурні виклики.* Київ.

СУЧАСНІ ВИКЛИКИ ТА НАПРЯМИ РОЗВИТКУ ЛОГІСТИКИ У БУДІВЕЛЬНІЙ ГАЛУЗІ В КОНТЕКСТІ СТАЛОГО РОЗВИТКУ

Галюк Ірина Богданівна,
к.е.н., доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
irynagaliuk11@gmail.com

Єжак Франко Франкович,
аспірант 3-го року навчання
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
yezhak.franko@nung.edu.ua

Розвиток будівельної галузі сприяє економічному зростанню держави. Підсумки 2023 року показали, що обсяг будівельних робіт в Україні зріс на 22,6% у порівнянні з 2022 роком [1]. У 2024 році будівельну сферу, поряд із транспортною галуззю, переробкою та внутрішньою торгівлею, назвали драйвером зростання економіки в Україні [2].

Однак, сам будівельний процес є складним, ресурсомістким і забруднюючим довкілля. Дані Всесвітньої ради екологічного будівництва (WGBC) свідчать, що 39% світових викидів вуглецю генерує будівельна галузь. При цьому частка експлуатаційних викидів (від енергії, що використовується для процесів опалення, охолодження та освітлення будівель) складає 28 %. Решта 11 % - викиди вуглецю, що мають місце протягом всього життєвого циклу будівель і пов'язані з матеріалами та самими процесами будівництва [3].

Будівельна галузь споживає близько 40 % енергії у всьому світі, генерує близько 50 % відходів, що потрапляють на сміттєзвалища [4], спричиняє 23 % забруднення повітря, відповідає за 40 % забруднення води [5].

Ситуація із негативним впливом будівництва на навколишнє середовище в Україні не має особливих відмінностей від світових тенденцій (рис. 1).

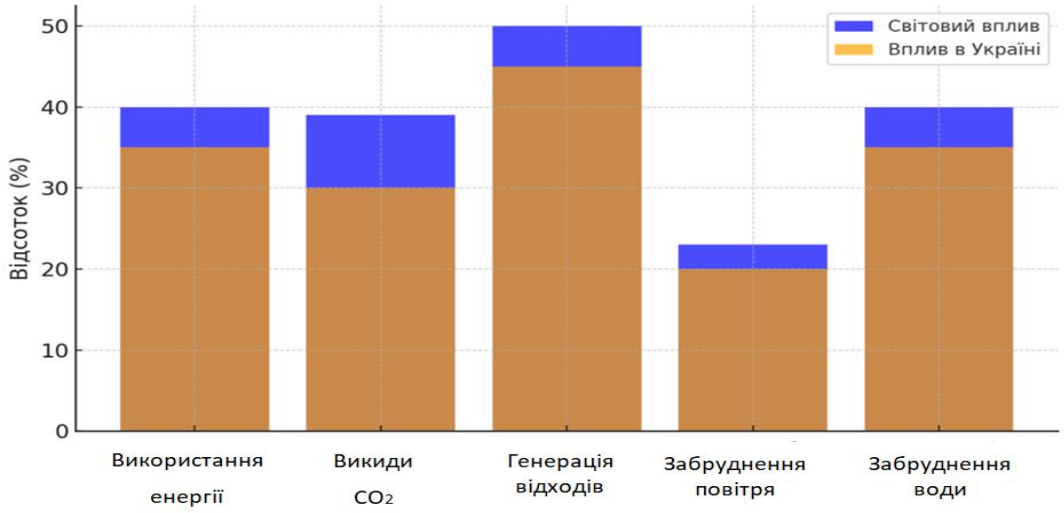


Рисунок 1. Екологічний вплив будівельної галузі на навколишнє середовище
Джерело: [6; 7]

На фоні загальних тенденцій стратегічного спрямування до сталого розвитку питання підвищення рівня екологічності будівельної галузі є надзвичайно актуальним і потребує комплексного вирішення.

Одним із напрямків стабілізації екологічного рівня будівництва є використання логістичних підходів при забезпеченні етапів будівельного циклу, що сприятиме відповідності діяльності принципам сталого розвитку. Оптимізація витратної складової та урахування екологічності операцій роблять логістику ключовою сферою, що уможливлює розробку ефективних стратегій діяльності із вектором на сталий розвиток. Тому вибір ефективної логістичної системи – завдання, яке постає перед будівельними компаніями, що мають намір відповідати своєю діяльністю принципам сталого розвитку.

Аспекти «зеленої логістики» у будівельній галузі ще не знайшли достатнього висвітлення у вітчизняних наукових колах. Загальні логістичні принципи екологічного підходу до ведення діяльності є універсальними, однак специфіка галузі потребує більшої конкретизації з акцентом на специфіку саме будівельного циклу.

Будівельна галузь складає значну частку економіки держави, створюючи відповідний продукт та формуючи вклад у національний ВВП. Дослідження ринку будівництва аналітиками Pro-Consalting показало, що за період 2020-2024 років тенденції розвитку мали різні спрямованості. Так, стрімкий стрибок позитивних показників будівництва у 2020-2021 роках був змінений на падіння обсягів діяльності у 2022 році на 65 %. Ситуація 2023 року показує пожвавлення ринку будівництва і збільшення обсягів діяльності майже вдвічі проти показників 2022 року. У 2024 році ситуація ще краща – зростання ємності ринку будівництва на 57 % порівняно з показником 2023 року [8] (рис.2).



Рисунок 2. Тенденції розвитку будівельної галузі 2020-2024 р. р.
Джерело: [8]

Війна внесла свої корективи у функціонування будівельної галузі. На фоні значних руйнувань виникає потреба у відбудові. Тому поряд із новим будівництвом буде активно проводитись відновлення руйнацій. Повоєнне відновлення ще більше активує галузь.

Із урахуванням сьогоднішніх темпів розвитку будівництва та прогнозів повоєнної відбудови, показників забрудненості галузі виникає питання забезпечення екологічності її роботи. Відповідно до результатів досліджень, проведених у [9],

будівельний сектор має можливості та відповідний потенціал для впровадження концепції сталого будівництва.

Концепція сталого розвитку сформувалась внаслідок зростання свідомості населення та направлена на виправдання його очікувань із урахуванням довгострокових перспектив впливу діяльності на саме суспільство та на навколишнє середовище. Якщо певні дії призведуть до негативних наслідків у майбутньому, то пов'язані з ними вигоди не можна віднести до сталих, вони не варті зусиль.

Фокус у роботі на сталість вимагає нових рішень і впровадження інновацій. Відповідно, такий підхід потребує і додаткових інвестицій. Однак, цей крок дозволяє отримати конкурентну перевагу на ринку. Важливим аспектом стає співвідносність цінностей бізнесу цінностям суспільства.

Логістичне управління у будівельній сфері дозволяє привести діяльність у відповідність до принципів сталого розвитку шляхом оптимізації потоків матеріалів, мінімізації витрат та зменшенням негативного впливу на середовище. Логістичні механізми управління можуть бути впроваджені на основі стандартизації управлінських процесів у межах інтегрованого ланцюга поставок, що сприятиме підвищенню ефективності проектів будівництва та стійкості будівельних компаній на ринку у довгостроковій перспективі. Логістика забезпечує успіх будівельних проектів шляхом збалансування фінансових витрат та екологічного впливу, для чого можуть бути використані сучасні цифрові рішення, які дозволять забезпечити гнучкість, економічність та екологічність будівельних процесів.

Для будівельних компаній, які прагнуть забезпечити сталу позицію на ринку, слід розглядати логістику як один із основних складових трансформації галузі у напрямку сталого розвитку.

Список літератури

1. Обсяги будівництва в Україні торік зросли на 22,6 %. URL: https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3848591-obsagi-budivnictva-v-ukraini-torik-zrosli-na-226-derzstat.html

2. Економіка України зросла на 4 % за 11 місяців 2024 року: основні драйвери - транспорт, будівництво, переробка. URL: https://me.gov.ua/News/Detail/18e8f7b0-12f1-4b7a-bfc4-264ab0d1a8cc?lang=uk-UA&title=EkonomikaUkrainiZroslaNa4-

3. ESG у будівництві: управління ризиками та отримання прибутку. URL: https://eba.com.ua/esg-u-budivnytstvi-upravlinnya-ryzykamy-ta-otrymannya-prybutku/

4. Вплив будівельної галузі на довкілля. URL: https://lviv-rda.gov.ua/vplyv-budivelnoi-haluzi-na-dovkillia/?utm_source=chatgpt.com

5. 10 основних впливів будівництва на навколишнє середовище – негативних і позитивних. URL: http://surl.li/fmaubu

6. Звіт Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України. URL: https://mepr.gov.ua/diyalnist/novyny-departamentiv/

7. UNEP Buildings Global Status Report. URL: https://www.unep.org/resources/report/global-status-report-buildings-and-construction

8. Аналіз ринку будівництва та будівельних матеріалів в Україні. 2024 рік. URL: https://pro-consulting.ua/ua/issledovanie-rynka/analiz-rynka-stroitelstva-i-stroitelnyh-materialov-v-ukraine-2024-god

9. Du Plessis C. Agenda 21 for sustainable construction in developing countries. CSIR Report BOU E, 2002. 204 p.

ГЕОМЕТРИЧНІ ІНСТРУМЕНТИ ФОРМОУТВОРЕННЯ ПОВЕРХОНЬ ОБОЛОНОК У СУЧАСНІЙ АРХІТЕКТУРІ З НОРМАТИВНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ: ТОПОЛОГІЧНА ОПТИМІЗАЦІЯ ТА РІББІНГ

Гуртовенко Андрій Володимирович
аспірант
Київський національний університет будівництва і архітектури
andrii.hurtovenko.23@gmail.com

Актуальність теми

Оболонкові конструкції повертаються у фокус архітектурної практики завдяки поєднанню виразної геометрії, матеріальної економії та нових виробничих технологій (ЧПК-різання, холодне/гаряче згинання, роботизований монтаж, вакуумне формування композиційних панелей). Водночас сучасне нормування — від базових комбінацій навантажень за EN 1990 до спеціалізованих розділів щодо вітрових і снігових дій за EN 1991-1-4 та EN 1991-1-3 — різко підвищило вимоги до перевірок міцності, жорсткості, стійкості й придатності до експлуатації. Саме на оболонках ці вимоги особливо жорсткі: локальні піки вітрового тиску, чутливість до геометричних недосконалостей, взаємодія мембранних і згинальних станів, а також тісний зв'язок форми з аеродинамікою. На цьому тлі топологічна оптимізація (ТО) та ріббінг (системне реберування оболонки) виступають не лише інструментами «полегшення» маси, а насамперед — методами геометричного керування несучою роботою. ТО на рівні «континууму» або ґрунтових структур дає оптимальний розподіл матеріалу/жорсткості під задані обмеження норм (прогини, напруження, частоти, втрата стійкості), а ріббінг перетворює цей безперервний «скелет» у дискретні ребра, які можна виготовити, з'єднати та сертифікувати. Обидва підходи замикаються на design-to-code-процес: NURBS/SubD-ескіз → FEM-верифікація → ТО → геометрична інтерпретація у вигляді ребер → нормативні перевірки комбінацій навантажень → деталювання й панелізація з урахуванням допусків. У підсумку формується оболонка, де матеріал працює «за навантаженням», а не «проти нього», що є ключем до низької матеріалоємності, кращої стійкості та контрольованої поведінки в граничних станах.

Мета

Мета — представити узгоджену методику геометричного формоутворення оболонок, у якій результати топологічної оптимізації напряму транслюються у рибоподібні каркаси жорсткості (ribbing), а весь життєвий цикл моделювання — від ескізної форми до перевірок і креслень — відбувається під «кріверс контролем» норм. Додаткові цілі:

1. показати, як поля головних кривин і напрями головних напружень слугують координатною сіткою для ріббінгу;
2. розкрити зв'язок геометричних недосконалостей із чутливістю оболонок до вітрових піків і місцевих втрат стійкості, а також роль ребер у «гасінні» цієї чутливості;
3. продемонструвати наскрізний BIM→FEM→ТО→CAM-ланцюг з урахуванням панелізації, допусків і монтажних швів;
4. сформулювати метрики успіху (зменшення маси/вуглецю, покращення прогинів/частот, скорочення номенклатури вузлів) та типові ризики впровадження.

Основні результати

1. Геометричні основи формоутворення

Початкову поверхню подають NURBS або SubD-представленням, що забезпечує контроль гаусової кривини та ліній головних кривин. Синкластичні оболонки ($K>0$) природно працюють у мембранному режимі під рівномірними діями, тоді як антикластичні ($K<0$) краще перерозподіляють локальні концентровані навантаження та вітрові присоси. Визначення ліній головних кривин і ізокривин дає базову «геометричну тальву» — напрямні, уздовж яких ребра забезпечуватимуть найбільший ефект жорсткості на одиницю маси. З огляду на виробництво, саме ці лінії часто суміщують із швами панелізації, щоб мінімізувати подвійне згинання елементів оболонки та ребер.

2. FEM-верифікація і постановка ТО

На першому проході проводять лінійний FEM-аналіз мембранно-згинального стану під нормативними комбінаціями вітрових/снігових/експлуатаційних навантажень. Для вітру використовують пікові коефіцієнти тиску/присосу з EN 1991-1-4, для снігу — карту навантажень з EN 1991-1-3. На другому проході враховують геометричні недосконалості (імперфекції) — глобальні (початковий прогин за формою першої форми втрати стійкості) і локальні (овальність/зморшки). Далі формулюється задача ТО: мінімізувати масу/об'єм/енергію згину за обмежень на прогини, напруження та низові частоти (вимоги сервісабіліті/комфорту), а для оболонок-перекриттів ще й на втрату стійкості (eigen-buckling). У практиці корисні три сімейства ТО:

- пористість/щільність (SIMP) — отримуємо поле «щільності» $\rho(x)$, де $\rho\to1$ означає зберегти матеріал, $\rho\to0$ — видалити;
- рівневі множини (level-set) — еволюція межі матеріал/порожнина;
- ґрунтова структура (ground-structure) — дискретна оптимізація «стрижневих» мереж, зручна як попередник ріббінгу. На виході — або «карта жорсткості», або «скелет» оптимальних силових ліній.

3. Інтерпретація ТО у ріббінг

Сирі результати ТО непересічні для виробництва, тому потрібна геометрична інтерпретація. Запропоновано алгоритм:

1. Зіставлення оптимальних напрямів із лініями головних кривин/напружень — відсікаємо «шум» і зберігаємо головні траєкторії;
2. Кластеризація траєкторій у гребені/кільця (primary/secondary ribs), щоб обмежити номенклатуру перетинів;
3. Квантування кроку ребер під панелізацію: кроків небагато, і вони узгоджені з максимальною допустимою подвійною кривизною панелей;
4. Локальне згущення ребер у зонах піків тиску/присосу або в зонах технологічних вікон (отворів, світлових ліхтарів, люків техобслуговування);
5. Топологічні «мости» між ребрами й опорами — з урахуванням монтажної стратегії та з'єднань. Після побудови ріббінгу оболонка знову проходить FEM-перевірку (вже як композитна система «оболонка+ребра»), і цикл кілька разів повторюють до збіжності KPI та нормативних тестів.

4. Design-to-code і робастність

Нормативні перевірки інтегрують у кожний крок: прогини (відносні/граничні), напруження (еквівалентні, мембранні й згинальні), місцева/глобальна стійкість, власні частоти/вібрації (для покриттів над залами/просторами громадського користування), аеродинамічні піки та втома (за потреби). Проходження нормативів фіксують як булеві/числові тести з посиланнями на конкретні пункти стандартів і

версіями документів. Окремо оцінюється робастність: Monte-Carlo або Latin Hypercube для варіацій товщин, модулів пружності, коефіцієнтів теплового розширення, параметрів кріплень, а також розлогий сценарний аналіз вітрових роз подій із різними профілями шорсткості. З shortlist відсікаються «тендітні» рішення з високою чутливістю KPI; зберігається ε-робастне реберування, яке «триматиме» показники за коливань вхідних даних.

5. Матеріали, вузли, панелізація

Ріббінг — це не лише лінії на поверхні, а номенклатура перетинів, вузлів і швів. Для сталевих ребер (EN 1993-1-1) критично контролювати гнучкість, місцеву стійкість полиць/стінок і вузли на подвійній кривині (перевага — сегментовані фасонні деталі або просторові «сідлові» вузли з лазерної різки). Для дерев'яних ребер/CLT-підсилень (EN 1995-1-1) важливі вологісні режими й вогнестійкість; нерідко застосовують гібридні вузли (металеві стакани/вушка + дерев'яний стрижень) із селективним вогнезахистом. Для алюмінієвих/композитних (EN 1999, EN 13706) — повзучість/втома та з'єднувальні елементи (заклепки, клейові шви). Панелі оболонки прагнуть робити раціонально розгортними (наближені developable patches), щоби зменшити енергетику формування та кількість «нерозгортних» елементів. Крок ріббінгу узгоджують із модулем панелі, а траєкторії ребер — з лініями швів для спрощення виробництва й монтажу. Усі допуски — геометричні й монтажні — вводять прямо в параметричну модель, щоби FEM-перевірки не ігнорували реальну «шерехатість» збирання.

6. Цифровий ланцюг BIM→FEM→TO→CAM

Практично виправдано тримати дані в CDE-середовищі (за ISO 19650), де геометрія оболонки та ріббінгу зберігається як параметричний шаблон (Grasshopper/Dynamo), а нормативні тести і обчислювальні сервіси (FEM, TO, CFD, LCA) — як мікросервіси. Будь-яка зміна параметра автоматично переганяє необхідні перевірки, а дашборд пояснення (Explain) логом фіксує версії моделей, результати тестів, сценарії вітру/снігу та підсвічує «впливові» геометричні рішення (через локальні важливості ознак).

7. Ефекти та типові числа

У стислих дослідженнях, виконаних за цією методикою, рибобазоване реберування, узгоджене з головними траєкторіями зусиль, зменшувало масу оболонок на 15–30% порівняно з рівномірною жорсткістю за незмінних нормативних обмежень на прогини й напруження. Для покриттів із чутливістю до вітрових піків локальне згущення ребер у зонах підвищеного присосу давало зменшення максимальних прогинів на 18–25% і підвищення першої власної частоти на 8–12%, що корелює з кращими показниками сервісабіліті. Для оболонок із отворами (світлові ліхтарі) раціональний ріббінг навколо отворів зменшував стрес-концентратори до допустимих рівнів без суттєвого приросту маси.

Апробація і впровадження результатів дослідження

Кейс 1: Пневмомембранний павільйон (тимчасова споруда)

Завдання. Легка антикластична оболонка з канатною периферією, експозиційне навантаження, суворі вітрові умови. Підхід. ТО у постановці ground-structure дала «скіф» канатних ліній; лінії головних кривин збіглися з напрямами, де варто згущувати підвіс. Ріббінг реалізовано як пояси канатів і локальні підсилення кромок. Результат. Прохід вітрових комбінацій із запасом за прогинами; зниження маси канатної системи на 19% відносно базової схеми; пришвидшений монтаж завдяки уніфікації вузлів анкеровки.

Кейс 2: Синкластична покрівля з BIPV-вставками (постійна споруда)

Завдання. Широкий прольот над громадським простором, вимоги до денного світла й блиску, інтегровані BIPV-поля; високі вимоги сервісабіліті (вібрації/прогини). Підхід. Лінії головних кривин слугували «рейками» для primary ribs; TOP-карта уточнила зони вторинного ріббінгу. Панелізація узгоджена з модулем BIPV; ребра — сталеві гнутозварні профілі зі стандартизованими «сідловими» вузлами. Результат. Зменшення маси несучої системи на 22%, підвищення першої частоти на 10%, проходження обмежень блиску/денного світла; скорочення номенклатури вузлів на третину.

Кейс 3: Гібридна оболонка-перекриття (CLT + сталь)

Завдання. Внутрішній дворик з криволінійною CLT-обшивкою; вимоги до вогнестійкості та акустики. Підхід. ТО визначала, де доцільно ставити сталеві ребра, а де достатньо локального збільшення товщини CLT. Вузли — «стакани» з прихованим кріпленням і мінераловатним екраном. Результат. Зменшення маси сталевої складової на 27% за проходження вогнестійкості; вирівнювання частотного спектра — менше резонансів у чутливій зоні.

У всіх кейсах застосовано CDE-процес: параметричні шаблони, журнали перевірок, знімки стану моделей і дашборди Explain, що підвищило прозорість узгоджень і пришвидшило експертизу.

Висновки

Топологічна оптимізація + ріббінг — це не «косметика», а геометрична стратегія, яка змушує оболонку працювати відповідно до полів зусиль і тим самим виконувати норми з меншими витратами матеріалу. Лінії головних кривин/напружень — природна координатна сітка для ребер: уздовж них найнижча «ціна» жорсткості. Design-to-code-цикл має бути вбудований у кожен ітераційний крок: від ескізу до CAM-даних; окремі «пост-перевірки» запізнілі й дорожчі. Робастність важить не менше за «середні» KPI: відсіювання тендітних рішень знижує ризики експлуатаційних проблем і монтажних переробок.

Цифровий ланцюг BIM→FEM→TO→CAM і CDE-керування версіями дають відтворюваність і юридично релевантну історію, що спрощує експертизу, закупівлі та гарантійні процедури. За результатами апробацій очікувані вигоди — 15–30% економії маси, 8–12% зростання низових частот і 18–25% зменшення пікових прогинів — досяжні за умови дисципліни даних, акуратної інтерпретації ТО та уважного опрацювання вузлів.

Список використаної літератури

1. Bendsøe M. P., Sigmund O. *Topology Optimization: Theory, Methods, and Applications.* Springer, 2004. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-662-05086-6

2. Rozvany G. I. N. A Critical Review of Established Methods of Structural Topology Optimization. *Structural and Multidisciplinary Optimization.* 2009. DOI: https://doi.org/10.1007/s00158-009-0422-8

3. Michell A. G. M. The Limits of Economy of Material in Frame-Structures. *The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science.* 1904. DOI: https://doi.org/10.1080/14786440409463229

4. Sigmund O. A 99 Line Topology Optimization Code Written in Matlab. *Structural and Multidisciplinary Optimization.* 2001. DOI: https://doi.org/10.1007/s001580050176

5. Piegl L., Tiller W. *The NURBS Book.* 2nd ed. Springer, 1997. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-642-59223-2

6. Block P., Ochsendorf J. Thrust Network Analysis: A New Methodology for Three-Dimensional Equilibrium. *Journal of the IASS.* 2007.

МОДЕЛЬ ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ БУРОВОГО ДОЛОТА

Дейнега Руслан Олександрович,
канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри
нафтогазових машин та обладнання
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
deynega2004@ukr.net

Михайлюк Василь Володимирович,
канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри
нафтогазових машин та обладнання
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
myhajlyukv@ukr.net

Для ефективного видалення шламу зі свердловини необхідно правильно підібрати кількість і геометрію гідромоніторних насадок бурового долота. Оптимізація їх профілю, кількості та орієнтації потребує дослідження розподілу швидкості промивальної рідини в зоні вибою та кільцевому каналі, що доцільно здійснювати за допомогою CFD-моделювання. Попередні дослідження [1–4] здебільшого ґрунтувалися на спрощених аналітичних моделях і не враховували вплив багатьох факторів, зокрема розташування насадок та рівня турбулізації потоку. Підвищення турбулентності сприяє кращому очищенню вибою, тому моделювання гідродинаміки потоку залишається актуальним для вдосконалення промивальних систем. Сучасні програми (ANSYS CFX, FLOWSIMULATION, FLUENT, FLOWVISION тощо) дають змогу моделювати витікання рідини, оцінювати розподіл тиску й швидкості, враховувати обертання долота та процес винесення частинок шламу. Це дозволяє обґрунтовано визначати оптимальні параметри насадок і скорочувати потребу в дорогих експериментальних випробуваннях.

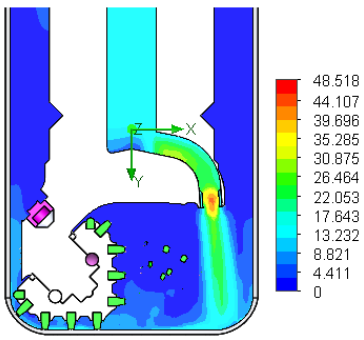
Для виконання імітаційного моделювання застосовано тривимірну модель шарошкового бурового долота, розташовану в межах свердловини. Конструкція долота містить три гідромоніторні насадки однакових геометричних параметрів.

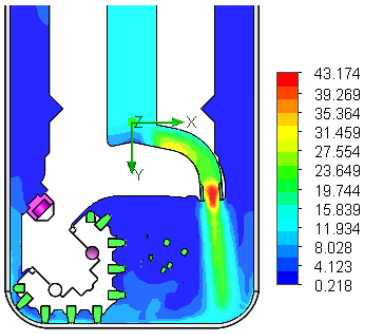
Для моделювання прийнято такі вхідні параметри: подача бурового розчину – 0,032 м³/с; тиск на вибої – 20 МПа; частота обертання долота – 15 рад/с; густина розчину – 1110 кг/м³; температура – 100 °С. В’язкість розчину описано моделлю Гершеля–Балклі.

Обертовий рух долота зменшує ефективність прямої дії струменів на вибій, оскільки вони закручуються навколо вертикальної осі. Удар струменів по дну вибою створює хвилю динамічного тиску, інтенсивність якої пропорційна кількості руху потоку. Під її впливом, з урахуванням локальної геометрії шарошок, формуються поперечні потоки, що сприяють очищенню шарошок від шламу та запобігають утворенню сальників.

Для спрощення розрахунків у програмному середовищі обертання задано не для долота, а для стінки свердловини. Під час моделювання враховано шорсткість поверхонь долота та стінки свердловини.

Результати імітаційного моделювання можуть відображатися у вигляді глобальних та локальних максимумів і мінімумів: перші характеризують значення параметрів у всій моделі, другі – у вибраних перерізах або зонах. На рисунках 1–3 подано результати моделювання.

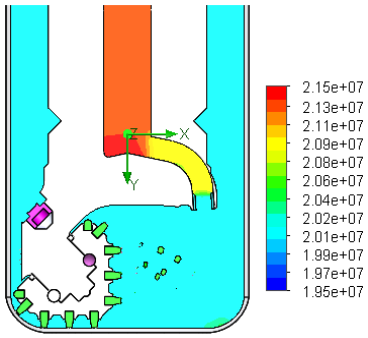


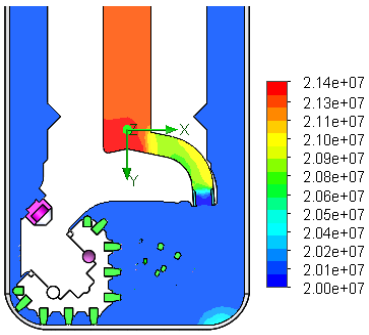


а) **б)**

а – глобальний максимум; б – локальний мінімум

Рисунок 1 – Розподіл швидкості в поздовжньому перерізі моделі

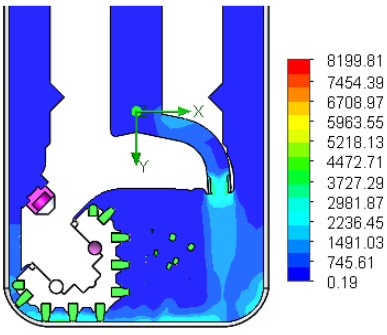


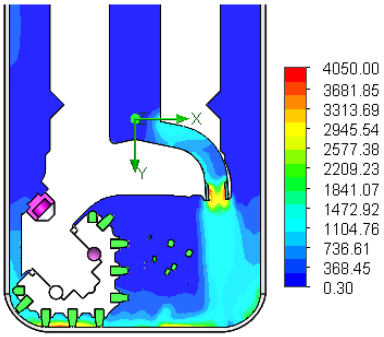


а) **б)**

а – глобальний максимум; б – локальний мінімум

Рисунок 2 – Розподіл тиску в поздовжньому перерізі моделі





а) **б)**

а – глобальний максимум; б – локальний мінімум

Рисунок 3 – Розподіл завихреності в поздовжньому перерізі моделі

У результаті моделювання процесу витікання промивальної рідини з насадок гідромоніторних отворів шарошкового долота отримано дані про розподіл швидкості,

тиску та завихреності потоку як при виході рідини з насадок, так і в зоні вибою свердловини.

Розроблена розрахункова модель дає змогу визначати кількісні характеристики потоку в привибійній зоні за різних початкових умов і аналізувати вплив таких параметрів, як густина бурового розчину, об'ємна витрата, геометричні розміри та форма насадок, а також їх розташування, на ефективність процесу промивки свердловини.

Список літератури:

1. Розроблення та випробування бурової головки з генераторною схемою різання гірських порід / Я.С. Білецький, М.В. Сенюшкович, В.В. Врюкало, І.Я. Білецька // Прикарпатський вісник НТШ. Число. – Івано-Франківськ, 2016. – №1 (33). – С. 224-235.
2. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин: монографія / А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. 201 с
3. King I., Bratu C., Delbast B., Besson A., Chabard J.P. Hydraulic Optimization of PDC bits // European Petroleum Conference , 21—24 October 1990. The Hague, Netherlands.
4. Ledgerwood L. W., Wells M.R., Wiesner B.C., Harris T.M. Advanced Hydraulics Analysis Optimizes Performance of Roller Cone Drill Bits // 2000 IADC/SPE Drilling Conference held in New Orleans, Louisiana, 23–25 February 2000.
5. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурове і технологічне обладнання. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2021. – 358 с
6. Білецький, Я. С., Шимко, Т. Я., Білецька, І. Я., Сенюшкович, М. В., Михайлюк, В. В., & Дейнега, Р. О. (2020). Дослідження гідродинамічних параметрів та модернізація елементів бурового долота PDC. Нафтогазова енергетика, (2(34), 46–55. https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-2(34)-46-55

ДОСЛІДЖЕННЯ ДЕФОРМАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЦЕМЕНТНОГО КАМЕНЮ ПЦТ-IG ПРИ РІЗНИХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Володимир Тирлич,
кандидат технічних наук,
доцент кафедри фізико-математичних наук
ІФНТУНГ
volodymyr.tyrlych@nung.edu.ua

Сучасна нафтогазова та гірнича промисловість неможлива без використання надійних матеріалів, що забезпечують стабільність та герметичність свердловинних конструкцій. Одним із ключових елементів є тампонажний камінь — кінцевий продукт твердіння спеціальних цементів, який формує міцний і стійкий бар'єр. Його властивості визначають безпечність і довговічність експлуатації свердловин. Проблема повзучості цементного каменю є однією з ключових у сучасних будівельних та тампонажних матеріалах[1, 2].

Метою роботи є встановлення впливу основних факторів (вік, призмова міцність, модуль пружності, залишкові та максимальні деформації) на формування процесів повзучості та побудова моделей прогнозування деформацій у коротко- та довгостроковій перспективі для різних температурних умов.

За дослідженнями Bažant та Neville, повзучість залежить як від внутрішньої структури цементного каменю, так і від зовнішніх впливів, включаючи температуру та вологість [1, 2].

Для дослідження використано експериментальні дані повзучості цементного каменю ПЦТ-IG при температурах 20, 40 та 75 °C, одержані відповідно до рекомендацій міжнародних та національних стандартів [3-5]. Оцінку виконано з використанням методів кореляційно-регресійного аналізу та побудови моделей — повної лінійної регресії (Linear Regression), спрощеної (Backward elimination) та Lasso-регресії, для кожної температури окремо, що дало змогу порівняти їх прогностичні можливості та визначити стабільні факторні ознаки для повзучості [6–9].

Отримані результати показали, що при 20 °C добре узгоджуються прогнози повної та Lasso-моделі. Спрощена модель також показує прийнятну точність (див. рис. 1). При 40 °C ключовим фактором є максимальна деформація (див. рис. 2). При 75 °C лінійні моделі втрачають адекватність і потрібне застосування нелінійних методів (див. рис. 3).

Статистичний аналіз підтвердив значущість віку та призмової міцності як ключових факторів. Зі зростанням віку цементного каменю щільність структури зростає, що зменшує потенціал для повзучості. Призмова міцність виступає інтегральним показником якості мікроструктури, зменшуючи ймовірність пластичних перебудов.

На основі отриманих результатів можна зробити висновок про доцільність використання саме цих двох параметрів, як ключових, при прогнозуванні повзучості тампонажних цементів, що має практичне значення для підвищення довговічності та надійності конструкцій в умовах високих температур і тривалих навантажень.

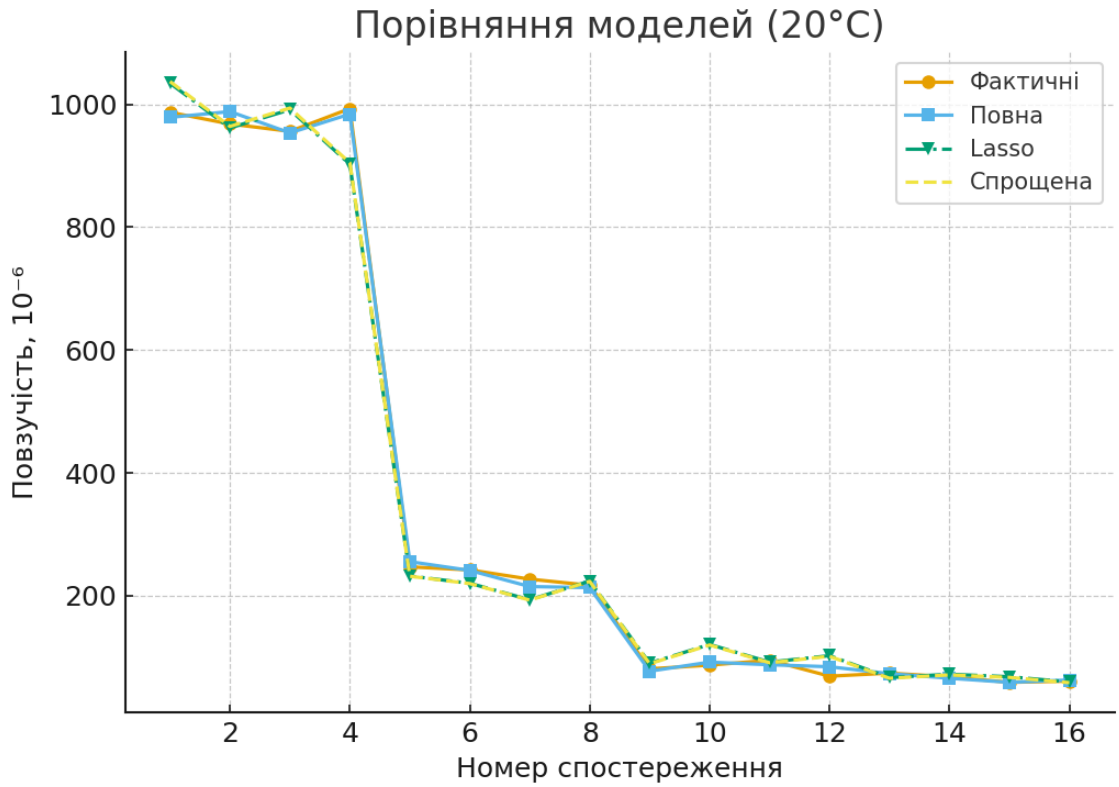


Рисунок 1. Порівняння моделей прогнозування при температурі 20 °C.

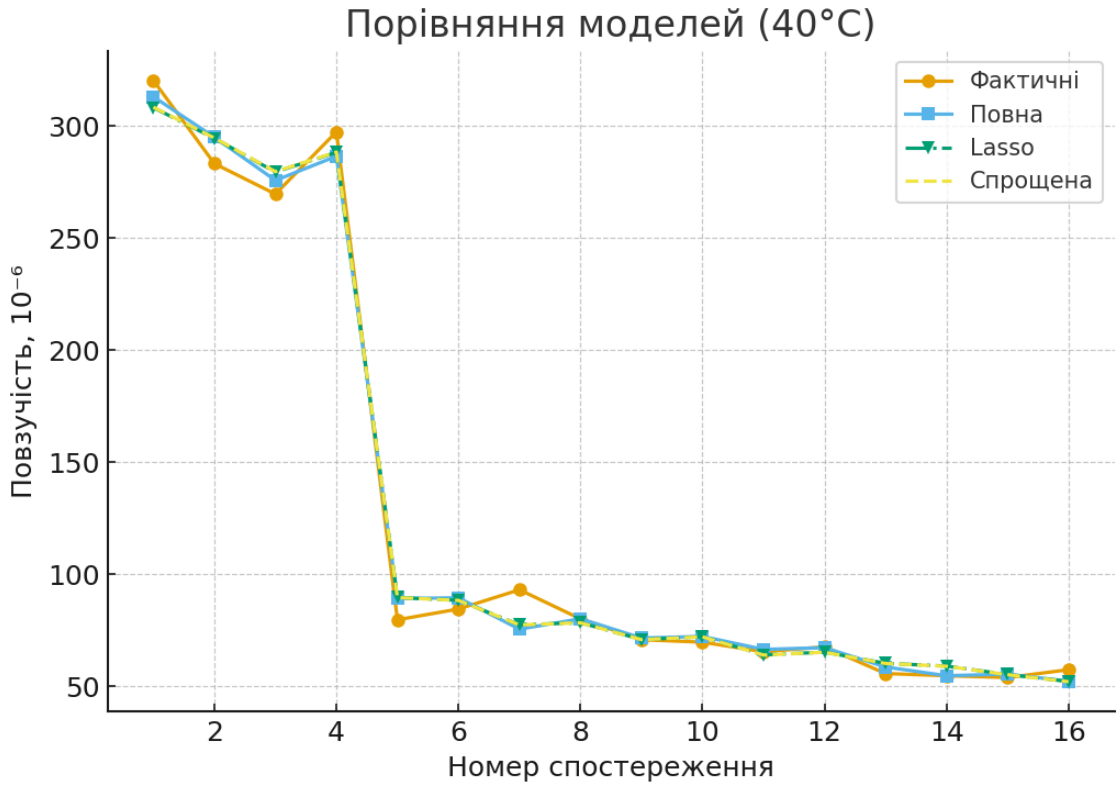


Рисунок 2. Порівняння моделей прогнозування при температурі 40 °C.

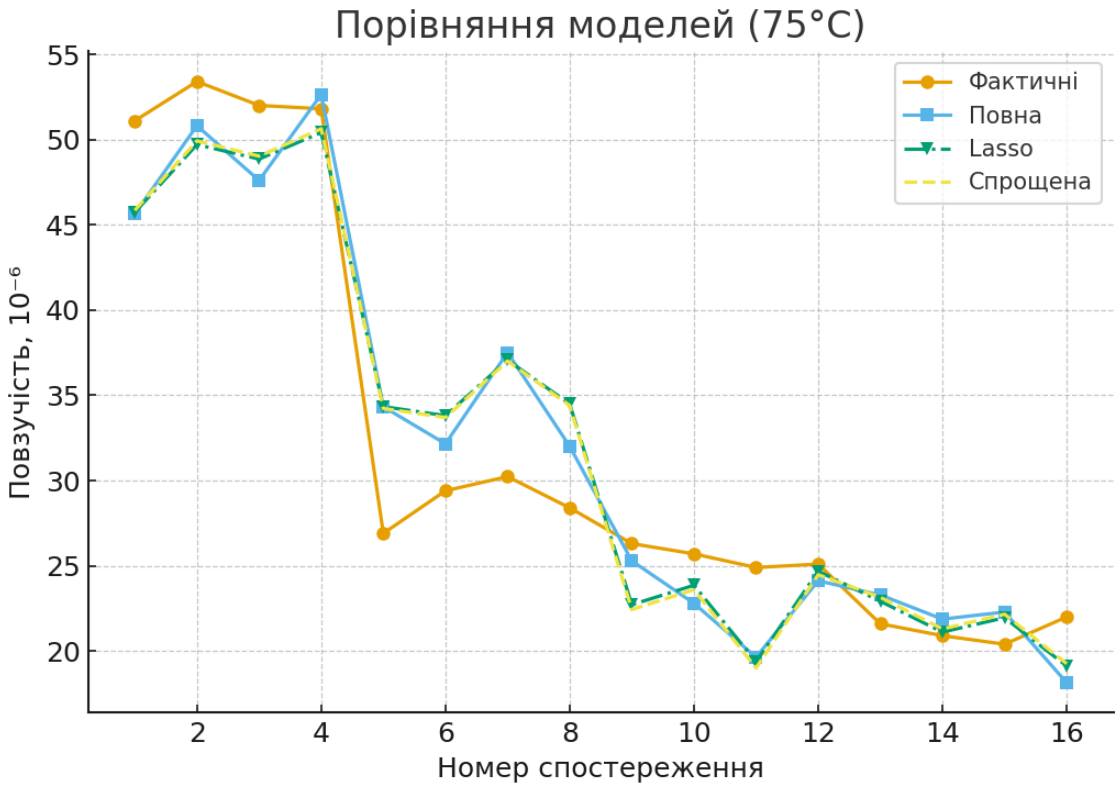


Рисунок 3. Порівняння моделей прогнозування при температурі 75 °C.

Інші фактори (модуль пружності, залишкові та максимальні деформації) мають менший вплив і можуть розглядатися як допоміжні.

Для практики рекомендується використовувати вік та призмову міцність як базові параметри при прогнозуванні довготривалих деформацій у цементному камені.

Література:

1. Bažant Z.P., Jirásek M. Creep and Hygrothermal Effects in Concrete Structures. Springer, 2018.
2. Neville A.M. Properties of Concrete. Pearson, 2011.
3. ДСТУ Б В.2.7-214:2009. Розчини будівельні. Загальні технічні умови.
4. API Specification 10A. Specification for Cements and Materials for Well Cementing. American Petroleum Institute, 2019. 200 p.
5. ISO 10426. Oil and gas industries — Cements and materials for well cementing.
6. Nelson E.B., Guillot D. Well Cementing. 2nd ed. Schlumberger, 2006. 773 p.
7. Ravi K., Bosma M. The impact of curing conditions on cement sheath integrity in oil wells. SPE Drilling & Completion. 2015. Vol. 30(2). P. 124–132. DOI: 10.2118/173010-PA.
8. Шишкіна О.О. Високоміцні бетони: вплив модуля пружності, повзучості та усадки на деформативність. Сучасні наукові дослідження представників будівельної науки: зб. наук. праць. Baltija Publishing, 2022. С. 215–220.
9. Гаращенко Д.П. Деформативність і усадка цементного каменю при різних умовах твердіння: дис. ... канд. техн. наук. Одеса: ОДАБА, 2020. 210 с.

КОМБІНАТОРНА МЕТОДОЛОГІЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ТА КОМПОЗИЦІЙНОГО ПРОЄКТУВАННЯ СКЛАДНИХ АГРЕГАТИВНИХ СИСТЕМ: GFE-ЦИКЛ ГЕНЕРУВАННЯ, ФІЛЬТРАЦІЇ ТА ПОЯСНЕННЯ РІШЕНЬ

Ященко Олексій Федорович
кандидат архітектури, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
oleksii.iashchenko@nung.edu.ua

Актуальність теми

У більшості сучасних проєктів — від відбудови міських кварталів і модернізації виробничих кластерів до створення клінічних кампусів — об'єктом керування є складні агрегативні системи (САС). Їхня «агрегативність» полягає у взаємодії гетерогенних підсистем (архітектурно-просторових, технологічних, енергетичних, логістичних, організаційних), які мають власні цілі, ресурси, нормативні обмеження й життєві цикли. Кількість допустимих конфігурацій САС зростає комбінаторно зі збільшенням номенклатури компонентів і типів зв'язків. У таких просторах рішень евристики «здорового глузду» швидко вичерпуються: потрібен механізм системного перебору варіантів, їх прозорого відсіву за багатьма критеріями та відтворюваного пояснення вибору.

Додатковим викликом є нормативна мультирівневість (будівельні норми, екологічні регламенти, стандарти управління інформацією), багатокритеріальність (вартість–терміни–вуглецевий слід–ризик–якість–комфорт), а також невизначеності даних і моделей (починаючи від вихідних вимірювань до прогнозів експлуатації). Без «каркаса» методології проєктні команди витрачають значні ресурси на несумісні варіанти, не можуть прозоро аргументувати компроміси, а рішення важко супроводжувати в реалізації й експлуатації.

Комбінаторна методологія з опорою на цикл GFE (Gen–Filter–Explain) закриває цей розрив між творчою генерацією та інженерною доказовістю. Вона зв'язує морфологічне моделювання (повнота конфігурацій), організаційно-технологічне планування (черговість, ресурси, ризики), графові подання залежностей (DSM-матриці), багатокритеріальну оптимізацію та інструменти пояснюваної аналітики в єдину процедуру, що придатна до аудиту, тиражування та масштабування.

Мета

Показати цілісну комбінаторну методологію для організаційно-технологічного моделювання та композиційного проєктування САС, у центрі якої — цикл GFE. Конкретизувати:

1. як будувати морфологічні карти конфігурацій і правила сумісності;
2. як відображати залежності в DSM-матрицях і мережах технологічних/логістичних обмежень;
3. як реалізувати Filter через багатокритеріальну оцінку (Pareto, AHP/MAUT, обмеження норм) і задачі RCPSP/assignment/set-covering;
4. як забезпечити Explain — трасованість аргументів, локальні важливості ознак (XAI), «паспорт невизначеностей»;

5. як вшити методологію у BIM/GIS-цифровий двійник для апробації та впровадження.

Основні результати

1. Формальна рамка й дані

Складні агрегативні системи (САС) у контексті архітектурно-інженерного проєктування, містобудування та інфраструктурного розвитку найдоречніше описувати формалізацією у вигляді чотирикутника ⟨C, R, G, K⟩. Така побудова дозволяє одночасно охопити композиційний, організаційно-технологічний, мережевий та оціночний виміри рішення, не редукуючи його до вузької дисциплінарної перспективи. Множина C акумулює всі сутності, які ми комбінуємо: це функціональні блоки (типологічні модулі житла, громадських функцій, виробничих дільниць, клінічних відділень), класи та конкретні екземпляри інженерного обладнання (теплові насоси, рекуператори, вентиляційні агрегати, інвертори, акумуляторні системи, дизель-генератори резервування), а також будівельні підсистеми (несучі каркаси, покриття, фасадні оболонки, вузли, вертикальні комунікації). До C доцільно включати і «організаційні компоненти» — бригади, підрядні пакети, крани, автономні транспортні візки, машинний час, вікна доступу до майданчика, — адже від цих первинних «цеглин» так само залежить здійсненність конфігурації та календар її реалізації.

Множина R — це правила композиції та сумісності, які слизько перетворюють абстрактні списки компонентів на реальний простір рішень. Правила бувають технологічними (сумісність робочих середовищ, температурних режимів, тисків/витрат, протоколів зв'язку, класів електроживлення), просторовими (евакуаційні відстані, протипожежні розриви, допустимі габарити, мінімальні ширини та радіуси, геометрія монтажних траєкторій), нормативними (граничні прогини, комбінації навантажень, вимоги до денного світла, акустики, сейсмічної стійкості, інфекційного контролю для медичних об'єктів). У термінах реалізації R — це сукупність логічних, числових і комбінаторних предикатів, які відсіюють несумісні поєднання ще до дорогих симуляцій і детальних кошторисів.

Сімейство графів G візуалізує та формалізує залежності: прецедентні зв'язки між роботами (що може йти паралельно, а що — лише після завершення певних етапів), інтерфейси між підсистемами (механічні з'єднання, електричні підключення, IT-протоколи), логістичні потоки (маршрути матеріалів, людей, відходів), інформаційні залежності (які дані потрібні для старту певної процедури). Компактний інженерний запис цієї мережевої складової — DSM (Design Structure Matrix), де рядки та стовпці позначають елементи, а клітинки кодують наявність та силу впливу. DSM дає змогу упорядкувати систему, виділити сильнозв'язні компоненти, визначити критичні інтерфейси й далі транслювати це у графи розкладання робіт.

Нарешті, вектор K збирає критерії оцінки конфігурацій: CAPEX (початкові витрати), OPEX (експлуатаційні витрати та енергетика), LCA (CO_2e) (втілений і, за необхідності, операційний вуглець), T (календарна тривалість), Risk (профіль ризиків: безпекових, постачання, технологічних), QoS/Comfort (показники якості середовища: інсоляція, денне світло, акустика, вітровий/тепловий комфорт), Maintainability/Reliability (доступність до сервісу, MTBF/MTTR, рівні резервування), а також робастність, тобто стійкість KPI до коливань вхідних параметрів. Така узгоджена рамка прибирає типову «дірку» між красивою композицією, її технологічною здійсненністю та життєвим циклом.

Формальна рамка працює лише настільки добре, наскільки якісні вхідні дані. Тому методологія вимагає чотирьох класів даних. По-перше, каталоги компонентів із технічними, економічними, екологічними та експлуатаційними атрибутами, зі строгими одиницями, діапазонами валідних значень і метаданими походження (джерело, дата, автор, метод вимірювання або моделювання). По-друге, нормативні профілі, де кожний пункт норм транслюється у тест-функцію: булеву (Pass/Fail), числову (value ≥ threshold), або комбіновану (лінійні комбінації навантажень, коефіцієнти надійності). Кожний тест містить посилання на версію документа та конкретний пункт, що забезпечує юридичну прозорість та відтворюваність. По-третє, параметри невизначеності: типи розподілів для чутливих змінних (нормальний, логнормальний, трикутний, емпіричний), допустимі інтервали, кореляції між змінними, а для вимірювань — GUM-паспорт із декомпозицією складових невизначеності та правилами розширення. По-четверте, контекст місця: шари GIS (рельєф, гідрологія, підземні комунікації, зонінг, охоронні зони, сонячна геометрія, вітрові рози), часові профілі попиту/навантажень (житло, офіс, клініка, виробництво), транспортні та логістичні обмеження (вантажні траєкторії, тимчасові вікна для шумних робіт, сезонні обмеження).

Окремої уваги потребує якість даних і керування версіями. Для кожного запису вводяться показники QoD (повнота, точність, актуальність, консистентність), статус (чернетка, узгоджено, опубліковано), зв’язок із джерелами та відповідальною особою. Процеси побудовано відповідно до ISO 19650: дані зберігаються в CDE, зміни логуються, а знімки стану моделей фіксують юридично релевантну історію ухвалення рішень. Така дисципліна даних забезпечує підґрунтя для наступних етапів GFE-циклу.

2. Етап Gen: морфологічні карти й правила

Етап Gen перетворює формальну рамку на системний простір конфігурацій. Базовий інструмент тут — морфологічна карта. Для кожної функції або позиції визначається домен альтернатив, причому домени можуть бути дискретними (тип конструктиву: RC/steel/CLT-гібрид), параметричними (висота поверху в допустимому діапазоні), або змішаними (тип фасадної системи з обмеженням на товщину шару утеплення). У класичній трактовці морфологічна карта — це прямий добуток альтернатив, але прямий добуток швидко вибухає розмірністю, тому критично важливо «вшити» правила сумісності R безпосередньо в механіку генерації.

Правила сумісності мають два масштаби. Локальні правила стосуються пар або невеликих груп виборів (наприклад, «CLT-перекриття дозволене лише з фасадом, який забезпечує клас вогнестійкості не нижче REI-x; якщо вентильований фасад — то потрібна протипожежна розсічка певного типу»). Глобальні правила — мережеві: вони накладають баланси (електричні, гідравлічні, вентиляційні), забезпечують сумарні пропускні спроможності евакуації, дотримання інсоляційних порогів у певних вікнах часу, допустимі швидкості вітру на рівні пішохода тощо. Відразу на етапі Gen виконується первинна «санітарна» перевірка правил, щоб не засмічувати наступні етапи завідомо нежиттєздатними варіантами.

Конструкція морфологічної карти ґрунтується на міжрівневій решітці WBS→PBS→SBS. Рівень WBS задає логіку робіт і потенційні технологічні маршрути, PBS структурує «продукт» — архітектурні та інженерні підсистеми, а SBS деталізує специфікації вузлів, інтерфейсів, допусків і варіантів комплектування. Така прив’язка гарантує узгодженість між композиційною й організаційно-технологічною

сторонами, а також дозволяє автоматично витягувати календарні обмеження з вибраних комбінаторних рішень.

Структурні залежності фіксуються у DSM. Завдяки DSM зручно виявляти цикли (які потребують або розриву, або агрегування в «супервузли»), визначати порядок виконання робіт, побачити критичні інтерфейси, що визначають ризики скоординованості. DSM полегшує автоматичний перехід від морфологічних виборів до прецедентного графа, який потрібен для календарно-ресурсного планування.

На цій базі будуються алгоритми генерації. Для малих підзадач із жорсткими правилами застосовується гарантований перебір, що забезпечує вичерпність і дозволяє сформувати «опорні точки» простору рішень. Для систем із великою розмірністю та багаторівневими правилами застосовується мішаний підхід: логічні та мережеві обмеження реалізуються засобами Constraint Programming, що радикально скорочує простір, а метаевристики (NSGA-II для мультикритеріальності, simulated annealing або tabu search для локального покращення) досліджують компроміси за критеріями K. Ще одна техніка — паралельна генерація «родин» конфігурацій із підтриманням різноманіття (diversity maintenance): окремі еволюційні процеси формують, наприклад, «дерев'яно-гібридну родину», «мінеральну родину», «змішану родину з інтенсифікацією перших поверхів», а механізм «міграції» дозволяє переносити вдалі фрагменти між родинами, не втрачаючи різноманіття.

Вихід етапу Gen — повна або репрезентативна вибірка конфігурацій, у кожної з яких коректні інтерфейси, виконані базові нормативні передумови (мінімальні «чистові» перевірки), і є всі дані для подальшого відсіву. На практиці корисно додатково вимірювати «покриття» простору рішень за обраними координатами (coverage metrics), аби не дати алгоритмам «залипнути» в локальних зонах.

3. Етап Filter: багатокритеріальний відсів і календарно-ресурсна узгодженість

Етап Filter перетворює велику, але вже структуровану множину конфігурацій на стислий фронт рішень, які витримують нормативні тести, узгоджені з реальністю будмайданчика та демонструють збалансовані KPI. Перший шар фільтрації — автоматизовані нормативні тести (design-to-code). Тут у хід ідуть як булеві перевірки (прохід/непрохід), так і числові (дотримання порогів, робота в інтервалах), а також комбінаційні навантаження з коефіцієнтами надійності. Кожне «Pass/Fail» супроводжується посиланням на пункт норми й версію документа, що переносить дискусію зі сфери «смаків» у сферу «правил».

Другий шар — календар і ресурси, тобто постановка RCPSP (Resource-Constrained Project Scheduling Problem) для кожної конфігурації. На вхід іде набір робіт із WBS, їхні тривалості (із діапазонами/розподілами, якщо доступні), типи й кількості ресурсів (бригады, кран, транспорт, фінансові ліміти на етапи), прецедентні зв'язки, альтернативні технологічні маршрути. На виході отримуємо мінімізований термін і/або штрафи за простої, критичний шлях, профілі завантаження ресурсів у часі, «вікна» монтажу, буфери. Саме RCPSP відсікає красиві, але нереалістичні схеми, що не вкладаються у вікна доступу, конфліктують за кран, або перенавантажують бригади.

Третій шар — assignment/set-covering. У задачі призначення оптимізується розподіл бригад, кранового часу, автономних візків AGV між фронтами робіт з урахуванням спеціалізації, релокацій, простоїв. У задачі покриття добирається мінімальний набір елементів, що забезпечує регуляторні/безпекові/якісні вимоги: достатню кількість вузлів пожежогасіння, контрольних точок тиску/шлюзів, аварійних виходів, сенсорних постів, резервів енергоживлення. Ці обчислювальні

«вкладки» гарантують, що shortlist не міститиме рішення, які «здавалися» працездатними на рівні схеми, але провалюються в реалізації або аудиті.

Кульмінація фільтрації — багатокритеріальне сортування. Для кожної конфігурації формується вектор K = ⟨CAPEX, OPEX, LCA(CO_2e), T, Risk, QoS/Comfort, Maintainability⟩, після чого будують Pareto-фронт — множину рішень, що не домінуються одне одним. Якщо необхідно вибрати одне «пілотне» рішення, застосовується скаляризація MAUT/AHP із зафіксованими вагами стейкголдерів (протокол ваг критично важливо зберігати в CDE). Оскільки жодний набір даних не є абсолютно сталим, на цьому ж етапі запускається стохастичне моделювання невизначеностей: Latin Hypercube чи Monte-Carlo з урахуванням кореляцій. Результатом є не лише середні KPI, а й ймовірність виходу за нормативні пороги, інтервали довіри, CVaR для хвостових ризиків. Далі вводиться критерій робастності: відсікаються конфігурації, для яких малі флуктуації вхідних змінних спричиняють неприйнятні просідання KPI. Залишається ε-робастна підмножина — рішення, які «тримають форму» за реалістичних коливань. Вихід етапу Filter — Pareto-фронт і shortlist робастних рішень, кожне з яких має валідований календар, профілі ресурсів, кошториси, LCA-профіль і карту ризиків.

4. Етап Explain: трасованість і пояснюваність

Щоб shortlisted-рішення стали предметом конструктивної взаємодії із замовником, регулятором та майбутніми експлуатантами, потрібна пояснюваність. Етап Explain робить рішення аудитопридатними. Кожний показник має паспорт: джерело даних (каталог, вимір, література), метод і версію моделі (скрипт, параметри, геш), дату прогону, відповідальну особу. Кожне «пройти/не пройти» норму має причину — який пункт, який поріг, яке числове значення було отримано. Така трасованість переводить обговорення в площину фактів і знімає більшість суб'єктивних суперечок.

Другий інструмент — XAI для конфігураційних рішень. Техніки локальних важливостей ознак (наприклад, SHAP чи LIME) дозволяють прозоро показати, які саме вибори в морфологічній карті — тип фасадної системи, наявність пергол із BIPV, глибина периметру, орієнтації корпусів, варіанти вентиляції — найбільше «проштовхнули» KPI в той чи інший бік. Аналогічно для календаря: аналіз критичних робіт і ресурсів відображає, що саме визначило термін і де знаходяться «дроселі». Для LCA-профілю пояснюваність показує внесок етапів A1–A5/B/C і потенціал D (повторне використання), знімаючи поверхневі звинувачення на кшталт «дерево — завжди краще за бетон» або навпаки.

Третій елемент — паспорт невизначеностей. Для ключових KPI відображаються діапазони, сценарії («базовий/оптимістичний/песимістичний»), «вусаті» графіки та fan-charts. Для вимірювальних ланцюгів додаються допуски й методики калібрування. Це дисциплінує очікування та зменшує ризик «обману середніми».

Четвертий елемент — аргументаційне дерево: від вимоги до показника, від показника до тесту, від тесту до вузла рішення, від вузла до правила та вихідних даних. Кожен вузол дерева має гіперпосилання на відповідний артефакт цифрового двійника: геометрію, скрипт, таблицю, пункт норми. Замість статичних PDF-зведень маємо «живу» аргументацію, яку можна відтворити, перевірити та розширити.

5. Інтеграція з BIM/GIS і процесом управління

Описана методологія реалізується в BIM/GIS-подвійному середовищі. Морфологічні карти інкарнуються як параметричні шаблони (Rhino/Grasshopper, Revit/Dynamo, Archicad/Grasshopper Live Connection), що дозволяє миттєво

оновлювати геометрії та специфікації під зміни параметрів. DSM/мережі живуть у семантичних графах (IFC + bSDD/GraphDB), від яких зручно формувати прецедентні графи для RCPSP. Filter реалізовано у вигляді мікросервісів (нормативні тести, LCA/LCC, CFD/енергетика, RCPSP/assignment/set-covering), які запускаються за подіями (зміна параметра → перерахунок тестів і KPI). Explain подано у вигляді дашборда, де будь-який графік KPI містить посилання на джерела даних і версії моделей.

Керування версіями й відповідальністю відбувається за ISO 19650 із чіткими статусами WIP/Shared/Published/Archived, матрицею ролей (архітектор-компоновник, системний інженер, планувальник, LCA/LCC-аналітик, фасилітатор GFE) і «знімками стану» моделей у ключові моменти ухвалення рішень. Такі «снимки» зберігають юридично значущу історію, необхідну для закупівель, експертизи та гарантійних спорів.

Апробація і впровадження результатів

Пілот A — міський квартал «PV-ready». На етапі Gen згенеровано 864 конфігурації морфотипів (периметральні, гребінчасті, каскадні; 6–9 поверхів; варіативні перші поверхи та двори) під правила інсоляції, доступності, логістики під'їзду та коридорів інженмереж. На етапі Filter виконано автоматизований дизайн-to-code (EN 17037, пожежна безпека, акустика), CFD/UHI для мікроклімату, енергоаналіз BIPV/BAPV з погодинними профілями попиту, RCPSP для 137 видів робіт та 9 типів ресурсів, LCA для порівняння RC проти CLT/GLT-гібриду. Pareto-аналіз виділив 22 робастні рішення; обране забезпечило –27% втіленого CO_2e, –14% пікових температур у дворі у спеку та –12% календарної тривалості завдяки модульним вузлам і грамотній фазності. На етапі Explain SHAP висвітив ключові важелі: глибину периметра, частку PV-пергол, тип фасаду та розміщення «вітрових воріт».

Пілот B — клінічний корпус. Генерація охопила комбінації ICU/OR/стаціонару, варіанти вентиляції (2-/4-трубні, ступені рекуперації), логістику «чистих/брудних» потоків і резервування енергії (ДГУ/акумулятори/мікромережа). Фільтрація включала RAMS критичних систем, моделювання диференційних тисків, LCC енергетики з низькопотенційними мережами, аудит інфекційного контролю. Отримано 11 робастних конфігурацій; обране покращило availability з 0,985 до 0,992 за одночасного мінімуму LCC і –38% тривалості простоїв у сценаріях аварійного живлення. Аргументаційне дерево показало визначальний вплив вибору вентиляційної схеми та конфігурації резервів.

Пілот C — промислово-логістичний вузол. Згенеровано маршрути потоків (conveyor/AGV), типи буферів, конфігурації складів і вікна відвантаження. На фільтрі застосовано assignment потужностей, set-covering вимог безпеки/контролю якості та RCPSP монтажу «на льоту». Результат — –21% часу переналагоджень, –18% незавершеного виробництва (WIP) і стабілізація продуктивності у фазах інтеграції; локальні важливості XAI виділили «дроселі» на вузлах контролю.

У всіх пілотах методологію інституалізовано через дашборди GFE у CDE, бібліотеки правил сумісності та нормативних тестів, а також через двоетапні воркшопи для команд замовника і підрядників. Це створило умови для тиражування підходу на подальші проєкти без втрати якості.

Висновки

Комбінаторна методологія з циклом GFE надійно зшиває творчість і доказовість у задачах із комбінаційним зростанням простору рішень. Етап Gen гарантує

морфологічну повноту й коректність інтерфейсів, етап Filter забезпечує багатокритеріальну та календарно-ресурсну узгодженість із нормами, а етап Explain робить рішення прозорими, відтворюваними та стійкими до зовнішнього аудиту. DSM/графові подання уможливлюють раннє виявлення «вузьких місць», а RCPSP/assignment/set-covering переносять архітектурні конфігурації на реальний будмайданчик і в експлуатацію. Облік невизначеностей і критерій робастності захищають від «тендітних» рішень, що руйнуються при першій же зміні параметрів. BIM/GIS-подвійник у режимі CDE — це «операційна система» методології: тут зберігаються правила, тести, моделі, версії та історія аргументації. Пілоти у різних доменах — житлово-громадський квартал, медичний корпус, логістичний вузол — показали матеріальні ефекти: зниження втіленого CO_2e і термінів, поліпшення мікроклімату й надійності, зменшення простоїв і незавершеного виробництва. Рекомендовано закріпити GFE як стандартну процедуру в проєктних офісах і структурах замовника, підтримувати бібліотеки правил і нормативних тестів, розвивати культуру вимірювань, версіювання й XAI-пояснюваності, а також проводити регулярні ретроспективи для збагачення шаблонів на основі реалізованих кейсів.

Список літератури

1. Browning T. R. Applying the Design Structure Matrix to System Decomposition and Integration Problems: A Review and New Directions. IEEE Transactions on Engineering Management. 2001. DOI: https://doi.org/10.1109/17.946528

2. Deb K., Pratap A., Agarwal S., Meyarivan T. A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II. IEEE Transactions on Evolutionary Computation. 2002. DOI: https://doi.org/10.1109/4235.996017

3. Błażewicz J., Lenstra J. K., Kan A. H. G. R. Scheduling Subject to Resource Constraints: Classification and Complexity. Discrete Applied Mathematics. 1983. DOI: https://doi.org/10.1016/0166-218X(83)90012-4

4. Ribeiro M. T., Singh S., Guestrin C. "Why Should I Trust You?" Explaining the Predictions of Any Classifier. Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining. 2016. DOI: https://doi.org/10.1145/2939672.2939778

5. Lundberg S. M., Lee S.-I. A Unified Approach to Interpreting Model Predictions. Advances in Neural Information Processing Systems (NeurIPS). 2017. DOI: https://doi.org/10.48550/arXiv.1705.07874

6. Eppinger S. D., Browning T. R. Design Structure Matrix Methods and Applications. MIT Press. 2012.

7. ДСТУ ISO 19650-1:2020. Організація та оцифрування інформації у будівництві та цивільному будівництві, включаючи BIM. Управління інформацією з використанням BIM — Частина 1: Концепції та принципи. Київ: ДП «УкрНДНЦ». 2020.

8. ДСТУ EN 17037:2020. Денне освітлення в будівлях (EN 17037:2018, IDT). Київ: ДП «УкрНДНЦ». 2020.

КОМПЛЕКСНА МОДЕЛЬ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ БУДІВЕЛЬ МЕДИЧНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ: ЦИФРОВИЙ ДВІЙНИК ВІД ПРОЄКТУВАННЯ ДО ВИВЕДЕННЯ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Данієлян Арам Єрвандович
Державний університет «Київський авіаційний інститут»,
ННІНО КАІ, заступник директора
aram.daniielian@npp.kai.edu.ua

Актуальність теми

Будівлі медичного призначення — це не просто архітектурні об'єкти з підвищеними інженерними вимогами. Це критична соціотехнічна інфраструктура, у якій архітектурний простір, інженерні системи, медичне обладнання, IT-мережі, логістика чистих/брудних потоків, клінічні протоколи та безперервність електроживлення утворюють єдиний контур клінічної безпеки. У таких будівлях цінність помилки на етапах проєктування, будівництва чи експлуатації множиться на ризики для життя, тому потрібна модель життєвого циклу (ЖЦ), здатна забезпечити простежуваність рішень, керованість невизначеностями та доказову якість. Паралельно зростають вимоги до декарбонізації (LCA/CO_2e), енергонезалежності (мікромережі з резервуванням), кіберфізичної надійності (RAMS), інфекційного контролю (чисті/брудні траси, диференціальні тиски), доступності, а також економіки володіння (LCC). Класичні BIM-практики самі по собі не покривають ці виклики: потрібен цифровий двійник (Digital Twin, DT), який не лише відбиває геометрію, а зв'язує дані, моделі, сенсори, процедури та нормативні тести упродовж усього ЖЦ — від концепції до виведення з експлуатації та циркуляції матеріалів. Воєнні ризики, перебої з енергопостачанням, хвилі інфекцій і кадрові навантаження ще більше підштовхують до створення робастних лікарняних кампусів. У цій рамці цифровий двійник виступає «операційною системою» для Gen–Filter–Explain-циклу прийняття рішень: генерувати варіанти, фільтрувати за багатьма критеріями (якість, вартість, ризики, вуглець, терміни), пояснювати та протоколювати аргументи.

Мета

Мета — представити комплексну модель життєвого циклу будівель медичного призначення, реалізовану у вигляді цифрового двійника, що супроводжує об'єкт від проєктування і будівництва до експлуатації, реновацій і виведення з експлуатації. Ми прагнемо:

1. формалізувати дані, процеси й ролі на різних фазах ЖЦ;
2. показати, як у DT інтегруються BIM/GIS, медичні IT (HIS/LIS/PACS), BMS/SCADA, CMMS/CAFM та реальні сенсори;
3. продемонструвати методи керування невизначеністю та ризиками (RAMS, інфекційний контроль, енергетична безперервність);
4. описати механізми декарбонізації й економіки володіння (LCA/LCC) у єдиному дашборді;
5. представити апробовані кейси і виміряні ефекти впровадження.

Основні результати

1. Рамка даних і процесів: «системна четвірка» ⟨C, R, G, K⟩

Медичну будівлю подано як чотирикутник: C — компоненти (просторові зони, інженерні системи, медобладнання, IT, організаційні одиниці), R — правила (нормативи, чисті/брудні сценарії, топологія мереж, безпекові режими), G — залежності/потоки (пацієнти, персонал, матеріали, енергія, дані), K — критерії (CAPEX, LCC, LCA/CO_2e, RAMS, інфекційний ризик, клінічні KPI, комфорт, доступність). У C ми зберігаємо паспортні атрибути: у медобладнання — електричні/газові навантаження, тепловиділення, інтервали сервісу, класи ізоляції; у вентиляції — кратності, перепади тисків, чисті класи, фільтрацію; у геометрії — зони контактів потоків, розміри шлюзів, сценарні схеми евакуації. R інкапсулює тести design-to-code: вимоги до повітрообміну (ASHRAE 170), інсоляції/денного світла (EN 17037), акустики, пожежної безпеки, доступності, а також відомчі нормативи медичних закладів і локальні політики лікарні. G задає мережеву логіку: з яких вузлів до яких рухаються пацієнти та матеріали; як комутуються енергія, повітря, гідравлічні контури; як поєднуються HIS/BMS. K акумулює техніко-економічні та клінічні метрики: від вуглецевого профілю до availability (частка часу доступності операційних, ICU, газів), від індикаторів HAIs (hospital-acquired infections) до переробок на будмайданчику. Усе це живе в CDE з управлінням версіями (ISO 19650), ролями (проектувальник, клінічний інженер, інфекціоніст, експлуатація, IT-безпека) і «знімками стану» рішень.

2. Архітектура цифрового двійника

Цифровий двійник — це не одна модель, а стек взаємодіючих шарів:

- Геометрія та семантика: BIM (IFC/openBIM), класифікація (bSDD), GIS-контекст.
- Інженерні моделі: HVAC-мережі, електрика/медичні гази, енергетичні мікромережі (генератори, UPS, батареї, PV), гідравліка, акустика.
- Клінічні й логістичні потоки: шаблони маршрутів пацієнтів/персоналу/матеріалів, графіки стерилізації, ланцюги «чистих/брудних» операцій.
- Сенсорика та телеметрія: BMS/SCADA, IoT (t°, RH, ΔP, VOC, PM2.5, CO_2, легіонела/біобезпека), електролічильники, теплолічильники, витрати повітря/газів.
- Операційні системи: CMMS/CAFM (активи й заявки), HIS/LIS/PACS (обмежений обмін для агрегованих KPI), кібербезпека (IEC 80001-серія).
- Аналітика й симуляції: енерго-, LCA/LCC, RAMS, інфекційні сценарії, CFD/диференціальні тиски, оптимізація ресурсів.
- Дашборди GFE: генерація варіантів (Gen), відсів за критеріями/нормами (Filter), пояснюваність із трасованістю (Explain).

3. Життєвий цикл: етап за етапом

Концепція та передпроєкт. Генерується «портфель» планувальних схем і інженерних концепцій: різні розбиття блоків ICU/OR/стаціонару, варіанти вентиляції (2-/4-трубні, ступені рекуперації), схеми резервування енергії. Запускаються експрес-симуляції (денне світло, вітрові поля для ΔP), скелетні моделі логістики потоків. Стадія проєкту. Деталізуються моделі, впроваджуються автоматичні тести відповідності (design-to-code), налаштовується RAMS для критичних систем (availability, MTBF/MTTR, маршрути резерву). Розраховуються LCA/LCC; ризики фіксуються в матрицях з обов'язковими планами реагування. Будівництво. DT з'єднується з плануванням RCPSP: критичні шляхи будівельно-монтажних робіт, вікна «чистих» монтажів, контроль пилу/шуму. 4D/5D-BIM використовується для відстеження термінів і бюджетів; «пункти якості» прив'язуються до реєстрів вузлів і

фото/скан-актів. Налагодження та введення в експлуатацію. Параметри вентиляції (кратності, ΔP), температурні карти, фільтрація, чищення повітроводів — усе звіряється з тестами; паспорт невизначеностей публікується для сенсорних вимірювань. ЕксплуатаціяDT містить «паспорт матеріалів» (для циркуляції/утилізації), карти прихованих мереж, послідовність безпечного демонтажу. Розраховується EoL-внесок в LCA та вилучена вартість обладнання.

4. Інфекційний контроль і диференціальні тиски

Центральним «ланцюжком безпеки» є контроль чистих/брудних трас і ΔP між приміщеннями. У DT зберігаються топології дверей/шлюзів, сценарії режимів (оперативний, прибирання, аварійний), карти перехресної контамінації. CFD-моделі верифікуються польовими вимірюваннями; відхилення еталонів спрацьовують як події в CMMS (сервісні заявки). Такий «замкнений контур» знижує імовірність HAIs і тримає availability операційних на стабільному рівні.

5. Енергетична безперервність і мікромережі

Лікарні потребують безперервного живлення. У DT моделюється мікромережа з ДГУ/UPS/акумуляторами/PV/мережею та пріоритетами споживачів. Проводяться випробування «віртуальними відключеннями», обчислюється N-1/N-2-стійкість, тестуються сценарії розвантаження. На дашборді відображається availability критичних споживачів, SoC батарей, ETA до виснаження, ціна кВт·год із кожного джерела та вуглецевий профіль. Це дозволяє поєднувати клінічну безпеку з декарбонізацією.

6. RAMS, LCA/LCC і керування невизначеністю

DT інтегрує RAMS-аналіз (надійність/доступність/підтримуваність/безпека), LCA (A1–A3/A5/B/C/D) та LCC у спільний простір рішень. Для чутливих параметрів задаються розподіли/кореляції; проводиться Monte-Carlo/Latin Hypercube, оцінюються ймовірності виходу за пороги, CVaR для хвостів ризиків. Рішення обираються не лише за середніми значеннями, а за ε-робастністю — стійкістю до варіацій вхідних даних.

7. Дані, стандарти та кібербезпека

Дані зберігаються в CDE, обмін — через IFC/bSDD та стандартизовані API. Для медичних IT дотримуємось IEC 80001 (керування ризиками IT-мереж із медобладнанням). ISO 19650 регламентує інформаційні ролі/статуси/ревізії. Сенсорні вимірювання супроводжує паспорт невизначеності (GUM); інтерфейси між HIS/BMS обмежують до агрегованих показників для дотримання приватності. Всі «кнопки» прийняття рішень мають трасованість: хто, коли і на основі чого затвердив варіант.

Апробація і впровадження результатів дослідження

Кейс A — Перинатальний центр (нова черга). Завдання. Підвищити доступність операційних та оптимізувати вентиляцію «чистих» блоків при суворих обмеженнях бюджету та графіка будівництва. Рішення. DT інтегрував BIM, BMS-телеметрію, RAMS і інфекційні моделі. На етапі проєкту виконано Gen 240 конфігурацій вентиляції/розміщення шлюзів; Filter відсік варіанти з підвищеними ризиками перехресної контамінації і перевищенням LCC. Explain показав, що ключовим важелем є стабілізація ΔP через зміну логіки дверних доводчиків і локальні перепади в «гарячих» коридорах. Ефект. +0,9 п.п. availability операційних, –14% енергоспоживання вентиляції, –11% вартість життєвого циклу для обраного варіанта, збереження графіка вводу при дефіциті обладнання.

Кейс B — Регіональна лікарня (реновація ICU). Завдання. Швидка технологічна модернізація без зупинки відділення, забезпечення резервного живлення і зниження

HAIs. Рішення. Через DT змодельовано мікромережу з пріоритетами навантажень, сценарії N-1/N-2, перевірено повітряні траси на витоки. Assignment перерозподілив бригади й вікна робіт, а «віртуальні відключення» оцінили поведінку UPS/ДГУ. Ефект. –37% аварійних простоїв відділення, –23% енерговитрат ICU, –18% показників внутрішніх інфекцій упродовж 6 місяців (за аналогічного навантаження), скорочення переробок завдяки журналам якості в CDE.

Кейс C — Демонтаж старого корпусу і циркуляція матеріалів. Завдання. Планова заміна корпусу без порушення роботи кампусу; максимізація повторного використання матеріалів. Рішення. DT містив «паспорт матеріалів», карти прихованих мереж і сценарії демонтажу. LCA врахувала EoL і модуль D (потенціал повторного використання). Ефект. –21% CO_2e у порівнянні з традиційним знесенням, +28% доходів/економії від повторного використання елементів, 0 інцидентів перетину з діючими мережами завдяки точному трасуванню.

У трьох кейсах DT зменшив час узгоджень, підвищив прозорість рішень (протокольні «знімки»), а також дозволив проводити ex-ante випробування аварійних режимів (інфекційні «спалахи», пропадання фази, збої рекуперації) без ризику для реальних пацієнтів.

Висновки

Цифровий двійник медичної будівлі — це не «3D-модель плюс датчики», а керована даними операційна система ЖЦ, яка синхронізує архітектуру, інженерію, клініку, експлуатацію й регуляторні вимоги. Рамка ⟨C, R, G, K⟩ структурує складність: компоненти, правила, потоки та критерії; у такій координаційній системі рішення стають порівнюваними, а компроміси — пояснюваними. Gen–Filter–Explain забезпечує відтворюваний цикл: генерація варіантів, багатокритеріальна й нормативна фільтрація, прозора аргументація з трасованістю даних і моделей.

RAMS + інфекційний контроль + енергетична безперервність — три «опори» безпеки; DT дозволяє випробовувати аварійні сцени та керувати ризиками до того, як вони стануть реальністю. LCA/LCC мають інтегруватися «не наприкінці», а з концепції; це змінює вибір матеріалів, резервів і режимів роботи на користь низького CO_2e та керованої вартості володіння. CDE/ISO 19650 і паспорт невизначеностей роблять рішення юридично значущими й повторюваними, зменшують переробки, прискорюють експертизу та закупівлі. Апробовані кейси показують вимірювані ефекти: +availability критичних приміщень, –енерговитрати, –HAIs, –переробки, –CO_2e при демонтажах, — що підтверджує практичну зрілість моделі ЖЦ з цифровим двійником. Подальші кроки: стандартизувати бібліотеки нормативних тестів, еталонні інтерфейси між HIS/BMS/CMMS, типові шаблони сценаріїв аварій, а також навчальні програми для ролей «клінічний інженер даних» і «фасилітатор DT».

Список використаної літератури

1. ISO 19650-1:2018; ISO 19650-2:2018. Organization and digitization of information about buildings and civil engineering works, including BIM — Information management using BIM.

2. ASHRAE Standard 170-2021. Ventilation of Health Care Facilities. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, 2021.

3. IEC 80001-1:2021. Application of Risk Management for IT-Networks Incorporating Medical Devices — Part 1: Roles, responsibilities and activities.

4. JCGM 100:2008. Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM).

5. WHO. *Guidelines on core components of infection prevention and control programmes at the national and acute health care facility level.* World Health Organization, 2016 (та оновлення).

6. ДБН В.2.2-10:2018. Будівлі і споруди. Заклади охорони здоров’я. Київ: Мінрегіон України, 2018.

7. Hampson K., Kraatz J., Sanchez A. (eds.). *R&D Investment and Impact in the Global Construction Industry.* Springer, 2014. (глави про життєвий цикл та цифрові екосистеми).

8. Rosen R., von Wichert G., Lo G., Bettenhausen K. About the Importance of Autonomy and Digital Twins for the Future of Manufacturing. *IFAC-PapersOnLine*, 2015. DOI: 10.1016/j.ifacol.2015.06.318

КОРЕЛЯЦІЙНО-РЕГРЕСІЙНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРИ ТВЕРДІННЯ НА МОДУЛЬ ПРУЖНОСТІ ЦЕМЕНТНОГО КАМЕНЮ ПЦТ-IG

Володимир Тирлич,
кандидат технічних наук,
доцент кафедри фізико-математичних наук
ІФНТУНГ
volodymyr.tyrlych@nung.edu.ua

Модуль пружності цементного каменю [6, 7, 13, 15, 16] є визначальним параметром його деформаційних характеристик. Температура твердіння впливає як на швидкість гідратації, так і на формування мікроструктури, що визначає пружні властивості матеріалу. Проведення регресійного аналізу дозволяє кількісно оцінити вплив окремих факторів на модуль пружності [6, 7, 13] та визначити оптимальні моделі для прогнозування.

Метою роботи є побудова та оцінка регресійних моделей для прогнозування модуля пружності цементного каменю за умов різних температур

твердіння (20, 40 та 75 °C). Основними завданнями є:

• проведення кореляційного аналізу;
• побудова регресійних моделей (повна, Backward Elimination, Lasso);
• діагностика залишків моделей;
• перевірка адекватності моделей;
• порівняння моделей за точністю та інтерпретованістю результатів.

Багато досліджень присвячено впливу температури твердіння на властивості цементних композитів [1–5]. Встановлено, що зі зростанням температури відбувається інтенсифікація процесів гідратації, але надмірне нагрівання сприяє утворенню мікротріщин і зменшенню пружних характеристик [6–9]. Методи регресійного аналізу широко застосовуються для ідентифікації ключових параметрів, що визначають механічні властивості цементного каменю та бетону [10–14].

У роботі використано експериментальні дані цементного каменю ПЦТ-IG при різних температурах (20, 40, 75 °C), одержані відповідно до рекомендацій міжнародних та національних стандартів [15–17], що містять виміряні значення модуля пружності та фактори: вік зразка, призмову міцність, повзучість, залишкові та максимальні деформації. Побудовано три типи регресійних моделей: повні OLS-моделі, спрощені моделі (Backward Elimination), а також Lasso-регресію. Для перевірки моделей виконано діагностику залишків, а саме тест на нормальність розподілу, автокореляцію та гетероскедастичність.

Кореляційний аналіз засвідчив, що основним чинником, який визначає модуль пружності цементного каменю, є призмова міцність, тоді як деформаційні характеристики мають негативний вплив. Побудовані моделі продемонстрували достатню точність і узгодженість з експериментальними даними.

Перевірка моделей підтвердила можливість їх використання для прогнозування властивостей цементного каменю у різних температурних умовах.

Результати проведеного кореляційно-регресійного аналізу свідчать, що модуль пружності цементного каменю визначається переважно призмовою міцністю, тоді як

деформаційні параметри відіграють другорядну, проте таку, що зростає із підвищенням температури, роль. Для умов цементування свердловин це має особливе значення, оскільки термобаричні умови по стовбуру свердловини істотно варіюють — від низькотемпературних інтервалів поблизу поверхні до високотемпературних зон на значних глибинах.

Підвищена температура твердіння, характерна для глибинних та геотермальних свердловин, зумовлює більш інтенсивне протікання гідратаційних процесів, що, у свою чергу, посилює вплив деформаційних характеристик на формування пружних властивостей цементного каменю. Це узгоджується з виявленою тенденцією зниження R^2 та підвищення RMSE у моделях при 75 °C, що свідчить про більшу складність адекватного прогнозування властивостей матеріалу за таких умов.

З практичної точки зору, довговічність цементного кільця може бути забезпечена лише з урахуванням зміни значущості факторів під впливом температури твердіння. Метод Backward Elimination дозволяє виділити обмежений набір найважливіших параметрів, що робить модель більш зручною для інженерного аналізу. Натомість Lasso-регресія забезпечує стійкість прогнозів у ситуаціях мультиколінеарності та значної мінливості геологічних даних.

Отримані результати є важливими для оптимізації складу тампонажних розчинів з урахуванням специфіки окремих свердловин. Аналіз показує, що врахування температурних ефектів і механічних параметрів дозволяє підвищити ефективність цементування, мінімізувати ризик міжколонних перетоків і гарантувати герметичність експлуатаційної колони протягом усього періоду її служби.

Основні висновки дослідження:

Регресійні моделі дають змогу прогнозувати модуль пружності цементного каменю з урахуванням температури твердіння, що критично для свердловин із різкими термобаричними градієнтами.

Встановлений вплив призмової міцності та деформаційних характеристик дозволяє оптимізувати склад цементного розчину, зокрема співвідношення «цемент–вода» та використання добавок.

Отримані залежності можуть бути використані для оцінки довговічності та герметичності цементного кільця в умовах механічних і температурних навантажень.

Методи Backward Elimination і Lasso підвищують ефективність моделювання, виокремлюючи ключові фактори та стабілізуючи прогнозування.

Посилення впливу деформаційних параметрів при високих температурах слід враховувати під час цементування глибоких і геотермальних свердловин, щоб запобігти пошкодженню цементного каменю.

Література:

10. Neville A.M. Properties of Concrete. 5th ed. Pearson, 2011. 844 p.
11. Mehta P.K., Monteiro P.J.M. Concrete: Microstructure, Properties, and Materials. McGraw-Hill, 2014. 729 p.
12. Aïtcin P.C. High Performance Concrete. CRC Press, 1998. 620 p.
13. Li V.C. Engineered Cementitious Composites. McGraw-Hill, 2008. 430 p.
14. Bentur A., Mindess S. Fibre Reinforced Cementitious Composites. 2nd ed. Taylor & Francis, 2007. 625 p.
15. Zhang Q., Liu J., Xu S. Influence of curing temperature on the mechanical properties and microstructure of cement paste. Construction and Building Materials. 2020. Vol. 250. P. 118807. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2020.118807.

16. Li H., Wang X., Li Z. Regression modeling of elastic modulus of cement paste considering hydration degree. Cement and Concrete Research. 2019. Vol. 123. P. 105784. DOI: 10.1016/j.cemconres.2019.105784.

17. Thomas J.J., Jennings H.M., Allen A.J. The role of C-S-H [8, 9] gel in cement systems. Cement and Concrete Research. 2018. Vol. 107. P. 261–274. DOI: 10.1016/j.cemconres.2018.02.017.

18. Scrivener K., Snellings R., Lothenbach B. A Practical Guide to Microstructural Analysis of Cementitious Materials. CRC Press, 2016. 540 p.

19. Nelson E.B., Guillot D. Well Cementing. 2nd ed. Schlumberger, 2006. 773 p.

20. Ravi K., Bosma M. The impact of curing conditions on cement sheath integrity in oil wells. SPE Drilling & Completion. 2015. Vol. 30(2). P. 124–132. DOI: 10.2118/173010-PA.

21. API Specification 10A. Specification for Cements and Materials for Well Cementing. American Petroleum Institute, 2019. 200 p.

22. Шишкіна О.О. Високоміцні бетони: вплив модуля пружності, повзучості та усадки на деформативність. Сучасні наукові дослідження представників будівельної науки: зб. наук. праць. Baltija Publishing, 2022. С. 215–220.

23. Гаращенко Д.П. Деформативність і усадка цементного каменю при різних умовах твердіння: дис. ... канд. техн. наук. Одеса: ОДАБА, 2020. 210 с.

24. ISO 10426-2:2019. Petroleum and natural gas industries — Cements and materials for well cementing — Part 2: Testing of well cements. Geneva: International Organization for Standardization, 2019. 58 p.

25. ДСТУ Б В.2.7-214:2009. Розчини будівельні. Загальні технічні умови.

26. API Specification 10A. Specification for Cements and Materials for Well Cementing.

ВПЛИВ ДІАМЕТРА ГАЗОПРОВОДУ НА ПОШИРЕННЯ УДАРНОЇ ХВИЛІ У АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Кривенко Галина Мирославівна
к.т.н., доцент кафедри технологій захисту навколишнього середовища та безпеки праці,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
e-mail: galyna.kryvenko@nung.edu.ua

Найбільш небезпечними елементами системи транспортування природного газу є лінійні ділянки магістральних трубопроводів, витік вмісту яких створює максимальний потенціал аварійних загроз для довкілля, населення та інфраструктури. Підвищений рівень ризику виникнення аварійних ситуацій зумовлений, насамперед, фізичним і моральним зношенням основних виробничих фондів, а також вичерпанням нормативно встановлених і гарантійних строків експлуатації значної частини трубопровідної системи. Ці чинники знижують надійність функціонування об'єктів газотранспортної мережі та сприяють зростанню ймовірності виникнення пошкоджень, витоків і вибухонебезпечних ситуацій.

Проблемі забезпечення техногенно-екологічної безпеки потенційно небезпечних об'єктів, зокрема паливно-енергетичного комплексу, присвячено багато наукових робіт, серед яких чільне місце займають праці та дослідження науковців Грудза В. Я., Говдяка Р. М., Семчука Я. М. та інших [1, 2, 3].

Аналіз джерел, присвячених проблемам екологічної безпеки, показує, що при відмові газопроводів ударна хвиля є одним з чинників, що уражають. Вона утворюється внаслідок розповсюдження в атмосфері природного газу, який під тиском «вирвався» із зруйнованого газопроводу, а також стиснених хвиль, що утворюються під час загоряння газового шлейфа з розповсюдженням продуктів згоряння.

Маючи великий запас енергії, ударна хвиля може уражати незахищених людей, руйнувати різні споруди, будівлі, обладнання і техніку. Із збільшенням відстані від епіцентра вибуху швидкість розповсюдження ударної повторної хвилі та ударний тиск зменшуються.

Безпечна відстань ($Г_в$) від впливу ударної хвилі під час викидів газу з трубопроводу, що супроводжується спалахуванням, визначається за відомою формулою [4] :

$$Г_в = K_в \cdot \sqrt[3]{W_m}, \qquad (1)$$

де W_m – тротиловий еквівалент, т;

$K_в$ – коефіцієнт пропорційності, м/т$^{1/3}$, величина якого залежить від характеру пошкодження навколишніх об'єктів.

Загоряння газу відбувається безпосередньо на місці пошкодження приблизно у половині випадків аварійного руйнування магістральних газопроводів. Основними чинниками, від яких залежить характер горіння газу і масштаби впливу на довкілля, є робочий тиск і діаметр трубопроводу, густина ґрунту тощо.

Визначено аварійні розриви на магістральних газопроводах залежно від діаметрів за такою залежністю:

$$L = \frac{M_г}{\frac{\pi}{4} \cdot d_{тр}^2 \cdot \rho_0 \cdot \left(\frac{p}{p_0}\right)^{\frac{1}{k}}}, \quad (2)$$

де $M_г$ – маса стиснутого газу, кг;

d – діаметр газопроводу, м;

ρ – густина газу за стандартних умов, кг/м^3;

p, p_0 – тиск газу за робочих та стандартних умов, МПа,

k– показник адіабати.

Значення наскрізних тріщин вздовж тіла труби L для різних діаметрів газопроводу d наведено на рис. 1.

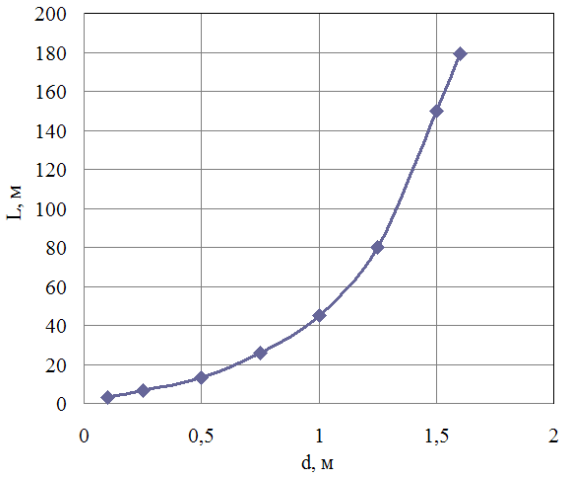


Рисунок 1 – Залежність осередненої протяжності аварійного розриву від діаметра газопроводу

За методикою, наведеною у [5], визначено характер зміни тиску від центра вибуху в залежності від діаметра трубопроводу *d*, часу *t* та відстані від центра вибуху *a*. Результати розрахунків представлені на рисунку 2.

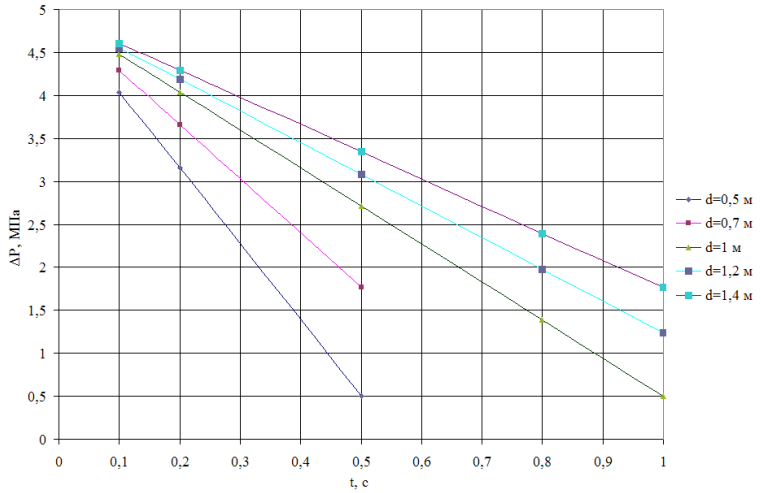


Рисунок 2 – Залежність зміни тиску від часу для різних діаметрів трубопроводу при *a* = 0,7 м

З аналізу рисунка 2 випливає, що на відстані 0,7 м від епіцентра вибуху зміна тиску ударної хвилі внаслідок розриву труби діаметром 0,5 м, який досліджується, через 0,5 с становить 0,5 МПа, а при розриві труби діаметром 1,4 м – 3,4 МПа. За секунду після вибуху на тій же відстані надлишкові тиски у вибуховій хвилі виникають лише при діаметрі трубопроводу від 1 м до 1,4 м.

Для прогнозування можливих наслідків виникнення аварії на магістральному газопроводі визначено характер зміни тиску від центра вибуху в залежності від діаметра трубопроводу, часу та відстані.

Гарантування безпечної експлуатації трубопровідного транспорту можливе при дотримуванні нормативно-правового регулювання безпеки, безперервного підвищення технічного рівня експлуатації, проведення діагностування технічного стану та методів оцінки і прогнозування залишкового ресурсу трубопроводів та обладнання.

Список літератури

1. Енергоекологічна безпека нафтогазових об'єктів / Р. М. Говдяк та ін. Івано-Франківськ: «Лілея НВ». 2007. 556 с.

2. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyl Bolonnuy. Estimation of flow rate of oil loss as a result of damage of linear part of oil main. *Metallurgical and Mining Industry.* 2016. №6. P. 75-78.

3. Galyna Kryvenko, Yaroslav Semchuk, Halyna Lialiuk-Viter, Ivan Steliga. Ensuring the Environmental Safety of the Oil Pipelines Operation. *Procedia Environmental Science, Engineering and Management.* 2019. Vol. 6, No. 3. P.483-492.

4. Говдяк Р. М., Коснирєв Н. М. Кількісний аналіз аварійного ризику газотранспортних об’єктів підвищеної небезпеки. Львів: 2007. 158 с.

5. Кривенко Г. М. Возняк М. П., Возняк Л.В., Кривенко С. О. Дослідження впливу діаметра трубопроводу на поширення ударної хвилі у аварійних ситуаціях. *Науковий вісник.* 1(36). 2014. 110 - 117 с.

СУТЬ ТА ВПЛИВ ЦИФРОВОЇ ТРАНСФОРМАЦІЇ НА НАФТОГАЗОВУ ПРОМИСЛОВІСТЬ

Кузнєцов Андрій Ігорович
аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
a.kuznetsov1777@gmail.com

Запухляк Іванна Богданівна
д.е.н., професор,
професор кафедри менеджменту та адміністрування,
науковий керівник
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
zapib@ukr.net

На сьогодні ми спостерігаємо активну цифрову трансформацію усіх сфер людського життя та діяльності. Процеси цифровізації особливо прискорилися через ковід-19 і стали невід'ємною частиною трансформаційних процесів в цілому.

Загалом цифрову трансформацію економічної діяльності можна представити як трансформацію бізнесу шляхом перегляду бізнес-стратегії або цифрової стратегії, моделей, операцій, продуктів, маркетингового підходу, цілей тощо, шляхом прийняття цифрових технологій. Це прискорить продаж і зростання бізнесу [1].

Цифрова трансформація в нафтогазовій промисловості – це використання цифрових технологій у всіх аспектах нафтогазового бізнесу, метою якого є підвищення ефективності операцій, зниження витрат, прийняття кращих бізнес-рішень та заохочення інновацій [2].

Практики виокремлюють такі ключові компоненти цифрової трансформації в нафтогазовій промисловості [2]:

1. Інтернет речі та сенсорні технології: пристрої та датчики, що відстежують обладнання та процеси в режимі реального часу, збирають дані та надають корисну інформацію для моніторингу та покращення продуктивності;

2. Аналітика великих даних: аналіз великих обсягів даних допомагає знаходити закономірності, тенденції та незвичайні події, що може сприяти кращому прийняттю рішень;

3. Штучний інтелект та машинне навчання, що покращують прогнозний аналіз, автоматизують регулярні завдання та підвищують операційну ефективність;

4. Хмарні обчислення: хмарне сховище та обчислювальна потужність можуть забезпечити обробку даних у режимі реального часу та командну роботу, що є ключем до підвищення ефективності операцій;

5. Технологія блокчейн: блокчейн забезпечує підвищення точності та безпеки даних, дозволяючи підприємствам здійснювати більш прозорі та безпечні транзакції;

6. Цифрові двійники: віртуальні моделі фізичних активів можуть бути критично важливими, оскільки вони дозволяють проводити симуляції та аналізувати операції для підвищення продуктивності.

Цифрова трансформація або цифровізація та інтеграція відповідних технологій здатні принести багато переваг у широкому спектрі аспектів нафтогазового бізнесу.

Основні переваги цифрової трансформації в нафтогазовій промисловості систематизовано у вигляді рис. 1.

Цифрова трансформація є важливим фактором сприяння екологічній стійкості в нафтогазовій промисловості. Компанії можуть впроваджувати передові технології для зменшення свого впливу на навколишнє середовище та внести свій вклад у досягнення глобальних цілей сталого розвитку.

Цифрова трансформація нафтогазової промисловості не обмежується зміною технологічної та операційної парадигми, але й вимагає зміни характеру та типу компетенцій працівників.

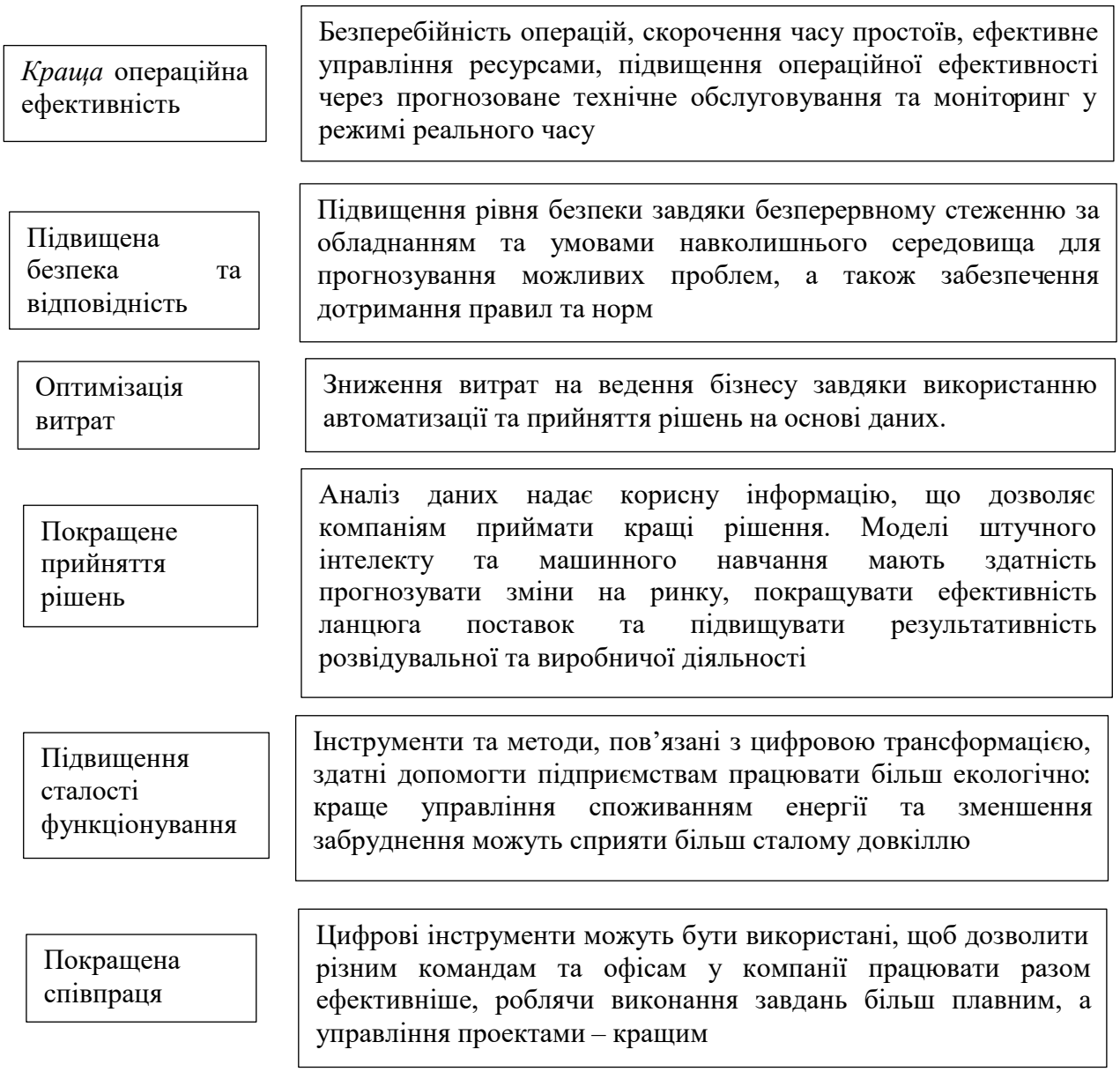


Рисунок 1. Переваги цифрової трансформації нафтогазової промисловості
Джерело: сформовано автором.

Цифрова трансформація є основним рушієм операційної ефективності, зниження витрат та інновацій у нафтогазовій промисловості. У такому конкурентному середовищі компанії повинні постійно вдосконалюватися та впроваджувати передові технології. Для того, щоб говорити про реальну та комплексну цифрову

трансформацію будь-якого бізнесу, зазвичай існує багато різних ключових компонентів або технологій, які необхідно інтегрувати в структуру, систему, процеси та навіть робочу культуру бізнесу.

Список літератури

1. Stolterman E., Croon Fors A. «Information Technology and the Good Life». Information systems research: relevant theory and informed practice. 2004. p. 689. ISBN 1-4020-8094-8.

2. Oil and Gas Industry Digital Transformation: A Comprehensive Guide. URL: https://e.huawei.com/es/knowledge/2024/industries/oil-gas/oil-gas-industry-digital-transformation.

МОДЕЛЮВАННЯ ТРІЩИН ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА, ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ ВПЛИВУ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ

Михайлишин Богдан,
аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
mykhailyshynbohdan@gmail.com

Купер Іван
доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
ivankuper@ukr.net

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) є одним із найефективніших методів дії на привибійну зону пласта для збільшення видобутку газу. Оптимізація параметрів проведення ГРП у газових свердловинах передбачає узгодження геометричних характеристик тріщини, властивостей робочої рідини, вибору типу та гранулометрії пропанту, а також режимів закачування з урахуванням геомеханічних особливостей пласта та зміни пластового тиску в процесі розробки. [1]

Геометрія тріщини гідророзриву є одним із ключових чинників, що визначають ефективність процесу інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Висота, ширина та довжина тріщини формують просторову конфігурацію зони підвищеної проникності, від якої залежить здатність пласта проводити флюїд до свердловини. Ці параметри взаємопов'язані та визначаються напруженим станом гірських порід, фізико-механічними властивостями колектора та умовами проведення гідророзриву. Зростання проникності колектора сприяє підвищенню фільтраційних втрат рідини розриву, що зменшує ширину й довжину утвореної тріщини. Величина мінімального головного напруження контролює ступінь її розкриття, а висота обмежується покрівлею та підошвою пласта. Важливу роль відіграють механічні властивості гірських порід — модуль Юнга, коефіцієнт Пуассона та стисливість, які визначають деформаційну реакцію породи. Чим вищий модуль Юнга, тим менше розкриття тріщини. Пластовий тиск і градієнт розриву встановлюють рівень робочого тиску, необхідного для ініціювання та підтримання процесу гідророзриву. [2,3]

Для практичного застосування розроблено двовимірні та тривимірні моделі гідравлічного розриву пласта. Двовимірні моделі ґрунтуються на припущенні про плоский стан деформації, що означає: у лінійно-пружних нескінченних гірських породах деформації в усіх паралельних площинах не залежать від деформацій у сусідніх площинах.

Основними двовимірними моделями є PKN (Perkins–Kern–Nordgren), KGD (Kristianovich–Geertsma–de Klerk) та радіальна модель, які становлять основу сучасних аналітичних підходів до моделювання процесів гідравлічного розриву пласта.

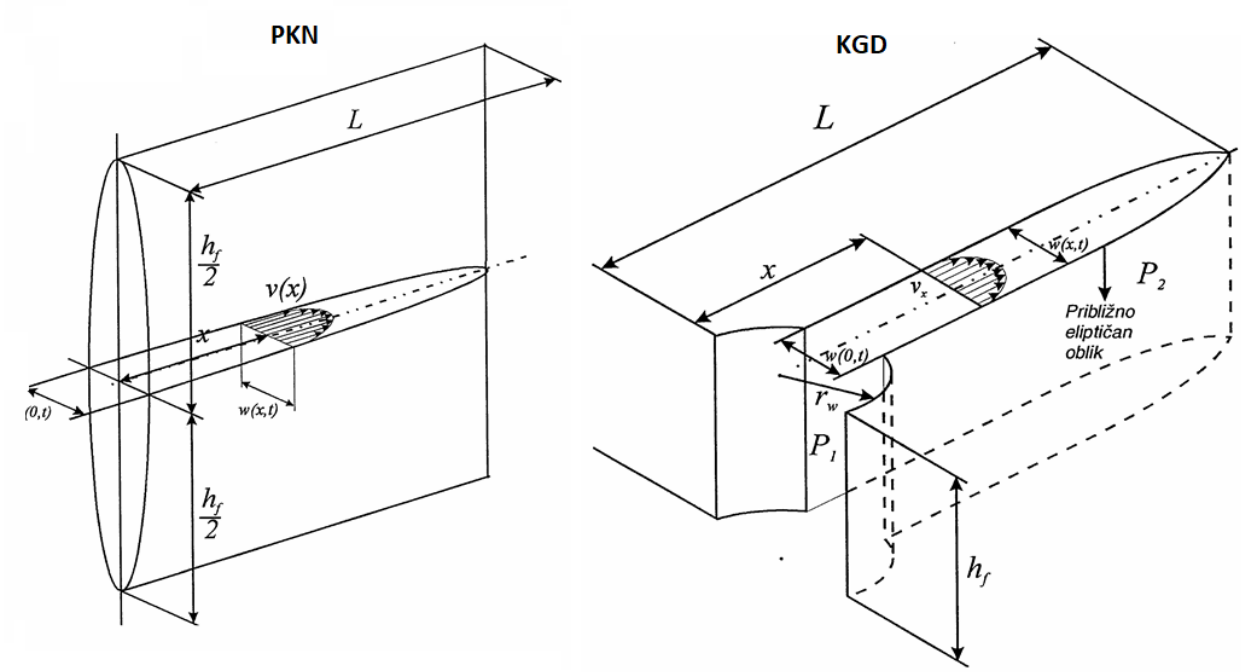


Рисунок 1 – PKN і PKD моделі

PKN-модель передбачає сталу висоту тріщини, обмежену покрівлею та підошвою пласта, при цьому головним напрямком розвитку є збільшення її довжини. Такий підхід ефективно відображає поведінку тріщини в умовах тонких, добре стратифікованих колекторів із чіткими геомеханічними межами. На відміну від цього, KGD-модель враховує зміну висоти тріщини в процесі її росту, що дозволяє описати ситуації, коли тріщина може розвиватися у вертикальному напрямку через відсутність виражених бар'єрів або при різниці в розподілі напружень у товщі порід. Ця модель є більш універсальною для аналізу пластів зі складною геологічною будовою, де вертикальне розповсюдження тріщини суттєво впливає на кінцеву геометрію та провідність. Радіальна (penny-shaped) модель описує симетричне радіальне розповсюдження тріщини навколо свердловини у вигляді диска, де тиск і відкриття залежать лише від відстані до центру, і застосовується для ізотропних середовищ. Вибір між моделями PKN та KGD визначається переважно співвідношенням висоти та довжини тріщини, характеристиками гірських порід і ступенем стратифікації пласта, що дозволяє інженерам адаптувати дизайн гідророзриву до конкретних геомеханічних умов родовища.[4]

На основі математичних моделей здійснюється моделювання процесів гідравлічного розриву пласта. Спеціалізовані програмні комплекси, дозволяють враховувати реологічні властивості робочих рідин, механічні параметри порід, властивості пропанту і технологічні режими закаачування. Серед найпоширеніших інженерних програм виділяються MFRAC, FracCADE, GOHFER та FracPro. Програма *MFRAC* використовується для тривимірного моделювання розвитку тріщини з урахуванням геомеханічних властивостей колектора та параметрів пропанту, що дає змогу прогнозувати довжину, висоту і ширину тріщини. Комплекс *FracCADE* забезпечує детальне відтворення процесу закачування та розкриття тріщини, дозволяючи оптимізувати графіки нагнітання та обсяги пропанту. Пакет *GOHFER*, який базується на сіткових геомеханічних моделях, дозволяє враховувати неоднорідність пласта, розподіл напружень і фільтраційні втрати рідини. Програма *FracPro* широко застосовується для інженерного аналізу ГРП, розрахунку тисків,

провідності та калібрування моделі за польовими даними, що робить її одним із базових інструментів при проєктуванні гідравлічного розриву пласта.

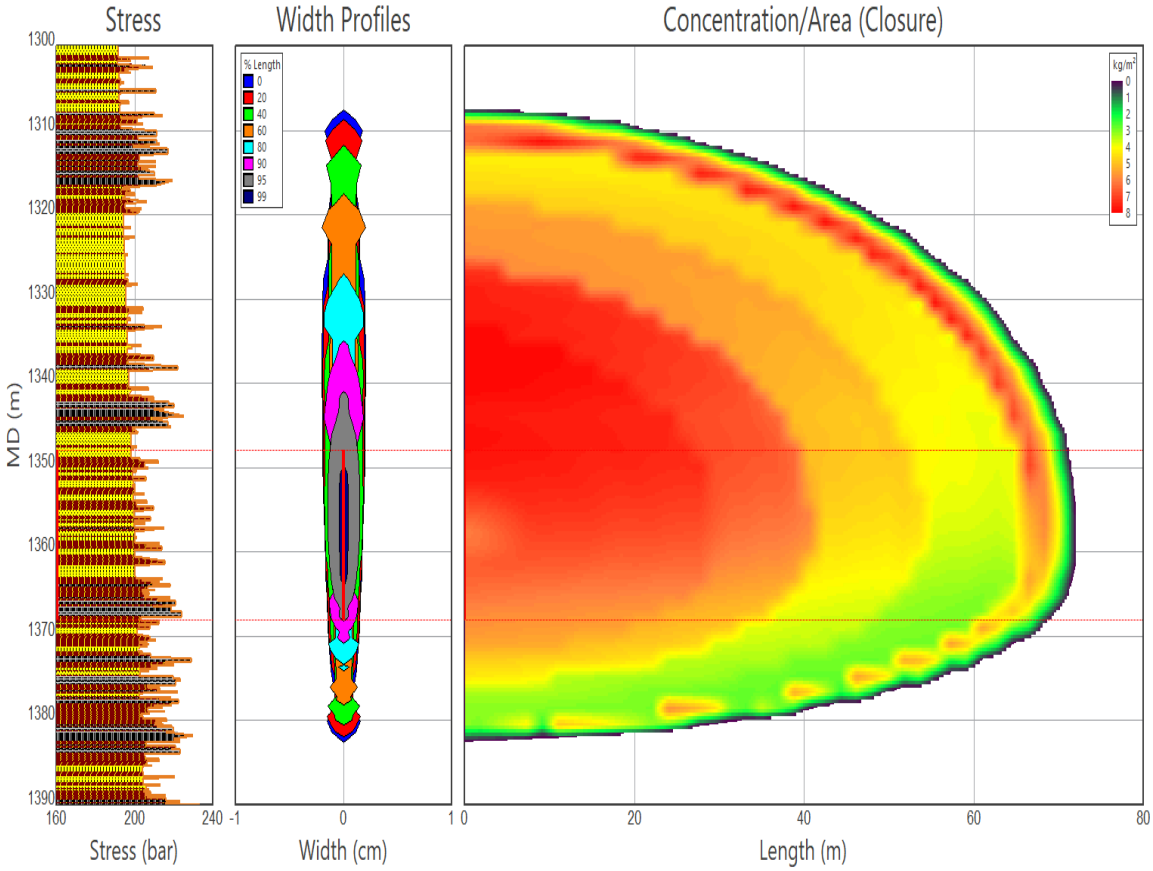


Рисунок 2 – Моделювання тріщини в програмі Mfrac

Тріщина, що утворюється внаслідок закачування рідини під тиском, розкривається симетрично відносно стовбура свердловини. На схемах зазвичай зображається лише половина її реальної геометрії, проте при розрахунках продуктивності необхідно враховувати повну систему тріщин. На рисунку 2 зображено приклад моделювання тріщини за допомогою програмного забезпечення Mfrac від Baker Hughes.

Таким чином, поєднання класичних двовимірних моделей із сучасними обчислювальними технологіями створює надійну основу для підвищення ефективності проєктування та реалізації операцій гідророзриву пластів.

Список літератури:

1. Kuper, I., & Mykhailyshyn, B. (2025). Research on the operation of a device for influencing the bottomhole zone of wells in depleted fields. Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, 25(1), 39-49. https://doi.org/10.63341/pdogf/1.2025.39

2. Kuper, I., Mykhailyshyn, B., Lartseva, I. (2025). Identification of hydraulic fracturing impact factors on the skin effect in the near-wellbore zone of the reservoir. Technology Audit and Production Reserves, 4 (1 (84)), 00–00. https://doi.org/10.15587/2706-5448.2025.333613

3. Rui, Z., Zhang, F., Liu, C., Lu, R., Emami-Meybodi, H., & Zhang, Z. (2025). A two-phase rate transient analysis method for hydraulically fractured reservoirs with different fracture geometries. SPE Journal, 1-24.

4. Chen, B., Barboza, B.R., Sun, Y. et al. A Review of Hydraulic Fracturing Simulation. Arch Computat Methods Eng 29, 1–58 (2022). https://doi.org/10.1007/s11831-021-09653-z

SOLVING GLOBAL ENERGY CHALLENGES THROUGH SOLAR RADIATION: THIN-FILM CdTe AND PbTe MATERIALS FOR HYBRID ENERGY SYSTEMS

Mazur Tetiana,
PhD (Physics and Astronomy), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Physics and Mathematics,
tetiana.mazur@nung.edu.ua

Mazur Myroslav,
PhD (Phys.&Math. Sci), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Physics and Mathematics,
myroslav.mazur@nung.edu.ua

The modern energy sector faces a number of global challenges, ranging from rapid growth in electricity consumption to the need to reduce carbon dioxide emissions. In these conditions, the development of alternative energy sources is becoming a key factor in energy security, sustainable development and environmental balance.

Fossil fuels – coal, oil, natural gas – have been humanity's main energy resources for decades. However, their reserves are gradually being depleted, and the consequences of their use, associated with greenhouse gas emissions, are leading to irreversible climate change. Therefore, the transition to renewable energy is a global necessity [1, 2].

Among all types of renewable energy sources, the use of solar energy has received the most attention. Photovoltaic (PV) systems allow solar radiation to be directly converted into electrical energy without harming the environment.

Solar energy conversion technologies are developing rapidly, ensuring stable production of clean energy [1, 3]. Today, there are three generations of solar cells: silicon, thin-film and organic (Fig. 1) [4, 5].

Silicon photovoltaic cells remain the most common, but the development of thin-film technology offers significant advantages: reduced production costs, increased light absorption efficiency, and flexible module design. Of particular interest are thin-film semiconductors such as CdTe, CdS, PbTe, and CIGS, which have high light absorption coefficients and can form effective heterostructures for photovoltaic and thermoelectric converters.

CdTe films are one of the most efficient materials for thin-film solar cells due to their direct band gap (~1.45 eV), which optimally matches the solar radiation spectrum. Reducing the thickness of the CdTe layer to 2–5 μm ensures complete light absorption and, consequently, high efficiency.

This work is devoted to the study of the physicochemical properties of CdTe films obtained by the hot-wall epitaxy method, as well as the effect of heat treatment on their structural and phase state, surface morphology, and photoconductivity. It has been established that controlling the substrate temperature and deposition rate allows the concentration of point defects (vacancies, interstitial atoms, antistructural defects) that determine the electronic and optical properties of the material to be regulated [6, 7].

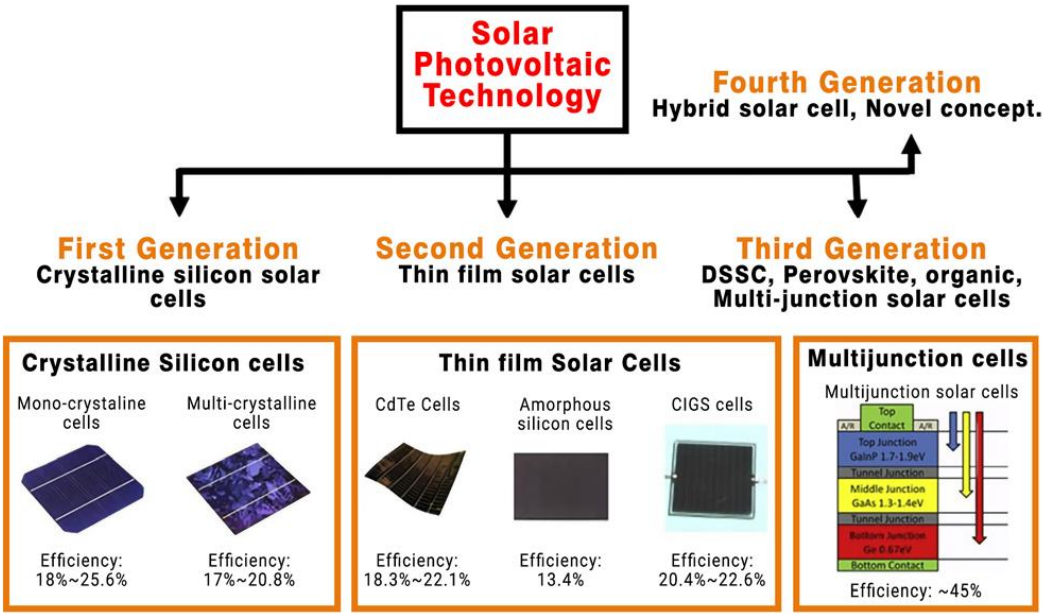


Figure 1 – Classification of solar photovoltaic technologies with the range of achieved efficiency [5].

In particular, heat treatment at 350–450 °C contributes to a decrease in the concentration of V_{Cd} and Te_{Cd} defects, an increase in crystalline order, and an improvement in photoelectric sensitivity. Computational modelling shows that these defects form capture levels in the middle of the forbidden zone, affecting recombination processes in the photoactive layer [6, 7].

Along with CdTe, PbTe-based materials, which are characterized by high thermoelectric parameters, occupy an important place. The combination of thermoelectric and photoelectric properties opens up prospects for the creation of hybrid dual energy conversion systems — the simultaneous use of solar radiation and heat flow. Studies of PbTe films show that, with doping and grain size control, it is possible to achieve stable electrical conductivity and thermoelectric parameters. Such films can be used in integrated energy modules that operate efficiently at moderate temperatures and are capable of accumulating heat [8].

Solar energy is one of the most promising areas of development in modern energy. Its success is determined by the improvement of materials and technologies that ensure the efficient conversion of solar radiation into electrical and thermal energy. Studies of CdTe and PbTe films show that optimizing structural parameters and defect chemistry can increase energy conversion efficiency, while the creation of hybrid photo- and thermoelectric systems opens up new opportunities for energy conservation. Thus, the use of solar radiation is not only an alternative to traditional sources, but also the foundation for the formation of a new global energy strategy.

References

1. Freik, D. M., Chobaniuk, V. M., Galushchak, M. O., Krynitsky, O. S., & Mateik, G. D. (2012). Photoelectric converters of solar radiation. Achievements, current status, development trends (Review). Physics and Chemistry of Solids, 13(1), 7-20.

2. Yavorskyi, R., Nykyruy, L., Wisz, G., Potera, P., Adamiak, S., & Górny, S. (2019). Structural and optical properties of cadmium telluride obtained by physical vapor deposition technique. Applied Nanoscience, 9(5), 715-724.

3. Prokopiv, V. V., Nykyruy, L. I., Voznyak, O. M., Dzundza, B. S., Horichok, I. V., Yavorskyi, Y. S., ... & Mazur, T. M. (2017). The thermoelectric solar generator. Physics and Chemistry of Solid State, 18(3), 372-375. http://doi.org/10.15330/pcss.18.3.372-375.

4. Hamakawa, Y. (Ed.). (2003). Thin-film solar cells: next generation photovoltaics and its applications. Springer Science & Business Media. #13.

5. Amin, Nowshad, et al. "Solar photovoltaic technologies: from inception toward the most reliable energy resource." Encyclopedia of sustainable technologies (2017): 11-26.

6. Mazur T.M., Prokopiv V.V., Mazur M.P., Pysklynets U.M. (2021). Solar cells based on CdTe thin films. Physics and chemistry of solid state, 22(4), 817-827. https://doi.org/10.15330/pcss.22.4.817-827.

7. T.M. Mazur, M.P. Mazur, I.V. Vakaliuk. (2023). Solar cells based on CdTe thin films (II Part). Physics and chemistry of solid state. 24(1), 134-145. https://doi.org/10.15330/pcss.24.1.134-145.

8. T.M. Mazur, M.M. Slyotov, V.V. Prokopiv, O.M. Slyotov, M.P. Mazur. (2023). Light emitters based on II-VI chalcogenides with nanostructured surface. Molecular Crystals and Liquid Crystals. 752(1), 95–102. https://doi.org/10.1080/15421406.2022.2091276.

ENERGY OF THE FUTURE: HYBRID PHOTO- AND THERMOELECTRIC SYSTEMS BASED ON HALOGENIDES

Mazur Tetiana,
PhD (Physics and Astronomy), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Physics and Mathematics,
tetiana.mazur@nung.edu.ua

Bandura Andriy,
D.Sc. (Phys.-Math.), Professor,
Head of the Department of Physical and Mathematical Sciences,
andriy.bandura@nung.edu.ua

Modern energy faces the challenges of energy transition—the transition from fossil fuels to “clean” energy sources. The development of photo- and thermoelectric technologies based on cadmium and lead chalcogenide compounds opens up new ways to improve the efficiency of energy systems by combining different physical mechanisms of energy conversion.

This work is devoted to the study of CdTe and PbTe films, heterostructures, and nanostructured surfaces that can be integrated into hybrid solar-thermoelectric generators. Such systems provide increased efficiency through the simultaneous use of the light and heat components of solar radiation, reduced energy losses through heat recovery, stable generation under conditions of fluctuating illumination or temperature, and an expanded spectral absorption range due to nanostructured surfaces [1-4].

The first step towards creating hybrid photo-thermoelectric systems was the proposed design of a solar thermoelectric generator that simultaneously uses photon and thermal energy [1]. The basis for optimizing the new generation of photovoltaic cells was research into the properties of surface and barrier CdTe diodes, which revealed ways to increase the efficiency of photovoltaic cells [2]. The development of nanotextures to increase the photoactivity of solar cells contributed to the establishment of the peculiarities of the formation of a nanostructured surface of CdX (X=S, Te) substrates, which enhance light absorption [3]. Optimization of film growth processes for stable operation of solar cells made it possible to analyze the structural and photoelectric properties of CdTe films and determine the effect of defects on efficiency [4].

The prospects for the development of bilateral photoelectronic devices lay in the creation of light emitters based on chalcogenides with a nanostructured surface, which demonstrated the effect of radiation amplification [5]. The development of multilayer structures for combined photo- and LED systems led to the creation of a CdTe/CdS/ZnS heterostructure with high optical characteristics and stable luminescence [6].

Research results confirm that combining photoelectric and thermoelectric processes in a single hybrid system can increase energy efficiency by 10–20% compared to traditional solar cells (Fig. 1) [7].

The use of CdTe films and CdTe/CdS/ZnS heterostructures ensures stable energy conversion, while surface nanostructuring allows for more efficient capture of solar radiation even at low light intensities [1-8].

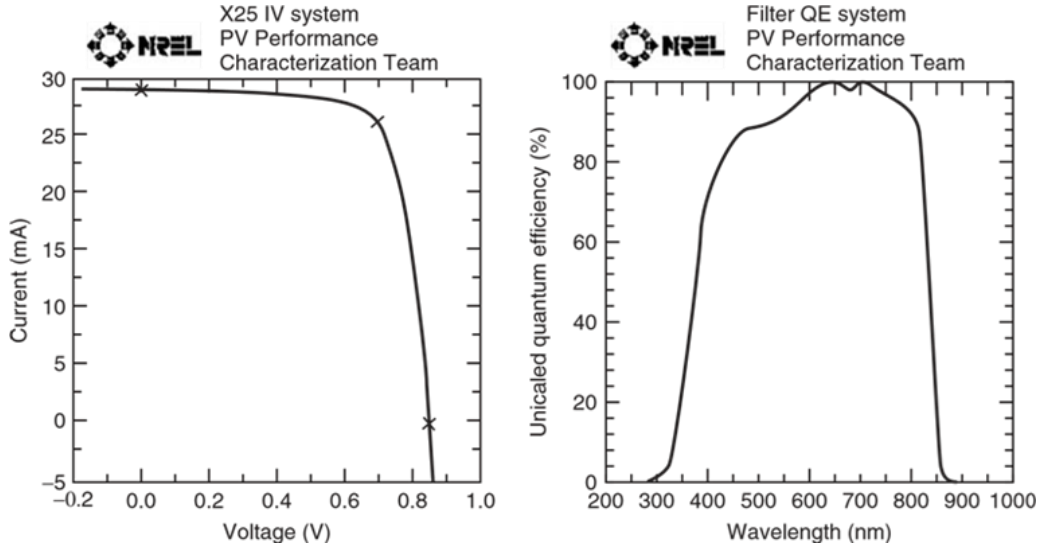


Figure 1 – Volt-ampere and relative quantum efficiency curves for a CdTe/CdS thin-film solar cell with an efficiency of 16.4% [7].

The prospects for implementation lie in the development of hybrid “solar panel + thermoelectric element” modules for autonomous power systems. Modeling and optimization of the defect structure of CdTe films is also being carried out to increase their stability. Nanostructured surfaces are used to increase the absorption coefficient. Integration with energy storage devices (batteries, supercapacitors) and the development of lighting elements with energy regeneration based on CdTe/CdS/ZnS heterostructures are important.

In summary, we can note that chalcogenide materials (CdTe, CdS, ZnS, PbTe) are key to shaping the energy sector of the future, thanks to their high photoelectric and thermoelectric parameters. Research into nanostructured surfaces paves the way for improving the efficiency of solar cells. The combination of thermoelectric and photoelectric converters in hybrid devices allows for more complete utilization of solar energy. The materials and technological approaches developed in the author's works can serve as a basis for creating new types of intelligent energy systems focused on sustainable development.

References

1. Freik, D. M., Chobaniuk, V. M., Galushchak, M. O., Krynitsky, O. S., & Mateik, G. D. (2012). Photoelectric converters of solar radiation. Achievements, current status, development trends (Review). Physics and Chemistry of Solids, 13(1), 7-20.

2. Yavorskyi, R., Nykyruy, L., Wisz, G., Potera, P., Adamiak, S., & Górny, S. (2019). Structural and optical properties of cadmium telluride obtained by physical vapor deposition technique. Applied Nanoscience, 9(5), 715-724.

3. Prokopiv, V. V., Nykyruy, L. I., Voznyak, O. M., Dzundza, B. S., Horichok, I. V., Yavorskyi, Y. S., ... & Mazur, T. M. (2017). The thermoelectric solar generator. Physics and Chemistry of Solid State, 18(3), 372-375. http://doi.org/10.15330/pcss.18.3.372-375.

4. Hamakawa, Y. (Ed.). (2003). Thin-film solar cells: next generation photovoltaics and its applications. Springer Science & Business Media. #13.

5. Amin, Nowshad, et al. "Solar photovoltaic technologies: from inception toward the most reliable energy resource." Encyclopedia of sustainable technologies (2017): 11-26.

6. Mazur T.M., Prokopiv V.V., Mazur M.P., Pysklynets U.M. (2021). Solar cells based on CdTe thin films. Physics and chemistry of solid state, 22(4), 817-827. https://doi.org/10.15330/pcss.22.4.817-827.

7. T.M. Mazur, M.P. Mazur, I.V. Vakaliuk. (2023). Solar cells based on CdTe thin films (II Part). Physics and chemistry of solid state. 24(1), 134-145. https://doi.org/10.15330/pcss.24.1.134-145.

8. T.M. Mazur, M.M. Slyotov, V.V. Prokopiv, O.M. Slyotov, M.P. Mazur. (2023). Light emitters based on II-VI chalcogenides with nanostructured surface. Molecular Crystals and Liquid Crystals. 752(1), 95–102. https://doi.org/10.1080/15421406.2022.2091276.

СОЦІАЛЬНЕ ПАРТНЕРСТВО ЯК КАТАЛІЗАТОР ІННОВАЦІЙНИХ ПІДХОДІВ ДО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ В УМОВАХ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПЕРЕХОДУ

Михайлишин Христина,
аспірантка
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
Mykhailyshyn.k@gmail.com

Енергетичний перехід передбачає поступовий перехід від викопних джерел енергії до відновлюваних, що зумовлений необхідністю зниження викидів CO_2 для досягнення цілей Паризької угоди. [1] Енергоефективність у цьому контексті є важливим елементом переходу, оскільки дозволяє знизити енергоспоживання, і, відповідно, викиди парникових газів; оптимізувати використання енергоресурсів; підвищити конкурентоспроможність підприємств.

Для України, яка переживає одночасно виклики війни, відновлення енергетичної інфраструктури та трансформацію енергетичного сектору, питання енергоефективності має **подвійне значення** — як елемент енергетичної безпеки і як шлях до інтеграції у європейський енергетичний простір. Водночас ефективна реалізація таких цілей потребує не лише технічних інновацій, а й соціального партнерства для забезпечення узгодженості дій держави, бізнесу та громадськості.

Відповідно до українського законодавства, «соціальне партнерство» – це система колективних відносин між найманими працівниками, роботодавцями, виконавчою владою, які виступають сторонами соціального партнерства у ході реалізації їх соціально-економічних прав та інтересів. [2]

У більш широкому розумінні соціальне партнерство є суспільною системою, що діє в ідеологічному, політичному та економічному просторі, і замість протистояння суб'єктів соціального партнерства (держава, бізнес, профспілки, громадські організації та наукові інституції тощо) пропонує їх співробітництво та соціальну згоду [3], тобто спрямована на узгодження інтересів, досягнення спільних цілей і вирішення суспільно важливих завдань (рис.1).

У сфері енергетики соціальне партнерство виступає важливим механізмом координації дій держави, бізнесу, громадянського суспільства та наукових інституцій для досягнення сталого розвитку та підвищення енергоефективності в умовах енергетичного переходу. Крім того, в енергетичній сфері соціальне партнерство формує основу для об'єднання фінансових, технологічних та людських ресурсів; створення довіри між учасниками реформ; залучення інвестицій; реалізації соціально значущих проектів, які поєднують економічну вигоду з екологічним та суспільним ефектом.

Соціальне партнерство можна розглядати на різних рівнях серед яких міжнародний, національний, галузевий і регіональний та виробничий / локальний. Наприклад, на міжнародному рівні соціального партнерства в сфері енергоефективності в умовах енергетичного переходу суб'єктами є міжнародні організації, енергетичні об'єднання, фінансові інституції та партнерські уряди, які формують глобальні стандарти, програми й політики у сфері енергетики та енергоефективності. До таких належать Європейський Союз, Енергетичне співтовариство, Міжнародне енергетичне агентство (IEA), Світовий банк,



Рисунок 1 – Система соціального партнерства в сфері енергоефективності в умовах енергетичного переходу

Джерело: складено авторами на основі [2; 3; 4]

ПРООН, ЄБРР, а також міжнародні екологічні ініціативи, спрямовані на підтримку зеленого переходу та зменшення вуглецевого сліду.

Взаємодія України з цими суб'єктами відбувається через участь у спільних програмах технічної допомоги, залучення фінансування для модернізації енергетичної інфраструктури, впровадження механізмів декарбонізації та реалізацію проектів із підвищення енергоефективності.

На національному рівні в сфері енергоефективності в умовах енергетичного переходу ключовими суб'єктами соціального партнерства виступають органи державної влади (Міненерго, Мінекономіки, НКРЕКП, Держенергоефективності), галузеві асоціації та об'єднання роботодавців,

профспілки енергетичного сектору, представники громадських організацій і наукових установ. Їхня взаємодія спрямована на вироблення державної політики, визначення стратегічних цілей енергетичного переходу, формування нормативно-правової бази та створення економічних стимулів для розвитку енергоефективності.

На галузевому та регіональному рівнях соціальне партнерство забезпечує координацію дій між підприємствами енергетичної галузі, місцевими органами влади, енергетичними агенціями, громадськістю та освітніми установами. Тут реалізуються регіональні програми енергоефективності, ініціативи з розвитку відновлюваних джерел енергії, навчальні проєкти для енергоменеджерів і кампанії з підвищення обізнаності населення.

На виробничому рівні партнерами виступають адміністрації підприємств, трудові колективи, профспілкові комітети, місцеві громади, які спільно реалізують проєкти енергоменеджменту, впроваджують енергоощадні технології, забезпечують соціальну підтримку працівників і беруть участь у проектах корпоративної соціальної відповідальності.

Отже, соціальне партнерство є ключовим інструментом реалізації інноваційних підходів до енергоефективності в умовах енергетичного переходу. Воно дозволяє забезпечити стійке фінансування енергетичних проектів; об’єднати ресурси держави, бізнесу та громад; підвищити рівень поінформованості громадян щодо енергоефективних технологій; створити синергію між технічними, соціальними та економічними аспектами енергоефективності в умовах енергетичного переходу. Для України розвиток партнерських моделей у сфері енергоефективності може стати не лише засобом відновлення інфраструктури після війни, а й запорукою стійкої інтеграції у європейський енергетичний простір.

Список літератури

1. Верховна Рада України. Паризька угода. «Законодавство України» URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_l61#Text (дата звернення: 25.10.2025)
2. Верховна Рада України. Термін «Соціальне партнерство». URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/term/27885 (дата звернення: 25.10.2025)
3. Моцна І. В. Проблеми розвитку соціального партнерства в Україні та шляхи їх вирішення. *Науковий вісник Ужгородського національного університету.* http://www.visnyk-econom.uzhnu.uz.ua/archive/25_1_2019ua/37.pdf *Серія: «Міжнародні економічні відносини та світове господарство».* 2019. Вип. 25. С. 166-169
4. Гриньова В.М. Економіка праці та соціально-трудові відносини: [Навч. посіб.] / В.М. Гриньова, Г.Ю. Шульга – К.: «Знання», 2010. – 310 с

МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛОВИХ ПРОЦЕСІВ В ПЛАСТАХ ІЗ ВАЖКИМИ ВУГЛЕВОДНЯМИ

Смоловик Ліана
к.т.н., доцент,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу;
e-mail: liliana.smolovyk@nung.edu.ua

Сучасні інформаційно-аналітичні дослідження засвідчують стале зростання глобального попиту на енергетичні ресурси, серед яких нафта зберігає провідні позиції як джерело первинної енергії. У цьому контексті особливої актуальності набуває питання підвищення ефективності розробки нових нафтових родовищ та впровадження сучасних технологій збільшення нафтовилучення на об'єктах, що перебувають в експлуатації.

За умов обмеженості традиційних запасів, перспективним напрямом є залучення до промислової розробки важких і високов'язких нафт, потенціал яких може суттєво вплинути на покращення паливно-енергетичного балансу України [1]. Водночас, нетипові фізико-хімічні властивості таких вуглеводнів істотно ускладнюють їх видобуток із використанням класичних технологій, що обумовлює необхідність пошуку нових, більш ефективних технологічних рішень.

Світові тенденції у застосуванні методів підвищення нафтовилучення засвідчують, що термічні технології збільшення нафтовіддачі є однією з найперспективніших та ефективно впроваджуваних на промисловому рівні альтернатив. Їхня результативність обумовлена сукупністю фізико-хімічних чинників, що впливають на мобільність пластового флюїду, а також досягнутим рівнем технічного розвитку.

Серед термічних методів особливе місце займає внутрішньопластове горіння (ВПГ) — одна з найбільш енергоефективних технологій для розробки важковидобувних запасів [2]. Її суть полягає в ініціюванні контрольованого процесу горіння безпосередньо в нафтоносному пласті шляхом закачування повітря або збагаченого киснем газу. При цьому частина вуглеводнів у пласті окислюється, виділяючи значну кількість тепла, яке розігріває нафту, знижує її в'язкість і сприяє покращенню витіснення до видобувних свердловин. Перевагами ВПГ є висока термодинамічна ефективність, використання *in-situ* джерела енергії та потенційно менші потреби в зовнішньому енергопостачанні порівняно з традиційним пароутворенням. Проте технологія супроводжується низкою фізико-хімічних та інженерних викликів:

- необхідність точного контролю температурного фронту,
- ризик утворення високотемпературних зон і деградації породи,
- складність управління фазовим станом вуглеводнів,
- вплив продуктів горіння на фільтраційні властивості пласта.

Сучасні підходи до ВПГ передбачають застосування чисельного моделювання, покращених систем моніторингу та нових конструкцій інжекційних свердловин, що дозволяє значно покращити контроль за процесом та зменшити екологічні ризики [3].

Одним із варіантів підвищення ефективності процесу внутрішньопластового горіння на покладах високов'язкої нафти, а також на покладах з розрідженою сіткою розміщення видобувних свердловин є проведення ВПГ в циклічному режимі. Суть циклічного внутрішньопластового горіння полягає в закачуванні окислювача в окрему свердловину впродовж певного періоду часу з наступним відбором нафти із цієї свердловини, після чого повторяють нагнітання в неї окислювача. У процесі горіння досягаються високі температури на фронті горіння, в результаті чого підвищується температура нафти в зоні пласта, що прилягає до фронту горіння. Одночасно розігрівається до високої температури порода, через яку пройшов фронт горіння. У процесі наступної експлуатації свердловини спочатку через нагріту породу фільтрується гаряча нафта з продуктами горіння, яка в результаті контакту з нагрітою породою менше остигає. Потім фільтрується холодна нафта, якій нагріта порода віддає тепло. В результаті тривалий період часу підтримується висока температура і відповідно низька в'язкість нафти, що покращує умови припливу нафти до вибою свердловини і призводить до збільшення сумарного видобутку нафти.

На основі розробленої математичної моделі процесу циклічного внутрішньопластового горіння виконано розрахунки для умов гіпотетичного покладу з різними значеннями фізико-літологічних параметрів продуктивних пластів і фізико-хімічних характеристик нафти, темпу і часу нагнітання повітря, частки кисню в повітрі і початкової паливонасиченості., які свідчать про високу технологічну ефективність ВПГ. В процесі його реалізації відбувається досить повільне просування фронту горіння. Для розглянутих значень вихідних параметрів за місяць фронт горіння переміщується на 20 - 40м, температура на фронті горіння досягає 2000^0С, радіус зони теплового впливу перевищує 200 м. Отримані значення температури дещо завищені, що пояснюється специфікою запропонованої математичної моделі (не враховуються тепловтрати у покрівлю і підошву пласта). Вони узгоджуються із загальнофізичними уявленнями про процес внутрішньопластового горіння. З підвищеним дебітом свердловина працює близько року. Впродовж цього часу температура на стінці вибою свердловини підтримується вище пластової температури, що сприяє зниженню в'язкості нафти і попереджує парафіновідкладення в насосно-компресорних трубах. Характерним є повільніше остигання скелету породи, ніж нафти, що його насичує. Впродовж року експлуатації свердловини на кривій розподілу температури скелету породи по радіусу зберігається характерний максимум, який відповідає досягнутому радіусу фронту горіння. Згідно з результатами розрахунків, залежно від характеристик нафти і продуктивних відкладів існують оптимальні значення витрати і часу нагнітання повітря і загального об'єму повітря, що нагніталося, при яких досягається максимальний технологічний ефект щодо сумарного видобутку нафти і тривалості роботи свердловини з підвищеним дебітом. Для реалізації процесу циклічного внутрішньопластового горіння потрібні компресори на великі витрати і тиски і необхідно відповідним чином обладнати стовбур свердловин з метою забезпечення механічної міцності обладнання в умовах високих температур, інтенсивної корозії, можливості виникнення вибухів і руйнування порід у привибійній зоні. Можливі ускладнення з ініціюванням і підтриманням фільтраційного горіння в пласті. Недостатня технічна оснащеність є основним стримуючим фактором впровадження методу циклічного внутрішньопласто-вого горіння.

Список літератури

1. Sun, J., Wang, B., Shu, Y., Wang, Y., Pan, Y., & Tian, C. (2025). The numerical simulation study on the heat transfer mechanism in heavy oil reservoirs during in-situ combustion. *Processes*, *13*(1), 56. https://doi.org/10.3390/pr13010056

2. Zheng H., Shi W., Ding D., Zhang C. *Numerical Simulation of In Situ Combustion of Oil Shale* // Geofluids. – 2017. – Article ID 3028974. – DOI: 10.1155/2017/3028974

3. Hsieh, M. S., & Yang, D. T.. *In-situ Combustion in Petroleum Reservoirs: Fundamentals and Applications*. Society of Petroleum Engineers. 2009.P. 20-30.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РОЗТАШУВАННЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН НА КОЕФІЦІЄНТ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Мороз Леся Богданівна,
к.т.н., доцент

Загоскін Олександр Олександрович,
аспірант
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу, Україна
lesia.moroz@nung.edu.ua

Дослідження впливу розміщення свердловин на коефіцієнт нафтовилучення є актуальним завданням у сучасному контексті розвитку нафтогазової промисловості. За останні роки спостерігається зростання попиту на енергетичні ресурси, а отже, питання оптимізації та підвищення продуктивності нафтовидобувних проектів стає критичним для ефективного використання ресурсів та забезпечення енергетичної безпеки. Інтенсивний розвиток технологій видобутку та поява нових інженерних рішень вимагає глибокого розуміння впливу розміщення свердловин на видобуток нафти. Забезпечення оптимального розташування свердловин може призвести до значного підвищення коефіцієнта нафтовилучення, що в свою чергу призведе до економічної ефективності та стабільності енергетичних проектів [1, 2].

Розміщення свердловин включає в себе аспекти розміщення, які охоплюють густоту сітки, або відстані між свердловинами, а також порядок та темп їх введення в експлуатацію. Системи розробки можуть бути класифіковані відповідно до типу сітки та розміщення свердловин, де останнє може мати рівномірний чи нерівномірний характер, часто виконуватися у формі рядів.

Розміщення свердловин по рівномірній сітці піддається подальшій диференціації з урахуванням форми сітки, її густоти, темпу введення та порядку активації в контексті відносини між свердловинами та структурними елементами родовища. Наприклад, сітки можуть приймати форму квадратів чи трикутників (шестикутників). У випадку трикутної конфігурації кількість свердловин на одиницю площі перевищує квадратну на приблизно 15,5%, за однакових міжсвердловинних відстаней.

Густота сітки свердловин визначається як співвідношення площі нафтоносної зони до кількості експлуатаційних свердловин. Цей термін піддається комплексній інтерпретації, оскільки дослідники приділяють йому різноманітні визначення. Різні науковці враховують різні аспекти, такі як площа розбуреної частини покладу, обмеження кількості свердловин відповідно до різних показників загального видобутку нафти, а також включення чи виключення нагнітальних свердловин у розрахунках.

Під час експлуатації родовища кількість свердловин може зазнавати значних змін, а оцінка площі нафтоносної зони у контексті напірних режимів враховується з урахуванням різних факторів. Також існує практика визначення "малих", "середніх" і "великих" ступенів ущільнення свердловин, проте ці терміни є конвенційними і можуть мати різні тлумачення для різних нафтовидобувних регіонів.

Питання визначення оптимальної густоти сітки свердловин, спрямованої на досягнення найбільш ефективної розробки нафтових родовищ, є актуальним на всіх етапах розвитку нафтової промисловості. Практичні випробування та подальші наукові дослідження переконливо демонструють, що в умовах реальних неоднорідних пластів густота сітки свердловин має суттєвий вплив на процес нафтовилучення.

Цей вплив є особливо вагомим у випадку неоднорідних та переривчастих продуктивних пластів, поганих літологофізичних властивостей колекторів, високої в'язкості нафти в пластових умовах та великої кількості нафти в водонафтових і підгазових зонах. Підвищення густоти сітки свердловин в неоднорідних та лінзоподібних пластах істотно підвищує ефективність нафтовилучення, особливо при оптимальному розташуванні свердловин відносно різних лінз та екранів.

На практиці використовується двоетапний процес розбурювання спочатку рідких сіток свердловин, за яким слідує вибіркове їх ущільнення з метою підвищення охоплення неоднорідних пластів заводненням, збільшення кінцевого видобутку нафти та стабілізації видобутку. У першому етапі виконується буріння так званого "основного фонду" видобувних та нагнітальних свердловин при невеликій густоті сітки. Під час буріння та вивчення свердловин основного фонду уточнюється геологічна будова неоднорідного об'єкта, що може призвести до змін густоти сітки свердловин. Другий етап передбачає розбурювання так званих "резервних" свердловин для ефективної розробки окремих лінз, зон виклинювання та застійних зон, які не включаються до розробки свердловинами основного фонду в межах контуру їх розміщення. Кількість резервних свердловин визначається з урахуванням характеристик і неоднорідності пластів, таких як їх переривчастість, густота сітки свердловин, взаємозв'язок коефіцієнтів в'язкостей нафти та води і т. д.

Однією з основних передумов раціональної розробки нафтових родовищ є повне вилучення нафти з пластів. Показником ступеня використання нафтових запасів є коефіцієнт нафтовіддачі. В розробці нових методів видобутку нафтових пластів виникають складні фізико-хімічні процеси, такі як адсорбція та десорбція хімічних реагентів, руйнування структури розчинів, фазові переходи, масоперенос, дифузія, дистиляція, окислення та кондуктивний/конвективний перенос тепла. Ці процеси визначають особливості механізму видобутку нафти та ефективність методів підвищення нафтовіддачі.

Наукові дослідження показують, що в заводнених пластах формуються різні типи залишкової нафти. Згідно з експертними оцінками, розподіл залишкової нафти різниться в залежності від різноманітних параметрів пластів, таких як макро- та мікронеоднорідність. Відомо, що значна частина залишкової нафти залишається невилученою через високу макронеоднорідність пластів, що розробляються. Інша частина залишкової нафти залишається в обводнених колекторах через їхню мікронеоднорідність, нестійку фільтрацію та різноманітні фізичні та фізико-хімічні фактори.

Результати вивчення таких параметрів, як нафтонасиченість та проникність колектора, показують, що середні значення залишкової нафтонасиченості стійкі для окремих формацій і нафтонасичених зон, незважаючи на варіації проникності колектора.

У зоні обводнення пластів залишкова нафта може перебувати в різних станах, залежно від структури порового простору та фізико-хімічних властивостей фаз. Гідрофільна поверхня порід сприяє розподілу нафти у вигляді розпорошених глобул в поровому просторі, тоді як гідрофобне середовище може призводити до утворення

плівок на гідрофобних ділянках. В контексті гідрофобних колекторів визначено, що вода, яка сполучена з породою, розподіляється уривчасто та заповнює найбільші пори. Внаслідок заводнення цієї води змішується із зв'язаною водою, залишаючись у тих самих порах. Залишкова нафта, в свою чергу, розташовується у порах меншого розміру, а також у формі плівки на поверхні великих пор. Значний вплив на властивості залишкової нафти в поровому просторі має вода, що запомповується, включаючи процеси окислення та гідродинамічної хроматографії. Погіршення властивостей залишкової нафти в даному випадку залежить від тривалості промивання водою цієї зони [3, 4].

Отже, властивості залишкової нафти відмінні від властивостей нафти, яка видобута на поверхню. Практично всі відомі методи підвищення нафтовіддачі передбачають переміщення та мобілізацію залишкової нафти в обводнених зонах пласта. Цю мобілізацію можна досягти підвищенням співвідношення гідродинамічних і капілярних сил, дією гравітаційних та пружних сил.

Процеси консолідації залишкових запасів виявляються надзвичайно повільними. З цього приводу для ефективного вилучення залишкової нафти необхідно розглядати методи їх інтенсифікації. Важливо відзначити, що у зв'язку з різноманітністю геолого-фізичних умов у покладах, а також різноманіттям властивостей нафти, води та газу, визначення універсального методу підвищення нафтовіддачі, який враховує всі причини залишкової нафтонасиченості, стає неоспірним. Серед цих причин слід вказати на розчленованість та уривчастість пластів, неоднорідність за проникністю, велику в'язкість нафти в порівнянні з водою, яку вона витісняє, міжфазні та молекулярні сили, а також мікронеоднорідність [5, 6].

Методи оптимізації видобутку нафти тісно пов'язані з конфігурацією системи розробки нафтового родовища. Вплив щільності розташування свердловин на нафтовіддачу пластів значно залежить від їх гранульованості, або ступеня розчленування (пісковистості). Для монолітних пластів вплив щільності розташування свердловин на нафтовіддачу розглядається як незначний, у той час як для розчленованих пластів цей вплив вважається значущим.

Щільність розташування свердловин на ранніх етапах видобутку в середньому має обмежений вплив на поточну нафтовіддачу. Відносний вплив щільності розташування свердловин збільшується на пізніших етапах видобутку.

Співвідношення між кількістю нагнітальних і видобувних свердловин слабко впливає на кінцеву нафтовіддачу. Тим не менш, збільшення цього співвідношення прискорює темпи видобутку нафти, поточну нафтовіддачу на початкових етапах, а також кінцеву нафтовіддачу у розчленованих пластах.

Список літератури

1. Дорошенко В. М. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу / В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. –2007. -№4. – С. 108-110.

2. Кондрат Р.М. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу / Р. М. Кондрат, В. М. Дорошенко, О. Р. Кондрат // Нафтогазова енергетика. -2007. -№2. – С. 17-22

3. Мороз, Л. Б. Аналіз методів підвищення нафтовилучення на родовищах Прикарпаття / Л. Б. Мороз, В. Д. Михайлюк // Науковий вісник Івано Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2008. - № 2. - С. 51-55.

4. Wang, H., Echeverría-Ciaurri, D., Durlofsky, L., Cominelli, A., 2012. Optimal well placement under uncertainty using a retrospective optimization framework. SPE J. 17 (1), 112–121.

5. Мороз Л. .Б. Дослідження інтенференції свердловин з метою підвищення нафтовилучення [Текст] / Л.Б. Мороз, Я.Я. Якимечко, С.О. Овецький, А.В. Угриновський // Нафтогазова енергетика. - 2022.- №2 (38) – С. 50-62.

6. A.V. Uhrynovsky. Investigation of the efficiency of restrained oil displacement using of enhancing oil recovery methods / A. V. Uhrynovskyi, L. B. Moroz, G.M. Kogut // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering 110 /1 (2022) 27-34. DOI: 10.5604/01.3001.0015.7028

ВДОСКОНАЛЕННЯ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ДЕЕМУЛЬСАЦІЇ В СИСТЕМАХ ЗБОРУ НАФТИ

Дем'янчук Ярослав Михайлович
к.т.н., доцент
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу
yaroslav.demianchuk@nung.edu.ua

Псюк *Мар'ян Орестович*
старший викладач
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу
marian.psiuk@nung.edu.ua

Водонафтові емульсії, що являють собою дисперсні системи з великою міжфазною поверхнею, мають велику поверхневу енергію і з термодинамічної точки зору мали б бути не стійкими, тобто самі розшаровуватися на нафту та воду. Однак на практиці нафтові емульсії, що утворюються у процесі видобутку та транспортування обводнених нафт, є, за деяким виключенням, стійкими системами.

Причиною високої стійкості нафтових емульсій є утворення на поверхні крапель води зі сторони нафтової фази бронюючих шарів з природних стабілізаторів, які містяться в нафті. Ці шари, що володіють підвищеною в'язкістю та пружністю, не допускають об'єднання крапель емульгованої води.

Можна виділити три основні технологічні стадії процесу руйнування водонафтових емульсій:

- обробка емульсії деемульгатором, в процесі якої проходять фізико-хімічні процеси руйнування захисних оболонок;
- підготовка емульсії до розділення, під час якої зменшується питома поверхня емульсії, тобто відбувається злиття крапель при їх зіткненні чи контакті з гідрофільною поверхнею;
- розділення емульсії на утворюючі її фази з найменшою границею їх розділу.

Обов'язковою умовою успішного розшарування емульсії на складові фази (нафту і воду) є виконання першої технологічної операції (знищення броюючих оболонок з поверхні крапель емульгованої води). Цей складний комплекс фізико-хімічних процесів реалізується в технології обробки емульсії деемульгатором

Для руйнування захисних поверхневих шарів на краплях емульгованої води сила взаємодії крапель води в момент їх зіткнення одна з одною має бути достатньою.

Міцність захисних бронюючих шарів може бути знижена нагріванням, енергійним перемішуванням та іншими методами, однак після припинення дії шари досить швидко відновлюються. Тільки в рідких випадках такі способи призводять до руйнування емульсії (наприклад, при утворенні емульсій, стабілізованих парафіновими стабілізаторами, вони можуть бути зруйновані підвищенням температури).

Для необоротного руйнування захисних шарів крапель нафтових емульсій необхідним є більш суттєвий вплив, що викликає зміну складу та властивостей поверхневих шарів на краплях емульгованої води.

Такими властивостями володіють деемульгатори, дія яких направлена на руйнування захисних шарів на краплях емульгованої води та утворення на їх поверхні нових шарів, що не володіють механічною міцністю і, відповідно, не заважають злиттю крапель води при зіткненні.

Всі сучасні способи та прийоми обезводнення та обезсолення нафти (теплохімічний з відстоюванням в резервуарах чи в відстійниках, електричний з використанням полів різних форм та напруженості, різні види промивок нафтових емульсій, застосування фільтрів і т.д.) є по суті, різновидом хімічного деемульгування.

Деемульгатори нафтових емульсій відносяться до широкого класу поверхнево-активних речовин (ПАР), тобто речовин, що здатні адсорбуватися на поверхні розділу двох фаз з різними фізико-хімічними властивостями, що дотикаються (наприклад, нафта та вода).

Найбільше розповсюдження в якості деемульгаторів отримали неіонні ПАР, що виготовляються на основі неіонних продуктів. Такі деемульгатори є основним і практично єдиним ефективним засобом досягнення потрібної глибини обезводнення нафт при їх промисловій підготовці.

Аналіз технологічних прийомів обробки нафтових емульсій з врахуванням їх фізико-хімічних властивостей та гідродинамічної характеристики емульсійних потоків, що обробляються, дозволяють вважати, що найбільш ефективним є введення реагенту в нафтовий потік у вигляді концентрованого розчину чи тонко дисперсної емульсії реагенту в безводні нафті (з можливим наступним додаванням води), а також в товарній формі без додаткового розведення.

В процесах обробки нафти при понижених температурах (обробки нафти в системі збору та на установках скиду основної маси води) деемульгуюча здатність більшості деемульгаторів різко зменшується та їх застосування в цих умовах малоефективне.

ПРОБЛЕМИ ПРОВЕДЕННЯ СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ В СКЛАДНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

Васько Андрій Іванович
к.т.н., доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
super.vasko1970@ukr.net

Ковбасюк Ігор Михайлович
к.т.н., доцент, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
kimbur67@ukr.net

Слепко Микола Мирославович
аспірант
Бойко Анатолій Григорович
аспірант
Ганчук Роман Романович
аспірант

Розвиток сучасної нафтогазової галузі неможливий без активного застосування технологій скерованого буріння, які забезпечують точне досягнення продуктивних пластів у складних геологічних умовах. Такі технології дозволяють оптимізувати розміщення свердловин, зменшити кількість бурових майданчиків, збільшити дебіти та ефективність розробки покладів [1]. Скеровані свердловини відіграють ключову роль у розробці родовищ із нерівномірним заляганням пластів, у зонах тектонічної порушення, на шельфі, у міських зонах, а також при бурінні горизонтальних ділянок для збільшення площі контакту з пластом.

Водночас буріння скерованих свердловин супроводжується значною кількістю проблем, вирішення яких є критично важливим для забезпечення безпечної, технологічно ефективної та економічно обґрунтованої розробки родовищ. Особливо гостро ці проблеми проявляються в складних гірничо-геологічних умовах, де на процес скерування впливають неоднорідність порід, аномальні пластові тиски, нестійкість стінок свердловини, наявність тектонічних порушень та ускладнені умови циркуляції бурових розчинів [2].

Метою даного дослідження є аналіз основних проблем, що виникають при проведенні скерованих свердловин у складних гірничо-геологічних умовах, та визначення технічних, технологічних і організаційних шляхів їх ефективного вирішення.

Скероване буріння передбачає цілеспрямовану зміну просторового положення стовбура свердловини протягом її проходження. Для успішної реалізації проєкту необхідно враховувати комплекс чинників, серед яких [3]:

- фізико-механічні властивості гірських порід, їх анізотропія та неоднорідність;

• геодинамічні умови — тектонічні порушення, тріщинуватість, пластичні та нестійкі породи;

• гідрогеологічні параметри — аномально високі або низькі пластові тиски (АВПТ/АНПТ), водонасиченість;

• структурно-тектонічна будова родовища;

• наявність зон поглинання або зумовлених тиском ускладнень;

• рівень стисливості та напруження порід, що впливають на стабільність стінок стовбура.

Поєднання цих факторів формує специфічні ризики, що значно ускладнюють процес керування траєкторією та досягнення цільової точки свердловини.

Основні проблеми проведення скерованих свердловин. Однією із ключових технологічних проблем є забезпечення точності траєкторії свердловини [3].

У складних гірничо-геологічних умовах виникають:

• самовільні відхилення бурильної колони через анізотропію порід;

• дрейф траєкторії при проходженні зон тектонічних порушень;

• зниження точності телеметричного контролю глибини та азимуту при високих тисках і температурі.

Невідповідність фактичної траєкторії проєктній призводить до недосягнення продуктивних зон, перетину небезпечних інтервалів або аварійного "зіткнення" із сусідніми свердловинами при кластерному бурінні.

У похилих і горизонтальних ділянках значно зростає ризик накопичення шламу в нижній частині стовбура, що спричиняє:

• утворення «шламоносних подушок»;

• додаткове тертя та зношування інструменту;

• зростання крутильних коливань бурильної колони;

• прихоплення та ускладнення при СПО.

Проблеми поглиблюються при недостатньому режимі циркуляції або підвищеній в’язкості бурового розчину.

Нестійкість порід, що розбурюються, особливо глин, сланців, пісковиків та тріщинуватих пластів, часто призводить до:

• осипання та обвалів стінок;

• прихоплення інструменту;

• ускладненого проходження обсадних колон та цементування;

• зрушення та деформації стовбура.

Причинами є розм’якшення порід, капілярне набухання глин, механічні напруження, вплив бурових розчинів та різке зниження тиску.

Ускладнюють процес керування свердловиною:

• низька швидкість передачі інформації при електромагнітній телеметрії;

• втрата сигналу в соляних товщах, при АВПТ або великій глибині;

• вихід з ладу датчиків у високотемпературних умовах (понад 150–175 °С);

• неточності у визначенні кутів викривлення.

Недостатність оперативних даних знижує якість геонавігації та збільшує ризик помилок.

В складних геологічних породах спостерігається інтенсивний знос долота, стабілізаторів, роторних систем та вибійних двигунів, що викликає:

• зниження механічної швидкості буріння;

• часті СПО;

• збільшення часу і вартості робіт;

• ризики аварій та виходу інструменту з ладу на вибої.

Особливо критичним є буріння в абразивних та змішаних по твердості породах.

До структури витрат входять: сервіс телеметрії, RSS-системи, забійні двигуни, програмне забезпечення, інженерний супровід. Це збільшує вартість свердловини на 35–200% залежно від складності її профілю.

Шляхи вирішення проблем скерованого буріння. Для підвищення точності керування траєкторією застосовують [4]:

• RSS-системи (Rotary Steerable System) — забезпечують безперервне керування напрямом без зупинки буріння;

• інтелектуальні стабілізатори та викривлячі;

• симуляційне моделювання траєкторії з відпрацюванням сценаріїв ризиків;

• динамічні моделі BHA для оптимізації бурильної компоновки.

Це дозволяє знизити відхилення від заданого маршруту до мінімуму.

Ускладнення, пов’язані з циркуляцією та нестійкістю стінок, мінімізуються шляхом:

• застосування інгібованих і полімерних розчинів для стабілізації глин;

• використання розчинів із контрольованою реологією для ефективного винесення шламу;

• корекції щільності та фільтраційних властивостей розчинів залежно від гірничо-геологічної ситуації;

• гідравлічного моделювання очищення стовбура.

Серед ефективних рішень:

• впровадження високошвидкісної телеметрії (wired pipe, оптоволоконні системи);

• комбінування різних каналів передачі даних (імпульсна + електромагнітна);

• використання алгоритмів обробки даних для прогнозної корекції траєкторії;

• застосування геонавігації на основі 3D/4D геологічних моделей.

Підвищити надійність обладнання дозволяють:

• долота із полікристалічних алмазних вставок (PDC);

• зносостійкі композитні матеріали для стабілізаторів і ВЗД;

• температуростійка електроніка для MWD/LWD;

• уніфікація та стандартизація елементів КНБК.

Впровадження цифрових двійників свердловин, систем підтримки прийняття рішень та штучного інтелекту дозволяє:

• прогнозувати відхилення траєкторії;

• оптимізувати режими буріння в реальному часі;

• автоматично коригувати навантаження, подачу та оберти.

Висновки.

Скероване буріння в складних гірничо-геологічних умовах є високотехнологічним процесом, що потребує комплексного інженерного підходу, точного телеметричного контролю, ефективного управління траєкторією та оптимізації бурильних параметрів. Основними проблемами при проведенні скерованих свердловин є відхилення траєкторії, гідродинамічні ускладнення, нестійкість стінок, технічні обмеження телеметрії та висока собівартість робіт.

Шляхи їх вирішення включають застосування сучасних систем управління забоєм, удосконалення складів бурових розчинів, впровадження цифрових технологій, високошвидкісної телеметрії, підвищення якості планування та супроводу буріння.

Подальший розвиток технологій, зокрема штучного інтелекту, автоматизації, RSS та цифрової геонавігації, дозволить значно підвищити точність, ефективність і безпеку проведення скерованих свердловин у складних умовах, забезпечивши новий рівень освоєння енергетичних ресурсів.

Список літератури.

1) Васько І.С., Чудик І.І., Васько А.І., Витвицький І.І. Буріння скерованих свердловин. Навчальний посібник. Івано-Франківськ, Факел 2020, 389 с. ISBN 978-966-694-344-9.

2) Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан “Буріння нафтових і газових свердловин”, Коломия, 1999 рік.

3) М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук, Довідник “Буріння свердловин” 3 том, Київ, 2002 рік.

4) Практика буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами / [Оганов К.О., Кунцяк Я.В., Гаврилов Я.С. та ін.]. – К.: Наукова думка, 2002. – 198 с.

НАРИСНА ГЕОМЕТРІЯ ТА ЦИФРОВЕ МОДЕЛЮВАННЯ У ФОРМУВАННІ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ СУЧАСНОГО УНІВЕРСИТЕТУ

Василишин В.Я.
канд.техн.наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Україна, Івано-Франківськ
vitalii.vasylyshyn@nung.edu.ua

Василишин О.О.
здобувач вищої освіти
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Україна, Івано-Франківськ

Довган С.І.
здобувач вищої освіти
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Україна, Івано-Франківськ

Анотація.
У статті розглянуто сучасні тенденції розвитку дисципліни «Нарисна геометрія» в умовах цифрової трансформації освіти. Проаналізовано вплив інноваційних технологій, цифрових інструментів та програмного забезпечення на процес навчання студентів технічних спеціальностей. Визначено ключові напрями модернізації освітнього процесу, інтеграцію засобів 3D-моделювання, віртуальної реальності та хмарних технологій. Окреслено роль викладача як координатора цифрового навчального середовища та розглянуто перспективи розвитку нарисної геометрії у контексті цифровізації науки та виробництва.

1. Вступ

Цифровізація освіти XXI століття кардинально змінила підходи до викладання інженерно-графічних дисциплін, серед яких ключове місце займає нарисна геометрія. Її роль полягає у формуванні просторового мислення, навичок аналізу форм, технічної точності та здатності до візуалізації складних об’єктів.

Сучасні тенденції вимагають переходу від традиційного креслення на папері до інтерактивних, мультимедійних та комп’ютерно орієнтованих методів навчання. У цьому контексті нарисна геометрія стає не лише навчальною дисципліною, а й середовищем для розвитку інженерного мислення та цифрових компетентностей.

2. Теоретичні основи цифрової трансформації навчального процесу

Нарисна геометрія є базовою дисципліною для більшості інженерних спеціальностей, оскільки формує фундаментальні уявлення про геометричні закономірності простору. Проте, у зв’язку з розвитком інформаційних технологій, традиційні підходи виявляються недостатніми.

Цифровізація дозволяє інтегрувати у навчальний процес такі інструменти, як:

- CAD-системи (AutoCAD, SolidWorks, Fusion 360);
- 3D-візуалізація та анімація (Blender, SketchUp, Rhino);
- VR- та AR-технології для віртуального моделювання простору;
- Хмарні сервіси та цифрові платформи (Google Workspace, Moodle, Miro).

Таким чином, цифрова трансформація змінює саму природу навчання — від відтворювальної діяльності до дослідницької та експериментальної.

3. Роль інноваційних технологій у викладанні нарисної геометрії

Інноваційні технології створюють умови для інтерактивного навчання. Студенти мають змогу спостерігати процес формування геометричних тіл у тривимірному середовищі, аналізувати перетини, проєкції, тіні, що раніше вимагало складних ручних побудов.

Основні напрямки інноваційного впровадження:

1. 3D-моделювання як візуальна основа навчання геометричних принципів.
2. Використання цифрових симуляторів для перевірки правильності побудов.
3. Застосування доповненої реальності (AR) — накладення віртуальних моделей на реальний простір.
4. Використання гейміфікації у навчанні — створення інтерактивних завдань із застосуванням ігрових механік.
5. Автоматизація оцінювання через цифрові платформи.

4. Цифрові компетентності студентів у контексті нарисної геометрії

Сучасний студент має володіти не лише теоретичними знаннями, а й цифровими навичками: умінням створювати, аналізувати та презентувати моделі об’єктів у цифровому середовищі.

Розвиток таких компетентностей забезпечується:

- інтеграцією цифрових платформ у навчальний процес;
- проектною діяльністю з використанням CAD/CAE-систем;
- співпрацею з промисловими підприємствами у форматі «цифрового стажування»;
- використанням відкритих освітніх ресурсів (OER) для самостійного навчання.

Ці інструменти дозволяють формувати компетентності, що відповідають вимогам цифрової економіки.

5. Моделювання як метод навчання нарисної геометрії

Технологічна основа навчання у XXI столітті — моделювання. Воно поєднує аналітичне мислення з креативністю.

Завдяки цифровим моделям студенти можуть:

- виконувати об’ємні побудови та візуалізувати результати;
- перевіряти взаємне розташування геометричних елементів;
- досліджувати властивості тіл обертання, перетини площин і поверхонь;
- створювати інтерактивні презентації геометричних рішень.

Таким чином, моделювання стає не лише дидактичним інструментом, а й методом наукового пізнання.

6. Використання віртуальної та доповненої реальності

VR та AR-технології відкривають нові горизонти у викладанні нарисної геометрії. З їх допомогою можна вивчати геометричні побудови у масштабі реального середовища.

Наприклад:

- студенти можуть «зайти» всередину геометричної фігури, спостерігаючи її просторові властивості;

- можна створювати віртуальні лабораторії, де досліджуються проєкції, аксонометрії, перспективи;

- AR дозволяє викладачеві показувати побудови у просторі за допомогою смартфону чи планшета.

Такі підходи значно підвищують рівень засвоєння матеріалу та стимулюють творчість.

7. Інтеграція штучного інтелекту у процес навчання

З розвитком технологій штучного інтелекту (AI) нарисна геометрія отримує нові можливості:

- автоматичне виявлення помилок у побудовах;
- інтелектуальні підказки для студентів під час виконання креслень;
- генерація навчальних завдань різного рівня складності;
- адаптивні системи оцінювання.

AI також дозволяє створювати персоналізовані навчальні траєкторії та рекомендації для студентів з урахуванням їхніх навичок.

8. Проблеми цифровізації навчання нарисної геометрії

Незважаючи на очевидні переваги, цифровізація має низку проблем:

- нерівний доступ до цифрових ресурсів;
- недостатня технічна база навчальних закладів;
- відсутність методичних матеріалів для нових форматів;
- потреба у підготовці викладачів нового покоління;
- ризик втрати навичок ручного креслення та аналітичного мислення.

Вирішення цих питань вимагає системного підходу та підтримки на державному рівні.

9. Досвід ІФНТУНГ у цифровізації курсу «Нарисна геометрія»

В Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (ІФНТУНГ) активно впроваджуються цифрові інструменти у викладанні нарисної геометрії.

Зокрема:

- використовується AutoCAD та Fusion 360 для побудови просторових моделей;
- студенти створюють 3D-анімації геометричних перетворень;
- впроваджено віртуальні лабораторії на базі Unity та SketchUp;
- діє електронний курс у системі Moodle, де розміщено навчальні матеріали, тести та інтерактивні вправи.

Цей досвід свідчить про ефективність комплексного поєднання традиційних методів та цифрових технологій.

10. Підготовка викладача до цифрової трансформації

Сучасний викладач нарисної геометрії має бути не лише фахівцем у галузі геометрії, але й фасилітатором цифрового середовища.

Він повинен:

- володіти цифровими інструментами для побудови моделей і візуалізацій;
- адаптувати методику навчання до індивідуальних можливостей студентів;
- створювати мультимедійні навчальні ресурси;
- стимулювати студентів до самостійних досліджень.

Підвищення кваліфікації викладачів є ключем до успішної цифровізації дисципліни.

11. Перспективи розвитку цифрової нарисної геометрії

Майбутнє дисципліни полягає у її синтезі з іншими галузями знань — інженерією, архітектурою, робототехнікою, 3D-дизайном.

Основні перспективи:

- розвиток віртуальних освітніх лабораторій;
- інтеграція цифрових близнюків у процес навчання;
- використання штучного інтелекту для оптимізації побудов;
- створення глобальних цифрових спільнот для обміну досвідом між університетами.

12. Висновки

Нарисна геометрія в епоху цифровізації переживає етап глибокої трансформації. Вона перестає бути лише класичною дисципліною і стає інтегрованою складовою цифрового інженерного мислення.

Інноваційні технології — від CAD-програм до VR-платформ — відкривають нові можливості для викладання, навчання і наукових досліджень. Проте для досягнення повної ефективності необхідно забезпечити методичну підтримку, технічну базу та цифрову компетентність усіх учасників освітнього процесу.

У майбутньому нарисна геометрія зберігатиме свою фундаментальність, але отримає нову форму — цифрову, інтерактивну та інтелектуально орієнтовану.

Список використаних джерел

1. Бойко О. С. Цифровізація інженерної освіти: виклики та можливості // Вища школа України. – 2022. – №3. – С. 14–22.

2. Гуменюк Л. М. Інноваційні технології у викладанні нарисної геометрії та інженерної графіки. – Київ: НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського», 2023.

3. Kurbatov, S., & Didenko, V. Digitalization of engineering education: The role of spatial thinking. *Journal of Technical Education*, 2022, 18(4), 45–57.

4. Пінчук О. П. Сучасні цифрові інструменти у підготовці інженерів-графіків. – Львів: ЛП, 2023.

5. Shchur, I. Innovative approaches in teaching descriptive geometry. Engineering Education Review, 2021, 9(2), 63–72.

6. Тимошенко В. І. Геометричне моделювання у системах CAD: навчальний посібник. – Харків: ХНУРЕ, 2022.

7. Кузнєцов М. Інженерна графіка та віртуальна реальність у підготовці фахівців. – Дніпро: НМетАУ, 2023.

8. Anderson, P. Future of descriptive geometry in the digital era. International Journal of Design and Modeling*, 2024, 12(1), 21–39.

9. Климчук І. О. Цифрові компетентності студентів інженерних спеціальностей: методологічні аспекти. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2022.

10. Єрмоленко Л. Освітня аналітика цифрової трансформації інженерної освіти. – Одеса: ПНПУ, 2024.

ВСТАНОВЛЕННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ РОДОВИЩ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ

Купер Іван
Канд.. техн.. наук, доцент Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
ivankuper@ukr.net

Михайлишин Богдан
Аспірант Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
mykhailyshynbohdan@gmail.com

Розробка більшості родовищ на пізній стадії характеризується, переходом на режим розчиненого газу та гравітаційний режим. Відбувається перерозподіл насиченостей флюїдами продуктивної частини колектора, збільшується кількість вільного газу та води. В цій ситуації єдиним джерелом енергії для забезпечення рухливості нафти залишається енергія газу та гравітаційні сили. Метою наших досліджень є вивчення можливостей підвищення нафтовилучення родовищ, які знаходяться на пізній стадії розробки [1,2].

Дослідження спрямовані у двох напрямках:

1. Теоретичні і експериментальні дослідження режиму розчиненого газу з метою виявлення можливостей керування його протіканням і досягнення максимального нафтовилучення.

2. Виявлення закономірностей міграції та перерозподілу пластових флюїдів при гравітаційному режимі.

Щодо першого напрямку, то в експериментах моделювалися два можливі варіанти розробки родовищ з застосуванням поєднання режимів роботи водонапірного та розчиненого газу з метою виявлення раціонального способу застосування енергії розчиненого газу, а саме:

- розвитку природного режиму розчиненого газу до падіння тиску в пласті з наступним нагнітанням води (моделювалися умови роботи пласта на режимі виснаження з наступним заводненням);

- режиму заводнення з підтриманням пластового тиску більшим від тиску насичення до повного обводнення пласта з наступним видобутком нафти на режимі виснаження та нагнітанням води.

Як в першому, так і в другому випадках основною рушійною силою в процесах витиснення нафти є поєднання енергії газу, який виділяється з нафти після зниження тиску в пласті і енергії води, що нагнітається вслід (або одночасно) за виділенням газу.

Проведена серія лабораторних експериментів на моделях продуктивного пласта з використанням установки типу УИПК. Одержані результати дають підстави вважати про можливість керування розвитком режиму розчиненого газу шляхом поєднання з заводненням з метою збільшення нафтовіддачі.

Другим напрямком досліджень є встановлення закономірностей перерозподілу нафтонасиченості в продуктивному пласті при гравітаційному режимі роботи пласта або в родовищі, розробка якого припинена.

Нами проведена серія лабораторних експериментів, результати яких вказують на те, що частина залишкової нафти що залишилася в обводненій частині покладу мігрує.

Дослідження проводилися на насипних моделях різного фракційного складу.

В керноитримачі готувалася насипна модель пласта з кварцевого піску. Модель ваукумувалась і насичувалася нафтою. Далі нафта витискалася водою на установці УИПК до тих пір, доки вміст води нафтоводяної суміші на виході був не менший 96 %. Після цього насипна модель з залишковим нафтонасиченням поміщалася в колбу з мірною шкалою, а решта обєм колби над нафтонасиченою моделлю заповнювався водонасиченим кварцевим піском такого самого фракційного складу. Колбу встановлювали у вертикальному положенні. Спостереження за міграцією нафти з нафтонасиченої моделі у водонасичену проводили візуально за мірною шкалою на протязі 1,5 років. В результаті експериментальних досліджень встановлено наступне:

У міграції на протязі 18 місяців брало участь 28,3% нафти від об'єму, що створює залишкову нафтонасиченість, а інша частина (71,7%) залишкової нафти не мігрувала. Після 18 місяців проведення спостережень за процесом переміщення нафти проводився замір нафтонасиченості моделі пошарово. В результаті встановлено, що найбільше нафтонасичення зафіксовано в зоні 2 (середня частина) і складає 18,5%, зона 1 (нижня частина) має 12,9%, а зона 3 (верхня частина) – лиш 2,6 %. (всього 34% залишкова нафтонасиченість після промивання керну). Такий розподіл насиченостей пов"язуємо з тим, що процес міграції на моделі ще не закінчився і перерваний в стадії розвитку. Встановлена в результаті швидкість міграції складає біля 4-7 см в рік.

Нами також започатковані експерименти з моделювання міграції в нафтонасиченій частині моделі виснаженого обводненого покладу. Тобто після витиснення нафти водою вивчаютьсяться закономірності перерозподілу залишкової нафти.

Міграціяв в реальному пласті відбувається як вертикальна, так і лотеральна. Джерела енергії міграції - гравітаційні сили, напір води в результаті проникнення атмосферних осадів, сил енергії розчиненого і вільного газу. Вторинна міграція залишкових вуглеводнів відбувається, в основному, по «старих» каналах, по шляху первинної міграції. Однак, коли на шляху зустрічається канал з меншим фільтраційним опором, наприклад, свердловина чи тріщина, то флюїди рухаються по них.

Таким чином результати експериментальних досліджень показали можливість підвищення нафтовіддачі шляхом поєднання режиму розчиненого газу з підтриманням пластового тиску. При гравітаційному режимі відбувається перерозподіл залишкових вуглеводнів з швидкістю декілька сантиметрів в рік. При цьому у покладі формуються зони з підвищеною нафтонасиченістю, підключення яких в розробку дасть можливість підвищити коефіцієнт нафтовилучення.

Таким чином застосування заводнення після розвитку режиму розчиненого газу дасть можливість підвищити кінцеве нафто вилучення.

Список літератури

1. Купер І.М. Вивчення заводнення нафтових родовищ на пізній стадії їх розробки. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2021», Івано- Франківськ, 20-25 вересня С.58-59.

2Купер І.М. Підвищення нафтовилучення на завершальній стадії розробки нафтових родовищ. The V International Scientific and Practical Conference «Priority directions of science development», February 06 – 08, 2023, Hamburg, Germany. P.324-327.

ЗАСТОСУВАННЯ ПАКЕРНИХ КОМПОНОВОК ДЛЯ ВІДНОВЛЕННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ

Василь НІМАК
менеджер пакерного сервісу
Управління нафтопромислового сервісу АТ “Укрнафта”
Vasyl.Nimak@Ukrnafta.com

Андрій ДЖУС
д.т.н., професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
Andrii.Dzhus@nung.edu.ua

Андрій ЮРИЧ
к.т.н., доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
Andrii.Yurych@nung.edu.ua

Пакерні компоновки є невід’ємною складовою сучасних технологій, що застосовуються для підвищення ефективності експлуатації нафтових і газових свердловин, зокрема у випадках їх ремонту, інтенсифікації видобутку або відновлення продуктивності. Основною функцією пакера як елемента компоновки є забезпечення герметизації окремих інтервалів продуктивного пласта, що дозволяє здійснювати селективний доступ до них, запобігати перетокам між пластами та проводити цілеспрямовані впливи на пластові системи.

У контексті відновлення видобутку пакерні компоновки застосовуються для ізоляції негерметичних зон, зменшення обводнення продукції, а також для реалізації технологій селективної впливу, таких як кислотна обробка або гідророзрив пласта. Зокрема, двопакерні системи дозволяють багаторазово обробляти різні інтервали без необхідності демонтажу обладнання, що сприяє зниженню витрат та підвищенню технологічної гнучкості.

Типологія пакерів охоплює механічні, гідравлічні та набухаючі моделі, які можуть бути адаптовані до конкретних умов експлуатації свердловини. Відповідно, компоновки можуть бути однопакерними – для ізоляції одного інтервалу, двопакерними – для селективної обробки, або багатопакерними – для одночасної роздільної експлуатації кількох пластів.

Особливу увагу слід приділити ролі пакерних компоновок у забезпеченні відповідності технології експлуатації свердловин чинним нормативним вимогам, зокрема «Правилам розробки нафтових і газових родовищ». Згідно з цими правилами, розробка родовищ повинна здійснюватися поетапно, з урахуванням геологічної будови, пластового тиску та інших параметрів. Пакерні системи дозволяють ізолювати окремі горизонти, що забезпечує можливість їх почергової експлуатації без порушення гідродинамічної рівноваги родовища.

У випадках, коли геологічні характеристики горизонтів є сумісними (однорідність, близький пластовий тиск, схожість флюїдів), допускається їх одночасна експлуатація через одну свердловину. Для реалізації такого підходу

застосовуються пакерні компоновки з роздільним відбором продукції, які забезпечують контроль за дебітом кожного горизонту та запобігають перетокам між пластами. Такі рішення відповідають проектним вимогам, погодженим з органами гірничого нагляду, і сприяють зниженню ризиків аварій, пов'язаних із неконтрольованим перетоком флюїдів.

Таким чином, пакерні компоновки не лише забезпечують технічну ефективність процесів експлуатації свердловин, але й відіграють ключову роль у дотриманні нормативно-правових вимог до розробки родовищ, що є необхідною умовою для сталого та безпечного використання ресурсів надр.

Оцінка доцільності застосування пакерних компоновок у свердловинах є важливим етапом при плануванні ремонтно-ізоляційних робіт, інтенсифікації видобутку або оптимізації експлуатації свердловин. Така оцінка базується на комплексному аналізі геолого-технічних, технологічних, економічних та нормативних чинників.

Геолого-технічний аналіз передбачає вивчення будови пласта, наявності водоносних зон, тріщинуватості, глибини та діаметра свердловини, а також стану обсадної колони. Особливу увагу при цьому приділяють наявності негерметичності, що може бути усунута шляхом встановлення пакера. Крім того, враховується тип флюїду (нафта, газ, вода), пластовий тиск і температура, що впливають на вибір типу пакера – механічного, гідравлічного або набухаючого.

Оцінювання можливості селективного доступу до окремих інтервалів, проведення обробки пласта без демонтажу обладнання, впливу пакерної компоновки на продуктивність свердловини та безпеку її експлуатації, а також здатність пакера працювати в умовах свердловини формує сукупність технологічних чинників. При цьому важливою є можливість встановлення пакера за одну спуск-підйомну операцію, що значно знижує витрати часу та ресурсів.

Економічна ефективність є третім важливим аспектом. Вона передбачає порівняння витрат на традиційні ремонтно-ізоляційні роботи з витратами на встановлення пакерної компоновки, а також оцінку очікуваного підвищення дебіту, зменшення обводнення продукції та строку окупності інвестицій.

Не менш важливою є четвертий чинник, що передбачає перевірку відповідності технологічних рішень нормативним документам. Це гарантує, що застосування пакерної компоновки не порушує вимог безпеки, охорони надр та екологічних стандартів.

Застосування цих підходів у комплексі дозволяє обґрунтовано приймати рішення щодо доцільності використання пакерних компоновок у конкретних умовах, забезпечуючи технічну ефективність, економічну доцільність та нормативну відповідність процесу експлуатації свердловин.

Доволі простим з економічної сторони є обґрунтування доцільності пропонованих рішень для свердловин, що характеризуються або потенційно можуть характеризуватися високими дебітами за нафтою та/або газом. Однак, доволі часто трапляються випадки необхідності прийняття рішень щодо застосування пакерних компоновок на свердловинах з малими дебітами. За таких умов порівняно не мала вартість пакерного обладнання та вартість сервісних робіт, що вимірюються сотнями тисяч гривень, стають вагомим чинником на перешкоді прийняття таких рішень. Суттєвим також є і вплив невизначеності через можливі ризики при виконанні таких робіт. В той же час доволі часто значної ваги набирає останній із згадуваних вище чинник відповідності вимогам нормативної документації.

Для обґрунтування доцільності застосування пакерних компоновок для малодебітних свердловин, наведемо приклади окремих реалізованих проєктів.

Так, під час проведення геофізичних досліджень однієї із свердловин нафтогазоконденсатного родовища Західного регіону було виявлено негерметичність експлуатаційної колони. Згідно з заключенням свердловина з негерметичності продукувала газ, що вказувало на роботу вищезалягаючого експлуатаційного об'єкту, розрядка якого негативно вплинула б на стан розробки в цілому. Окрім того розробка різних експлуатаційних об'єктів однією свердловиною заборонено «Правилами розробки нафтових та газових родовищ», за виключенням застосування одночасно-роздільного способу їх експлуатації. Зважаючи на це свердловину з 2020 року було переведено в бездіючий фонд.

З метою відновлення експлуатації свердловини в 2023 року при виконанні ремонтних робіт здійснено застосування запропонованої та розробленої відповідними підрозділами АТ "Укрнафта" конструкції двопакерної компоновки свердловинного обладнання. В результаті вдалось локалізувати негерметичність в міжпакерному просторі та вивести свердловину з бездіючого фонду. На сьогодні поточний дебіт свердловини становить близько 2,5 т/д нафти та 1 тис. $м^3$/д нафтового газу при обводненості близько 1 %. Всього від моменту реалізації заходу отримано близько 2 тис. т. нафти та 3 млн $м^3$ нафтового газу.

Іншим прикладом реалізації пакерних технологій є газова свердловина одного із нафтогазоконденсатних родовищ Східного регіону. Для свердловини з виявленою негерметичністю експлуатаційної колони після спроби встановлення цементного моста в інтервалі 850-940 м отримано негативний результат щодо його герметичності. Після невдалих спроб встановлення та тривалого в часі розбурювання не результативного цементного моста прийнято рішення щодо застосуванню однопакерної компоновки.

З цією метою здійснили спуск насосно-компресорних труб з пакером для від'єднання інтервалу негерметичності. Після геофізичної оцінки місця розташування пакера провели його активацію в інтервалі 1262-1264 м. Шляхом опресування в затрубний простір тиском 5 МПа за відсутністю циркуляції встановлено факт виконання пакером своїх функцій. Освоєння виконано азотом із спуском колони гнучких труб до глибини 445 м. За результатами освоєння отримано приплив газу з дебітом близько 40 тис.$м^3$/добу. За такої продуктивності орієнтовна окупність виконаних робіт, навіть при реалізації продукції за цінами діючих в Україні соціальних програм, вимірюватиметься декількома добами.

ПАРАМЕТРИЧНА АРХІТЕКТУРА В СТРУКТУРІ ІСТОРИЧНО СФОРМОВАНИХ МІСТ: МОРФОЛОГІЧНА СУМІСНІСТЬ, СИЛУЕТ І РЕГЛАМЕНТНІ ОБМЕЖЕННЯ

Березовський Юрій Людвігович
викладач кафедри архітектури і дизайну
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
yurii.berezovskyi@nung.edu.ua

Актуальність теми

Історично сформовані міста — це багатошарові просторові організми, у яких кожний архітектурний фрагмент, кожна висота карниза й навіть дрібний ритм віконних прорізів працюють як частина загального «геному» місця. У таких середовищах будь-яка нова інтервенція неминуче взаємодіє з культурною пам'яттю, охоронними режимами, традиціями ремесел і соціальними практиками. Від того, наскільки делікатно та доказово ця взаємодія реалізована, залежить не лише візуальна цілісність силуету, а й довіра спільноти до оновлення історичної тканини. Сучасні виклики — кліматична адаптація, декарбонізація, енергоефективність, цифрова трансформація управління містами — змушують шукати інструменти, які поєднують інновацію з охороною спадщини. Традиційний «стилізаційний» підхід (імітація історичних форм) часто дає поверхневий результат, а суто функціоналістичне «вклинювання» породжує конфлікти масштабу, ритму та матеріальності.

Параметрична архітектура пропонує іншу логіку: не копіювати історичні форми, а кодувати історично усталені закономірності (типології, пропорції, ритми, силуетні лінії, видові коридори) у вигляді правил і метрик, що керують генерацією та відбором рішень. Ці правила працюють разом із машинозчитними регламентами (висоти, відступи, обмеження відблиску, вимоги до інсоляції та вітрового комфорту), а результати перевіряються в цифровому двійнику історичного ареалу. У підсумку дискусія переходить із площини «подобається/не подобається» в площину простежуваних компромісів, де кожен параметр має обґрунтування, а кожна відхилена опція — причину відсіву.

Мета

Мета — запропонувати комплексну методику інтеграції параметричної архітектури в історично сформовані міста, що забезпечує морфологічну сумісність, контроль силуету та видових коридорів і дотримання регламентних обмежень. Для цього ми:

- формалізуємо «мову» історичної тканини через типологічні карти, shape-grammar і метрики сумісності;
- запроваджуємо дизайн-to-code перевірки норм та охоронних режимів як автоматизовані тести;
- застосовуємо цикл Gen–Filter–Explain (GFE) у цифровому двійнику, щоби прозоро генерувати, фільтрувати та пояснювати рішення;
- демонструємо апробацію на пілотних кейсах різної складності — «вбудова» в рядову фронтальну забудову, внутрішньоквартальна добудова та надбудова-лантерн у вузлі видових коридорів;

• узагальнюємо організаційні та технічні уроки впровадження (дані, ролі, логістика, партисипація).

Основні результати

1. Морфологічна сумісність як система правил, а не імітація стилю

Сумісність нової форми з історичним контекстом не зводиться до декорування або цитування фасадних мотивів. Йдеться про узгодження структурних параметрів: масштабу парцели та кроку осі, відношення «стіна/проріз», пропорцій вікон і дверей, розташування та характеру карнизних ліній, профілю даху, ритму вертикальних і горизонтальних членувань, модуля кладки чи облицювання, глибини тіньових кишень, матовості поверхонь.

Ми формуємо типологічні карти на перетині «вулиця × фронт», де для кожної ділянки фіксуються дозволені морфотипи (суцільна лінія забудови, кутовий акцент, внутрішньоквартальна вставка, надбудова з відсічкою), а також «заборонені» операції (переломи покрівлі, «суперпрорізи» понад граничну ширину, суцільне дзеркальне скління на першому поверсі тощо). Поверх типологічної карти накладається shape-grammar — граматика породження фасадів і об'ємів, у якій правила структурують вертикальні осі, пояски, русти, карнизні завершення, крок і пропорції прорізів. Параметри граматики (висота пояска, співвідношення простінок/вікно, глибина відкосів, профіль даху) — налаштовувані і можуть оптимізуватися під метрики сумісності.

Щоби зробити відповідність вимірюваною, запроваджуються метрики:

• δ_cornice — середньоквадратичне відхилення нового карниза від «еталонної» полілінії кварталу;

• E_ритму — відмінність спектра фасадного ритму (Fourier/автокореляція) від історичного «коридору»;

• Δ_silhouette — інтегральна різниця силуету в опорних точках огляду;

• Δ_view — частка перекриття контурів ключових домінант у видових коридорах;

• SVF_local — зміна коефіцієнта «небесного купола» (sky view factor) у дворі чи вузькому каньйоні до/після втручання;

• G_specular — індекс потенційних відблисків (залежить від шорсткості/відбитності матеріалів і геометрії).

Пороги цих метрик задаються у «паспорті ареалу» і стають частиною автоматизованих перевірок. Вони не підміняють експертної ради, але переводять обговорення в мову чисел і порівнянь, знижуючи суб'єктивізм.

2. Силует і видові коридори: від інтуїції до симуляцій

Силует історичного міста читається з конкретних точок — площ, підйомів на пагорби, мостів, розкриттів вулиць. У цифровому двійнику формується каталог опорних точок і кутових конусів видимості. Для кожної кандидатної конфігурації автоматично будуються силуетні перерізи в цих точках та обчислюються Δ_silhouette і Δ_view. Якщо величина перевищує поріг, у параметричній моделі вмикаються «м'які компенсатори»: пониження коника, ламаний або ступінчастий профіль даху, плавна відсічка, мікрорельєф фасаду, матування матеріалів, локальна зміна висоти або прозорості надбудови.

Окрім планової видимості, перевіряється арматура світлотіней у різні пори року й час доби, щоби виключити «дисонансні» тіні на історичних фасадах або небажані блиски. Для складних вузлів додається VR/AR-перегляд із реалістичною фотометрією, що дозволяє фахівцям і громаді «відчути» присутність нової форми.

3. Регламентні обмеження як дизайн-to-code тести

Регламентні вимоги — охоронні зони, висоти до карниза/коника, мінімальні відступи, правила інсоляції (наприклад, EN 17037), акустики, доступності, пожежної безпеки — описуються у вигляді машиночитного реєстру з точним посиланням на статті нормативів та локальні політики. У параметричній моделі кожен варіант автоматично проходить набір булевих і числових тестів. Результати тестів пишуться до CDE (Common Data Environment) як протоколи з датами, версіями моделей і вхідних даних. Так формується юридично значуща історія узгодження рішень, зручна як для містобудівної ради, так і для авторського/технагляду.

4. Цикл Gen–Filter–Explain у цифровому двійнику

Методика організована як відтворюваний цикл:

• Gen (генерація). На морфологічній карті (WBS→PBS→SBS) задаються домени параметрів: профіль даху, крок і формат прорізів, варіанти членування фасаду, палітри матеріалів, глибина лоджій/пергол, сценарії озеленення, «м'які» надбудови тощо. Одразу «вшиваються» локальні правила сумісності (наприклад, заборона перелому профілю даху при певному карнизі) і глобальні (види, інсоляція, акустика).

• Filter (фільтрація). Автоматичні тести норм і метрик → багатокритеріальний відсів за вектором K = ⟨силует, види, інсоляція/денне світло, вітровий комфорт, акустика, LCA, CAPEX/LCC, прийнятність⟩. За потреби додаються CFD-аналіз мікроклімату у внутрішніх дворах/каньйонах, моделі відблиску/світлового забруднення. Розглядаються сценарії невизначеностей (метеодані, допуски фотограмметрії).

• Explain (пояснення). Дашборд відображає трасованість: які правила/дані вплинули на «Pass/Fail», які параметри дали найбільший внесок у Δ_silhouette або інсоляцію, як змінюються LCA/LCC при переході між матеріалами. Аргументаційне дерево пов'язує вимогу → показник → тест → вузол рішення. У доданих VR-сценах фіксується «видовий ефект» обраного рішення, а у звіті — протокол громадських сесій і відповідей на зауваження.

5. Матеріальність, фотометрія та LCA у чутливих ареалах

У середмісті матеріал «звучить» так само голосно, як і геометрія. Параметричні фасади з мікрорельєфом і матовою поверхнею знижують specular-відбиття та роблять присутність нової архітектури «м'якшою». Легкі сонцезахисні оболонки (перголи, ламелі, «ткані» екрани) дозволяють налаштувати світлотінь без порушення карнизної лінії. Ранній LCA-аналіз допомагає уникати матеріалів із надмірним втіленим вуглецем у чутливих вузлах (наприклад, масивних скляних ліхтарів) на користь дерев'яно-гібридних або керамічних систем із правильно спроєктованими вузлами вогнестійкості. Фотометричні моделі забезпечують дотримання порогів блиску та світлового забруднення — важливо для районів із нічними панорамами.

6. Будівельна логістика та календар: місто як «діючий» обмежувач

Параметрична форма стає «працюючою» лише тоді, коли її можна змонтувати без руйнівних ефектів для міського життя. Для історичних вулиць критичні prefab-стратегії (сухий монтаж, блоки, що проходять у габарити проїзду), «кептивні» крани, вікна шуму та обмеження на перекриття руху. Розв'язання RCPSP (ресурсно-обмежене календарне планування) у цифровому двійнику дозволяє вбудувати логістику в етап Filter: конфігурації, які не вписуються у «вікна доступу», просто не проходять у shortlist, навіть якщо вони морфологічно й нормативно бездоганні.

7. Партисипація: від «загального обурення» до співтворення

Прозорість процесу — ключ до легітимності рішень. На публічних сесіях демонструються порівняльні силуети, тіньові карти за сезонами, AR-перегляди з фіксацією опорних точок і метрик. Коментарі та пропозиції інтегруються в CDE як задачі на перегенерацію; наступні ітерації починаються з цих «квантованих» змін. Учасники бачать причинно-наслідкові зв'язки: «чому саме тут знижено коник», «чому змінено глибину лоджій», «чому відмовлено від дзеркального скла». Внаслідок цього змінюється культура дискусії: замість узагальненого заперечення відбувається переговорний процес із вимірюваними поступками.

Апробація і впровадження результатів дослідження

Пілот А. Вбудова в рядову фронтальну забудову XVII–XIX ст.

Контекст. Вузька вулиця з нерівною лінією карнизів, домінанта дзвіниці в кінці візиру, щільні двори-колодязі. Процес.

- *Gen:* 300+ конфігурацій із трьома профілями даху (двосхилий, плавно-мансардний, ступеневий), чотирма ритмами прорізів, двома палітрами матеріалів (мінеральна штукатурка/мікротекстурована кераміка), трьома сценаріями пергол і жалюзі.
- *Filter:* автоматичні тести інсоляції дворів (EN 17037), Δ_silhouette і Δ_view у п'яти опорних точках, акустика першого поверху, CFD-оцінка вітрового каньйону, RCPSP з вікнами шуму (07:00–22:00) і маршрути постачання.
- *Explain:* дашборд із локальними важливостями показав домінуючий вплив кута перелому покрівлі та глибини пергол на силует і тіні. Результат. Обрано «ступеневий» профіль із пониженням коника на 0,6 м у видових перетинах; δ_cornice < 0,2 м, Δ_view на домінанту < 2,5 %. Перехід від скляних екранів до кераміки знизив очікуваний G_specular; LCA показала –20 % втіленого CO_2e проти базового варіанта. Містобудівна рада підтримала рішення за умови контролю матовості глазурі.

Пілот В. Внутрішньоквартальна добудова у дворі-колодязі

Контекст. Обмеження на інсоляцію житла й світлотехнічний комфорт двору, чутливість до нічного шуму. Процес.

- *Gen:* 220 схем павільйону висотою до 6,5 м, чотири типи покрівель (синкластична «м'яка», антикластична «седлова», ламана, плоска з лантерною), три сценарії озеленення покрівлі.
- *Filter:* тіньові карти по сезонах і часових вікнах, SVF_local у двох контрольних точках, акустика (нічний період), аналіз блиску.
- *Explain:* VR-сесії з мешканцями; аргументаційне дерево демонструвало, як «м'яка» антикластика мінімізує тіні на «вразливих» вікнах. Результат. Вибрано антикластичну покрівлю з ламелями-дифузорами; Δ інсоляції у межах +0/–5 хв у критичні дні; акустика в межах порога; LCA — –19 % завдяки легкій дерев'яній системі. Проєкт отримав підтримку ОСББ за умови зеленого догляду покрівлі.

Пілот С. Надбудова-лантерн у вузлі видових коридорів

Контекст. Вузол панорамного сприйняття із п'ятьма оглядовими точками та двома домінантами; жорсткі вимоги до світлового забруднення. Процес.

- *Gen:* 100 варіантів лантерни висотою 1,2–2,4 м з плавним/ступеневим/ламким профілем; матеріали — перфорована кераміка або матове скло із внутрішнім підсвічуванням.
- *Filter:* Δ_silhouette і Δ_view по 5 точках, фотометрія блиску, моделювання нічних кадрів.
- *Explain:* у дашборді порівняно «світлові підписи» матеріалів; залучено експертів із спадщини. Результат. Обрано перфоровану кераміку з теплотою

підсвічування нижче порога блиску; Δ_silhouette ≤ 0,3°, Δ_view ≤ 1,2 %. Енергія — з PV-поля на сусідній плоскій покрівлі; ухвалено з охоронними умовами експлуатації.

Висновки

Параметрична архітектура в історичних містах — це насамперед система правил і метрик, а вже потім — виразна форма. Переклад морфології, силуету й охоронних обмежень у машинозчитні тести дозволяє створювати інноваційні, але сумісні втручання. Рамка ⟨C, R, G, K⟩ структурно «зшиває» компоненти міського середовища, правила сумісності, залежності та багатокритеріальні показники; вона становить природний словник для узгодження архітектурних, інженерних і регуляторних аргументів. Метрики силуету та видів (δ_cornice, Δ_silhouette, Δ_view, SVF_local, G_specular) переводять чутливі питання з художньої інтуїції у сферу вимірюваних компромісів, не скасовуючи ролі авторства й експертизи. Дизайн-to-code і робота в CDE/DT забезпечують простежуваність рішень і скорочують переробки; публічні сесії з AR/VR-переглядами та дашбордами Explain зміцнюють довіру та зменшують опір змінам. Матеріальна «м'якість» (мікрорельєф, матовість, перфоровані оболонки) часто доречніша за стилістичні цитати; раннє LCA допомагає уникнути «важких» матеріалів і знизити вуглецевий слід у чутливих ареалах.

Логістика будівництва (prefab, «кептивні» крани, вікна шуму, маршрути постачання) — повноцінний критерій співмірний із силуетом і видами; включення RCPSP у Filter запобігає нереалістичним рішенням. Пілоти показали, що дисципліна даних і чіткі пороги дозволяють досягти контрольованих Δ_view ≤ 2–3 %, δ_cornice < 0,2 м, зменшення очікуваних блисків і –19…–20 % втіленого CO_2e — без втрати функціональної якості та з дотриманням охоронних вимог. Подальші кроки — стандартизувати бібліотеки машинозчитних регламентів і «паспортів ареалів», уніфікувати метрики для порівнянності між містами, розвинути навчальні треки для фахівців «між дисциплінами» (архітектура × спадщина × дані × участь громади).

Список використаної літератури

1. UNESCO. Recommendation on the Historic Urban Landscape (HUL). Paris: UNESCO. 2011.
2. ICOMOS. Guidance on Heritage Impact Assessments for World Heritage Properties. Paris: ICOMOS. 2011.
3. Historic England. Seeing the History in the View: A Method for Assessing Heritage Significance within Views. London: Historic England. 2011.
4. Murphy M., McGovern E., Pavia S. Historic Building Information Modelling—HBIM. ISPRS Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences. 2013. DOI: https://doi.org/10.5194/isprsarchives-XL-5-W2-355-2013
5. Benedikt M. L. To Take Hold of Space: Isovists and Isovist Fields. Environment and Planning B: Planning and Design. 1979. DOI: https://doi.org/10.1068/b060047
6. Ratti C., Raydan D., Steemers K. Building Form and Environmental Performance: Archetypes, Analysis and an Arid Climate. Energy and Buildings. 2003. DOI: https://doi.org/10.1016/S0378-7788(03)00066-8
7. Закон України «Про охорону культурної спадщини». Київ: Верховна Рада України. 2000 (з наступними змінами та доповненнями).
8. ДБН Б.2.2-12:2019. Планування і забудова територій. Київ: Мінрегіон України. 2019.

ОСОБЛИВОСТІ СТРУКТУРОУТВОРЕННЯ БАГАТОКОМПОНЕНТНИХ ТАМПОНАЖНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Ставичний Євген Михайлович
канд. техн. наук, начальник служби
закінчення та випробовування свердловин,
АТ «Укрнафта»
yevhen.stavychnyi@ukrnafta.com

Фем'як Ярослав Михайлович
докт. техн. наук, професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
yaroslav.femiak@nung.edu.ua

Витязь Олег Юлійович
докт. техн. наук, професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
oleh.vytiaz@nung.edu.ua

Тершак Богдан Андрійович
канд. техн. наук, Технічний директор
ТОВ «Енерго Композит», Львів,
bogdan.tershak@ukr.net

Ігнатов Андрій Олександрович
канд. техн. наук, доцент
Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»
A_3000@i.ua

Підвищення надійності кріплення нафтогазових свердловин залишається актуальною задачею як з урахуванням умов розкриття глибокозалягаючих покладів вуглеводнів [1], так і зі зростанням екологічних вимог щодо довкілля та надр, а також безпеки персоналу [2]. Цементний камінь у системі кріплення свердловин займає одну з визначних ролей у забезпеченні якісного розмежування продуктивних горизонтів. Нові полікомпонентні тампонажні системи та вивчення особливостей їх структуроутворення, які забезпечують активне протікання процесів гідратації цементів, формування щільноупакованої мікроструктури цементного каменю, а також спричиняють покращені фізико-механічні та експлуатаційні характеристики є важливим напрямком у розвитку наукових основ кріплення свердловин.

Використання багатокомпонентних систем для цементування нафтогазових свердловин підтверджена широким колом наукових праць [3-5].

Дослідження кінетики гідратації й твердіння тампонажних композицій, а також генезису їх мікроструктури має велике значення, оскільки відкриває шлях до прогнозування їх властивостей.

Відомо, що в процесі корозії цементного каменю відбувається його деструкція в результаті дії фізичних або хімічних факторів. Цементний камінь характеризується адаптованістю до дії корозії, тобто до певних реакцій, спрямованих до збереження його властивостей.

Особливістю розробленого багатокомпонентного тампонажного матеріалу CEM 150 EA-LF [6] є наявність в його складі добавок, що впливають на твердіння в'яжучого і формування його властивостей.

Враховуючи високі термобаричні умови у свердловинах, для забезпечення приросту міцності та ущільнення каменю у склад тампонажної композиції введено високореакційний мікрокремнезем, що створювало ідеальні умови для самоармування каменю. В цементному тампонажному розчині у свердловині при високих температурах під дією теплового градієнтного поля спостерігається інтенсивна гідратація з утворенням додаткової кількості гідросилікатів кальцію, як продукту взаємодії гідроксиду кальцію з активним мікрокремнеземом.

Так, вже на першу добу тверднення при термобаричних умовах (120° С і тиску 500 ат) для розробленого складу тампонажної системи CEM 150 EA-LF спостерігається утворення основних продуктів гідратації- гідрооксиду кальцію, гідросилікатів кальцію та невеликої кількості етрингіту, що показано на рис. 1 та рис.2.

При застосуванні методів фізико-хімічного аналізу було досліджено процеси гідратації тампонажних цементів і особливості протікання корозії в агресивних пластових середовищах.

Одним із важливих критеріїв, що поставлені перед тампонажним розчином та подальшим структуроутворенням цементного каменю полягає у відсутності усадки. Тому введення розширяючої добавки сприяє збільшенню об'єму твердничого цементного каменю, а добавка метасилікату натрію забезпечує додаткову кольматацію пор і збільшує щільність структури каменю, що подано на рис. 3.

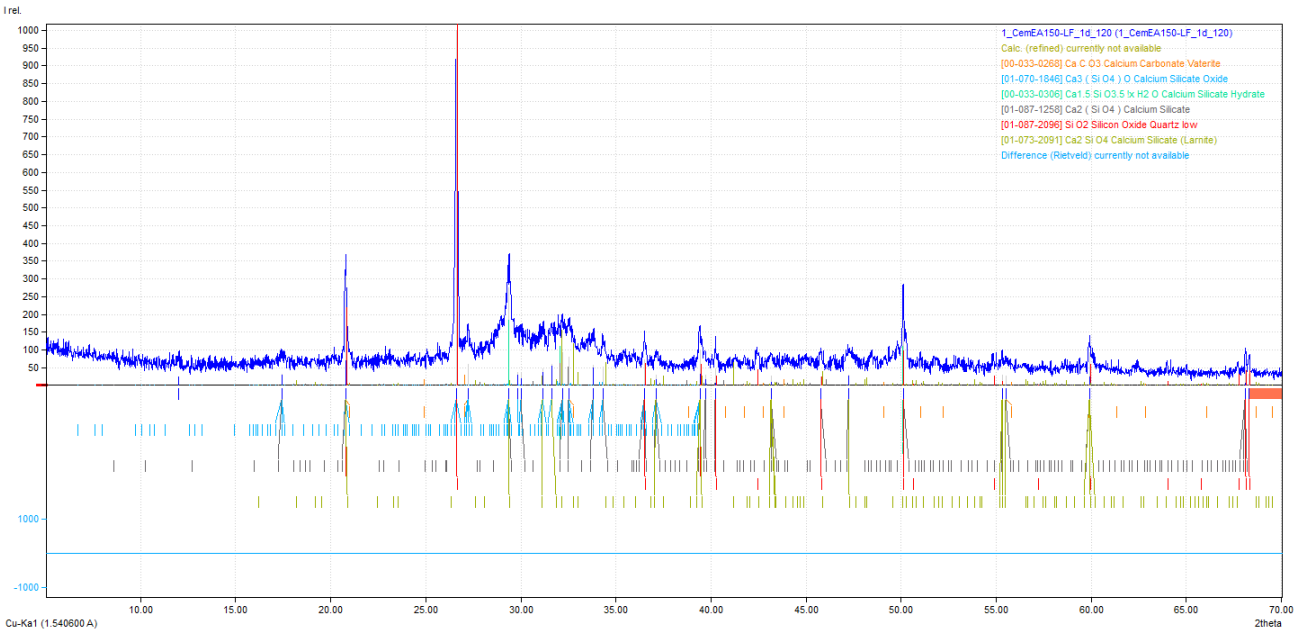


Рисунок 1 – Цементний камінь на основі Cem EA150 LF у віці одна доба

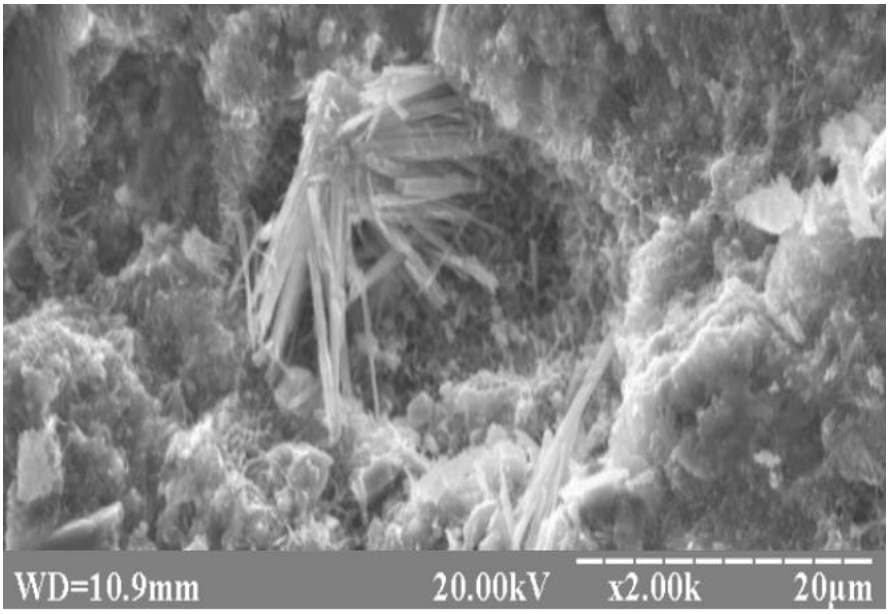


Рисунок 2 – Мікроструктура цементного каменю Cem EA150 LF у віці одна доба

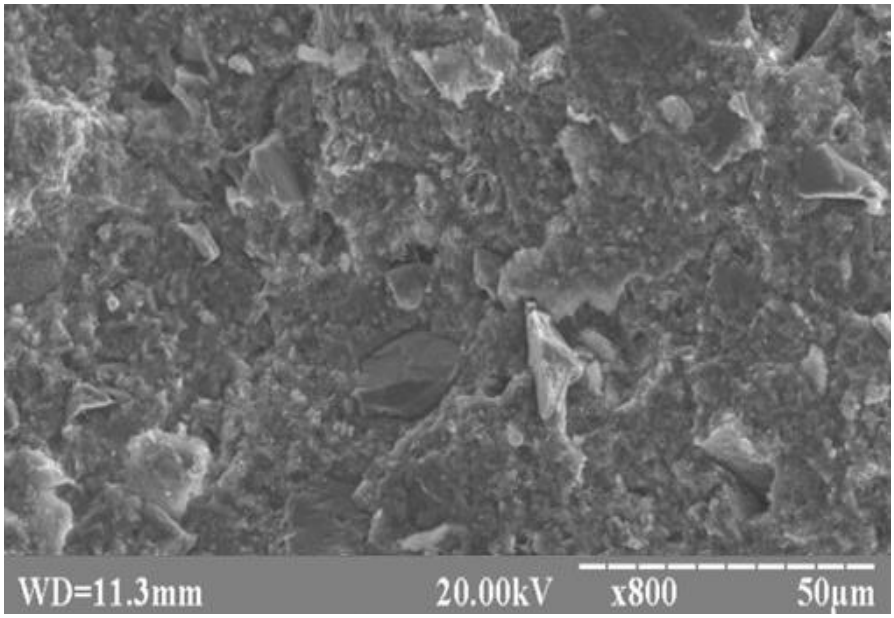


Рисунок 3. Мікроструктура цементного каменю Cem EA150 LF у віці 28 діб

Для досліджень корозійної стійкості цементного каменю застосовано пластову воду зі свердловини Анастасівського родовища. Характеристики води приведено в таблиці 1.

Таблиця 1 – Характеристика води пластової для дослідження корозійної стійкості

Назва показника	Одиниці вимірювання	Результат вимірювань
Густина	г/см^3	1,1458
pH	од. pH	5,57
Хлориди	мг/дм^3	138255,0
Сульфати	мг/дм^3	275,71
Гідрокарбонати	мг/дм^3	146,4
Карбонати	мг/дм^3	< 3,0*
Кальцій	мг/дм^3	15531,0
Магній	мг/дм^3	6809,6
Калій+Натрій	мг/дм^3	61732,33
Мінералізація	мг/дм^3	222750,04

На основі проведених досліджень, встановлено, що дана пластова вода відноситься до вод хлоркальцієвого типу, групи хлоридних, підгрупи кальцієвих.

Покращені фізико-механічні та експлуатаційні властивості цементного каменю, підтверджуються і результатами рентгенографічного та електронно-мікроскопічного досліджень (рис. 4 та рис. 5). При цьому, міцність при вигині для взірців Cem EA150 LF у середовищі пластової води становила 10,2 МН/м^2, що переважала міцність при вигині у середовищі прісної води в 1,4 рази.

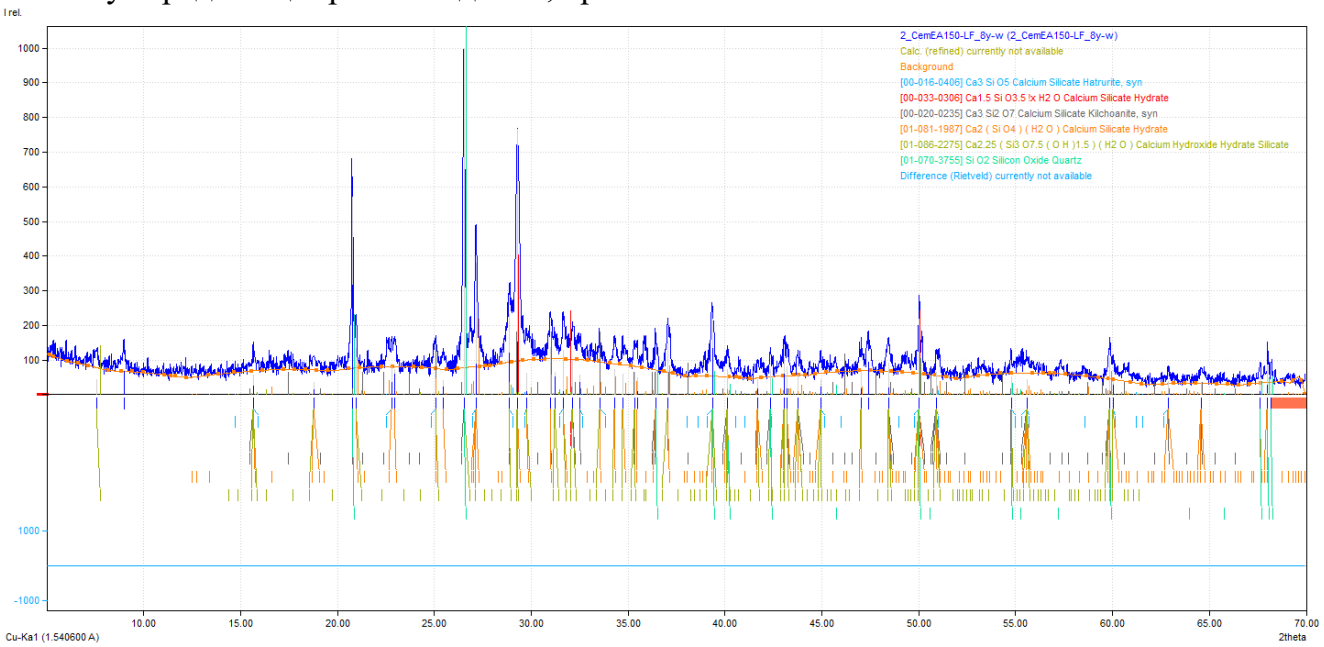


Рисунок 4. Цементний камінь Cem EA150 LF – у віці вісім років витриманий у прісній воді

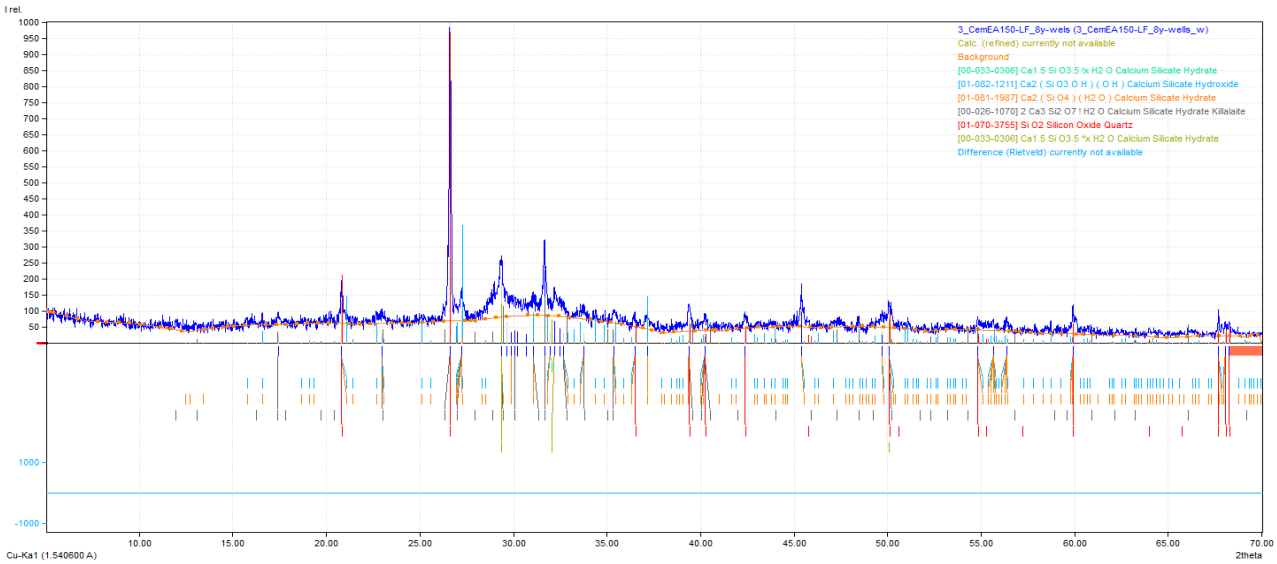


Рисунок 5. Цементний камінь Cem EA150 LF – у віці вісім років витриманий у пластовій воді хлоркальцієвого типу

Для мікроструктури тампонажного цементного каменю Cem EA150 LF у віці 8 років, що зберігався в агресивному середовищі пластової води хлоркальцієвого типу характерним є різноманітність кристалічних форм – від дрібнокристалічних голчасто-волокнистих кристалів гідросилікатів кальцію (рис. 6) до гідратних сполук різного габітусу і морфології. Волокнисті гідросилікатні сполуки заповнюють поровий простір, сприяючи самоармуванню системи, що і підтверджено даними дослідженнями.

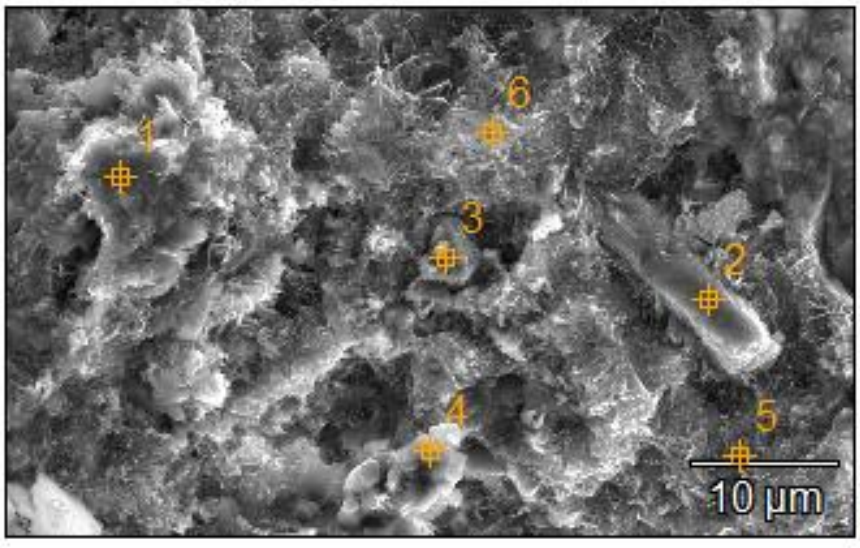


Рисунок 6 – Електронна мікрофотографія цементного каменю Cem EA150 LF

Слід зазначити, що в процесі експлуатації свердловин можливі динамічні навантаження та механічні впливи на систему кріплення, зокрема на ізоляційний екран, а дрібнодисперсні C-S-H сприяють самозаліковуванню порушеної системи [7]. Наявність великої кількості субмікроскопічних кристалів C-S-H, що утворилися за рахунок активного протікання пуцоланічної реакції між гідроксидом кальцію і мікрокремнеземом, сприяє армуванню зони контактної взаємодії та призводить до кольматування порового простору, зменшуючи кількість дефектів.

Комплексними дослідженнями встановлено, що активна структуроутворююча роль високореакційного мікрокремнезему в тампонажних композиціях сприяє утворенню голчастих дрібнодисперсних гідросилікатів різної основності, що забезпечує формування щільного штучного каменю. Особливу увагу необхідно звернути на наявність в продуктах корозії невеликої кількості хлоралюмінату кальцію. Підвищення корозійної стійкості тампонажних цементів у присутності хлоридів пояснюється перетворенням гідроалюмінатів у хлоралюмінати кальцію, тому кількість небезпечних гідросульфоалюмінатів, що спричиняють деструкцію каменю, зменшується.—Крім того, наявність метасилікату натрію призводить до кольматування пор і зменшення проникності каменю.

Таким чином, розроблена багатокомпонентна тампонажна система Cem EA150 LF характеризується підвищеною корозійною стійкістю завдяки високій щільності та малій пористості. Це забезпечується наявністю в продуктах гідратації дрібноволокнистих гідросилікатів кальцію, що призводить до самоармування системи. Утворення хлоралюмінатів кальцію зменшує негативний вплив небезпечної сульфатоалюмінатної корозії.

Результати детальних лабораторних тестувань підтверджують відповідність Cem EA150 LF гірничо-геологічним умовам цементування нафтогазових свердловин на родовищах України.

Список літератури

1. Koroviaka Ye., Stavychnyi Ye., Martsynkiv O., Ihnatov A., Yavorskyi A. (2024). Research on occurrence features and ways to improve the quality of productive hydrocarbon horizons demarcation. Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. № 3 P. 5-11. ISSN 2071-2227, E-ISSN 2223-2362, https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-3/005.

2. Lutchmedial, C. (2016). Safety and health for the oil and gas industry. Publisher: OSHE Consultants. 336 p.

3. Stryczek S., Kremieniewski M. (2023). Multi-component cements for sealing casing columns in boreholes. Buildings,. Volume 13. Issue 7. 1633; https://doi.org/10.3390/buildings13071633

4. Vytyaz, O., Chernova, O., Stavychnyi, Y., Martyniuk, R., & Ziaja, J. (2024). Increasing the reliability of oil and gas well fastening with polycomponent plugging systems. Mining of Mineral Deposits, 18(3), 82-93. https://doi.org/10.33271/mining18.03.082

5. Stavychnyi Y, Femiak Y, Vytyaz O, Tershak B, Veliyev E. (2025) Improving the reliability of oil and gas well cementing with the applying of composite plugging systems. Socar Proceedings № 3, 059-069. http://dx.doi.org/10.5510/OGP20250301097

6. Сухі тампонажні суміші. ТУ У 20.1-38821257-001:2014. ТОВ «Енерго Композит», Львів, Україна.

7. Taylor H.F.W. (1990). Cement Chemistry. London: Academic Press. 459 p.

МАГНІТО-КЕРОВАНІ СОРБЕНТИ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ҐРУНТІВ ВІД НАФТОПРОДУКТІВ

Коцюбинський Андрій Олегович
к.фіз.-мат.н, доц. кафедри ТЗБП,
Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу
andriy.kotsyubynsky@nung.edu.ua

Станецький Олександр Андрійович
Аспірант групи А-G2-25
Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу
Sstanetskyi@gmail.com

Марич Володимир Михайлович
Аспірант групи А-183-23
Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу
volodymyr.marych-a183-23@nung.edu.ua

Заріцький Віталій Богданович
Аспірант групи А-183-23
Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу
vitalii.zaritskyi-a183-23@nung.edu.ua

Забруднення ґрунтів нафтопродуктами є однією з найбільш актуальних екологічних проблем сучасності. Розливи нафти та нафтопродуктів призводять до серйозного порушення екологічної рівноваги, деградації родючого шару ґрунту та накопичення токсичних речовин у довкіллі. За даними Міжнародної федерації нафтової промисловості, щорічно у світі відбувається понад 10 тисяч випадків аварійних розливів нафтопродуктів різного масштабу [1]. Традиційні методи ремедіації забруднених ґрунтів, такі як біологічна деградація, хімічне окислення та термічна обробка, часто є енергоємними, економічно затратними та можуть спричиняти вторинне забруднення навколишнього середовища [2].

Перспективним напрямом розвитку технологій очищення ґрунтів є використання магніто-керованих сорбентів – композитних матеріалів, що поєднують високу сорбційну здатність до нафтопродуктів з можливістю магнітного контролю та вилучення. Магнітні наночастинки, зокрема магнетит (Fe_3O_4) та магеміт (γ-Fe_2O_3), завдяки своїм суперпарамагнітним властивостям, дозволяють ефективно керувати процесом сорбції та десорбції забруднювачів у зовнішньому магнітному полі [3]. Модифікація магнітних наночастинок органічними сполуками, полімерами або вуглецевими матеріалами підвищує їхню гідрофобність та спорідненість до нафтопродуктів.

Дослідження показують, що магніто-керовані сорбенти демонструють високу ефективність очищення ґрунтів від нафтопродуктів. Зокрема, композитні матеріали на основі магнітних наночастинок, модифікованих графеном або активованим вугіллям, здатні поглинати до 85-95% нафтових вуглеводнів з ґрунту протягом 2-4 годин контакту [4]. Важливою перевагою цих матеріалів є можливість їх багаторазового

використання: після насичення нафтопродуктами сорбент може бути вилучений за допомогою зовнішнього магнітного поля, регенерований та повторно використаний без значної втрати сорбційної ємності[5].

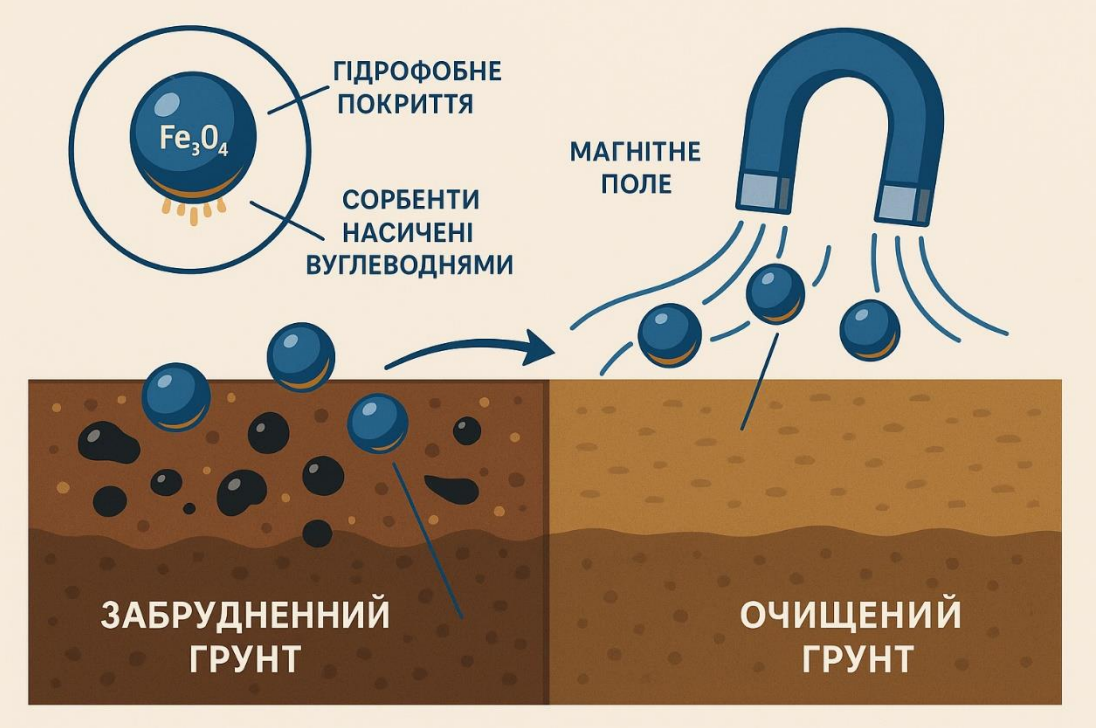


Рисунок 1 – Механізм роботи магніто-керованих сорбентів

Механізм роботи магніто-керованих сорбентів базується на комбінації фізичної адсорбції, капілярного поглинання та магнітного керування. Гідрофобна поверхня модифікованих магнітних наночастинок забезпечує селективну сорбцію неполярних молекул нафтопродуктів, тоді як магнітне ядро дозволяє ефективно вилучати насичений сорбент з ґрунту без необхідності механічного перемішування чи використання агресивних хімічних реагентів. Це суттєво знижує ризик додаткового руйнування ґрунтової структури та забезпечує можливість локального застосування технології на ділянках із складним рельєфом [6].

Економічний аналіз впровадження технології магніто-керованих сорбентів показує її конкурентоспроможність порівняно з традиційними методами. Враховуючи можливість багаторазового використання сорбенту (до 8-10 циклів без значної втрати ефективності), загальна вартість очищення одиниці площі забрудненого ґрунту може бути на 30-40% нижчою, ніж при використанні одноразових сорбентів або методів біоремедіації. Додатковою перевагою є скорочення термінів очищення з декількох місяців до кількох днів, що критично важливо при ліквідації наслідків аварійних розливів.

Отже, магніто-керовані сорбенти представляють собою перспективну технологію для ефективного та екологічно безпечного очищення ґрунтів від нафтопродуктів. Високі показники сорбційної ємності, можливість багаторазового використання, відсутність вторинного забруднення та економічна ефективність роблять ці матеріали привабливою альтернативою традиційним методам ремедіації. Подальші дослідження мають зосередитися на оптимізації складу сорбентів для

різних типів ґрунтів та кліматичних умов, а також на розробці промислових технологій їх масового виробництва та застосування.

Список літератури

1. International Association of Oil & Gas Producers. (2023). Environmental performance indicators – 2023 data. IOGP Report 2023-06. https://www.iogp.org/environmental-performance

2. Abbasian, F., Lockington, R., Mallavarapu, M., & Naidu, R. (2015). A comprehensive review of aliphatic hydrocarbon biodegradation by bacteria. Applied Biochemistry and Biotechnology, 176(3), 670-699. https://doi.org/10.1007/s12010-015-1603-5

3. Zhao, X., Liu, W., Cai, Z., Han, B., Qian, T., & Zhao, D. (2016). An overview of preparation and applications of stabilized zero-valent iron nanoparticles for soil and groundwater remediation. Water Research, 100, 245-266. https://doi.org/10.1016/j.watres.2016.05.019

4. Zhang, M., Li, X., Gao, Y., Liu, Y., & Zhang, W. (2022). Magnetic graphene oxide nanocomposites: A potential material for the removal of organic pollutants and heavy metals from water. Journal of Cleaner Production, 372, 133733. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133733

5. Wang, J., Chen, Z., & Chen, B. (2014). Adsorption of polycyclic aromatic hydrocarbons by graphene and graphene oxide nanosheets. Environmental Science & Technology, 48(9), 4817-4825. https://doi.org/10.1021/es405227u

6. Li, Y., Zhang, Y., Li, J., & Sheng, G. (2018). Enhanced adsorption of oil from water by magnetic activated carbon. Journal of Hazardous Materials, 357, 349-357. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2018.06.021

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОПОРШНЕВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА НАФТОВИХ ПРОМИСЛАХ УКРАЇНИ

Соломчак Олег Володимирович,
канд. техн. наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
oleh.solomchak@nung.edu.ua

Гетьман Богдан Романович
АТ «Укрнафта»,
getman.bogdan@gmail.com

Вступ

Сучасні умови розвитку енергетики України вимагають пошуку нових джерел електричної енергії, здатних забезпечити високу надійність та енергонезалежність. Особливої актуальності ці питання набувають у період воєнного стану, коли централізовані системи електропостачання можуть зазнавати пошкоджень. Розподілена генерація стає одним із ключових напрямів розвитку енергетичного сектору, адже вона дозволяє створювати незалежні джерела живлення безпосередньо у місцях споживання. Використання газопоршневих електростанцій (ГПЕС) на нафтових промислах є перспективним рішенням, оскільки воно дозволяє ефективно застосовувати попутний нафтовий газ, що часто залишається невикористаним. Таким чином, забезпечується не лише підвищення надійності енергопостачання, але й зниження втрат енергоресурсів. Крім того, такі установки можуть сприяти зменшенню екологічного навантаження та економії коштів на імпорті енергоресурсів. У результаті розгортання локальних електростанцій на базі попутного газу стає реальним інструментом енергетичної безпеки.

Аналіз літературних джерел

Поява розподілених енергетичних ресурсів (РЕР) є ключовим фактором переходу до підвищення стійкості та надійності мережі, забезпечуючи передові засоби комунікації та контролю розгортання. Ідею використання РЕР для підтримки та оптимізації мережі можна простежити до ранніх експериментів та демонстрацій, таких як гомеостатичне керування, запропоноване Швеппе та ін. у 1980-х роках [1]. Ця концепція пропонувала створення механізмів зв'язку та зворотного зв'язку в режимі реального часу між операторами мережі та клієнтами, що дозволяло активам клієнтів реагувати на сигнали ринкового ціноутворення.

Було розроблено кілька визначень розподіленої енергосистеми (РЕС). Стандарт IEEE 1547–2018 визначає РЕС як «джерело електроенергії, яке може експортувати енергію до електроенергетичної системи, але не підключене безпосередньо до масової енергосистеми. РЕС включають генератори та технології накопичення енергії» (IEEE, 2018).

У статті [2] роз'яснюється природа РЕР та окреслюються ключові проблеми та можливості, пов'язані з низкою пов'язаних конфігурацій послуг та бізнес-моделей. Окреслюються ключові фактори, що впливають на життєздатність таких підходів, та визначаються точки впливу для прискорення їх впровадження. У статті на завершення розглядається, як зміна ландшафтних факторів та пов'язаних з ними

можливостей у найближчі десятиліття формуватиме перехід до децентралізованої енергетичної системи. Ця стаття містить результати досліджень, проведених у Кооперативному дослідницькому центрі з відновлюваної, доступної та чистої енергії (RACE CRC) в Австралії.

Важливим є систематизований огляді літератури [3] в якому досліджено розгортання систем керування розподіленими енергетичними ресурсами в різних країнах, проаналізовано отримані уроки та майбутні напрямки для кожного проекту. Даний огляд виявив відсутність консенсусу щодо термінології та визначень, що використовуються для позначення систем, що агрегують розподілені енергетичні ресурси. Щоб вирішити цю проблему, авторами запропоновано стандартизоване визначення ролей для кожної технології, детально описано відмінності між цими системами.

Розширення розподілених енергетичних ресурсів (РЕР), включаючи сонячні фотоелектричні установки, малі та середні вітрові електростанції, розподілену генерацію на газі, управління попитом та накопичення енергії, створює значні ускладнення для проектування, експлуатації, бізнес-моделі та регулювання електроенергетичних систем. Використовуючи статистичний регресійний аналіз, у дисертації [4] оцінюється , чи призводить збільшення використання природного газу до зниження потужностей відновлюваної енергії, і чи корелює зростання виробництва природного газу зі збільшенням або зменшенням попиту на невикопні відновлювані види палива. Дослідження визначило десять основних рушійних сил змін в електроенергетичних системах, включаючи зростання розподілених систем виробництва енергії, таких як періодична відновлювана електроенергія та розподілена генерація на газовому паливі; стабільне або знижене зростання попиту на електроенергію; старіння електроенергетичної інфраструктури та прогалини в інвестиціях; поширення доступних інформаційно - комунікаційних технологій, зростання інновацій в оптимізації даних та систем; та більшу залученість клієнтів.

У статті [5] наведено аналіз газотурбінних та газопоршневих електростанцій, що широко використовуються для виробництва електроенергії, тепла та холоду. Діапазон електричної потужності газопоршневих електростанцій становить від кількох кВт до 20 МВт, вони утворюють модульні електростанції та блокові станції для виробництва тепла та електроенергії. У найближчому майбутньому ці технології стануть основою розподіленої енергетичної конфігурації України. Газотурбінні та газопоршневі електростанції вирізняються високим ККД, універсальністю використання та екологічною відповідністю, що робить їх ефективним рішенням для забезпечення електроенергією у різних сферах та регіонах. Їхні компактні модулі та швидкий монтаж сприяють широкому впровадженню у міських, промислових і віддалених зонах, нафтогазових промислах.

Основна частина

Внаслідок масованих ракетних обстрілів, здійснюваних російською федерацією, значно пошкоджено енергетичну інфраструктуру України. Зазнали уражень електричні підстанції, трансформатори, електромережі, а також суттєво постраждало теплове виробництво, зокрема частково або повністю знищено теплоелектроцентралі.

На сьогодні запас генеруючих потужностей електроенергії в Україні є недостатнім для забезпечення стабільної роботи енергосистеми впродовж 2025-2026 року. Ракетні атаки продовжуються, що робить ситуацію в енергетичній галузі вкрай нестабільною й унеможливлює суттєве її покращення не лише у поточному періоді, але й у перспективі на 2026 рік.

Незважаючи на допомогу інтегрованої енергосистеми Європейського Союзу, яка забезпечує постачання електроенергії для покриття пікових навантажень, цього може виявитися недостатньо для задоволення потреб української енергомережі. Поглиблення кризи, спричиненої пошкодженнями інфраструктури, зумовлює ризик припинення енергопостачання до усіх суб'єктів господарювання, включаючи підприємства критичної інфраструктури.

Значним фактором загрози виступає ймовірність тривалих перебоїв або повного припинення процесів видобутку та підготовки нафти й газу, а також виходу з ладу промислового обладнання через переривання енергопостачання. У разі повної зупинки роботи відповідних інфраструктурних об'єктів наслідки можуть бути катастрофічними для енергетичного сектору та економіки країни загалом.

На додаток до існуючих викликів, найбільша в Україні нафтовидобувна компанія з понад 80 річною історією, починаючи з 2023 року почала масштабну інвестиційну програму, основою якої є буріння нових свердловин, впровадження методів підвищення нафтовіддачі та інтенсифікація операційної діяльності для збільшення видобутку вуглеводнів. Тільки на родовищах Західної України у 2025–2026 роках планується введення в експлуатацію понад 20 нових нафтових свердловин. Така тенденція потребуватиме суттєвого збільшення енергоспоживання, яке не завжди можна забезпечити мережами оператора системи розподілу електроенергії (ОСР). Основними причинами цьому є:

- ріст споживання електроенергії в даних регіонах внаслідок активного розвитку в Карпатському регіоні зеленого туризму (будівництво рекреаційних зон, гірськолижних курортів, туристичних маршрутів, тощо);

- труднощі, пов'язані з будівництвом нових повітряних ліній (ПЛ), які потрібно будувати в складних географічних умовах, які подекуди супроводжуються складністю при землевідведенні у зв'язку з ймовірним проходженням ПЛ через заповідні території.

Будівництво нових ПЛ тільки частково вирішує питання забезпечення електропостачання нафтогазових родовищ і не знімає ризики його припинення у разі суттєвого пошкодження енергетичної інфраструктури України внаслідок обстрілів російської федерації.

Особливо гострі ризики виникають для газопереробних заводів (ГПЗ) та родовищ Східного регіону, які можуть зіткнутися з повним припиненням електропостачання через руйнування розподільчих мереж. У Західному регіоні значною мірою загрожує реалізація графіків аварійних відключень через недостатність доступної електроенергії. Перебої у постачанні електроенергії безпосередньо впливатимуть на безперервність виробничих процесів.

У випадку подальшого пошкодження енергетичної інфраструктури існує реальна загроза тривалого відключення енергопостачання для нафтогазовидобувних і газопереробних підприємств України. Прецеденти короткострокових збоїв у забезпеченні електроенергією вже фіксувались протягом 2022–2024 років.

Україна втратила 40% видобутку газу через обстріли РФ [7]. Орієнтовні втрати видобутку нафти та попутного газу нафтовидобувними компаніями України подано в табл.1.

Таблиця 1 - Втрати видобутку через відсутність електроенергії внаслідок військових дій

Роки	2022	2023	2024
Втрати видобутку			
нафта та конденсат, тис. тонн	16	3,3	9
газ природний та нафтовий, млн м3	3,3	0,7	1,6

В якості альтернативних варіантів забезпечення енергопостачання для видобувних і переробних підприємств можна розглядати і впровадження нетрадиційної енергетики – це будівництво сонячних та вітрових електростанцій. Проте, даний вид енергетики є сильно залежним від природніх факторів і не може гарантувати круглодобово безперервність технологічного процесу видобутку та підготовки вуглеводнів.

Для стабільного виробництва власної електроенергії можна розглянути встановлення газопоршневих чи газотурбінних установок. Порівняльний аналіз дано в табл.2.

Таблиця 2 – Порівняння газопоршневих та газотурбінних установок

Параметр	**Газопоршнева установка**	**Газотурбінна установка**
Діапазон потужності	0,1–10 МВт (оптимально до 5 МВт)	1–300+ МВт (оптимально від 5–10 МВт)
Електричний ККД	35–42 %	25–38 % (малі ГТУ), до 42 % (великі)
Когенераційний ККД (ел+тепло)	80–90 %	70–80 %
Вимоги до палива	Чутливі до складу газу (потрібна очистка, стабільний склад)	Менш чутливі, можуть працювати на "бідних" газах, низькоякісному ПНГ
Час пуску	Швидкий (хвилини)	Довший (десятки хвилин)
Навантаження	Добре працюють у змінних і часткових навантаженнях	Найефективніші на сталому повному навантаженні
Надійність і ресурс	Висока на малих/середніх потужностях, але потребують регулярного ТО	Дуже надійні на великих потужностях, міжремонтні інтервали довші
Вартість інвестицій	Нижча (особливо <5 МВт)	Вища (економічно виправдано від 10–20 МВт)
Сфера застосування	Невеликі та середні ТЕЦ, утилізація ПНГ, резервне та локальне живлення	Великі електростанції, пікові та базові навантаження, промисловість
Переваги	Високий ККД у когенерації, дешевші, гнучкіші	Можуть бути дуже потужними, працюють на різних видах палива, менше вібрацій
Недоліки	Менша потужність, вібрації, потреба в якісному газі	Нижчий ККД на малих установках, висока вартість, гірше переносять часткові навантаження

Використання газопоршневих електростанцій на нафтових промислах є доцільним рішенням, що базується на раціональному застосуванні попутного

нафтового газу (ПНГ). Дуже часто економічно недоцільним є будівництво газопроводів від нових нафтових свердловин до газопереробних заводів, а існуючі газопроводи, які побудовані в 1960 их - 1970 их роках, не забезпечують достатньої пропускної спроможності. Тому, частина ПНГ спалюється на факелах, що призводить до екологічних збитків та втрат потенційного енергоносія. Замість цього доцільно спрямовувати газ на живлення ГПЕС потужністю 500–2000 кВт із напругою генерації 6(10) кВ. Вироблена електроенергія може забезпечувати роботу верстатів-качалок, електровідцентрових насосів свердловин, дотискних насосних станцій, компресорних станцій, бурових установок та інших споживачів промислу.

Можливі варіанти приєднання таких електростанцій:

- автономна робота в ізольованому (“острівному”) режимі, коли електроенергія повністю споживається на промислі;
- паралельна робота з енергосистемою, що дозволяє реалізовувати надлишок енергії у загальну мережу на ринку електричної енергії;
- робота виключно на енергосистему і 100% реалізація виробленої електроенергії.

Автономний режим є більш актуальним у випадках, коли відсутнє надійне підключення до мережі або існує ризик аварійного відключення. Паралельна робота, у свою чергу, підвищує гнучкість використання установок. Робота тільки на енергосистему доцільну у випадку наявності великих покладів газу і відсутності власних споживачів електроенергії.

- Аналізуючи таблицю, можна зробити наступні висновки: до 5–10 МВт → краще газопоршневі установки (вищий ККД, дешевші, гнучкіші).
- понад 10–20 МВт → економічно доцільніші газотурбінні (масштабність, надійність, можливість роботи на різних паливних сумішах).
- для когенерації (електрика + тепло): газопоршневі ефективніші (до 90 %).
- для великої генерації (електрика як основний продукт): турбіни кращі, особливо в комбінації з паровою турбіною (парогазові цикли, ККД до 55–60 %).

Економічні аспекти впровадження ГПЕС є важливим фактором. Основні витрати пов’язані із закупівлею обладнання, транспортуванням та монтажем. Однак завдяки використанню практично безкоштовного палива — попутного газу — собівартість виробленої електроенергії може бути у 2–3 рази нижчою за тариф на електроенергію із мережі. Окупність таких проєктів зазвичай становить 2–4 роки, залежно від масштабів промислу та обсягів газу.

Визначення наслідків обстрілів енергетичних систем, зокрема оцінювання тривалості відновлювальних робіт, спрямованих на відновлення енергопостачання, наразі є надзвичайно складним завданням. Вартість обладнання, яке перебуває під ризиком, корелює з показниками його критичності. З метою мінімізації зазначеного ризику АТ "Укрнафта" будує сучасну розподілену генерацію: шість великих проєктів [8]. Завдяки міжнародним фінансовим установам, урядам Норвегії, Швеції, Нідерландів, Німеччини і конструктивній підтримці уряду України, «Укрнафта» розпочала проєкт будівництва розподіленої генерації електроенергії. Портфель компанії становитиме 420 МВт генеруючої потужності. Це шість великих проєктів, які поєднують газопоршневі та газотурбінні технології. Також в роботі проєкт CHP - Combined Heating and Power, виробництво електроенергії і тепла. Установки працюватимуть на газі, який видобуває компанія і будуть введені в експлуатацію вже у 2026 році.

Мета проекту:

- Забезпечення аварійного енергопостачання об'єктів критичної інфраструктури, що забезпечують операційну діяльність АТ «Укрнафта» з використанням газогенераційних установок (газопоршневих електростанцій), що є передумовою стабільного та безперебійного видобутку та підготовки вуглеводнів;
- Мінімізація ризиків з зовнішнього постачання електроенергії внаслідок можливих руйнувань енергомереж, через російську агресію.

Доцільним є використання установок контейнерного виконання, що будуть захищені від ураження осколками за допомогою спеціально обладнаних залізобетонних конструкцій.

Індивідуальна електрична вихідна потужність на генератор визначаються виробником обладнання і повинна відповідати вимогам щодо пікового фактичного навантаження (Pmax) на об'єкті та враховувати фізичні та хімічні параметри газу. Оскільки фізико-хімічний склад попутнього нафтового газу, який видобувається на родовищі є дещо гірший ніж звичайний природній газ, то електрична потужність машини буде знижена до величини орієнтовно 0,7-0,8*Рном.

Напруга генераторів вибирається в залежності від напруги в місці їх приєднання до розподільчого пристрою (РП) і, як правило, становить 6,3 кВ або 10,5 кВ.

Доцільність використання когенерації (теплової енергії) на газопоршневих установках здійснюється індивідуально в залежності від різновидності технологічного процесу підготовки та транспортування вуглеводнів на кожному об'єкті окремо. ККД ГПЕС становить 35-43 %, а когенераційної 80-90 %.

Таблиця 3 – Ефективність когенераційних установок на ПНГ

Виробник / модель	**Електричний ККД**	**Тепловий ККД**	**Сумарний ККД**
Jenbacher J620	~40 %	~45 %	~85 %
Caterpillar G3516	~38 %	~44 %	~82 %
MAN E3262 LE	~39 %	~46 %	~85 %

Розглянемо декілька варіантів використання ГПЕС.

Обєкт 1.

Для цього об'єкте нафтовидобутку взято за основу комерційну пропозицію на базі двигуна MTU Rolls Royce Power Systems AG (ТМ Німеччина) – 2 машини. Працюючи на типовому природному газу вказані машини здатні генерувати 1 МВт електричної потужності кожна. З врахуванням наявного фізико-хімічного складу газу, який видобувається на родовищі, електрична потужність машини буде знижена до величини орієнтовно 750 – 800 кВт. Наявність двох газопоршневих установок по 750 кВт та потужність 500 кВт від ОЕС, дасть можливість забезпечити безперервну роботу родовища (без обмеження технологічного процесу) при почерговому виводі газопоршневих установок для їх планових профілактичних ремонтів чи аварійних вимкнень.

Також розглядається ряд альтернативних варіантів:

- будівництво сонячної або вітрової електростанції – мають високий термін окупності і будівництва (від 4-х років). Носять нестабільний характер виробництва електроенергії, який залежить від природних умов в регіоні та передбачають відведення великих площ земельних ділянок для їх встановлення.
- будівництво повітряної лінії електропередачі напругою 35 кВ з ПС-110/35 кВ довжиною орієнтовно 21 км. Орієнтовна вартість будівництва вказаної ПЛ-35 кВ

(включно з будівництвом самої ПС-35/10 кВ та витратами, пов'язаними з підготовкою до будівництва проектованої ПЛ-35кВ від ПС-110/35/10кВ до родовища, щодо відведення земельної ділянки) згідно розрахунків проведених на основі СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2011 "Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. НОРМИ (зі змінами)" та скоригованих у відповідності до зміни курсу USD $ в 2015р. І прогнозовані в 2025р., становить: 125 227,521 тис.грн. без ПДВ. Будівництво ПЛ-35 кВ є складним в умовах географічного розташування даного родовища та можливі труднощі при землевідведенні у зв'язку з ймовірним проходженням ПЛ через заповідні території. Також, будівництво ПЛ-35 кВ тільки частково вирішує питання забезпечення електропостачання родовища і не знімає ризики його припинення у разі суттєвого пошкодження енергетичної інфраструктури України внаслідок обстрілів російської федерації.

Величина капіталовкладень (CAPEX) визначена на підставі наданих комерційних пропозицій і є орієнтовною та буде остаточно визначена після розробки робочого проекту та проведення тендерів на обладнання. Структура ресурсів подана в табл.4.

Таблиця 4 – Структура капіталовкладень

Напрямки	Витрати (Capex) всього, тис грн без ПДВ	CF всього, тис грн з ПДВ	**2025**		**2026**	
			Витрати (Capex), тис грн без ПДВ	CF, тис грн з ПДВ	Витрати (Capex), тис грн без ПДВ	CF, тис грн з ПДВ
Вартість ПКД та експертизи (підрядник)	1 480	1 776	1 480	1 776		
Вартість обладнання та МТР	93 134	111 760			93 134	111 760
- ГПЕ	89 588	107 506			89 588	107 506
- КРП - 10 кВ	2 346	2 815			2 346	2 815
- Вузол редукціювання (ШГРП) та вузол обліку газу - 1 од	1 200	1 440			1 200	1 440
Будівельно-монтажні та пуско-налагоджувальні роботи включно з влаштуванням захисту основного обладнання (ГПЕ) від уражень дронами (підрядник)	3 789	4 546			3 789	4 546
Підключення до мережі	2 693	3 232			2 693	3 232
Всього	**101 095**	**121 314**	**1 480**	**1 776**	**99 615**	**119 538**
Всього, тис. $	**2 115**	**2 584**	**32**	**38**	**2 083**	**2 546**

Об'єкт 2.

Установка комплексної підготовки нафти, яка крім електричної енергії потребує також теплової. Тому для цього об'єкта доцільно використати когенераційні установки.

Когенераційна установка - контейнерна газопоршнева електростанція RSE 2300 на базі двигуна MWM TCG3020 V20 N= 228кВт, Qпал.газу=5204 кВт [9]. Особливістю даної установки є блочне виконання, яке захищає обладнання від осколків ракет та дронів. Схема приєднання до мережі (рис.2.) дозволяє роботу як автономно, так і паралельно з мережею.

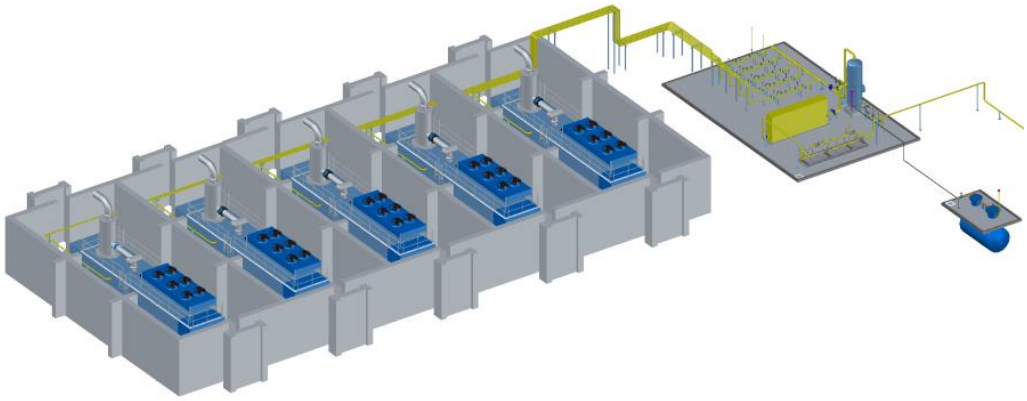


Рисунок 1 – Компоновка когенераційної електростанції

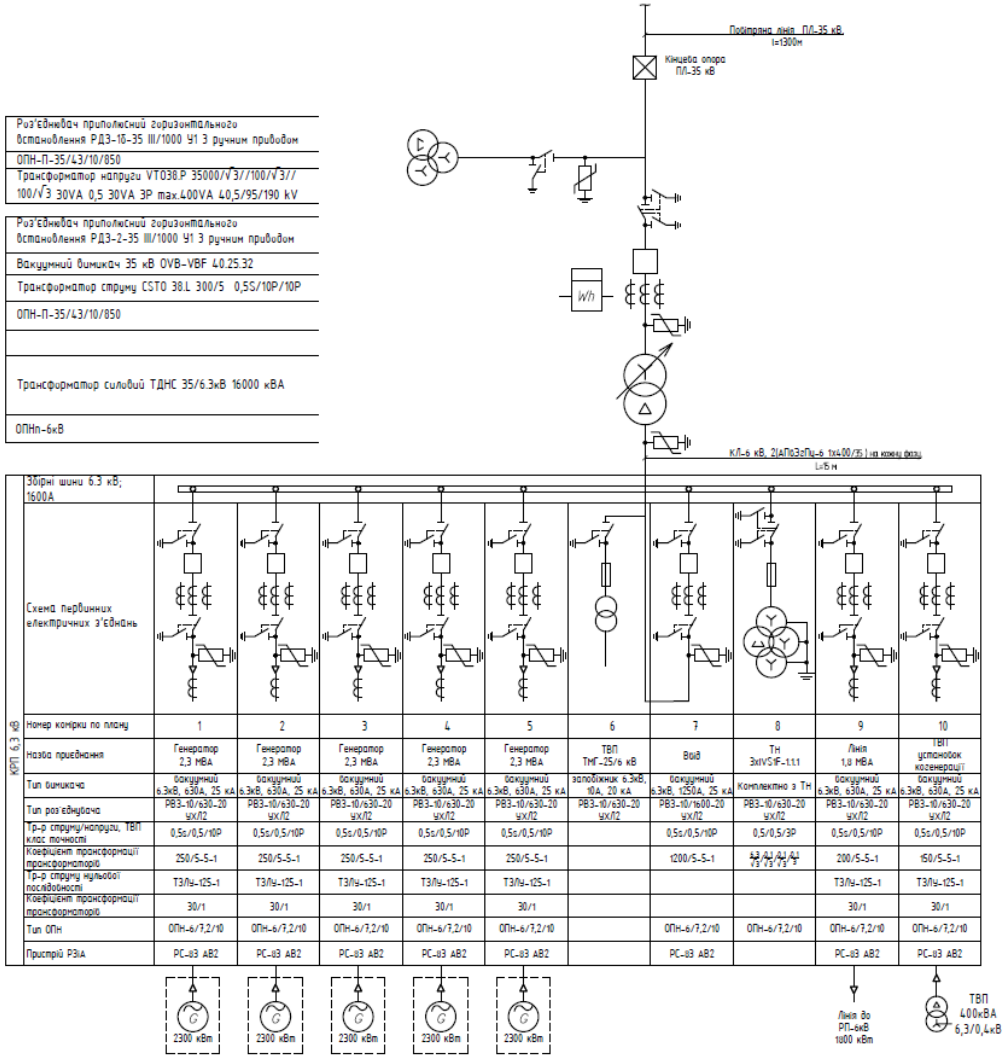


Рисунок 2 – Однолінійна схема приєднання генераторів до мережі

Об’єкт 3.

Особливістю об’єкту є відсутність власних споживачів електричної та теплової енергії при наявності достатніх покладів газоконденсатного газу. Для такого об’єкту було прийнято рішення будівництва комплектної газопоршневої станції [10] загальною потужністю 27-30 МВт. Вона повинна мати 3 газопоршневі двигуни.

Технічні параметри газопоршневих двигунів (у складі комплекту)

- Кількість газопоршневих двигунів 3 шт;
- Загальна потужність не менше 27 000 – не більше 30 000 кВт;
- Електрична вихідна потужність двигуна не менше 9 000 - не більше 10 000 кВт;
- Електричний ККД не менше 46,0 %;
- Напруга 6,3 або 10,5 кВ;
- Частота струму 50 Гц
- Тип виконання: з приміщенням або контейнер
- Викиди NOx (O2=15%) не більше 190 мг/нм^3;
- Витрата оливи не більше 0,2 г/кВт*год;
- Тиск газу на вході не менше 1 - не більше 3 бар (у разі необхідності збільшеного тиску, передбачити дотискний компресор);
- Автономний запуск (у разі відключення);
- Синхронізована робота з зовнішньою електричною мережею;
- Автономна «острівна» робота під час відключень загальної електричної мережі;
- Збереження значення cos φ в діапазоні 1,0-0,90 на межі балансу при роботі паралельно із загальною електромережою;
- Функція автоматичного регулювання напруги на заданому рівні;
- Контроль потоків електроенергії до та з мережі (експорт/імпорт).

Всього «Укрнафта» закуповує три газопоршневі когенераційні установки загальною потужністю від 72 МВт, з послугами монтажу та введення в експлуатацію [10]. Встановлення трьох сучасних електростанцій дозволить компанії підтримати власні технологічні потреби та посилити енергосистему України.

Непрямий ефект від реалізації проекту полягає у відверненні економічних збитків від можливих втрат через зупинки нафтових свердловин та іншого технологічного обладнання внаслідок відсутності зовнішнього постачання електроенергії (можливі аварійні руйнувань енергомереж, завданих російською агресією).

Важливим фактором є підвищення надійності електропостачання. Використання локальних джерел енергії дозволяє забезпечити безперервну роботу критично важливих споживачів навіть у випадку аварій у централізованій мережі. Крім того, можливе застосування комбінованих систем (електроенергія + теплова енергія), що додатково підвищує економічну ефективність.

Міжнародний досвід підтверджує ефективність даного підходу. У США та Канаді активно застосовуються ГПЕС для забезпечення енергією віддалених нафтових родовищ. У Німеччині поширені когенераційні установки, які працюють на попутному газі та дозволяють одночасно виробляти електричну і теплову енергію. В Україні цей напрям тільки набирає обертів, однак його перспективність є беззаперечною.

Висновки

Використання газопоршневих електростанцій на нафтових промислах є ефективним способом підвищення надійності та економічності енергопостачання.

Основною перевагою є можливість застосування попутного газу, який зазвичай спалюється без користі. Реалізація таких проектів сприятиме енергетичній безпеці України, особливо в умовах воєнного стану. Перспективність впровадження підтверджується як міжнародним досвідом, так і результатами попередніх досліджень.

Список літератури

1. F.C. Schweppe, Richard Tabors, and J.L. Kirtley. Homeostatic control: the utility/customer marketplace for electric power. 1981.
2. Hargroves, K.; James, B.;Lane, J.; Newman, P. The Role of Distributed Energy Resources andAssociated Business Models in the Decentralised Energy Transition: AReview. Energies 2023, 16, 4231. https://doi.org/10.3390/en16104231
3. M. Adham, S. Keene, R.B. Bass. Distributed Energy Resources: a Systematic Literature Review. Energy Rep., 13 (2025), pp. 1980-1999, 10.1016/j.egyr.2025.01.026
4. J. Nyangon. Distributed energy generation systems based on renewable energy and natural gas blending: New business models for economic incentives, electricity market design and regulatory innovation [Ph.D. Dissertation, college of engineering, University of Delaware] (2017) http://udspace.udel.edu/handle/19716/23514
5. Халатов А. Газотурбінні та газопоршневі електростанції для децентралізованої енергетики України / А. Халатов, Н. Фіалко // Системні дослідження в енергетиці.- 2025.- №1.-С.4-14. URL: https://doi.org/10.15407/srenergy2025.01.004 (дата звернення: 01.10.2025).
6. Запаси та видобування нафти. URL: https://eiti.gov.ua/resursi-rozvidka-ta-vidobuvannya/rodovishe_2022/ (дата звернення: 01.10.2025).
7. Reuters: Україна втратила 40% видобутку газу через обстріли РФ і потребує імпорту з Європи. URL: https://www.radiosvoboda.org/a/news-reuters-ukrajina-vtraty-vydobutok-gazu/33323146.html (дата звернення: 01.10.2025).
8. «Укрнафта» будує сучасну розподілену генерацію: шість великих проєктів. URL: https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-budue-suchasnu-rozpodilenu-generacziyu-shist-velykyh-proektiv-ta-trygeneracziya (дата звернення: 01.10.2025).
9. «Укрнафта» закуповує сучасні газопоршневі електростанції. URL: https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-zakupovue-suchasni-gazoporshnevi-elektrostanczii (дата звернення: 03.10.2025).
10. «Укрнафта» закуповує когенераційні установки: чекаємо на надійних партнерів. URL: https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-zakupovue-kogeneraczijni-ustanovky-chekaemo-na-nadijnyh-partneriv (дата звернення: 03.10.2025).

УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ПІДТРИМКИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ У СФЕРІ КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН

Тетяна ПОПОВА,
аспірант ІФНТУНГ,
завідувач відділу координації проєктної діяльності ЦМС ІФНТУНГ,
керівник НКП Програми «Горизонт.Європа» за напрямом «Правові та фінансові аспекти», «Європейська дослідницька рада»
tetiana.popova@nung.edu.ua

Науковий керівник:
Алла ПОЛЯНСЬКА,
доктор економічних наук, Професор кафедри менеджменту та адміністрування ІФНТУНГ,
Асоційований член Української Асоціації з розвитку менеджменту і бізнес освіти

Актуальність теми. Нафтогазовидобувна галузь України характеризується високим ступенем виснаженості родовищ та значною часткою "старіючого" фонду свердловин. В умовах, коли можливості для буріння нових високодебітних свердловин обмежені, ключовим інструментом підтримки та нарощування обсягів видобутку стають геолого-технічні заходи (ГТЗ), зокрема капітальні ремонти свердловин (КРС). Ефективність цих заходів напряму впливає на операційні та фінансові показники підприємств.

Разом з тим, традиційні підходи до планування програм КРС часто мають реактивний характер (усунення аварій) або базуються на неповному, неструктурованому аналізі. Менеджмент стикається з проблемою планування діяльності [1] та вибору та пріоритезації десятків свердловин-кандидатів при обмежених фінансових та технічних ресурсах (бригади КРС, обладнання). Прийняття рішень в умовах невизначеності геологічних даних та ринкової кон'юнктури призводить до неоптимального розподілу інвестицій та, як наслідок, до зниження загальної ефективності виробничої діяльності. Саме тому удосконалення та впровадження сучасної системи підтримки прийняття рішень (СППР) для оптимізації програм КРС є надзвичайно актуальною науково-практичною задачею.

Постановка проблеми. Ключова управлінська проблема полягає у необхідності переходу від інтуїтивного чи однокритеріального підходу до багатофакторного, економічно обґрунтованого ранжування свердловин-кандидатів на ремонт. Рішення щодо включення свердловини у план КРС залежить від комплексу змінних, що часто суперечать одна одній: геологічний фактор (обсяг залишкових видобувних запасів, прогнозний приріст дебіту), технічний фактор (поточний стан свердловини, складність та ризики операції, історія попередніх ремонтів), економічний фактор (пряма вартість ремонту, вартість залученого обладнання, прогнозна ціна на вуглеводні), ресурсний фактор (наявність та логістика вільної бригади КРС, тривалість ремонту (втрачений видобуток під час простою).

Традиційні методи не дозволяють оперативно обробити цей масив даних та прорахувати десятки сценаріїв. Менеджеру потрібен інструмент, що дозволяє пріоритезувати заходи не за максимальним очікуваним приростом видобутку, а за максимальною рентабельністю інвестицій (ROI) та мінімальним терміном окупності (Payback Period).

Матеріали та методи. Для вирішення цієї проблеми пропонується удосконалена модель СППР, сфокусована на задачі пріоритезації КРС. Архітектура системи базується на трьох ключових модулях:

1. Модуль інтеграції даних. СППР вимагає акумуляції та синхронізації інформації з розрізнених джерел, зокрема баз даних геологічної служби (запаси, властивості пласта), відділу розробки (історія експлуатації, динаміка дебітів), виробничо-технічного відділу (стан фонду, вартість операцій), відділу роботи з персоналом (рівень кваліфікації, атестація, ротація, набір і підбір кадрів) та фінансового департаменту (цінова кон'юнктура).

2. Аналітичне ядро формує модель пріоритезації. Це центральна частина системи, що є головним об'єктом удосконалення. Замість простого ранжування за одним показником (наприклад очікуваний дебіт), ядро розраховує інтегральний коефіцієнт пріоритетності для кожної свердловини-кандидата. Цей коефіцієнт базується на математичній моделі, що зважує чотири ключові блоки критеріїв:

- Економічний блок (найвищий пріоритет) охоплює розрахунок ROI, дисконтованого грошового потоку (NPV) та терміну окупності для кожного планового заходу.
- Технічний блок базується на оцінці ймовірності технічного успіху операції (на основі статистики аналогічних ремонтів) та складності робіт.
- Геологічний блок вимагає оцінку ймовірності підтвердження прогнозованого приросту видобутку.
- Ресурсний блок передбачає врахування вартості та тривалості простою свердловини і завантаженості бригад КРС.
- Управлінський блок оцінює можливість та рівень виконання поставлених завдань та потенціал удосконалення СППР.

3. Модуль візуалізації та сценарного моделювання передбачає формування дашборду. Даний модуль є людино-машинним інтерфейсом (Human-Machine Interface, HMI), призначеним для особи, що приймає рішення (ОПР), та реалізованим у вигляді інтерактивної аналітичної панелі (дашборду). Його головною метою є не просто представлення вихідних даних, а когнітивна підтримка управлінського процесу. Він трансформує результати, згенеровані аналітичним ядром, у візуально інтерпретовану інформацію для прийняття обґрунтованих рішень.

Виділимо основні науково-технічні функції , на які має спиратись сучасна СППР:

1. Функція агрегації та візуалізації KPI. Модуль агрегує розраховані модельні показники та представляє їх у формі пріоритезованого (ранжованого) переліку свердловин-кандидатів. Для кожного об'єкта візуалізуються ключові показники ефективності (KPI), що лежать в основі його пріоритету:

- економічні метрики охоплюють розрахунковий NPV (чиста приведена вартість), ROI (рентабельність інвестицій) або PI (індекс прибутковості) та термін окупності;
- технічні метрики враховують прогнозований приріст дебіту;

- кадрові метрики, що враховують готовність персоналу до виконання поставлених завдань.

2. Функція сценарного моделювання ("What-if" аналіз). Це ключовий елемент підтримки рішень в умовах невизначеності. Підсистема надає ОПР можливість інтерактивно маніпулювати ключовими керуючими параметрами моделі та миттєво отримувати новий ранжований список. Це дозволяє проводити аналіз чутливості рішення до зміни зовнішніх та внутрішніх факторів, таких як:

- макроекономічні змінні (наприклад прогнозна ціна на нафту/газ, ставка дисконтування);
- операційні змінні (наприклад вартість бригадо-години, зміна тривалості ремонту, вартість матеріалів).

3. Функція верифікації та декомпозиції рішення. Вона дозволяє ОПР не просто побачити фінальний рейтинг, але й зрозуміти, чому система прийняла таке рішення. Це досягається шляхом "провалювання" (Drill-Down) від загального рейтингу до детальних вхідних даних та розрахунків по конкретній свердловині. Це підвищує довіру до системи та перетворює її з "чорної скриньки" на прозорий інструмент для прийняття рішень.

Висновки. Таким чином, ідея запропонованої удосконаленої моделі системи підтримки прийняття рішень (СППР) для оптимізації планування капітальних ремонтів свердловин (КРС) на нафтогазовидобувних підприємствах полягає у переході від традиційних реактивних методів до проактивного, економічно обґрунтованого підходу, що досягається завдяки аналітичному ядру системи. Це ядро інтегрує розрізнені геологічні, технічні та економічні дані та використовує багатофакторну модель для пріоритезації свердловин-кандидатів не за очікуваним приростом видобутку, а за комплексними організаційно-управлінськими, фінансово-економічними показниками (ROI, NPV, термін окупності) з урахуванням технічних ризиків. Таким чином, запропонована СППР дозволяє спланувати, організувати, координувати та за потреби оптимізувати управлінські рішення, орієнтовані на максимізацію економічної віддачі від обмежених ресурсів, що є прямим важелем підвищення операційної ефективності та перетворення процесу планування КРС на прозорий та керований даними бізнес-процес.

Список літератури:

1. Полянська А. С., Савка Ю. В. Актуальність та особливості планування в сучасних умовах розвитку. *Бізнес-інформ*. 2018. № 3. С. 400-405.

2. Newendorp P. D., Schuyler J. R. Decision Analysis for Petroleum Exploration. – 2-ге вид. – Aurora, Colo. : Planning Press, 2000. – 606 с.

3. Turban E., Aronson J. E., Liang T. P. Decision Support and Business Intelligence Systems. – 9-те вид. – Upper Saddle River, NJ : Prentice Hall, 2011. – 696 с.

4. Mirza, Z. Data-Driven Decision Making in Oil and Gas Operations / Z. Mirza // Advances in Petroleum Engineering / ed. by J. Smith. – Houston : TechPress, 2019. – P. 45–68.

5. Кафка С. М., Степанюк О.С. Формування системи управління витратами нафтогазовидобувних підприємств. Науковий вісник ІФНТУНГ. Серія: Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості. Режим доступу: http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/713/1/5149p.pdf

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ І МОЖЛИВОСТІ ТА ШЛЯХИ ПОКРАЩЕННЯ ЯКОСТІ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ І ВУГЛЕВОДНЕВОГО КОНДЕНСАТУ НА ПРОМИСЛАХ

Псюк Мар'ян Орестович
старший викладач
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу
marian.psiuk@nung.edu.ua

Дем'янчук Ярослав Михайлович
к.т.н., доцент
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу
yaroslav.demianchuk@nung.edu.ua

Для підготовки газу і газового конденсату на промислах в основному використовують такі способи:

1) низькотемпературна сепарація (НТС), що призначена для виділення з газу крапельної води і рідких вуглеводнів за рахунок охолодження.

Залежно від способу отримання низьких температур НТС поділяється на:

НТС з використанням дросель-ефекту (НТС з дроселюванням газу високого тиску);

НТС з використанням турбодетандерів;

НТС з використанням штучного холоду.

НТС з використанням турбодетандерів дає можливість отримати значно нижчі температури у порівнянні з НТС з використанням дросель-ефекту (при використанні турбодетандерів ефект зниження температури в 3 – 4 рази перевищує отримання низьких температур в схемі НТС з використанням дросель-ефекту).

Для отримання холоду на установках НТС, як правило, використовують пропанові холодильні машини, які працюють за схемою парокомпресійного холодильного циклу, і водоаміачні холодильні машини (в цих холодильних машинах використовується схема пароабсорбційного холодильного циклу) [1].

2) абсорбційний спосіб – виділення води і рідких вуглеводнів рідкими поглиначами (гліцерин, сірчана кислота, водний розчин хлористого кальцію, масла (для відбензинювання природних газів, висококонцентровані розчини гліколів – діетиленгліколь (ДЕГ), етиленгліколь (ЕГ) і триетиленгліколь (ТЕГ), причому найчастіше використовуються ДЕГ і ТЕГ);

3) адсорбційний спосіб – виділення води і рідких вуглеводнів твердими поглиначами (оксид алюмінію, боксити, гранульовані пористі силікагелі (гелі кремнієвої кислоти у вигляді гранул діаметром 0,2 – 7 мм), алюмосилікагелі, алюмогелі, активоване вугілля, хлористий кальцій у твердому вигляді, синтетичні цеоліти (молекулярні сита) та інші).

Для підготовки газу і вуглеводневого конденсату на установках комплексної підготовки газу (УКПГ) використовують такі апарати та обладнання: газосепаратори, теплообмінники, апарати повітряного охолодження, турбодетандери, підігрівачі,

випарники, абсорбери, десорбери, адсорбери, насоси для перекачування конденсату, метанолу та ДЕГу, компресори, ємності для різних продуктів, контрольно-вимірювальні прилади і апаратура (КВПіА) та ін.

Газосепаратори. На першій ступені сепарації переважно встановлюють відцентрові сепаратори. Для підготовки газу на промислах використовуються регульовані відцентрові сепаратори двох типів: з циліндричним збірником рідини на тиск 6,4 – 11 МПа (пропускна здатність 0,2 – 1,5 млн. $м^3$/добу) і з кульовим збірником рідини на тиск 6,4 – 16 МПа з пропускною здатністю 0,05 – 5,7 млн. $м^3$/добу. При вмісті у свердловинній продукції не більше 200 $см^3/м^3$ рідини і не більше 50 $мг/м^3$ твердих частинок забезпечується ступінь очистки (ефективність сепарації) до 98 % (винесення не перевищує 20 $см^3$/1000 $м^3$ газу).

Для підготовки газу на УКПГ застосовують жалюзійні газосепаратори, які випускаються на тиск від 6,4 до 10 МПа та пропускну здатність 0,5 – 8 млн. $м^3$/добу. При вмісті в продукції свердловин не більше 200 $см^3/м^3$ рідини і не більше 50 $мг/м^3$ твердих частинок винесення становить менше 0,1 $см^3/м^3$ газу.

Для кінцевого очищення газу на УКПГ використовують сітчасті сепаратори, які виготовляються на тиск від 0,6 до 8,8 МПа і пропускну здатність 0,05 – 5,6 млн. $м^3$/добу.

На УКПГ використовуються також низькотемпературні газосепаратори. Низькотемпературний газосепаратор являє собою вертикальну посудину, в якій як основний сепараційний елемент застосовується сітчастий відбійник. Ефективність сепарації становить 98 – 99,5 %.

Теплообмінники. Для підготовки газу та конденсату на УКПГ використовують теплообмінники типу газ – газ, газ – рідина, рідина – рідина, апарати повітряного охолодження (АПО), випарники, підігрівачі та ін.

Для рекуперації холоду в установках НТС застосовуються кожухотрубчасті теплообмінники газ – газ [2]. У табл. 1 наведено основні параметри кожухотрубчастих теплообмінників двох типів, що випускаються у двох модифікаціях – без подачі гліколю та з подачею гліколю для запобігання гідратоутворення.

В дужках наведена маса модифікацій теплообмінників із введенням гліколю.

Таблиця 1 Параметри кожухотрубчастих теплообмінників типу газ – газ

Параметри	Тип 1		Тип 2	
	у трубному просторі	у міжтрубному просторі	у трубному просторі	у міжтрубному просторі
Тиск, МПа	10	5,8	13,8	8
Пропускна здатність, млн. $м^3$/добу	3		2,5	
Температура, К				
на вході	323	286 – 296	323	286 – 291,5
на виході	300 – 333	329,5	298 – 302	328
під час роботи	243			
мінімальна повітря	233			
Число ходів	2	—	2	—
Число трубок	575	—	575	—
Діаметр, мм	20	1000	20	1000
Довжина, м	8,8		9	
Площа теплообміну, $м^2$	868		836	
Маса, кг	60850 (61150)		67750 (68065)	

АПО за конструктивним виконанням бувають з горизонтальним розташуванням трубок АПГ, вертикальним АПВ, зигзагоподібним АПЗ і шатровим АПШ. Для підвищення ефективності теплообміну труби виконуються оребреними. В табл. 2 наведені характеристики АПО, що використовуються для підготовки газу на УКПГ.

Абсорбери. Абсорбер – це металева колона або інша видовжена посудина, в якій здійснюють процес абсорбції, тобто поглинання води та інших рідин, що міститься в газі, за допомогою рідких сорбентів. Для осушення, відбензинювання та очищення газу від кислих компонентів на УКПГ використовуються тарілчасті та насадкові абсорбери. Для осушення газу, наприклад, застосовують абсорбери в блоковій поставці пропускною здатністю 5 млн. м^3/добу, при подачі ДЕГу 8 м^3/год, що розраховані на тиск 8 МПа і температуру 293 – 313 К. Діаметр апарату становить 1,2 м, висота 15 м.

Таблиця 2 – Характеристики апаратів повітряного охолодження типу АПГ

Характеристики	Модифікація		
	1	2	3
Пропускна здатність, млн. м^3/добу	3	5	5
Робочий тиск, МПа	10 – 5,5	13,8 – 8	8
Температура на вході, К		348 – 373	
Температура на виході, К		323	
Втрати тиску, МПа	0,1385		0,22
Площа теплообміну, м^2	8070		
Число секцій	4		
Робоче середовище, теплоносії у трубному просторі	Забруднені рідини, гази та пара, що конденсується		
Робоче середовище, теплоносії у міжтрубному просторі	Атмосферне повітря		

Адсорбери. Адсорбери – це апарати, що призначені для здійснення адсорбційного осушування і очищення газу. Розміри адсорбера в 2 – 3 рази менші від розмірів абсорберів. Всередині апарата розміщено 4 – 8 полиць, на які насипають шар адсорбента (твердого поглинача) товщиною до 1 – 2 м.

При адсорбції газ рухається зверху вниз, проходить через пори адсорбента, на поверхні яких накопичується шар речовини, яку поглинають. Для відновлення поглинальної здатності адсорбента знизу вверх через адсорбер пропускають перегріту пару з температурою до + 180 ^{O}C або гарячий сухий газ. Після десорбції адсорбент охолоджують потоком сухого газу, що рухається зверху вниз. Середня швидкість руху газу через адсорбери 0,15 – 0,5 м/с, а в порах адсорбента – від 0,3 до 1 м/с.

Тривалість циклу “адсорбція - десорбція” 8 – 24 год, а короткоциклової адсорбції – 2 – 4 год.

Турбодетандери. Турбодетандери (турбодетандерні агрегати) призначені для охолодження газу за рахунок зниження тиску при виконанні роботи, тобто при політропному процесі. Турбодетандер входить до складу турбохолодильної установки (ТХУ), що містить також блок теплообмінників і блок сепарації.

На промислах для підготовки газу застосовують турбодетандерний агрегат ТКО-25/64, який складається із детандера (розширювальна камера) і компресора. Блок теплообмінників складається з двох кожухотрубчастих теплообмінників з теплопередаючою поверхнею 500 $м^2$. Блок сепарації складається з двох горизонтальних сепараторів для двоступінчастої сепарації газу.

Загальна маса турбодетандера ТКО-25/64 становить приблизно 15 т, основні розміри 56×10×3 м. Тиск на вході становить 6,4 МПа і нижче, витрата газу через установку 2 – 4 млн. $м^3$/добу, температура сепарації до – 20 ÷ – 30 ^{O}C.

Десорбери. Десорбери – це апарати для регенерації абсорбенту. Конструктивно вони аналогічні абсорберам. Розроблені і використовуються на промислах типові блоки та апарати для підготовки газу і конденсату. Типові блоки є на сепараційне, теплообмінне, колонне, насосно-компресорне, ємнісне, комбіноване та інше обладнання.

Залежно від необхідної концентрації регенерованого ДЕГу промисловістю випускались блоки регенерації ДЕГу різних конструктивних виконань. Зокрема, згідно ТУ 26-02-920-81 блок регенерації ДЕГу має пропускну здатність для ДЕГу 10 $м^3$/год (концентрація ДЕГу). Висота апарата 10 м, діаметр у верхній частині 3 м, у нижній 5,1 м.

Фільтри. Фільтри застосовуються для уловлювання ДЕГу. Промисловість випускає, зокрема, фільтр пропускною здатністю 5 млн. $м^3$/доб на тиск 8 МПа, розміри (в мм) 6000×4320×3485.

Ємності. Для підготовки газу і конденсату використовуються ємності різних конструктивних виконань та призначень. Для зберігання конденсату, зокрема, застосовуються циліндричні горизонтальні ємності діаметром 2,0 – 2,4 м, довжиною 4,3 – 9,3 м, об’ємом 12,5 – 40 $м^3$.

Розділювачі рідких сумішей. Для розділення суміші вуглеводневого конденсату, водного розчину гліколей, природного газу і води в системі підготовки газу та конденсату застосовуються розділювачі. Розділювання відбувається під дією сили тяжіння за різницею густин. Конструктивно в ємності розділення рідин і окреме їх виведення здійснюються за допомогою перегородок. Для інтенсифікації процесу розділення використовують коагулятор із супертонкого скловолокна. Розділювач з коагулятором має пропускну здатність 20 $м^3$/год при тиску 8 МПа. Крім того, на газових промислах використовуються розділювачі пропускною здатністю для конденсату 27 $м^3$/год на тиск 5,8 МПа (пропускна здатність для водного розчину ДЕГу 1 $м^3$/год).

Основні переваги установок НТС: 1) незначні капітальні вкладення та експлуатаційні затрати за наявності необхідного перепаду тиску; 2) забезпечен-ня осушки газу до точки роси, достатньої для подальшого його транспортування.

Для установок НТС є характерні такі основні недоліки:

- зниження ефективності процесу з причини зміни складу газу і підвищення температури НТС;
- низька ступінь вилучення газового конденсату;

- необхідність застосування інгібітора гідратоутворення;
- значні втрати цільових компонентів з товарним газом;
- необхідність реконструкції на період вичерпання природнього перепаду тиску (вичерпання пластової енергії).

Установки НТС, як правило, застосовуються на невеликих газових і газоконденсатних родовищах з коротким терміном розробки, коли більш складні установки не встигають окупитися, а також як метод первинної обробки при подачі газу на переробку на газопереробний завод (ГПЗ), який знаходиться на значній відстані від газового промислу.

Перевагами абсорбційного осушування газу є: неперервність процесу і простота керування процесом; незначний перепад тисків на установці; рідкі поглиначі легко регенеруються (відновлюються), добре розчиняються у воді, практично не утворюють піни та емульсії з вуглеводневим конденсатом, легко відділяються у відстійниках у зв'язку із значною різницею густин.

Основними недоліками абсорбційного осушування газу є значне винесення абсорбента; відносна складність його регенерації і порівняно висока вартість рідких сорбентів.

Переваги адсорбційного осушування газу:

- можливість отримання точки роси до мінус 50 ^{O}C;
- незначний плив тиску і температури на процес вилучення крапельної рідини з газу;
- відносна простота обладнання і незначні експлуатаційні витрати.

Основними недоліками адсорбційного осушування газу є: 1) більші, ніж при абсорбційному процесі перепади тиску; 2) відносно високі затрати тепла;

3) стирання адсорбента. Крім того, для адсорбційного методу підготовки газу також характерні перервність процесу і необхідність періодичної заміни відпрацьованого поглинача.

Найбільш суттєвими проблемами, що виникають при підготовці газу з використанням НТС є неможливість досягнення потрібної точки роси при значному зниженні тисків і значні об'єми винесення води потоком газу у випадку, якщо швидкість газу в сепараторі є більша, ніж 0,08 – 0,15 м/с (критична швидкість руху газу, при якій не відбувається винесення води становить 0,08 – 0,15 м/с. Таким чином, швидкість газу в сепараторах повинна становити 0,08 – 0,15 м/с.).

Для запобігання винесення води потоком газу сепаратори обладнують насадками (сітчастими або жалюзійними).

Умовами ефективної роботи газосепараторів на промислах є відсутність утворення в них гідратів і необхідність двох і більше ступеней в схемі сепарації (для досягнення високих коефіцієнтів сепарації).

Основною проблемою при підготовці газу з використанням абсорбційного способу є значні втрати ДЕГу.

Основною причиною втрат ДЕГу є те, що абсорбент, який виноситься із верхньої частини масообмінної секції абсорбера, потрапляє на сепараційні елементи відцентрового типу цієї ж секції, які недостатньо ефективно очищають газ від ДЕГу. В подальшому велика кількість абсорбента разом з механічними домішками потрапляє на коагуляційні фільтропатрони із скловолокна. Внаслідок цього фільтропатрони швидко забиваються в результаті накопичення абсорбента і механічних домішок і різко збільшується винесення ДЕГу із апарата. Зокрема, винесення ДЕГу з газом з багатофункціональних абсорберів (БФА) вертикального

типу конструкції ЦКБН на Богородчанському і Більче-Волицькому підземних сховищах газу (ПСГ) становило 160 – 180 г/тис. м^3 газу.

З метою зменшення кількості ДЕГу, що виноситься із масообмінної секції, в абсорберах на Богородчанському ПСГ були встановлені двосекційні ступені очистки газу від ДЕГу замість наявних трьох секцій (нижня – сепараційна, середня – масообмінна, верхня – секція кінцевої очистки газу від ДЕГу). Перша секція – циклонна. В ній під дією відцентрових сил відбувається відокремлення рідкої фази і механічних домішок від газу і осадження їх в конусній частині циклона. Друга секція абсорбера – фільтраційна. Вона складається із вертикально встановлених у кожухах фторопластових пакетів із завихрювачами, в якій здійснюється кінцева очистка газу від ДЕГу. В результаті такої модернізації коагуляційної ступені абсорбера винесення ДЕГу з абсорберів на Богородчанському і Більче-Волицькому ПСГ зменшилося до 10 – 12,5 г/тис. м^3 газу.

Промислова практика свідчить, що для ефективної осушки газу абсорбційним способом кількість гліколю, що циркулює у системі, повинна бути не меншою, ніж 25 л гліколю на 1 кг абсорбованої води, а кількість тарілок в абсорбері повинна становити не менше 10 штук.

За результатами проведеного аналізу переваг і недоліків НТС, абсорбційного та адсорбційного осушування газу і застосовуваного обладнання, можна запропонувати такі основні можливості і шляхи покращення якості підготовки газу і конденсату на промислах: 1) вхідний патрубок в сепараторі повинен бути тангенційним (щоб добитись зміни напрямку потоку газу на вході в сепаратор); 2) жалюзійні та сітчасті газосепаратори необхідно експлуатувати при швидкостях газового потоку, що на 10 – 15 % менші від критичної швидкості; 3) вдосконалення аеродинаміки потоку в камері сепарації; 4) застосування апаратів колонного типу багато-функціонального призначення (абсорбер-сепараторів) – багатофункціональних апаратів, в яких на різних етапах розробки родовища можна здійснювати процеси НТС, а також абсорбційного відбензинювання і осушки газу;

5) коагуляція дуже дрібних крапель рідини і твердих частинок (аерозолю) у фільтрах і сітчастій насадці;

6) необхідно застосовувати жалюзійні та сітчасті відбійники кільцевої форми (для збільшення діапазону ефективної роботи газосепаратора); 7) необхідно застосовувати газосепаратори комбінованого типу, які складаються з тангенційного входу (для відокремлення від газу основної частини рідини під дія інерційних сил), осаджувальної камери, що працює за принципом гравітації, і відбійної секції (жалюзійна або сітчаста насадка), в якій здійснюється завершальне очищення газу від мікрочастинок води і конденсату;

8) використання додаткової сепараційної системи (складається із двох завихрювачів, установлених на верхній ступені контакту масообмінної секції абсорбера) для первинного очищування газу від абсорбента; 9) співвідношення між діаметром і висотою адсорбера необхідно приймати від 2:1 до 5:1. Якщо висота шару адсорбента є досить значна (80 % від висоти апарата і більше), то адсорбент насипають на полиці, що встановлені на відстані 1,2 – 1,5 м. В результаті цього зменшується навантаження на нижні частинки адсорбента, не утворюються канали в шарах адсорбента і можна отримати більш рівномірний розподіл потоку газу по січенню колони; 10) установка фторопластових фільтропатронів з приспосібленнями закручування потоку на сепараційній секції абсорбера з метою підвищення ефективності очистки газу від крапельної рідини і механічних домішок; 11) як

свідчить зарубіжний промисловий досвід, процес НТС переростає в процес низькотемпературної конденсації (НТК), що характеризується значно нижчими температурами охолодження потоку газу (до - 90 – - 120 ^{O}C), тобто УНТС необхідно заміняти на установки (заводи) низькотемпературної конденсації (УНТК). Такі низькі температури забезпечують глибоке вилучення не лише рідких вуглеводнів, але і пропану та етану. В процесі низькотемпературної конденсації газу охолодження продовжують лише до заданої степені конденсації парової фази (вихідного газу), що визначається необхідною глибиною вилучення цільових компонентів з газу і досягається за допомогою певної (залежно від складу вихідного газу і тиску в системі) кінцевої температури процесу охолодження; 12) підвищення ефективності адсорбційного осушення газу за рахунок об'єднання кількох адсорберів у блоки.

Список літератури

1. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с. – ISBN 5-335 – 01293 – 5.

2. Врагов А.П. Теплообмінні процеси та обладнання хімічних і газо-нафтопереробних виробництв : Навч. посібник. / А.П.Врагов. – Суми: ВТД "Університетська книга", 2006. – 260 с. – ISBN 966-680-268-6.

ОЦІНКА ПАРАМЕТРІВ АРЕАЛУ ЗАГАЗОВАНОСТІ ҐРУНТУ ПРИ ВИТОКАХ ГАЗУ З ГАЗОПРОВОДІВ

Роман Стасюк,
доцетн,
доцент кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
roman.stasiuk@nung.edu.ua

Оксана Белей
доцетн,
доцент кафедри ІТТС,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
oksana.belei@nung.edu.ua

Святослав Ткачівський
аспірант кафедри ТЗЕН,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
sviatoslav.tkachivskyi-a18522@nung.edu.ua

Аварійні витоки газу з газопроводів газових мереж через корозійні пошкодження стінок труб попадають в навколишнє середовище, яким найчастіше являється грунт, утворюючи ареал загазованості, і в подальшому досягають поверхні, забруднюючи атмосферу.

Очевидно, що в залежності від величини витоку, його інтенсивності та глибини залягання газопроводу залежить процес та термін формування зони загазованості. З іншого боку, фільтраційний опір грунту як пористого середовища, зокрема його проникність, мають суттєвий вплив на величину витоку газу через корозійний отвір. Тому існує певний взаємозв’язок між величиною втрат газу, пов’язаних з корозійними витоками, та закономірностями його фільтрації в навколишньому грунті. [1]

Незважаючи на значну кількість досліджень присвячених діагностиці витоків газу на основі зниження температури ґрунту, визначенню його фільтраційних характеристик для різних типів порід, а також моделюванню нестаціонарних процесів фільтрації в умовах досягнення поверхні землі. Зазначається, що однією з головних труднощів під час таких досліджень є невизначеність площі перерізу корозійного пошкодження трубопроводу та її зміна з часом. [2]

Математична модель реалізується методом інтегральних перетворень.

Для розв'язку задачі використовуємо синус-перетворення Фур'є по змінній і перетворення Лапласа по часу Виконуємо обернене синус-перетворення Фур’є

$$W = \frac{\pi}{2}\int_0^\infty \overline{W} \sin \lambda y \, dy$$ і отримуємо

$$W=\frac{q}{2\pi}\int_0^{\infty}\frac{\sin\lambda y_0\sin\lambda y}{\lambda}\left\{\left[\sigma(x-x_0)-1\right]\left[e^{-\lambda(x_0-x)}erfc\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{æt}}-\lambda\sqrt{æt}\right)-\right.\right.$$
$$-e^{\lambda(x_0-x)}erfc\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{æt}}+\lambda\sqrt{æt}\right)\Big]-\sigma(x-x_0)\left[e^{-\lambda(x-x_0)}erfc\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{æt}}-\lambda\sqrt{æt}\right)-\right. \quad (1)$$
$$\left.\left.-e^{\lambda(x-x_0)}erfc\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{æt}}+\lambda\sqrt{æt}\right)\right]\right\}d\lambda.$$

Розв’язок поставленої задачі розподілу тиску в поровому середовищі має вигляд

$$P(x,y,t)=P_a+\frac{q}{2\pi}\int_0^{\infty}\frac{\sin\lambda y_0\sin\lambda y}{\lambda}\times$$
$$\times\left\{\left[\sigma(x-x_0)-1\right]\left[e^{-\lambda(x_0-x)}erfc\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{æt}}-\lambda\sqrt{æt}\right)-\right.\right.$$
$$\left.-e^{\lambda(x_0-x)}erfc\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{æt}}+\lambda\sqrt{æt}\right)\right]-\sigma(x-x_0)\times \quad (2)$$
$$\times\left[e^{-\lambda(x-x_0)}erfc\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{æt}}-\lambda\sqrt{æt}\right)-\right.$$
$$\left.\left.-e^{\lambda(x-x_0)}erfc\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{æt}}+\lambda\sqrt{æt}\right)\right]\right\}d\lambda.$$

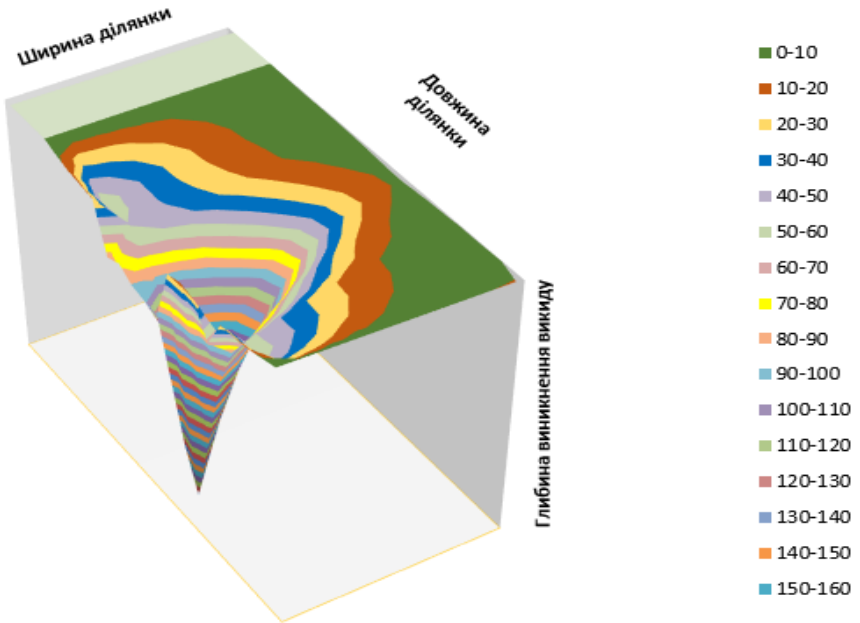


Рисунок 1 – Результати математичного моделювання поля швидкостей фільтрації при появі витоку з газопроводу

На основі результатів досліджень з урахуванням реалізації запропонованої математичної моделі побудовано графіки, які обмежують границі ареалу загазованості для першої і другої фаз процесу нестаціонарної фільтрації газу. Вказані графіки для напрямку вздовж і поперек трубопроводу приведені на рисунку 2.

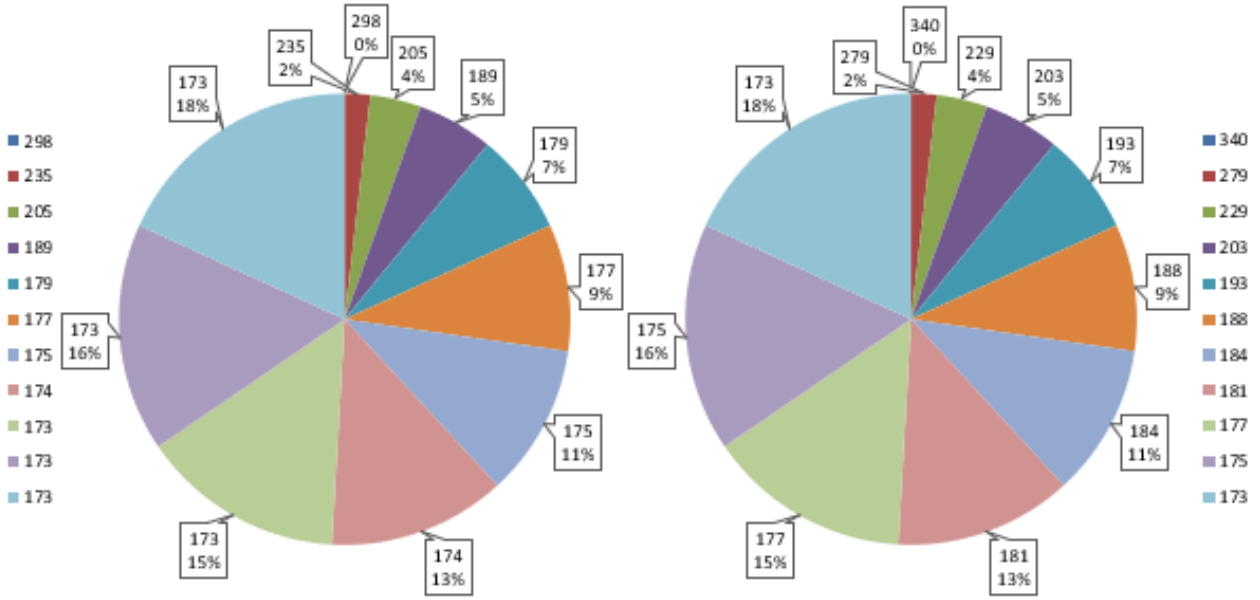


Рисунок 2 – Значення які обмежують границі ареалу загазованості для першої і другої фаз процесу нестаціонарної фільтрації газу

Аналіз результатів показує, що найбільший об’єм ареал загазованості ґрунту займає на кінець першої фази нестаціонарної фільтрації газу в ґрунті. Це пояснюється наявністю певного фільтраційного опору ґрунту в період досягнення газом поверхні ґрунту. З наближенням до поверхні величина фільтраційного опору зменшується, що призводить до зростання поверхні ареалу загазованості.

Література:

1. Гончарук М.І. Довідник з газопостачання населених пунктів України/ М. І. Гончарук, М. Д. Середюк, В. І. Шелуденко.–Івано-Франківськ: «Сімик», 2006. – 1313с.

2. ДБН В.2.5-20:2018. Газопостачання. – Київ : Мінрегіонбуд України, 2018. – 115 с.

3. Постанова Кабінету Міністрів України №1325 від 15.12.2021 р. «Про затвердження нормативів гранично допустимих концентрацій речовин у ґрунтах». – Київ, 2021.

4. Jayarathne, J. R. R. N., Kolodziej, R. S. IV, Riddick, S. N., Zimmerle, D. J., Smits, K. M. Flow and transport of methane from leaking underground pipelines: effects of soil surface conditions and implications for natural gas leak classification // Environ. Sci. Technol. Lett. — 2024. — Vol. 11, № 6. — Article 539. — DOI: 10.1021/acs.estlett.4c00039.

5 Jayarathne, J. R. R. N., Kolodziej, R. S., Riddick, S. N., Zimmerle, D. J., Smits, K. M. Influence of soil-gas diffusivity on expansion of leaked underground natural-gas plumes and application on simulation efforts // J. Hydrol. — 2023. — Article ID / Vol.: 625 (Part B) / art. 130049. — DOI: 10.1016/j.jhydrol.2023.130049.

АРХІТЕКТУРА ЯК ВЕКТОР ІННОФАЦІЙНОГО РОЗВИТКУ ІФНТУНГ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ ВИМІРІ

Василишин В.Я.
канд.техн.наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
Україна, Івано-Франківськ

Вступ

Архітектура та містобудування у XXI столітті набувають стратегічного значення, стаючи не лише технічною дисципліною, а й важливим чинником соціально-культурного та освітнього розвитку. Вони створюють матеріальне середовище для науки, виховання і культури, впливають на формування світогляду студентів, а також на імідж навчального закладу на міжнародному рівні.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу (ІФНТУНГ) — це унікальний заклад вищої освіти, який спеціалізується на підготовці кадрів для енергетичної галузі. Його розвиток тісно пов'язаний із архітектурним плануванням та інтеграцією у міський простір Івано-Франківська. Сьогодні університет постає не лише як освітній та науковий центр, а й як архітектурно-містобудівний комплекс, що формує обличчя цілого регіону.

Метою цієї статті є аналіз ролі архітектури та містобудування у становленні та розвитку ІФНТУНГ як енергетичного університету, а також виявлення перспектив удосконалення просторового середовища закладу.

1. Історичний аспект архітектурного розвитку ІФНТУНГ

Архітектурний образ університету формувався у другій половині XX століття, коли постала потреба в підготовці інженерів для нафтової та газової промисловості України.

У перші десятиліття розвитку головними завданнями архітекторів було зведення функціональних навчальних корпусів, лабораторій і гуртожитків.

Архітектурні рішення базувалися на принципах радянського модернізму — простота форм, масштабність і функціональність.

Територія університету почала розвиватися як цілісний кампус, що інтегрував навчальні, наукові та житлові функції.

Таким чином, уже на етапі становлення ІФНТУНГ архітектура і містобудування заклали основу для його подальшого розвитку як комплексного науково-освітнього центру.

2. Архітектура університету як символ енергетичної освіти

Архітектурні споруди університету відображають його місію та спеціалізацію. Масивні корпуси та сучасні лабораторні будівлі символізують потужність і масштаб енергетичної науки.

Центральний корпус виконує роль візитівки університету, підкреслюючи його авторитет та статус.

Архітектурна композиція кампусу демонструє гармонійне поєднання функціональності та естетики.

Монументальність споруд створює відчуття стабільності, водночас підкреслюючи динаміку розвитку енергетичних наук.

Завдяки цьому архітектурний образ ІФНТУНГ є не лише утилітарним, але й символічним.

3. Містобудівна роль ІФНТУНГ

ІФНТУНГ є важливою містобудівною одиницею Івано-Франківська. Його розташування, територія та функціональні зв'язки мають вплив на розвиток цілого міського району.

Кампус університету формує архітектурне ядро, навколо якого розвивається транспортна й соціальна інфраструктура. Наявність гуртожитків та соціально-побутових об'єктів інтегрує університет у життя міста. Архітектура університету визначає візуальну домінанту певної частини Івано-Франківська, формуючи його освітньо-наукову ідентичність. Таким чином, ІФНТУНГ є не лише навчальним закладом, а й містобудівним центром, що впливає на соціально-економічний розвиток регіону.

4. Архітектурне середовище як чинник навчальної діяльності

Якість навчального процесу значною мірою залежить від архітектурного середовища.

Світлі аудиторії з сучасним обладнанням підвищують рівень засвоєння знань.

Лабораторні корпуси дозволяють проводити дослідження на високому рівні.

Просторі читальні зали та бібліотеки створюють сприятливі умови для самостійної роботи студентів.

Сучасні архітектурні підходи передбачають створення гнучких навчальних просторів — коворкінгів, зон для командної роботи, інтерактивних лабораторій. Впровадження таких рішень в ІФНТУНГ відповідає світовим тенденціям розвитку енергетичної освіти.

5. Архітектура і психологічний комфорт студентів

Архітектурне середовище університету впливає не лише на якість освіти, а й на психологічний стан студентів. Наявність зелених зон та архітектурно впорядкованих дворів знижує рівень стресу. Колірна гама інтер'єрів формує атмосферу гармонії й комфорту. Зони відпочинку та спортивна інфраструктура сприяють гармонійному розвитку особистості.

Це підтверджує, що архітектура виконує не лише утилітарну функцію, а й роль вихователя, впливаючи на формування цінностей та стилю життя студентів.

6. Стійке містобудування та енергетична ефективність

Як енергетичний університет, ІФНТУНГ активно впроваджує принципи сталого розвитку у свою архітектуру. Використання сучасних теплоізоляційних технологій у корпусах зменшує енерговитрати. Встановлення сонячних панелей і теплових насосів демонструє приклади відновлюваної енергетики. Енергоощадне освітлення та «розумні» системи управління будівлями знижують екологічний слід університету.

Таким чином, архітектурний простір ІФНТУНГ є своєрідною «живою лабораторією», у якій студенти можуть вивчати новітні енергетичні рішення.

7. Архітектура як фактор міжнародної інтеграції

Сучасний університет є конкурентним на світовому ринку освіти, якщо він має не лише сильні наукові програми, а й привабливе архітектурне середовище. Архітектура кампусу стає візитівкою університету для іноземних студентів. Сучасні будівлі та лабораторії підвищують престиж університету у міжнародних рейтингах. Архітектурні рішення, що відповідають європейським стандартам, сприяють розвитку

академічної мобільності. ІФНТУНГ завдяки своїй архітектурі формує імідж сучасного європейського енергетичного університету.

8. Перспективи розвитку архітектури та містобудування ІФНТУНГ

Подальший розвиток університету вимагає модернізації та розширення його архітектурного середовища:

- будівництво нових лабораторних корпусів із використанням «зелених» технологій;
- створення сучасних студентських хабів, бібліотек та мультимедійних центрів;
- оновлення гуртожитків відповідно до європейських стандартів;
- розвиток транспортної доступності та інтеграції з міською інфраструктурою.

Такі кроки дозволять університету стати ще більш привабливим для студентів та партнерів з України й з-за кордону.

Висновки

Архітектура та містобудування є ключовими рушійними опорами розвитку ІФНТУНГ як енергетичного університету. Вони:

- забезпечують функціональні умови для навчання і науки;
- інтегрують університет у міський простір Івано-Франківська;
- формують психологічний комфорт студентів;
- демонструють приклади енергоефективності та сталого розвитку;
- створюють позитивний міжнародний імідж університету.

Отже, архітектурний та містобудівний розвиток ІФНТУНГ має стратегічне значення. Саме він визначає не лише зовнішній вигляд університету, але й його місце в освітньому та науковому просторі України й світу.

ВПЛИВУ ДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ НА ПОГЛИБЛЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ ДОЛОТАМИ PDC

Витязь Андрій Олегович,
аспірант кафедри буріння свердловин ІФНТУНГ
vytyaz.a.o@gmail.com

Дослідження впливу динамічних процесів на поглиблення свердловини долотами PDC зосереджені на вивченні взаємодії інструменту з породою під час буріння, ефекті вібрацій, ударних і поздовжніх коливань на ефективність руйнування гірських порід і знос доліт.

Динамічні навантаження, особливо поздовжні коливання, значно впливають на режим контакту різців з породою, що веде до нерівномірного зносу, зниження продуктивності буріння і потенційних пошкоджень інструменту. Моделі, які враховують силові взаємодії на рівні кожного різця, показують, що різці долота PDC в умовах динамічних процесів самозаточуються, що підвищує їхню ефективність, але одночасно потребує контролю режимів буріння, щоб уникнути руйнувань.

Використання математичних і функціональних моделей оптимального керування процесом буріння дозволяє прогнозувати вплив динаміки на швидкість проходки, знос інструменту та стабільність стовбура свердловини. Практичні дослідження підтверджують, що відповідна конструкція доліт і адаптивне регулювання режимів буріння (частота обертання, осьове навантаження) дозволяють мінімізувати негативні ефекти динамічних коливань і підвищити ресурс інструменту. Визначено, що ударні навантаження є основною причиною пошкодження доліт PDC, що робить важливим контроль та пом'якшення динамічних процесів для підвищення надійності інструменту.

Поздовжні коливання бурильної колони мають суттєвий вплив на роботу доліт PDC. Вони здатні викликати кілька негативних ефектів, які можуть знижувати ефективність буріння та швидкість зносу інструменту.

Поздовжні коливання можуть спричиняти нерівномірний контакт різців і породи, що призводить до нерівномірного зношування та можливих пошкоджень резців. Вони сприяють швидшому зношенню PDC-резців через підвищене тертя та створення додаткових механічних навантажень, особливо при високих амплітудах коливань. Такі коливання можуть спричиняти виникнення ударів і вібрацій, що підсилює пошкодження структури долота, зменшуючи його термін служби. Коливання впливають на геометрію канавки і положення долота, що може знижувати швидкість буріння та підвищувати знос.

З точки зору механіки, поздовжні коливання змінюють контактну силу між різцями та породою, сприяючи нерівномірному руйнуванню, підвищеному зношуванню і навіть змінам у характеристиках бурової середовища, таких як температура та вібрація.

Для зменшення негативного впливу коливань рекомендується застосовувати системи гасіння вібрацій, регулювати режими буріння (частоту обертання, навантаження) і використовувати долота, що мають підвищену стійкість до вібраційних навантажень.

Таким чином, контролювання та мінімізація поздовжніх коливань є ключовими факторами для підвищення довговічності та ефективності роботи доліт PDC у процесі буріння.

Отже, вплив динамічних процесів на ефективність і ресурс доліт PDC є суттєвим і потребує комплексного дослідження з урахуванням вібрацій, поздовжніх коливань, ударів і режимів буріння. Використання сучасних моделей і методів оптимізації дозволяє розробляти більш надійні долота та забезпечувати стабільність і ефективність буріння свердловин. Огляд наукових досліджень свідчить про необхідність інтеграції динамічного аналізу в розробку і експлуатацію доліт PDC для забезпечення оптимального поглиблення свердловин і збільшення ресурсу інструменту.

Список літератури

1. Cao T, Sun B, Qiu B, et al. (2024) Investigation of the friction and wear characteristics of polycrystalline diamond compact in a wide temperature range. Diamond Relat Mater. 145:111130. https://doi.org/10.1016/j.diamond.2024.111130

2. Mingjie Cai, Leichuan Tan, Bin Tan, Xin Luo, Jing Zeng, Dan Mao, Qiang Lin (2023) Experimental and numerical study on the dynamic characteristics of full-size PDC bit. Mechanical Systems and Signal Processing. Volume 200, 110560 https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2023.110560

3. Kaixiao Tian, Emmanuel Detournay (2021) Influence of PDC bit cutter layout on stick–slip vibrations of deep drilling systems. Journal of Petroleum Science and Engineering. Volume 206, 109005. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109005

4. Zhiqiang Huang, Wenlin Zhang, Jing Zhu, Dou Xie, Maolin Dai (2021) Research on variation law of geophysical drill-bit downhole flow field under the interaction of multiple hydraulic factors. Sci Prog.;104(3):00368504211031683.
doi: 10.1177/00368504211031683

5. Стійкість і коливання бурильної колони / В.М. Мойсишин, Б.Д. Борисевич, Ю.Л. Гаврилів, С.А. Зінченко. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2013. – 590с.

ОПТИМІЗАЦІЯ УМОВ РУЙНУВАННЯ НАФТОВОДЯНИХ ЕМУЛЬСІЙ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ДЕЕМУЛЬГАТОРІВ І ТЕМПЕРАТУРИ (НА ПРИКЛАДІ ДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА)

Василюк Любомир Михайлович,
Начальник управління підготовки нафти і газу,
Науково-дослідний і проектний інститут АТ «Укрнафта»
Liubomyr.Vasyliuk@Ukrnafta.com

Василюк Роман Любомирович,
Здобувач ОПП «Видобування нафти і газу»,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
roman.vasulyuk@gmail.com

Розробка нафтових родовищ у Західному регіоні України супроводжується поступовим зростанням обводненості видобувних свердловин, що призводить до утворення стійких нафтових емульсій. Наявність у нафті зв'язаної води та механічних домішок ускладнює транспортування і переробку, зумовлює корозію трубопроводів і підвищення енергетичних витрат. Основними стабілізаторами є асфальтени, смоли, парафіни і механічні домішки, які формують на межі розділу фаз міцну плівку, що перешкоджає коалесценції крапель води. Такі емульсії мають високу в'язкість і стабільність, що унеможливлює їх самостійне розшарування в умовах промислової підготовки. Тому питання ефективного руйнування нафтових емульсій є актуальним для забезпечення стабільності нафтовидобутку і підвищення якості товарної нафти.

Метою дослідження є обґрунтування параметрів термохімічного методу деемульсації нафти Долинського нафтового родовища, яке є найбільшим за початковими запасами в Західному регіоні України. Для цього потрібно вирішити такі завдання:

1. Визначити стабільність емульсії за температури 21 ^{0}C та 50 ^{0}C.
2. Оцінити вплив на стабільність емульсії за температури 50 ^{0}C різних деемульгаторів.

У дослідженнях використано емульсії з Долинського родовища, які характеризуються об'ємною часткою зв'язаної води 15 %, вмістом хлористих солей 10020 мг/л, масовою часткою парафіну 5,3 % та смол 6,1 %. Визначено її стабільність за температур 21 °C і 50 °C, а також досліджено ефективність дії різних типів деемульгаторів (ПМ-А, ПМ-Б, Dissolvan 2830) за методом Botl test.

Дослідження показали, що при нагріванні емульсії без реагентів до температури 50 °C ефективність зневоднення становить лише 43 %. При введенні деемульгаторів ефективність значно зростає – від 80 до 97 %. Найкращий результат забезпечує деемульгатор марки ПМ-А за концентрації 50 г/т, що дає 97 % зневоднення. Подальше збільшення концентрації до 70 г/т не підвищує ефективності, тому оптимальна витрата реагенту становить 50 г/т. Деемульгатор Dissolvan 2830 характеризується меншою швидкістю та ефективністю зневоднення, що зумовлює потребу у збільшенні тривалості процесу.

Результати досліджень наведено в таблиці 1 та зображено на рисунку 1, які характеризують динаміку виділення води у процесі відстоювання та ефективність деемульсації.

Таблиця 1. Ефективність деемульсації досліджуваних зразків нафтової емульсії за температури 50 ^{0}C

Назва та витрата хімреагента	Ефективність зневоднення, % за час, хв										Вміст хлористих солей у зневодненій нафті, мг/л
	0	5	10	30	60	120	180	240	300	360	
За відсутності деемульгатора	0	0	0	3	10	20	37	40	43	43	–
50 г/т ПМ Б	0	13	40	57	73	80	87	87	90	90	–
50 г/т ПМ А	0	13	43	60	77	83	87	93	97	97	–
50 г/т D 2830	0	3	3	7	20	40	50	73	80	80	–
70 г/т ПМ Б	0	20	43	60	73	80	90	93	97	97	715,3
70 г/т ПМ А	0	20	43	63	77	83	90	93	97	97	696,6
70 г/т D 2830	0	3	3	13	23	40	53	80	87	87	882,7

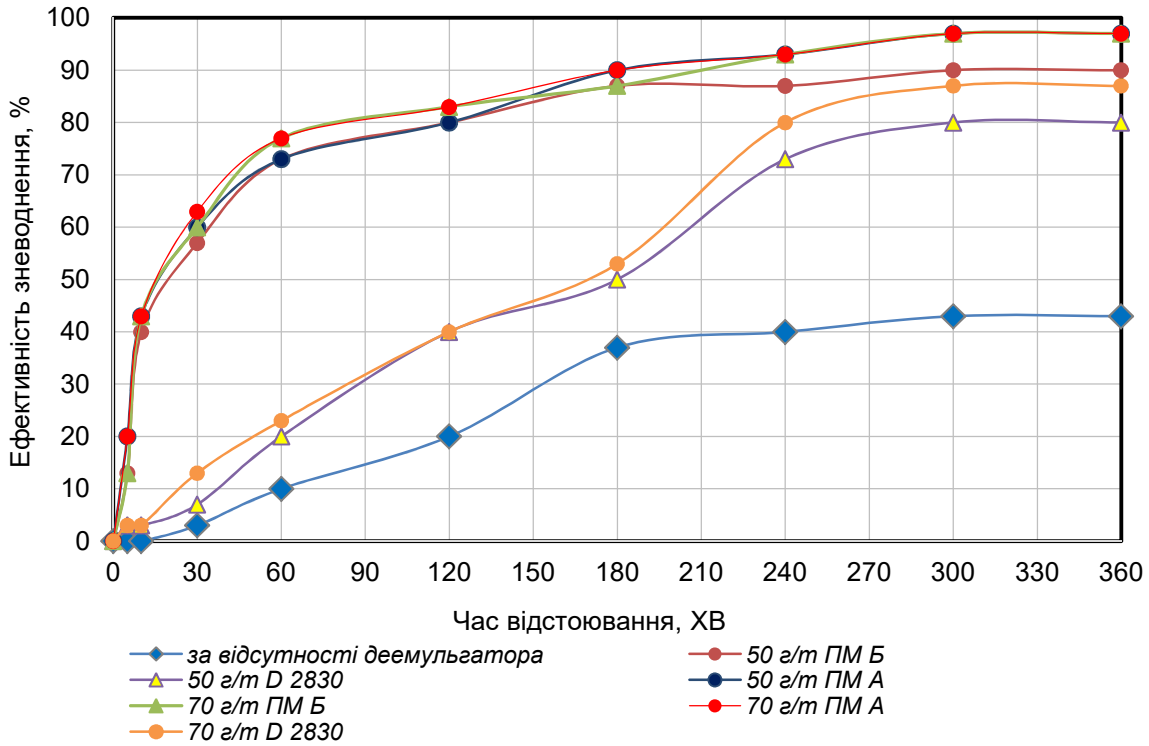


Рисунок 1 – Динаміка виділення води із нафтової емульсії за температури 50 °C

Характерною особливістю застосування деемульгаторів ПМ-А і ПМ-Б є різке зростання ефективності процесу в перші хвилини після введення реагенту, що дає змогу скоротити тривалість деемульсації. Термохімічний метод забезпечує руйнування захисних плівок природних стабілізаторів (смол, асфальтенів, парафінів), зниження поверхневого натягу і полегшення коалесценції крапель води.

Результати досліджень показали, що для умов Долинського нафтового родовища доцільно застосовувати термохімічну деемульсацію за температури 50 °С із введенням деемульгатора ПМ-А у кількості 50 г/т. Такий режим дозволяє досягнути високої ефективності руйнування емульсії, зменшити вміст води і хлористих солей у нафті та оптимізувати процес підготовки продукції до транспортування.

Список літератури

1. Василюк Л.М. Дослідження руйнування емульсії нафти з водою Долинського нафтового родовища під дією температури і деемульгатора. Нафтогазова енергетика. 2024. №2(42). С. 130-136. *DOI: 10.31471/1993-9868-2024-2(42)-130-136*
2. S. Akbari & A.H. Nour. Emulsion Types, Stability Mechanisms and Rheology: A Review. International Journal of Innovative Research and Scientific Studies, 1 (1) 2018. Pp. 11-17.
3. T. F. Tadros, Emulsion formation and stability: John Wiley & Sons, 2013.

ДЕКАРБОНІЗАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРУ

Грицуляк Галина Михайлівна
д.с.-г.н, доцент, зав. кафедри ТЗБП
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
halyna.hrytsuliak@nung.edu.ua

Коцюбинський Андрій Олегович
к.фіз.-мат.н, доц. кафедри ТЗБП,
Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу
andriy.kotsyubynsky@nung.edu.ua

Линник Діана Олександрівна
магістр групи ТЗКм-25-1
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
dianora123456789@gmail.com

Людська діяльність спричинила значні зміни у глобальній кліматичній системі внаслідок руйнування природної рівноваги та збільшення вмісту парникових газів в атмосфері, зокрема водяної пари, вуглекислого газу, метану та озону. Спостерігається поступове підвищення середньої глобальної температури, а вміст CO_2 в атмосфері перевищив позначку 400 ppm внаслідок посилення парникового ефекту [1]. Парникові гази, такі як вуглекислий газ (CO_2), метан (CH_4) та закис азоту (N_2O), здатні поглинати та накопичувати теплову енергію в атмосфері Землі. Ці газоподібні речовини відіграють вирішальну роль у створенні парникового ефекту, забезпечуючи теплову ізоляцію планети. Основним антропогенним джерелом викидів CO_2 в атмосферу є спалювання викопного палива, включаючи вугілля, нафтопродукти та природний газ, які масово застосовуються в енергетиці, промисловому виробництві та транспортній галузі [2].

Промисловий сектор займає провідне місце серед глобальних джерел викидів парникових газів, відповідаючи за значну частку антропогенних емісій. Згідно з інформацією Міжнародного енергетичного агентства, на промисловий сектор припадає приблизно 37% глобальних викидів CO_2, що визначає його як друге за масштабом джерело після енергетики. Найбільш проблемними є викиди важкої індустрії, зокрема металургійних, цементних та хімічних виробництв, де емісії безпосередньо пов'язані з технологічними процесами [3].

Енергетичний сектор відіграє ключову роль серед джерел парникових газів як на глобальному рівні, так і в Україні, концентруючи 64% загальних викидів, тоді як промислові процеси, використання продукції та сільське господарство формують решту національних емісій. Розподіл викидів парникових газів в Україні показує їх концентрацію в декількох основних економічних галузях. Енергетика домінує серед національних джерел викидів, продукуючи близько 60-65% від загального обсягу парникових газів, що демонструє високу залежність економіки від вуглецевоємних енергетичних технологій. Промислові процеси та споживання продукції займають друге місце з часткою 20-25% викидів, що підкреслює важливу роль енергоємних виробництв у формуванні карбонового сліду країни [4].

Для оцінки викидів класично розглядаються три сценарії розвитку кліматичних змін: базовий сценарій — спирається на виробництво на основі викопного палива з високими викидами; геогенний сценарій — інтегрує технології скорочення викидів та геогенну сировину для викидів CO_2, зменшуючи викиди приблизно на 46%; та біосценарій — поєднує технології скорочення викидів з біогенною сировиною для викидів CO_2, досягаючи скорочення загальних викидів на 80% на національному рівні [4]. На рисунку 1 відображено прогнозовані викиди парникових газів у енергетичному та промислових секторах за базовим сценарієм для України.

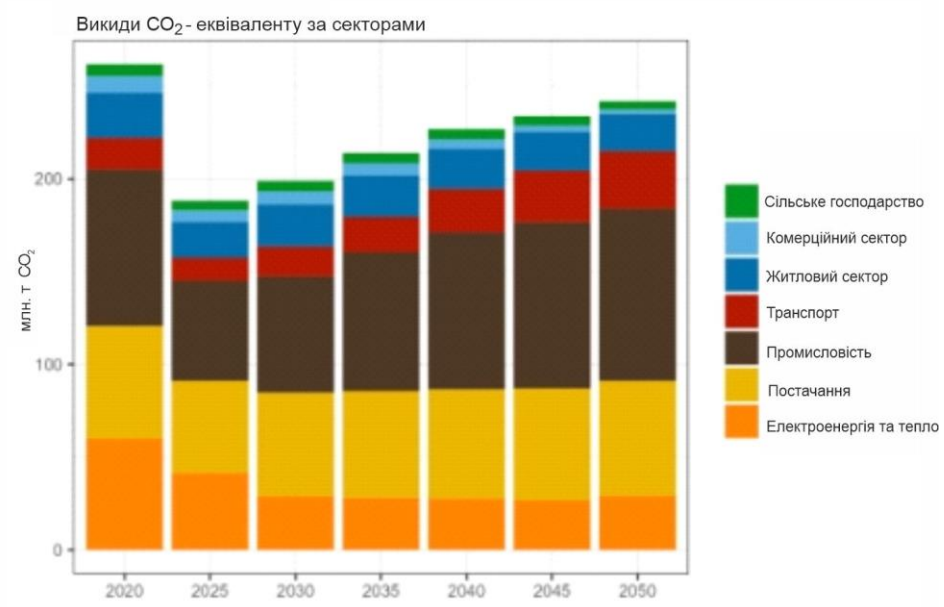


Рисунок 1 - Викиди парникових газів в енергетичному та промисловому секторах за базовим сценарієм, млн. т. CO_2-екв, Україна [4].

Згідно рисунку 1 викиди парникових газів у енергетичному та промисловому секторах України продовжуватимуть зростати до 2050 р., однак не досягнуть рівня 2020 р. і будуть меншими на 8% від обсягів викидів в цих секторах у 2020 р. та становитимуть менше 29% від рівня 1990 р. Така динаміка підкреслює необхідність впровадження додаткових амбітних заходів, особливо в секторах постачання енергії та промисловості, які разом формують понад 70% викидів у розглянутих категоріях, для забезпечення переходу до низьковуглецевої економіки та досягнення вуглецевої нейтральності.

Технологічні новації та структурні перетворення у промисловості суттєво впливають на рівень вуглецевих викидів виробництва, демонструючи значні синергетичні ефекти при їх комбінуванні. Оптимізація промислової структури може ефективно зменшувати викиди парникових газів, при цьому модернізація виробничої структури має більший стримуючий ефект, ніж раціоналізація. Водночас ізольовані технологічні зміни або їх поєднання з оптимізацією промислової структури не забезпечують істотного скорочення вуглецевих викидів. Проте комбінація технологічних змін із комплексною модернізацією промислової структури створює потужний синергетичний ефект, що призводить до значного стримування вуглецевих викидів [5].

Ключовим напрямком досягнення вуглецевої нейтральності є декарбонізація енергетичного та промислового секторів. Технології уловлювання та зберігання вуглецю в енергетичній промисловості потребують наукових та технологічних

новацій. Полігенерація, хімічне циклічне спалювання та технології, що комбінують викопне паливо з відновлюваними джерелами енергії для уловлювання CO_2, представляють новий етап розвитку виробництв. Конверсія CO_2 у паливо та хімічні речовини є перспективним напрямом для промислових підприємств. Технічні методи уловлювання CO_2 охоплюють уловлювання після згоряння, до згоряння та киснево-паливне спалювання. Уловлювання після згоряння передбачає відділення CO_2 від відпрацьованих газів і є одним із найпростіших способів вилучення CO_2 в енергетичних системах. Методи розділення газів у технології уловлювання після згоряння включають фізичну та хімічну абсорбцію, адсорбцію, мембранне розділення. Через великі обсяги обробки димових газів і низьку концентрацію CO_2, хімічна абсорбція є найбільш прийнятною технологією розділення. Перевагою уловлювання після згоряння є простота експлуатації [6].

Отже, збільшення кількості викидів від енергетичного та промислового секторів є серйозною проблемою сьогодення. Зниження екологічних ризиків промислового сектору для забезпечення кліматичної нейтральності є важливим етапом у скороченні антропогенного впливу на навколишнє середовище. Ця залежність підтверджує доцільність комплексного підходу, який інтегрує економічно ефективні швидко реалізовані заходи з перспективними інноваційними технологіями довгострокового характеру. Технології уловлювання вуглецю на промислових підприємствах є необхідним кроком, проте повинні бути лише компонентом комплексної стратегії скорочення викидів парникових газів. Тому необхідною є розробка та впровадження комплексної стратегії зменшення промислових викидів для досягнення кліматичної нейтральності.

Список літератури:

1. Mikhaylov, A., Moiseev, N., Aleshin, K., & Burkhardt, T. (2020). Global climate change and greenhouse effect. Entrepreneurship and Sustainability Issues, 7(4), 2897.) http://doi.org/10.9770/jesi.2020.7.4(21)

2. Filonchyk, M., Peterson, M. P., Zhang, L., Hurynovich, V., & He, Y. (2024). Greenhouse gases emissions and global climate change: Examining the influence of CO2, CH4, and N2O. Science of The Total Environment, 935, 173359. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2024.17335913.

3. Lynnyk, D. O., & Hrytsuliak, G. M. (2023). Analysis of the state of atmospheric air in the city of Ivano-Frankivsk. In 17th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment (Vol. 2023, pp. 1-5). European Association of Geoscientists & Engineers. https://doi.org/10.3997/2214-4609.2023520140

4. Kabinet Ministriv Ukrainy. (2024). Natsionalnyi plan z enerhetyky ta klimatu na period do 2030 roku (Rozporiadzhennia № 587-r vid 25 chervnia 2024 r.). Uriadovyi portal Ukrainy.

5. You, J., Zhang, W., Lin, W. et al. The impact of technological progress and industrial structure optimization on manufacturing carbon emissions: a new perspective based on interaction. Environ Dev Sustain 27, 16205–16236 (2025). https://doi.org/10.1007/s10668-024-04531-7

6. Wang, F., Harindintwali, J. D., Yuan, Z., Wang, M., Wang, F., Li, S., ... & Chen, J. M. (2021). Technologies and perspectives for achieving carbon neutrality. The innovation, 2(4). DOI: 10.1016/j.xinn.2021.100180

ОБЛІКОВО-АНАЛІТИЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ІНЖИНІРИНГОВИХ ПОСЛУГ

ДОЛІШНЯ Тетяна Іванівна
кандидат економічних наук, доцент,
кафедри фінансів, обліку та оподаткування
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
tetiana.dolishnia@nung.edu.ua

В умовах активного розвитку наукоємних і високотехнологічних послуг особливого значення набуває інжиніринг – комплексна діяльність, що поєднує технічні, економічні, організаційні та управлінські аспекти [1]. Ефективне обліково-аналітичне забезпечення інжинірингових послуг є важливим інструментом управління, який забезпечує достовірність інформації про витрати, результати та ефективність проєктів.

Інжинірингові послуги охоплюють розроблення технічних рішень, проєктування, консультаційне супроводження, технічний аудит, управління проєктами, а також впровадження інноваційних технологій. Такі послуги поєднують елементи науково-дослідної, проєктно-конструкторської та управлінської діяльності, що зумовлює складність формування їх облікової та аналітичної бази.

Станом на 2025 р. серед 3,5 млн. діючих компаній і ФОП в Україні [2] всього лиш 6254 працюють за напрямом діяльності у сфері інжинірингу геології та геодезії, надання послуг технічного консультування в цих сферах [3].

Аналізуючи сучасний ринок інжинірингових послуг за напрямом діяльності у сфері інжинірингу, геології та геодезії, надання послуг технічного консультування в цих сферах приходиться констатувати його нестабільність та певну стагнацію [4].

Бухгалтерський облік у сфері інжинірингу має на меті відображення всіх господарських операцій, пов’язаних із виконанням проєктів, визначення собівартості, обліку доходів і результатів діяльності.

Основні особливості облікового забезпечення:

- групування витрат за об’єктами проєктів і статтями калькуляції (оплата праці інженерів, консультантів, програмне забезпечення, послуги сторонніх організацій, амортизація, послуги зв’язку тощо) [5];

- застосування принципу нарахування доходу відповідно до ступеня завершеності робіт або в межах відшкодовуваних витрат, якщо результат не можна достовірно оцінити згідно з вимогами НП(С)БО 15 «Дохід» [5], МСФЗ 15 «Дохід за договорами з клієнтами» [6,7]. Для довгострокових застосовується метод відсотка завершеності(percentage of completion method);

- відображення створених у процесі інжинірингу нематеріальних активів – технічної документації, програмних продуктів, патентів, ноу-хау тощо.

Аналітична складова системи управління базується на збиранні, обробці та інтерпретації даних, необхідних для прийняття ефективних управлінських рішень. До ключових напрямів аналітичного забезпечення належать:

- оцінка економічної ефективності проєктів;

-аналіз витрат, доходів, прибутковості за видами інжинірингових послуг;

-розрахунок показників рентабельності, продуктивності праці, використання ресурсів;

-формування інформаційної бази для стратегічного планування та контролю діяльності тощо.

Сучасні інформаційні системи забезпечують інтеграцію фінансового, управлінського та податкового обліку, що підвищує оперативність і достовірність даних. Використання цифрових технологій дозволяє створювати єдині бази даних, здійснювати аналіз у режимі реального часу та автоматизувати процеси звітності.

Важливим напрямом розвитку є впровадження технологій штучного інтелекту у проєктуванні та інжинірингу [8].

У процесі вивчення даного питання встановлено такі основні проблеми обліково-аналітичного забезпечення інжинірингових послуг в Україні:

- недостатню нормативно-правову регламентацію специфічних операцій інжинірингу;
- низький рівень стандартизації облікових процедур;
- обмежене використання сучасних методів управлінського обліку, таких як калькулювання за видами діяльності (АВС-кастинг) або проєктно-орієнтований облік;
- слабку інтеграцію підприємств у міжнародний ринок інжинірингових послуг.

Подолання цих проблем передбачає розроблення галузевих стандартів, підвищення рівня автоматизації обліку та впровадження аналітичних інструментів для оцінки ефективності проєктів.

Отже, обліково-аналітичне забезпечення є невід'ємною складовою системи управління інжиніринговими компаніями. Його вдосконалення сприятиме підвищенню прозорості фінансової інформації, раціональному використанню ресурсів та зростанню конкурентоспроможності компаній у сучасних складних економічних умовах.

Список літератури

1. Ковтун Є.І. Детермінанти диверсифікації діяльності інжинірингових компаній на глобальному ринку послуг : дис…. канд. екон. наук: 08.00.02/ КНУ ім.Т.Шевченка. Київ, 2021. 258 с.

2. YC.Market. Каталог компаній України: сайт. URL: https://catalog.youcontrol.market/ (дата звернення: 20.10.2025).

3. POSHUK. Каталог підприємств України: сайт. URL: https://www.poshuk.com/kved/71.12?start_page=1533(дата звернення: 20.10.2025).

4. Долішня Т.І. Аналіз сучасного стану інжинірингових послуг та їх облік в Україні: зб. тез доп. II Міжнар. наук.-практ. конф. «Сталий розвиток економіки, підприємств та суспільства» (Івано-Франківську, 10-11 квітня 2025 року), Івано-Франківськ:ІФНТУНГ, 2025.С.923-925.

5. Національні положення (стандарти) бухгалтерського обліку: сайт. URL: http://www.minfin.gov.ua/control/ uk/publish/archive/main? cat_id =293533 (дата звернення: 21.10.2025).

6. Міжнародні стандарти фінансової звітності (МСФЗ, МСФЗ для МСП, включаючи МСБО та тлумачення КТМФЗ, ПКТ) : сайт. URL: http://zakon4.rada.gov.ua/laws show/929_011 (дата звернення: 21.10.2025).

7. Долішня Т.І. Визнання доходу (МСФЗ(IFRS)15). Сучасні управлінські технології в умовах трансформації соціально-економічних відносин: матеріали Всеукр. наук.-практ. конф. (Івано-Франківськ, 19-20 квітня 2018 року): Івано-Франківськ, 2018. С.207-210.

8. Найближчі перспективи використання в Україні штучного інтелекту в проектування та інжинірингу. Навігація: веб-сайт: URL: https://surl.li/glepme. (дата звернення: 21.10.2025).

УДОСКОНАЛЕННЯ ДОРОЖНЬОЇ КАРТИ ЦИФРОВІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ

ДОЛІШНІЙ Дмитро Богданович,
аспірант кафедри прикладної економіки
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
dmytro.dolishnii-a051-23@nung.edu.ua

БЕРЕЖНИЦЬКА Уляна Богданівна
к.е.н., доцент, завідувач кафедрою прикладної економіки
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
bi_if@ukr.net

КЛОЧКО Наталія Богданівна
к.т.н., доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
natalia.klochko@nung.edu.ua

Електроенергетичний сектор є стратегічною основою економічної стабільності та національної безпеки держави. Для України, яка перебуває у процесі глибоких трансформацій і прагне до повноцінної інтеграції з Європейським Союзом, цифровізація енергетики стає не лише інструментом підвищення ефективності, а й ключовим чинником забезпечення енергетичної незалежності, кіберстійкості та сумісності з європейським енергетичним простором ENTSO-E [1,2]. Повномасштабна агресія РФ проти України суттєво загострила проблеми стабільності енергосистеми, виявила критичні вразливості у сфері фізичної безпеки, управління даними та кіберзахисту. В цих умовах цифрова трансформація електроенергетичного сектору розглядається як стратегічна передумова модернізації інфраструктури, підвищення рівня автоматизації процесів, ефективного управління ресурсами та посилення інтеграційних зв'язків з європейським ринком електроенергії.

Метою роботи співавторів у даному напрямку є розроблення науково обґрунтованих пропозицій щодо удосконалення дорожньої карти цифровізації електроенергетичного сектору України, спрямованої на підвищення його стійкості, ефективності, гнучкості та прискорення процесу гармонізації з європейськими стандартами ENTSO-E. Для досягнення цієї мети проаналізовано стан цифровізації електроенергетичної галузі України, визначено ключові вразливості та виокремлено основні напрями розвитку на основі вивчення міжнародного досвіду провідних європейських країн у сфері цифрової електроенергетики [1-6].

Перші кроки цифрової трансформації електроенергетики України були закріплені у Концепції розвитку інтелектуальних мереж (Smart Grids) та відповідних урядових програмах, проте більшість реалізованих ініціатив мали фрагментарний характер і зосереджувалися переважно на автоматизації комерційного обліку електроенергії (Smart Metering) [7]. Серед основних викликів виокремлено зростання кіберзагроз, пов'язаних із атакою на об'єкти електроенергетичної інфраструктури; застарілу технічну базу, несумісну із сучасними стандартами автоматизації; нестачу кваліфікованих IT/OT-фахівців та обмежене фінансування цифрових проєктів; а

також фрагментацію інформаційних систем і відсутність єдиної національної платформи енергетичних даних. Для повноцінної інтеграції України до європейського енергетичного простору ENTSO-E необхідно забезпечити відповідність стандартам у сферах кібербезпеки, управління ризиками, обміну даними, прогнозування потужностей та оперативного планування.

На основі аналізу сучасних викликів та міжнародного досвіду запропоновано трьохетапну модель цифрової трансформації електроенергетичного сектору, що базується на чотирьох ключових векторах розвитку.

Першим є вектор тотальної кіберстійкості (Cyber-Resilience First), який передбачає впровадження сегментації мереж відповідно до стандарту IEC 62443 для ізоляції критичних об'єктів операційних технологій (OT) від корпоративних IT-систем, застосування систем виявлення вторгнень (IDS/IPS) у середовищах OT, створення галузевого центру реагування на кібер-інциденти (CERT-Енергетика) та гармонізацію політик кіберзахисту з європейськими мережевими кодексами ENTSO-E.

Другий вектор — інтелектуалізація та децентралізація електроенергетичних систем (Smart Grids & Flexibility). Інтелектуальні мережі є основою для інтеграції відновлюваних джерел енергії та забезпечення стійкості системи у разі пошкоджень. Основними напрямами є впровадження систем ADMS (Advanced Distribution Management Systems) для оптимізації потоків потужності та автоматичного відновлення живлення, цифровізація підстанцій на базі стандарту IEC 61850, а також розвиток систем управління попитом (Demand Response) із залученням споживачів до балансування навантажень.

Третій вектор — впровадження цифрових двійників та прогнозування (Digital Twins & Forecasting), що передбачає створення точних віртуальних копій електронергетичних об'єктів і процесів для моделювання поведінки систем у реальному часі. Це дозволяє підвищити ефективність планування, управління та технічного обслуговування. До пріоритетних завдань належать розроблення цифрових двійників критичних об'єктів (підстанцій, ділянок мережі), впровадження моделей штучного інтелекту та машинного навчання (AI/ML) для прогнозування генерації відновлюваної енергії та споживання, а також використання методів прогнозного технічного обслуговування (Predictive Maintenance) для мінімізації аварійності й оптимізації ремонтних робіт.

Четвертий вектор розвитку пов'язаний із управлінням даними та прозорістю ринку (Data Governance & Blockchain). Для забезпечення ефективного обміну інформацією між усіма учасниками енергоринку пропонується створення централізованої платформи обміну даними (Data Hub) для операторів системи передачі, розподілу й постачальників електроенергії, а також упровадження технологій блокчейн для підтвердження походження «зеленої» енергії й реалізації безпечних мікротранзакцій на локальних ринках. Це сприятиме формуванню відкритого, прозорого та довірчого середовища в електронергетичному секторі.

Цифровізація електроенергетики потребує значних капітальних інвестицій, однак її економічний ефект суттєво перевищує витрати. Основними вигодами є скорочення експлуатаційних витрат завдяки прогнозованому технічному обслуговуванню, зменшення технічних втрат у мережах через оптимізацію потоків потужності, підвищення надійності енергопостачання та стійкості системи до зовнішніх впливів, а також пришвидшення інтеграції України до енергетичного простору ЄС. Це відкриває доступ до міжнародних фінансових інструментів і

програм, таких як ЄБРР, Світовий банк, Horizon Europe, Фонд відновлення України та механізми державно-приватного партнерства.

Отож, дорожня карта цифровізації електроенергетичного сектору України має бути спрямована на досягнення трьох взаємопов'язаних цілей: підвищення стійкості, зміцнення кібербезпеки та гармонізацію з європейськими стандартами ENTSO-E. Запропоновані вектори — кіберстійкість, Smart Grids, Digital Twins і Data Governance — формують основу для переходу до сучасної, децентралізованої, цифрово керованої та кіберзахищеної електроенергетичної системи. Реалізація цих підходів забезпечить підвищення енергетичної незалежності держави, залучення міжнародних інвестицій і створення конкурентного ринку електроенергії, сумісного з європейським електроенергетичним простором.

Список літератури:

1. ENTSO-E. Digitalisation Strategy 2022–2025: Accelerating the digital transformation of Europe's power system. Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2022. URL: https://www.entsoe.eu

2. ENTSO-E. Roadmap for Digital Energy Transition in Europe. — Brussels, 2022. URL: https://www.entsoe.eu

3. World Bank. Digitalization in Energy Sector: Global Trends and Country Experiences. — Washington, 2022. URL: https://www.worldbank.org/en/publication/ digital-progress-and-trends-report

4. IEA. Digitalization & Energy 2023. — Paris: International Energy Agency, 2023. URL: https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy.

5. International Energy Agency (IEA). Digitalisation and Energy: Harnessing Digital Technologies for the Energy Transition. Paris: IEA, 2023. URL: https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy.

6. Директива (ЄС) 2019/944 про спільні правила для внутрішнього ринку електроенергії та така, що вносить зміни до Директиви 2012/27/ЄС (нова редакція). URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj

7. Про схвалення Концепції впровадження "розумних мереж" в Україні до 2035 року. розпорядження Кабінету Міністрів України від 14.10.2022 р. № 908-р URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text.

ПОЛЕГШЕНІ БУРОВІ СИСТЕМИ З МІКРОСФЕРАМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ЇХ ВПРОВАДЖЕННЯ В УМОВАХ АНПТ

Яцюк Омелян Миронович,
аспірант кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
omelian.yatsiuk-a18524@nung.edu.ua

Витвицький Іван Іванович,
к.т.н., доцент, доцент кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
vanvit74@ukr.net

Дудич Іван Федорович,
Ph.D., доцент кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
ivan.dudych@nung.edu.ua

Колісник Василь Іванович,
к.т.н., доцент, доцент кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
vikolisnyk@ukr.net

Пастух Андрій Михайлович,
зав. лабораторіями кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
pastukh87@gmail.com

Сучасні техніко-економічні виклики щодо розвитку України вимагають активізації робіт з пошуку, розвідування та розроблення нафтових і газових родовищ. Значна виснаженість більшості нафтогазових родовищ, зростання глибини буріння та вибійних температур, ускладнені гірничо-геологічні умови спричиняють ряд проблем на етапах спорудження та подальшої експлуатації свердловин.

На сьогодні значна кількість родовищ України увійшла до завершальної стадії розробки, що супроводжується падінням пластових тисків. Це в свою чергу, пред'являє нові вимоги до способів і якості розкриття продуктивних горизонтів в умовах аномально низьких пластових тисків (АНПТ), що вимагає використання бурових розчинів з густиною менше 1000 кг/м^3, які забезпечать якісне розкриття продуктивних пластів без ускладнень.

Мета дослідження – обґрунтування доцільності застосування алюмосилікатних мікросфер у бурових розчинах в умовах АНПТ.

В умовах розробки виснажених родовищ, що характеризуються аномально низькими пластовими тисками (АНПТ), критичним завданням є мінімізація репресії на продуктивний горизонт для запобігання поглинанню промивальної рідини та незворотній кольматації привибійної зони. Традиційні методи полегшення розчинів

(аерація, пінні системи) часто є технологічно складними та вимагають спеціального обладнання, що обмежує їх застосування.

У цьому контексті найбільш перспективним рішенням є використання порожнистих алюмосилікатних мікросфер як інертного полегшувального наповнювача.

Алюмосилікатні мікросфери – це порожнисті скляні сфери, що використовуються як реагенти для зниження густини в низці технологічних операцій. Вони представляють собою дрібнодисперсні сфери білого кольору, хімічний склад яких включає натрій-кальцій-боросилікатне скло, що дозволяє їм витримувати міцність на стиск від 13 до 122 МПа. Істинна густина алюмосилікатних мікросфер знаходиться в межах 320–600 кг/м^3, тоді як насипна маса складає 190–430 кг/м^3. Мікросфери є хімічно стійкими, нестисливими та практично нерозчинними у воді й нафті. Мікросфери характеризуються високою питомою міцністю, що забезпечує збереження їхньої цілісності у вибійних умовах. Їх застосування дозволяє ефективно регулювати густину промивальних рідин на водній та вуглеводневій основах. Мінімальних значень густини (до 660 кг/м³) вдається досягти саме у розчинах на вуглеводневій основі. Використання таких систем дозволяє проводити буріння в умовах рівноваги або депресії на пласт та не впливає на роботу телеметричних систем (MWD). Важливою перевагою є потенціал до регенерації та повторного використання розчину, що сприяє економічній ефективності буріння. Основним обмеженням застосування алюмосилікатних мікросфер є ризик їхньої безповоротної втрати.

Висновок: Незважаючи на ризики часткової втрати наповнювача в процесі циркуляції, алюмосилікатні мікросфери є перевіреним та ефективним рішенням для розкриття зон з АНПТ. Досвід їх промислового застосування доводить доцільність використання даного матеріалу. Використання алюмосилікатних мікросфер дозволяє отримати полегшені бурові розчини без аерації, що дозволяє суттєво знизити ризики поглинань та забезпечити збереження колекторських властивостей продуктивних пластів в умовах аномально низьких тисків

ОСОБЛИВОСТІ ПРОВЕДЕННЯ КИСЛОТНОЇ ОБРОБКИ СВЕРДЛОВИН ЗА ДОПОМОГОЮ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ

Кравчук Сергій Іванович,
аспірант кафедри буріння свердловин ІФНТУНГ
s.kravchuk@bkgoryzonty.com.ua

Респляк Юрій Михайлович,
аспірант кафедри буріння свердловин ІФНТУНГ
y.nespliak@gaz.net.ua

Витязь Олег Юлійович,
доктор технічних наук, професор,
професор кафедри буріння свердловин ІФНТУНГ
oleh.vytiaz@nung.edu.ua

Кислотна обробка є одним із найпоширеніших методів стимуляції припливу нафти й газу до вибою свердловини. Основною метою є розчинення забруднень у привибійній зоні пласта та підвищення її проникності. Під впливом кислоти в породах формуються порожнини, каверни та канали розчинення, що сприяє підвищенню проникності порід і, відповідно, покращенню продуктивності нафтових і газових свердловин, а також приймальності нагнітальних свердловин.

Упродовж останнього десятиліття цей метод став особливо актуальним завдяки зростанню популярності інтенсифікаційних робіт із застосуванням колтюбінгу (Coiled Tubing), який значно спрощує виконання кислотної обробки. Використання колони гнучких труб (КГТ) відкриває нові можливості у проведенні таких операцій, забезпечуючи точну доставку реагентів, контроль процесу в реальному часі та мінімальні втручання у роботу свердловини.

Використання КГТ забезпечує низку технологічних переваг, зокрема:
- Точна доставка кислоти. Колтюбінг дозволяє вводити кислотний розчин безпосередньо у зону перфорації або окремі інтервали пласта.
- Відсутність необхідності глушіння свердловини. Кислотна обробка може проводитися на “живій” свердловині, що зменшує ризик кальматації пласта.
- Колона гнучких труб дозволяє уникати демонтажу внутрішньо-свердловинного обладнання, що знижує операційні витрати та ризики пошкоджень.
- Етапність проведення обробки. Процес часто виконується у два етапи:

1. початкова кислотна ванна — невеликий об’єм розчину для очищення перфорацій;
2. кислотна обробка під тиском — для глибокого проникнення кислоти у малопроникні ділянки пласта.

- Зменшення витрат реагентів на 25–30% порівняно з традиційними методами, завдяки контрольованій подачі кислоти.
- Оперативність та безпека виконання робіт.

Методи дозування та об’єми кислот при обробці свердловин через КГТ включають ряд особливостей. Дозування кислот здійснюється з урахуванням характеристик пласта, типу кислоти, концентрації та технологічного режиму обробки.

Зазвичай застосовуються програмовані насосні установки, що забезпечують стабільне і точне дозування розчинів кислоти в колонну гнучких труб.

Об’єм кислоти визначається виходячи з товщини оброблюваної зони пласта і об’ємних показників проникності. Типові об’єми кислотних розчинів складають від 0,4 до 1,5 м³ на метр товщини пласта при концентрації соляної кислоти від 8% до 15%. На практиці об’єм може коригуватися в залежності від геологічних умов та цілей обробки.

Дозування проводиться поетапно, з урахуванням часу витримки кислоти у пласті, з метою забезпечення максимального розчинення карбонатів і розкриття пористої структури пласта. Використання гнучкої колони дозволяє точно подавати кислоту у необхідний інтервал, з контролем об’єму та концентрації, що забезпечує ефективність обробки в різних типах свердловин (вертикальних, нахилених, горизонтальних). Для контролю і безпеки часто застосовують датчики тиску і витрати, що дозволяють коригувати подачу кислотного розчину в реальному часі.

Отже, методи дозування кислот при обробці через гнучку колонну базуються на точному контролі обсягів і концентрації розчинів зі співвідношенням до характеристик пласта і технологічних параметрів, що забезпечує ефективне і безпечне проведення кислотної обробки свердловин.

Особливості вибору кислотних розчинів для інтенсифікації видобутку вуглеводнів із використанням колони гнучких труб залежать від типу продуктивного пласта, стану гнучкої колони та сумісності розчину з матеріалом труб.

Для кислотної обробки застосовують соляну кислоту (HCl), її суміші та глинокислотні розчини, вибір яких залежить від порід пласта — карбонатних, пісковикових чи силікатних. Кислоти інгібують спеціальними добавками для зниження корозії металу, особливо гнучких труб. Контакт розчину з пластом і трубами має бути регульованим, щоб ефективно розчинити породу, не пошкодивши труби. Обов’язкове використання інгібіторів корозії й стабілізаторів (оцтова кислота, хлористий барій).

Кислотний розчин часто загущують поверхнево-активними речовинами (ПАР), що знижують поверхневий натяг і покращують проникність пласта, підвищуючи ефективність обробки. Використовують температурно-стабільні розчини, що зберігають властивості при високих температурі пласта. У технології з гнучкими трубами важливо враховувати гнучкість труб, їх стійкість до згину, кручення й тиску, а також агресивність кислотного середовища.

Застосовують спеціальні методи закачування кислотних розчинів (наприклад, ізоляція інтервалів пакетерами) для уникнення пошкодження пласта й забезпечення спрямованого впливу.

Таким чином, вибір кислотного розчину має бути комплексним, з урахуванням характеристик пласта, матеріалу і механіки гнучкої колони — для забезпечення максимальної ефективності інтенсифікації і збереження труб .

Кислотні розчини при обробці свердловин через колону гнучких труб можуть викликати корозійне руйнування металу, особливо при тривалому контакті з агресивним середовищем соляної чи інших кислот. Корозія знижує міцність і механічні властивості труб, збільшуючи ризик аварій.

Захист колони забезпечується такими заходами:

- Введенням інгібіторів корозії до кислотних розчинів для зменшення агресивності середовища.

- Використанням матеріалів із підвищеною корозійною стійкістю або нанесенням захисних покриттів.
- Контролем часу контакту кислоти з трубами для мінімізації пошкоджень.
- Нейтралізацією залишків кислоти та промиванням труб після обробки.
- Регулярним моніторингом стану колони за допомогою неразрушаючих методів для своєчасного виявлення пошкоджень.

Комплексний захист передбачає застосування інгібіторів, корозійностійких матеріалів і контролю технологічного процесу для підтримання працездатності і продовження ресурсу гнучких труб .

Аналіз кислотних обробок свердловин західного регіону України ТОВ «Бурова компанія «Горизонти»» дозволив сформулювати такі рекомендації для підвищення їх ефективності при застосуванні колтюбінгу:

- Посилити контроль технічного стану фонтанних арматур і наземного обладнання.
- Замість повного глушіння проводити обробки на частково заповнених свердловинах для збільшення репресії на пласт за рахунок гідростатичного тиску буферних рідин.
- Обробки на заглушеній свердловині з метою зниження скін-фактора вважаються неефективними.
- Для старих свердловин з аномально низьким пластовим тиском рекомендовано послідовне встановлення декількох кислотних «ванн».
- Підтримка свердловини в стаціонарних режимах між циклами кислотних промивок підвищує шанси на позитивний результат.
- Продавлювання кислотних розчинів в пласт азотом значно підвищує ефективність інтенсифікації.

Запропоновані заходи сприятимуть оптимізації кислотної обробки за допомогою колони гнучких труб для покращення проникності пласта і збільшення дебіту свердловин.

Список літератури

6. Khan, A., & Raza, M. T. (2015). *Coiled tubing acidizing: An innovative well intervention for production optimization*. International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT), 4(6). https://doi.org/10.17577/IJERTV4IS060548

7. Medina, E., Sierra, J., Garcia, A., Gleaves, J., & Mendez, J. (2018). An experimental study of acidizing operation performances on the wellbore productivity index enhancement. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. https://doi.org/10.1007/s13202-018-0441-8

8. G. Mubarak, M. Elkhodbia, I. Gadala, A. Al Fantazi, and I. Barsoum (2023) “Failure analysis, corrosion rate prediction, and integrity assessment of J55 downhole tubing in ultra-deep gas and condensate well,” Eng. Failure Analysis, 151. Article number 107381. https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2023.107381

9. A. Syrotyuk, O. Vytyaz, and J. Ziaja. (2017). “Damage to flexible pipes of coiled tubing equipment due to corrosion and fatigue: methods and approaches for evaluation,” Mining of Mineral Deposits, 11, 96-103 https://doi.org/10.15407/mining11.04.096

10. Поліник М.М., Ясюк В.М., Яремійчук Р.С. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні. – Львів: Центр Європи. 2014. – 336 с.

ВПРОВАДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ПОКРАЩЕННЯ ПРОЦЕСІВ ПІДГОТОВКИ НАФТИ З ВИКОРИСТАННЯМ ДЕЕМУЛЬГАТОРІВ НА РОВИЩАХ ЗАХІДНОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РЕГІОНУ АТ «УКРНАФТА»

Василюк Любомир Михайлович,
Начальник управління підготовки нафти і газу,
Науково-дослідний і проектний інститут АТ «Укрнафта»
Liubomyr.Vasyliuk@Ukrnafta.com

Василюк Роман Любомирович,
Здобувач ОПП «Видобування нафти і газу»,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
roman.vasulyuk@gmail.com

Більшість нафтових родовищ Західного регіону України перебувають на завершальній стадії розробки, що характеризується високим ступенем обводнення продукції свердловин, яке сягає 90-98%. Пластова вода, що містить значну кількість розчинених солей, утворює з нафтою стійкі водонафтові емульсії. Це суттєво ускладнює процеси транспортування та переробки сировини, призводить до корозії обладнання та збільшує енергетичні й експлуатаційні витрати. Проведені в період з жовтня 2023 по вересень 2024 року дослідження на підприємствах АТ «Укрнафта» показали, що якість товарної нафти після існуючої схеми підготовки часто не відповідає вимогам ТУ У 06.1-00135390-016. Зокрема, вміст води в товарних резервуарах коливався в межах від 0,03 % мас. до 48 % мас., а концентрація солей – від 19 мг/л до 1324 мг/л. Така невідповідність змушує підприємства вдаватися до тривалого додаткового відстою (від 6 до 72 годин) та повторної перепідготовки нафти, що призводить до значних фінансових збитків.

Метою роботи є обґрунтування за результатами промислових досліджень оптимальних параметрів підготовки нафти (температури, типу та витрати деемульгатора) для підвищення її якості та ефективності технологічного процесу на родовищах Західного нафтопромислового регіону АТ «Укрнафта».

Для вирішення поставлених завдань було проведено промислові дослідження на установці підготовки нафти. Здійснено порівняльний аналіз ефективності двох деемульгаторів: «Дівіжин», що використовувався раніше, та нового реагенту «ПМ марки А». В ході досліджень контролювали вплив температури підготовки, питомої витрати реагентів та тривалості відстою на кінцеві показники якості нафти – масову частку води та хлористих солей.

Аналіз отриманих даних показав, що обидва деемульгатори позитивно впливають на процеси зневоднення та знесолення, проте їх ефективність суттєво відрізняється. Деемульгатор «ПМ марки А» продемонстрував значно кращі результати. Було встановлено, що оптимальна температура для процесу підготовки нафти становить 63,5 °С. Порівняльні показники ефективності деемульгаторів за оптимальних умов наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Порівняльні результати промислових досліджень деемульгаторів Дівіжин та ПМ марки А

Параметри	Деемульгатор	
	Дівіжин	ПМ марки А
Середня температура підготовки нафти, ^{0}С	63,6	63,5
Середня витрата деемульгатора, г/т	70,9	65,8
Початкові показники нафти (пробний аналіз товарної нафти в товарних резервуарах Західного нафтопромислового регіону АТ «Укрнафта»):		
масова частка солей, мг/л	194,4	32,8
масова частка води, %	0,216	0,037
час відстою, год	10,9	11,6
Показники нафти після відстоювання (аналіз зданої товарної нафти на ЛВДС):		
масова частка солей, мг/л	56,8	26,09
масова частка води, %	0,063	0,033
час відстою, год	23,4	19,82

Як видно з таблиці, застосування деемульгатора «ПМ марки А» дозволяє досягти кращої якості нафти за меншої на 7,2% питомої витрати реагенту та на 15,3% меншого часу відстоювання.

За результатами проведених промислових досліджень встановлено, що деемульгатор «ПМ марки А» є значно ефективнішим для умов родовищ Західного нафтопромислового регіону АТ «Укрнафта». За оптимальної температури 63,5 °С та питомої витрати 65,8 г/т він забезпечує глибоке зневоднення (до 0,033 % мас.) та знесолення (до 26,09 мг/л) нафти. Рекомендовано до впровадження деемульгатор «ПМ марки А». Його використання дозволить оптимізувати технологічний процес підготовки нафти, скоротити виробничий цикл, зменшити експлуатаційні витрати та стабільно забезпечувати відповідність товарної нафти вимогам стандартів.

Список літератури

3. Василюк Л.М.. Василюк Р.Л., Оптимізація процесів промислової підготовки нафти із застосуванням деемульгаторів на родовищах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта». Нафтогазова енергетика. 2025. №1(43). С. 50-61. *DOI: 10.31471/1993-9868-2025-1(43)-50-61*
4. ТУ У 06.1-00135390-016:2018 Нафта для нафтопереробних підприємств. Технічні умови.

ЗАСТОСУВАННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ПІДТРИМКИ РІШЕНЬ ТА ЕКСПЕРТНИХ СИСТЕМ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ СЕКТОРІ

Полянська Алла
Професор
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу, Україна
alla.polianska@nung.edu.ua

Даріуш Сала
заступник декана факультету менеджменту
Гірничо-металургійна академія ім. С. Сташіца, Республіка Польща
sala@agh.edu.pl

Дослідження представників школи науки управління пов'язані із вивченням питання розроблення та впровадження комп'ютерних технологій для підтримки прийняття рішень в управлінні, оскільки рішення є основним завданням роботи менеджера. Як результат наукових пошуків представників даної школи було створено систему підтримки рішень (DSS). В умовах зростання значної кількості інформації та необхідності її швидкого опрацювання з'явились експертні системи (ЕС). Динамічна цифровізація та розвиток штучного інтелекту особливої вагомості надали інтелектуальним системам підтримки прийняття рішень (ІСППР, англ. IDSS – Intelligent Decision Support Systems), що допомагають людям приймати складні рішення, використовуючи бази знань (дані, правила, моделі); аналітичні алгоритми (оптимізація, прогнозування, симуляції); штучний інтелект (нейромережі, машинне навчання, експертні правила); інтерактивний інтерфейс, який дозволяє користувачу оцінювати різні сценарії. Завданням, яке постало перед ІСППР було не замінити людину, а підтримати прийняття рішень, особливо коли дані неповні або є багато невизначеностей.

Тема застосування ЕС для цілей управління досліджується вітчизняними та зарубіжними науковцями. Під експертною системою розглядають програмний засіб для прийняття рішень у вузькій предметній області, що кодує знання фахівця в базі знань і на їх основі надає поради, досягаючи інколи рівня людського експерта [1]. ЕС за своїм змістом імітує мислення експерта певної галузі, використовуючи базу знань (факти, правила «якщо–то»); механізм виведення (логічні правила для прийняття висновків); інтерфейс користувача (для діалогу та пояснення рішень). Після піку розвитку експертних систем (1985–1990) фокус змістився до інтелектуальних систем, що виконують дві ключові функції: відбір і фільтрацію надлишку даних, інформації та знань із багатьох джерел; підтримку персоналізованого й ефективного використання EIS (Executive Information System). До таких рішень належать самоорганізовні карти, «розумні» модулі для стандартного ПЗ та інтелектуальний дата-майнінг, який трансформує великі масиви даних у корпоративні знання [2]. Розвиток ІСППР став логічним продовженням функціонування ЕС, що розвинулись як один із найперших типів інтелектуальних систем. У табл. 1 представлено порівняльну характеристику ЕС та ІСППР.

Таблиця 1.

Порівняльна характеристика експертної системи та інтелектуальної системи підтримки прийняття рішення

Ознака	Експертна система (ЕС)	ІСППР (інтелектуальна система підтримки рішень)
Мета	Імітація експерта в конкретній галузі; пояснення «чому так»	Підтримка управлінських рішень: вибір, ранжування, планування
Основа	База знань + логічні правила (if–then), онтології	Дані + моделі (оптимізація, симуляції) + аналітика + знання
Тип інтелекту	Переважно символічний (логічний вивід, правила)	Комбінований: логічний + статистичний/ML + оптимізація
Дані/джерела	Факти/кейси, експертні правила, нормативи	Операційні дані, історія, прогнози, сценарії, зовнішні джерела
Валідація	Перевіряє відповідність політикам/нормам; пояснює рішення	Перевіряє життєздатність сценаріїв, чутливість, компроміси
Взаємодія	Діалог «питання–відповідь», пояснювач рішень	Інтерактивні сценарії, симуляції, панелі MCDA, what-if
Приклад використання	Діагностика несправностей турбіни; експертні рекомендації	Оптимізація енергосистеми при переході на ВДЕ; планування
Сильні сторони	Прозорість правил, аудиторський слід, комплаєнс	Працює з невизначеністю, багатокритеріальні рішення, масштабованість
Обмеження	Вартість наповнення знань; жорсткість правил	Потребує якісних даних/моделей; складність налаштування ваг
Типові метрики	Покриття правил, точність рекомендацій, час виводу	ROI, якість рішення, час до рішення, чутливість/стабільність
Як «зшиваються»	Дає вердикти/обмеження, пояснення і гейти	Генерує варіанти/плани, ранжує; надсилає в ЕС на перевірку

Примітка: узагальнено на основі [1] Turban, E., Aronson, J. E., & Liang, T.-P. (2005). Decision Support Systems and Intelligent Systems (7th ed.). Розд. 1, 10, 12, 15

На сьогодні ЕС та ІСППР знайшли своє застосування у енергетичній сфері. Зокрема, можемо виділити SPARSE експертну систему, яка допомагає диспетчеру під час аварій та відновлення енергосистеми [3]; Restoration Aid Expert System, яка представляє правило-керовану ЕС для вибору маршрутів відновлення після блекаутів [4]; Boiler OP (Lehigh ERC), що є прикладом знаннєво-орієнтованої експертної системи з нейромережею та оптимізацією для підвищення ККД котлів і оптимізації обдування сажі на ТЕС [5] та інші. ЕС системи замінюють досвід інженера-експерта, дозволяючи швидко реагувати на проблеми.

У свою чергу, можемо виділити такі ІСППР у сфері енергетики: RETScreen Expert – державна канадійська платформа «decision intelligence» для оцінки доцільності проєктів, енергоменеджменту, портфельного аналізу, що допомагає ухвалювати інвестрішення та відстежувати ефективність [6]; SAM (System Advisor Model, NREL) – безкоштовний інструмент техніко-економічного аналізу ВДЕ-проєктів, який підтримує сценарне моделювання вартості енергії та фінансових показників для прийняття рішень [7]; HOMER Pro / HOMER Grid для проєктування та

оптимізації мікромереж і гібридних систем [8]. Такі системи комбінують експертні знання, аналітику та великі дані.

Особлива увага приділена питанню використання ЕС та ІСППР у сфері управління людськими ресурсами. Такий підхід є актуальним для розвитку енергетичної сфери в сучасних умовах, враховуючи необхідність постійних та глибоких змін у контексті реалізації політик енергетичного переходу, сталого розвитку, декарбонізації тощо.

Наявні дослідження [9] показують, що інструменти штучного інтелекту суттєво підвищують результативність HR-процесів. Сучасні аналітичні можливості AI забезпечують вищу точність і передбачуваність у роботі з персоналом, а дані-орієнтована аналітика підтримує менеджерів у прийнятті рішень щодо розвитку працівників, прогнозуванні їхнього доходу та оптимізації програм навчання .

У статті [10] розглянуто інтернет-технології в галузі HR, які направлені на зниження впливу людського фактору, а також дозволяють підвищувати якість, продуктивність, компетенції та самовіддачу кожного окремо взятого співробітника. Завдяки своїм перевагам вони допомагають підвищувати продуктивність співробітників та спрощують роботу HR-фахівців

На підставі проведеного дослідження у статті [11] визначено, що ШІ суттєво спрощує управління персоналом на всіх рівнях, охоплюючи весь життєвий цикл працівника (від рекрутингу та онбордингу до розвитку талантів і планування кар'єри) та підтримуючи політики рівності й інклюзивності завдяки даноорієнтованим, порівнюваним оцінкам.

Експериментально показано у статті [12], що експертна система як засіб підтримки рішень у грейдингу посад впливає і на результативність, і на психологічні наслідки; спираючись на поведінкову теорію рішень, робота підтверджує ефективність таких систем у ширшому управлінському контексті

У публікації [13] запропоновано знаннєво-орієнтовану, комплексну ІСППР для HRM з акцентом на ключовій ролі бази знань; у порівнянні з попередніми підходами система є більш всеосяжною та професійною. Надалі планується розширення експертного корпусу й модернізація бази моделей/методів (оптимізація наявних, додавання нових алгоритмів та інтеграція передових технологій) для глибшої інтеграції ІСППР і підвищення її результативності та професійності

Таким чином, ЕС становить джерело знань для прийняття рішень та вирішення управлінських завдань, а ІСППР – це система, що поєднує знання із моделями, даними й інтерфейсами. ЕС тісно пов'язана із ІСППР та виступає її частковим випадком. Вона зосереджені на логічному висновку на основі експертних знань, тоді як ІСППР може додатково включати оптимізаційні моделі, статистичний аналіз, прогнозування та машинне навчання. В енергетичному секторі ІСППР можуть використовувати експертні системи як один із своїх компонентів для обґрунтування технічних, економічних чи екологічних рішень, а також у сфері управління розвитком людських ресурсів.

Список літератури

1. Efraim Turban, Jay E. Aronson, and Ting-Peng Liang. (2007). Decision support systems and intelligent systems, 7th with contributions by Richard V. McCarth

2. J.P. Shim, Merrill Warkentin, James F. Courtney, Daniel J. Power, Ramesh Sharda, Christer Carlsson. (2022). Past, present, and future of decision support technology, *Decision Support Systems*, 33(2), 111-126. https://doi.org/10.1016/S0167-9236(01)00139-7 .

3. de Castro J.F., Pereira L.M. (2004). Abductive Validation of a Power-Grid Expert System Diagnoser. In: Orchard, B., Yang, C., Ali, M. (eds) Innovations in Applied Artificial Intelligence. IEA/AIE 2004. Lecture Notes in Computer Science(), vol 3029. Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-540-24677-0_86

4. Heung-Jae Lee, Jung-Hyun OhRestoration Aid Expert System for Power Systems. E3S Web of Conferences PEEE 2019, 152, 03008. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202015203008

5. Romero Carlos E., Sarunac Nenad , Bilirgen Harun , Bokowski John, Cilinski Michael. (2005). Comprehensive approach to performance improvement and emissions reduction on a 400 MW tangentially-fired boiler 1: Part 1 Combustion optimization. 30th International Technical Conference on Coal Utilization and Fuel SystemsAt: Clearwater, Florida, April 2005. https://www.researchgate.net/publication/335365865_COMPREHENSIVE_APPROACH_TO_PERFORMANCE_IMPROVEMENT_AND_EMISSIONS_REDUCTION_ON_A_400_MW_TANGENTIALLY-FIRED_BOILER_1_PART_1_-COMBUSTION_OPTIMIZATION/citations

6. RETScreen. (27.10.2025). Офіційний сайт. https://natural-resources.canada.ca/maps-tools-publications/tools-applications/retscreen

7. System Advisor Model (SAM). (27.10.2025). Офіційний сайт. https://sam.nrel.gov/

8. HOMER® Microgrid and Hybrid Power Modeling Software. (27.10.2025). Офіційний сайт. https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html

9. Кубіцький С. О, Качмар О. В., Слюсаренко К.В. (2025). Інноваційні інтелектуальні технології в системі управління персоналом: потенціал штучного інтелекту у процесах прийняття управлінських рішень у сфері HRM. Наукові записки Львівського університету бізнесу та права. Серія економічна. Серія юридична, Випуск 45. https://doi.org/10.5281/zenodo.17132312

10. Могильна Л., Орєхова А., Хромушина Л. (2022). Використання інноваційних іт технологій для HR-менеджменту. Економіка та суспільство, 44. https://doi.org/10.32782/2524-0072/2022-44-56

11. Черненко Н. (2022). Штучний інтелект в управлінні персоналом. *Таврійський науковий вісник. Серія: Економіка*, 12, 76-83. https://doi.org/10.32851/2708-0366/2022.12.11

12. Lawler J. J., Elliot R. (1996). Artificial Intelligence in HRM: An Experimental Study of an Expert System. *Journal of Management*, 22 (1), 85-111. https://doi.org/10.1177/014920639602200104

13. Dai Liangtie, Zhou Qiongyu. (2014). Research on the knowledge-based comprehensive decision support system for human resource management in SaaS mode. International Conference on Computer Science and Service System (CSSS 2014). https://scispace.com/pdf/research-on-the-knowledge-based-comprehensive-decision-6ig1taxcf8.pdf?utm_source=chatgpt.com

СУЧАСНІ МЕТОДИ ОЦІНКИ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЖИТЛОВИХ БУДИНКІВ: ВІТЧИЗНЯНА ТА ЄВРОПЕЙСЬКА ПРАКТИКА

Полянська Алла
професор
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу, Україна
alla.polianska@nung.edu.ua

Микитюк Олег
аспірант
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу, Україна
oleg.mykytiuk75@gmail.com

Житлові будинки – один із найбільших споживачів енергії та джерел викидів, тому саме методи оцінки енергоефективності визначають швидкість і якість реновації. В ЄС будівлі споживають близько 40% енергії та генерують приблизно 36% енергопов'язаних викидів, при цьому біля 77,6% енергії домогосподарств іде на опалення та гарячу воду. Отже, точні методи вимірювання та сертифікації енергоефективності впливають на формування попиту та рахунків домогосподарств [1]. Реформована EPBD (Директива (ЄС) 2024/1275) задає курс на будівлі з нульовими викидами, уніфікує підходи до EPC і вимагає реновації. Відтак, оновлені методики оцінки стають обов'язковою умовою доступу до ринку нерухомості та фінансування [2]. Для України дана тема особливо актуальна через післявоєнну відбудову та гармонізацію з законодавством ЄС. На даний час діє Закон України «Про енергоефективність будівель», а з 1 квітня 2025 р. офіційно запроваджено вимоги nZEB, що потребує сучасних методів розрахунку, верифікації та сертифікації [3]. На глобальному рівні сектор будівель залишається ключовим для досягнення кліматичних цілей, тому вдосконалення методів оцінки енергоефективності житлових будинків є критичним інструментом для таргетування інвестицій і контролю прогресу [4].

Враховуючи викладене вище, оцінка енергоефективності будівлі є важливим етапом управління енергоефективністю [5], яка складається із набору процедур, що дозволяють визначити рівень енергоспоживання будівлею (опалення, гарячої води, вентиляції, освітлення); оцінити втрати енергії через огороджувальні конструкції (стіни, дах, підвал, вікна), а також ефективність інженерних систем; порівняти це використання з нормативними або еталонними показниками; присвоїти клас або рейтинг енергоефективності; сформулювати рекомендації щодо заходів із підвищення ефективності (теплоізоляція, модернізація систем, відновлювані джерела) тощо.

В Україні практика оцінки енергоефективності житлових будівель реалізується через енергоаудит та сертифікацію. У світі існують стандарти, директиви та системи сертифікації, які включають подібні елементи оцінки. Важливість оцінки полягає у тому, що вона важлива не лише як технічний акт, але й як ринковий чи інвестиційний інструмент. Адже, будівля з вищим класом енергоефективності має кращу «ринкову ліквідність», нижчі експлуатаційні витрати і менші ризики. В Україні це теж

помічається, зокрема у джерелі [6] зазначається, що енергоефективність може підвищити вартість нерухомості на 10-25% .

Проведений аналіз практики оцінювання енергоефективності будівель дозволив узагальнити такі практики оцінки енергоефективності житлових будівель в Україні та за кордоном. Найбільш поширеними методами такої оцінки є енергоаудит або енергетичне обстеження та сертифікація енергоефективності будівель. Відповідно, щодо першочергово згадуваного методу, згідно з українським законодавством будівля повинна пройти енергоаудит, коли здійснюється реконструкція або для великих будівель. Під час аудиту перевіряються теплотехнічні характеристики огороджувальних конструкцій, інженерні системи (опалення, вентиляція, ГВП), теплові втрати, конкретне споживання енергії. Щодо сертифікації енергоефективності будівель, то виданий енергетичний сертифікат містить клас енергоефективності, показники споживання. Закон України «Про енергоефективність будівель» встановлює основи оцінки енергоефективності. Встановлено мінімальні вимоги до енергоефективності нових будівель чи реконструкції, встановлених принаймні на рівні клас «С». З 1 квітня 2025 року в Україні введено норму про будівлі з «майже нульовим споживанням енергії» (nZEB) для нових і реконструйованих будівель.

Попри успішні результати трансформації український житловий фонд значною мірою застарілий. Практично 80 % житла вважається мало енергоефективним, при цьому існує величезна ресурсна база для економії, для наприклад, очікуються знижки на споживання енергії у розмірі 10-20 % від заходів малої вартості, та до 50-60 % при глибокій модернізації. Відчувається недостатня кількість спеціалістів-енергоаудиторів, а також слабка база даних. Часто спостерігається ситуація, коли існує розрив між розрахунковими показниками та фактичними умовами функціонування житлових будинків (кімнатні умови, поведінка мешканців, стан систем). У дослідженнях [7] наголошено на необхідності покращення освітніх ініціатив, упровадження інформаційних кампаній і залучення фахівців до реалізації енергоефективних заходів у житловому будівництві.

Головним методом та системою, що використовуються у європейській практиці є енергетичне сертифікування (Energy Performance Certificate – EPC). Зокрема, у ЄС країнах будівлі підлягають сертифікації з класами від A до G. Сертифікат включає показники споживання енергії, дає інформацію орендарям. Методика розрахунку базується на інтегрованій енергоефективності, яку використовують усі країни-члени ЄС. У методиці оцінки передбачено цілі нульового або майже нульового енергоспоживання (nZEB), а також визначено, що в ЄС нові будівлі з 2020 року повинні бути nZEB до 2030 року; встановлено мінімальні енергетичні стандарти для існуючих будівель та визначено траєкторії модернізації. Набуває поширення методика оцінки, що опирається на технологічних та цифрових інструментів з використанням великих даних, машинного навчання, дистанційного зондування, для прикладу для при оцінці енергоефективності за вуличними зображеннями чи LiDAR-даними. LiDAR-дані важливі, бо забезпечують високоточні 3D-моделі для міст і будівель для оцінки сонячного потенціалу та затінення, підвищують безпеку й ефективність енергетичної інфраструктури, дають змогу оцінювати висоту й біомасу лісу, моделювати паводки та дренаж і навіть виявляти приховані під рослинністю археологічні об’єкти. Заслуговує на увагу приклад систем британської сертифікації BREEAM , яка орієнтована на систему оцінки сталого будівництва, а саме будівлі оцінюються за багатьма критеріями, а саме енергія, вода, матеріали, управління, та

включає енергоефективність. Прикладом іншої національної методики є італійська ClimateHouse (CasaClima) сертифікація для житла з високою енергоефективністю.

Можемо підсумувати, що підхід європейських країн характеризується низкою переваг, серед яких слід виділити такі: ринок житлової нерухомості все частіше враховує клас енергоефективності як частину вартості; сертифікація створює прозорість для покупців та орендарів; мінімальні енергетичні стандарти стимулюють модернізацію; використання даних і цифрових методів дозволяє оцінювати великі обсяги будівель швидше та дешевше.

Враховуючи викладене вище, у табл. 1 представлено порівняння української практики із практико. ЄС.

Таблиця 1. Порівняння інструментів оцінки енергоефективності житла в Україні vs практики ЄС

Аспект	Україна	Світ / ЄС
Нормативна база та вимоги	Закон України №2118-VIII «Про енергоефективність будівель»: мінімальні вимоги, енергосертифікація, базові процедури. Уряд затвердив Довгострокову стратегію термомодернізації будівель до 2050 р.; з 1 квітня 2025 набули чинності вимоги nZEB (наказ Мінінфраструктури №168 від 06.02.2025).	Переглянута EPBD (EU/2024/1275) набула чинності 28 травня 2024: підвищення темпів реновації, фокус на найгірших 15–25% будівель, гармонізація EPC (Energy Performance Certificate), рух до зеро-викидних будівель.
Сертифікація та класифікація	Енергосертифікація передбачена законом, класи енергоефективності зазначаються в сертифікаті; інституційно – SAEE, Фонд енергоефективності тощо.	У багатьох країнах ЄС: обов'язковий EPC при продажі чи оренді житла, шкала A-G (із узгодженням під EPBD-2024), розширені вимоги до змісту EPC.

Джерело: складено на основі [1-6]

Серед викликів ми виділимо значний перелік старих житлових фондів з великою кількістю будівель до 1970-х років. Їх модернізація є складною, вартісною. В ЄС будівлі старше 50 років часто мають погані характеристики. Нерівномірність між країнами-членами щодо стандартів, методик, класів, неповність даних також заслуговує на увагу. В реальності поведінка мешканців, стан експлуатації, системи обліку часто не враховано коректно. Фінансування модернізації також є великим бар'єром.

Таким чином, в Україні існує досить розвинена нормативно-правова база, є механізми аудиту та сертифікації, але ще багато роботи щодо масштабної модернізації житлового фонду, точності даних та фінансування реалізації заходів.

Список літератури

1. Energy Performance of Buildings Directive. Офіційний сайт Європейської комісії. (27.10.2025). https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-performance-buildings/energy-performance-buildings-directive_en?utm_source=chatgpt.com

2. Directive (Eu) 2024/1275 Of The European Parliament And Of The Council of 24 April 2024 on the energy performance of building. Офіційний сайт ЄС. https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj/eng

3. Закон України «Про енергетичну ефективність будівель». Про енергетичну ефективніс... | від 22.06.2017 № 2118-VIII (Текст для друку)

4. Energy systems. Buildings. Офіційний сайт Міжнародного енергетичногоагенства. (27.10.2025). https://www.iea.org/energy-system/buildings?utm_source=chatgpt.com

5. Комеліна О. В., Щербініна С. А. Сучасні проблеми забезпечення енергоефективності житлового будівництва в Україні. Проблеми економіки № 3, 2014. https://www.problecon.com/export_pdf/problems-of-economy-2014-3_0-pages-108_114.pdf

6. Енергоефективність може підвищити вартість нерухомості на 10-25%. (2023). (27.10.2025). https://ukraine-oss.com/energoefektyvnist-mozhe-pidvyshhyty-vartist-neruhomosti-na-10-25/

7. Гарасимчук І. Д., Панцир Ю. І., Оленюк О. А., Печенюк А. В.(2025). Подільський вісник: сільське господарство, техніка, економіка, 1 (46), 228-235. https://doi.org/10.37406/2706-9052-2025-1.33

УРБАНІЗТИЧНИЙ КОД КОЛЬОРУ СХОДУ УКРАЇНИ

Непочатих Єлизавета Андріївна
Доцент
Івано-Франківській національний університет нафти і газу
yelyzaveta.nepochatykh@nung.edu.ua

Точена Світлана Геннадіївна
Старший викладач
Івано-Франківській національний університет нафти і газу
svitlana.tochena@nung.edu.ua

Ємельянова Ольга Іванівна
Старший викладач
Івано-Франківській національний університет нафти і газу
olha.iemelianova@nung.edu.ua

Макогін Оксана Василівна
Кандидат педагогічних наук
Івано-Франківській національний університет нафти і газу
oksana.makohin@nung.edu.ua

Бережна Анастасія Олексіївна
Здобувачка вищої освіти
Івано-Франківській національний університет нафти і газу
anastasiia.berezhna-amm251@nung.edu.ua

Актуальність теми доповіді

Кольори відіграють важливу роль у формуванні національної ідентичності, культурного коду та символічного мислення. Вивчення символічних характеристик кольорів дає змогу глибше осмислити духовний зміст державних символів України, зокрема Прапора, а також зрозуміти зв'язок між історичними, психологічними й культурними аспектами кольоросприйняття. Це особливо важливо нині, коли питання культурної самоідентифікації є невід'ємною складовою збереження національної єдності. Дослідження кольорів дозволяє не лише простежити витоки національної символіки, але й показати її розвиток у сучасному контексті, коли кожен колір стає своєрідним знаком пам'яті, духовності та стійкості українського народу.

Мета доповіді

Метою роботи є дослідження символічного, міфологічного та психологічного значення кольорів, зокрема жовтого та синього — основних кольорів Прапора України, а також виявлення їхнього відображення у культурі, геральдиці, символіці регіонів (зокрема Донецької області) та національному мистецтві. Поставлена мета передбачає аналіз не лише зовнішніх характеристик кольорів, а й їх внутрішнього змісту, впливу на людину, суспільство та художні образи. Через осмислення символіки кольорів простежується формування духовних і культурних орієнтирів українського народу.

Основні результати дослідження

У ході дослідження з'ясовано, що в геральдиці кольори ніколи не трактувалися натуралістично. Жовтий символізує сонячний вогонь, духовність, життєву енергію, а синій — воду, небо, гармонію та вірність. Це поєднання кольорів створює універсальний символ єдності світла й простору, духовного і матеріального начал. У психологічному вимірі жовтий колір пов'язується з оптимізмом, творчістю, активністю, тоді як синій — зі спокоєм, сталістю, глибиною думки й відданістю. У міфологічному сенсі обидва кольори мають подвійне значення: вони одночасно уособлюють життя і трансцендентність, матеріальне і духовне.

Аналіз прапорів, гербів і брендів Донецької області засвідчив, що синьо-жовта гама є символом єдності з усією Україною, тоді як відтінки зеленого відображають регіональні особливості — степ, природу, відкритість і стабільність. Це поєднання є проявом гармонії традиції та сучасності. Символіка міста Краматорська та герб Донецької області підкреслюють трудову історію регіону, поєднання природної краси, сили та інтелектуального потенціалу.

Виявлено також тяглість традицій у використанні кольорів у народному мистецтві, особливо у вишиванках, які поєднують спільні символи всієї України з локальними особливостями. Вишиванка виступає не лише елементом національного одягу, а й оберегом, який передає культурний код народу через поєднання кольорів. Кожен регіон має свої візерунки та відтінки, але всі вони поєднані спільною ідеєю єдності та духовності. Таким чином, кольори в українській культурі — це не просто естетичні елементи, а носії глибоких символічних змістів, що об'єднують минуле, сучасне і майбутнє нашої держави.

Підсумовуючи, можна зазначити, що кольори виступають універсальною мовою культури, яка передає духовний досвід народу. Донецька область — одна з важливих частин культурної мозаїки України, що зберігає й розвиває національні символи, відображаючи їх у місцевій геральдиці, мистецтві та повсякденному житті. Всі регіони України об'єднують спільні кольори — червоний, білий, чорний у давніх традиціях та синьо-жовті державні барви, що символізують свободу, духовність і мир.

Апробація і впровадження результатів дослідження

У ході дослідження з'ясовано, що в геральдиці кольори ніколи не трактувалися натуралістично. Жовтий символізує сонячний вогонь, духовність, життєву енергію, а синій — воду, небо, гармонію та вірність. Це поєднання кольорів створює універсальний символ єдності світла й простору, духовного і матеріального начал.

У психологічному вимірі жовтий колір пов'язується з оптимізмом, творчістю, активністю, тоді як синій — зі спокоєм, сталістю, глибиною думки й відданістю. У міфологічному сенсі обидва кольори мають подвійне значення: вони одночасно уособлюють життя і трансцендентність, матеріальне і духовне.

Аналіз прапорів, гербів і брендів Донецької області засвідчив, що синьо-жовта гама є символом єдності з усією Україною, тоді як відтінки зеленого відображають регіональні особливості — степ, природу, відкритість і стабільність. Це поєднання є проявом гармонії традиції та сучасності. Символіка міста Краматорська та герб Донецької області підкреслюють трудову історію регіону, поєднання природної краси, сили та інтелектуального потенціалу.

Виявлено також тяглість традицій у використанні кольорів у народному мистецтві, особливо у вишиванках, які поєднують спільні символи всієї України з локальними особливостями. Вишиванка виступає не лише елементом національного одягу, а й оберегом, який передає культурний код народу через поєднання кольорів.

Кожен регіон має свої візерунки та відтінки, але всі вони поєднані спільною ідеєю єдності та духовності.

Висновки

Проведене дослідження підтвердило, що кольори є не лише естетичною категорією, а й важливим елементом культурної пам'яті та ідентичності. Синій і жовтий кольори Прапора України відображають основні духовні цінності народу — гармонію, віру, свободу та життєдайну силу. Їх поєднання символізує рівновагу між небом і землею, духовним і матеріальним.

Кольори в геральдиці, мистецтві й народній творчості є засобом передачі історичної пам'яті та моральних орієнтирів. Дослідження підтвердило, що у культурі Донецької області синьо-жовті відтінки не лише зберігають зв'язок із загальнонаціональними символами, а й отримують нове звучання в сучасних візуальних образах регіону. Таким чином, кольори є мовою культури, яка формує світогляд, відображає менталітет і об'єднує українців у прагненні до єдності, миру та розвитку.

Список використаної літератури

1. Arnheim, R. *Art and Visual Perception: A Psychology of the Creative Eye*. University of California Press, 2004. ISBN: 978-0520243835.
2. Berlin, B., & Kay, P. *Basic Color Terms: Their Universality and Evolution.* Stanford University Press, 1991. ISBN: 978-0804727074.
3. Chevalier, J., & Gheerbrant, A. *Dictionary of Symbols.* Penguin Books, 1996. ISBN: 978-0140512540.
4. Hupka, R. B., Zaleski, Z., Otto, J., Reidl, L., & Tarabrina, N. V. The colors of anger, envy, fear, and jealousy: A cross-cultural study. *Journal of Cross-Cultural Psychology*, 1997. DOI: 10.1177/0022022197281008.
5. Pastoureau, M. *Blue: The History of a Color*. Princeton University Press, 2010. ISBN: 978-0691144310.
6. Pastoureau, M. *Yellow: The History of a Color.* Princeton University Press, 2019. ISBN: 978-0691198252.
7. Wright, A. *The Beginner's Guide to Colour Psychology.* Kyle Books, 2008. ISBN: 978-1856267533.
8. Kharchenko, T. *Color Symbolism in Ukrainian Folk Art. Ethnology Journal of Eastern Europe,* 2019. DOI: 10.2217/ejee.2019.0045.
9. Zinko, Y. *Ukrainian Folk Embroidery: Regional Traditions and Symbolism.* Lviv National Academy of Arts Press, 2015. ISBN: 978-6176420615.
10. Yermolenko, A. *Cultural Identity and National Symbols of Ukraine. Ukrainian Cultural Studies Review,* 2021. DOI: 10.32782/ucs.2021.12.03.
11. Boychuk, M. *Heraldic Colors and Symbols in the Formation of Ukrainian Identity. Visnyk of the National Academy of Fine Arts and Architecture,* 2020. DOI: 10.31558/2308-0978.2020.2.5.

ГІДРОДИНАМІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПЛАСТІВ ПСГ: АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ТА ВИКЛИКИ

Дякончук Сергій Анатолійович
Начальник департаменту
АТ «Укртрансгаз»
dyakonchuk-sa@utg.ua

Стогній Олексій Вадимович
Ph.D., Начальник відділу
АТ «Укртрансгаз»
stognii-ov@.utg.ua

Непапишев Євгеній Олександрович
Провідний інженер
АТ «Укртрансгаз»
nepapyshev-yo@utg.ua

Дубров Дмитро Павлович
Провідний інженер
АТ «Укртрансгаз»
dubrov-dp@utg.ua

Журман Богдан Дмитрович
Провідний інженер
АТ «Укртрансгаз»
zhurman-bd@utg.ua

Однією з ключових задач комплексу ПСГ станом на сьогодні є забезпечення надійного постачання газу на внутрішньому ринку в осінньо-зимовий період в умовах воєнного стану та з великою кількістю непрогнозованих параметрів, здатних порушити режим роботи ПСГ. Тому для можливості виконання покладених на оператора ПСГ функцій постає необхідність в точному прогнозуванні значної кількості режимів роботи сховищ та оптимізації їх роботи. Однією із складових такого прогнозування є гідродинамічне моделювання роботи пластових систем та свердловин газосховищ. Тому постає важливість розуміння фізичної та математичної суті гідродинамічного моделювання та які процеси на нього впливають.

Окрім того, газогідродинамічне моделювання відкриває нам додаткові можливості, такі як аналіз історії роботи ПСГ та контроль технологічної роботи сховища, з проведенням сотень різних симуляцій та можливих подій з подальшим аналізом очікуваних результатів.

В рамках дослідження авторами виконано комплексну роботу по аналізу впровадженню історичних даних та адаптації роботи Червонопартизанського ПСГ.

Тим самим це відкрило нам не тільки відтворення історії роботи ПСГ, але і прогнозування роботи з іншими флюїдами, таких як наприклад водень чи його суміш,

що у свою чергу дає моделювати режими роботи задля збереження обладнання, свердловин та самого продуктивного пласту з нетрадиційними флюїдами.

Для створення такої моделі початково виконано оцифрування інформації на весь період експлуатації ПСГ у кількості більше 3 млн одиниць даних по роботі свердловин, що є найбільш затратним по часу так як більшість таких даних знаходяться у паперовому вигляді. Додатково зроблено внесення даних про конструкцію свердловин та історичні зміни їх конструкції.

Виконано оптимізацію геологічної моделі та параметрів газу. Оптимізація геологічної моделі реалізовувалась у декілька етапів, до яких входять корекція фацій пластів та їх пористість з проникністю.

Після виконання адаптації моделі було апробовано оптимізовану методику побудови газогідродинамічних моделей для сховищ газу з прийнятною точністю. Крім того авторами зроблено тестові газогідродинамічні моделі роботи ПСГ з воднем різних концентрацій газоводневої суміші (з традиційним природним газом), використовуючи як історичні дані так і синтезовані прогнозні режими. Це дало можливість наочно побачити, що закачування різного флюїду призводить до принципово різних результатів в частині прогнозованих технологічних параметрів, таких як тиск та розподіл об’єму закачаного газу в пластовій системі ПСГ.

Список використаних джерел:

1. В.М. Турик, «Гідрогазодинаміка» - Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021 р.;
2. Бойко В.С., Бойко Р.В. «Розробка та експлуатація нафтових та газових родовищ»;
3. Баренблатт Г.І., Желтов Ю.П., Кочина І.Н. «Підземна гідромеханіка»;
4. Khalid Aziz, Ken H. Coats «Petroleum Reservoir Simulation».

ЩОДО ВИКОРИСТАННЯ ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ STRESSCHECK ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН

Дмитренко Андрій Віталійович
аспірант кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
andrii.dmytrenko-a18524@nung.edu.ua

Богославець Володимир Васильович
к.т.н., доцент, директор Інституту нафтогазової інженерії ,
ІФНТУНГ
volodymyr.bohoslavets@nung.edu.ua

Марцинків Богдан Олегович,
аспірант кафедри буріння свердловин
ІФНТУНГ
bohdan.martsynkiv-a185-23@nung.edu.ua

Програмне забезпечення StressCheck використовується для проектування обсадних колон . Перевага цієї програми полягає у тому, що з її допомогою можна забезпечити значну економію загальних витрат на обсадну колону, надаючи різноманітні автоматизовані формули для визначення реалістичних розривних, руйнівних і осьових навантажень, а також шляхом оптимізації кількості та довжини секцій обсадної колони . У деяких випадках можна заощадити до 40% порівняно з конструкціями обсадних колон які проектувались раніше та розробленими традиційними методами.

З функцією користувацьких налаштувань програмне забезпечення StressCheck також надає просту у використанні електронну таблицю для вказівки в точних деталях визначених користувачем профілів внутрішнього, зовнішнього тисків та температури, коли потрібні більш детальні формулювання навантажень.

Досвідчені інженери, які розуміють вимоги до конструкції обсадних колон, розробили програмне забезпечення StressCheck з функціями, які полегшують ретельний розгляд більш складних питань конструкції. Ці питання включають в себе:

- експлуатаційні, монтажні та робочі навантаження, для більш комплексного осьового проектування;
- газові ударні навантаження;
- профілі зовнішнього тиску для різних за якістю цементів.

До прикладу наведемо розрахунки в програмі StressCheck. Вносимо всі необхідні змінні для елементів конструкції свердловини (рисунок 1).

Casing and Tubing Scheme

	OD (mm)	Name	Type	Hole Size (mm)	Measured Depths (m)			Mud at Shoe (kg/m³)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	508,00	Conductor	Casing	660,40	7,00	150,00	7,00	1120
2	339,73	Surface	Casing	444,50	7,00	1720,00	7,00	1140
3	244,47	Intermediate	Casing	311,15	7,00	2970,00	7,00	1460
4	177,80	Production	Casing	215,90	7,00	3400,00	7,00	1150
5	127,00	Production	Liner	152,40	3360,00	3500,00	3500,00	1130
6								

Рисунок 1 – Дані щодо конструкції свердловини у StressCheck

Після чого програма графічно виводить напруження, яким піддаються обсадні колони (рисунок 2).

Зауважимо, що важливим критерієм для підбору обсадної колони труб є ціна конструкції. Ця програма надає можливість це враховувати.

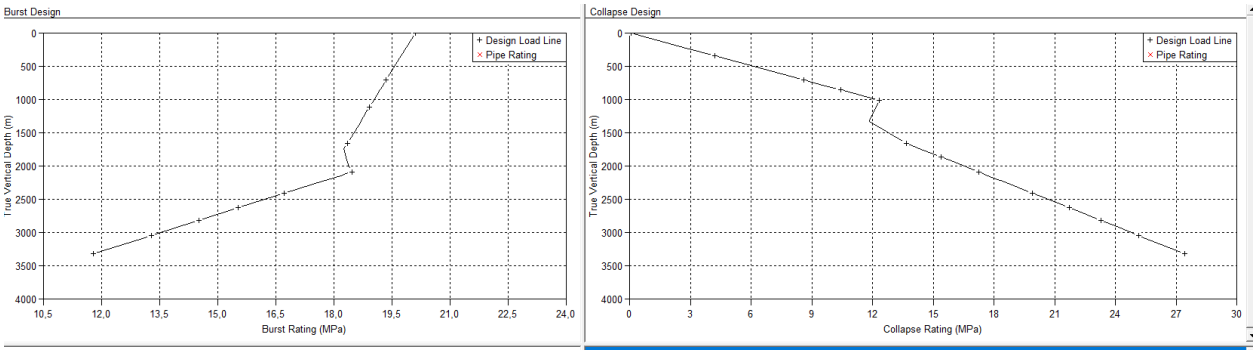


Рисунок 2 – Внутрішні та зовнішні напруження

Тепер проведемо підбір груп міцності та з'єднань.

Відобразимо підбір на прикладі експлуатаційної колони номінальним діаметром 178 мм.

З випадаючого списку ми можемо обрати, ті групи міцності, які задовільняють наші параметри (рисунок 3).

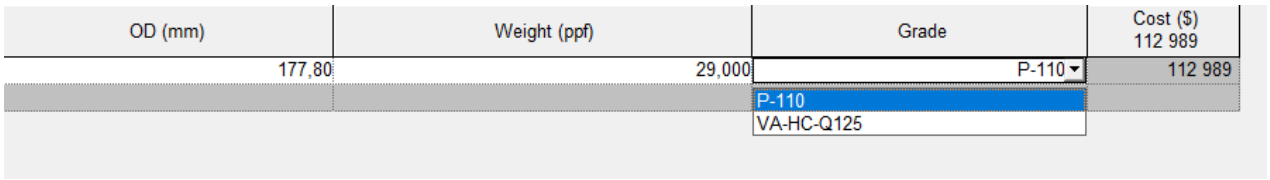


Рисунок 3 – Вид випадаючого списку з доступними групами міцності труб

У цих двох типів труб однакова ціна за 1 метр без врахування ціни з'єднань.

Тепер врахуємо ціну з'єднань. Для труб класу VA-HC-Q125 з типом з'днання STC, ціна за один метр становить 38,93$, що становить 132 101$ для усієї колони труб.

Тепер робимо аналогічні обрахунки для труб класу P-110 з типом з'єднання STC, ціна за один метр становить 37,98$, що становить 128 862$ для усієї колони труб.

Та варто звернути увагу на те, що для труб класу P-110 є доступно більше типів з'єднань.

Для труб класу P-110 з типом з'єднання UPJ-M, ціна за один метр становить 33,38$, що становить 113 254$ для усієї колони труб (рисунок 4). Дане рішення є найбільш оптимальним.

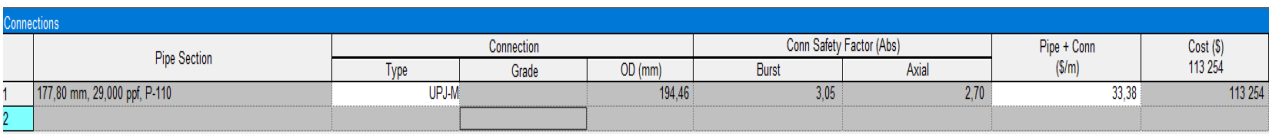


Рисунок 4 – Вигляд підбору з'єднань у StressCheck

Напруження що виникають та напруження, які здатні витримувати колона труб класу P-110 з типом з'єднання UPJ-M продемонстровані на рисунку 5.

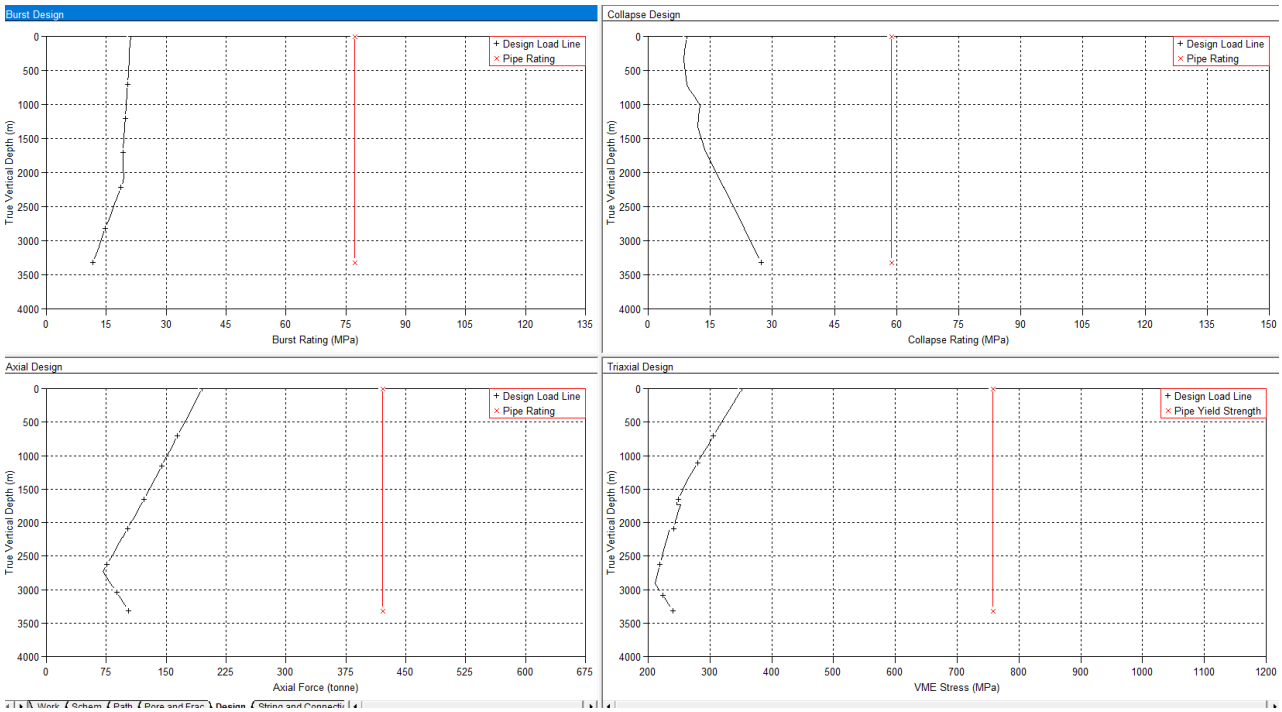


Рисунок 5 – Графіки напружень у StressCheck

ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ВУГЛЕВОДНЕВО-СИНТЕТИЧНОЇ ОСНОВИ ДЛЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ «ВСО-БР» ДЛЯ БУРІННЯ І ЗАВЕРШЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Богославець Володимир Васильович
к.т.н., доцент, директор Інституту нафтогазової інженерії ,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
volodymyr.bohoslavets@nung.edu.ua

Тичина Сергій Олександрович,
к.х.н., ТОВ «Синтез-Хім
synteschem@gmail.com

В даний час у сучасних технологіях будівництва та освоєння свердловин спостерігається чітка тенденція до застосування бурових технологічних рідин на неводній основі (БРНО). Багато в чому це пов'язано з впровадженням у вітчизняну та зарубіжну практику буріння технології будівництва свердловин з великим відходом від вертикалі, у тому числі з горизонтальним закінченням ствола [1].

Використання БРНО дає можливість вирішити проблеми, пов'язаних з виникненням значних опорів під час руху бурильної колони у протяжній пологій ділянці горизонтального стовбура свердловини, подолання сил тертя, забезпечення стійкості стінок ствола свердловини [1].

У науково-технічній літературі наводиться велика кількість відомостей про позитивні результати застосування БРНО при бурінні свердловин складного профілю в різних гірничо-геологічних умовах [1,2]. Зокрема, використання БРНО при бурінні свердловин дозволяє успішно вирішувати завдання запобігання пластичній текучості солей, прихватів бурильних колон, збільшення механічної швидкості проходки при скороченні витрат доліт та ін.

В даний час в Україні більшість родовищ знаходиться на пізній стадії розробки, супроводжуються значним виснаженням високопродуктивних покладів. Це тягне за собою необхідність введення в експлуатацію родовищ з важко доступними запасами. В таких умовах актуальність проблеми якісного розкриття продуктивного пласта багаторазово зростає.

В світовій практиці та в Україні зустрічаються досить великий спектр систем бурових розчинів на вуглеводневій основі. Це такі системи: інвертний емульсійний буровий розчин WITER II компанії ТОВ «Геосинтез Інженірінг», UNIDRIL, MEX-BLOCK OB, MEGADRIL, VERSACLEAN, VERSAVERT, PARALAND, PARADRIL, TRUECORE, FAZE-PRO, SIGMADRIL™ .

Дослідження технологічних властивостей проб бурового розчину здійснювали згідно стандартів API 13-A, API 13B-2 та API RP 13D [3,4]. Реологічні властивості зразків приготовлених бурових розчинів визначались на приладі OFITE 800 при нормальних умовах (t=23°C) та при температурі 49°C. Всі дослідження виконувались у навчально-дослідницькій лабораторії бурових розчинів кафедри буріння свердловин ІФНТУНГ.

Для приготування інвертного-емульсійного бурового розчину на вуглеводнево-синтетичній основі для бурового розчину «ВСО-БР» застосовують, мас. %: ВСО-БР»

- 80% та 20% дисперсна фаза – вода з добавкою до неї 25% $CaCL_2$, емульгатор CHEMVERT RM 1,5 %. Для стабілізації структурно-механічних та реологічних показників до розчину додавали органофільний бентоніт (OrganoClay) в співвідношенні 3-5% до загального об'єму розчину. Для регулювання pH в розчині та нейтралізатор вільних органічних кислот під час буріння використовуємо CaO 2%, емульгатор CHEMVERT PE 2 %.

Пропонуємо для регулювання густини в продуктивних горизонтах додавати мікромрамор 1-2%, а не в продуктивних горизонтах для регулювання густини можливе застосування гідрофобного бариту до необхідної густини.

В таблиці 1 наведено технологічні властивості бурових розчинів.

Таблиця 1 – Технологічні властивості бурових розчинів

Технічні властивості бурових розчинів	Одразу після приготування (дизельне паливо)		Одразу після приготування ВСО-БР	
	23°C	49°C	23°C	49°C
Густина розчину, кг/м^3	940		968	
Статичне напруження зсуву 10с/10хв, Па	3,4/4,8	1,9/1,9	4,3/5,2	2,8/3,3
Ефективна в'язкість (AV), мПа·с	54,5	25,5	60	27
Пластична в'язкість (PV), мПа·с	47	20	50	20
ДНЗ (YP), дПа	7,2	5,28	9,6	6,7
Електростабільність, В	329		799	

Після аналізу результатів досліджень інвертно-емульсійний буровий розчин «ВСО-БР» (ТУ У 20.5-39068438-025:2024) виробництва ТОВ «Ситез-Хім» може бути рекомендований для подальших промислових досліджень та випробувань.

Перелік посилань

1. Kenneth L. Bridges. The Drilling Supervisors Guide to Understanding and Maintaining Drilling Fluids. Drilbert Enginerring Inc.; 2nd edition, 2011. – 332 с.

2. Коцкулич Я. С., Оринчак М. І., Оринчак М. М. Бурові промивні рідини: Підручник. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.

3. API RP 13D Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. [Електронний ресурс]. Режим доступу – http://ballots.api.org/ecs/sc13/ballots/docs/apirp13de6 – 2023. – 78 с.

4. Контроль параметрів бурових розчинів на неводній основі у польових умовах. Розчини на безводній основі. Рекомендована практика API 13B-2. Шосте видання, липень–2023. – 163 с.

ОЦІНКА ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЯК ПАЛЬНОГО ЗА КОМПОНЕНТНИМ СКЛАДОМ

Володимир Грудз,
професор,
професор кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
volodymyr.hrudz@nung.edu.ua

Ярослав Капущак
доцетн,
аспірант кафедри ТЗЕН,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
yaroslav.kapushchak-a18522@nung.edu.ua

Руслан Терещенко
аспірант кафедри ТЗЕН,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
ruslan.terechenko-a18522@nung.edu.ua

Найважливішою характеристикою вуглеводневих газів з точки зору їхньої енергетичної ефективності є теплотворна здатність або теплота згоряння, тобто кількість енергії, що виділяється під час повного згоряння одиниці маси (об'єму або молекулярної маси) за нормальних фізичних умов. Існують вища та нижча теплота згоряння, які відрізняються енергетичними витратами на видалення вологи з палива. Нормативні значення вищих та нижчих теплоти згоряння основних компонентів природного газу наведені в ГОСТ 30319.1-96, але значення теплоти згоряння природного газу залежить від низки факторів, які необхідно враховувати при визначенні поняття «якість газу». Ключовим питанням при оцінці якості природного газу як енергоносія має бути питання його енергетичної цінності наприкінці процесу газопостачання. Споживача менше цікавлять питання компонентного складу газу, його вологості, що також має регламентуватися відповідними нормативно-технічними документами. Однак, якщо споживач використовує природний газ як енергоносій, то його насамперед цікавить енергоємність продукту, яка оцінюється калорійністю.

Калорійність визначається кількістю енергії, отриманої під час повного згоряння одиниці маси (об'єму) природного газу, і поділяється на масову, об'ємну та молярну. Для вуглеводневих горючих газів калорійність характеризується відношенням мас горючого інгредієнта (водню H) до негорючого інгредієнта (вуглецю C), яке зазвичай позначається H/C і яке для найлегшого вуглеводневого газу (метану) приймає максимальне значення H/C=0,25 та зменшується зі збільшенням молекулярної маси газу. При цьому масова теплотворна здатність палива також зменшується, а об'ємна теплотворна здатність збільшується, оскільки щільність газу збільшується. Характер зміни співвідношення H/C та відносні значення масової та об'ємної теплотворної

здатності (взяті стосовно теплотворної здатності метану) показано на рисунку 1. Аналіз результатів показує, що теплотворна здатність етану на 6,82% нижча за теплотворну здатність метану, у свою чергу. Відносна різниця в теплотворних значеннях етану та пропану становить 2,79%, пропану та бутану - 1,59%, бутану та пентану - 1,35%. Отже, збільшення молекулярної маси вуглеводневого газу призводить до зниження його теплотворної здатності, але швидкість зниження зменшується. Тому найефективнішими з енергетичної точки зору є природні гази з максимальним вмістом метану. Збільшення молекулярної маси природного газу призводить до зниження теплотворної здатності відповідно до співвідношення H/C. Об'ємна теплотворна здатність вуглеводневих газів зростає зі збільшенням молекулярної маси, що пояснюється збільшенням щільності газу за нормальних умов. Однак це збільшення створює ілюзію підвищення енергетичної ефективності важких вуглеводневих газів, оскільки масовий баланс компонентів не зберігається.

Як правило, до природних газів належать перші 5 вуглеводневих горючих газів гомологічного ряду, причому найбільшу частку серед інгредієнтів становить метан. Крім того, до природних газів можуть входити негорючі гази, такі як вуглекислий газ, сірководень, азот. Наявність водяної пари в природному газі характеризує його вологість, яку розрізняють як абсолютну та відносну. Абсолютна вологість визначається масою водяної пари на одиницю об'єму газу та вимірюється в г/м3. Зі збільшенням абсолютної вологості за фіксованих умов газ повністю насичується вологою, і така абсолютна вологість називається вологістю повного насичення. Співвідношення абсолютної вологості до вологості повного насичення називається відносною вологістю.

Негорючі інгредієнти (включаючи водяну пару), що містяться в природному газі, призводять до зниження його калорійності, оскільки під час горіння вони забирають частину енергії на нагрівання їх до температури горіння.

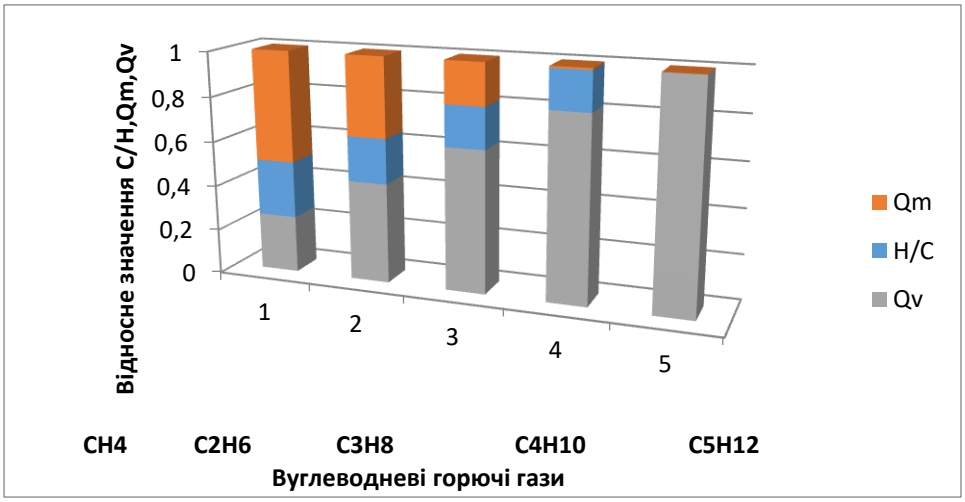


Рисунок 1 –Теплофізичні властивості вуглеводневих газів

Природний газ, який також називають вуглеводнем, складається майже на 90% з вуглеводнів, переважно метану CH4. Він також містить важчі вуглеводні - етан, пропан, бутан і пентан, а також меркаптани та сірководень, які є шкідливими компонентами, азот і вуглекислий газ, які загалом не є шкідливими, але не є теплотворними, водяну пару, домішки гелію та інших інертних газів і механічні

домішки. Всі ці компоненти природного газу по-різному впливають на його теплотворну здатність. Розглянемо цей вплив, проаналізувавши горіння газу.

Горіння - це хімічний процес поєднання палива та окислювача, який відбувається з інтенсивним виділенням тепла та супроводжується різким стрибком температури та концентрації продуктів реакції та відповідним падінням концентрації первинних реагентів [1,2]. Згідно із законом збереження енергії, реакція горіння природного газу описується рівнянням:

$$Q_r\, m_r\, N_r + Q_o\, m_o\, N_o = \sum Q_m m_m N_m + Q_{3m} \qquad (1)$$

де Q_r і Q_o - теплоти утворення газу і окислювача, Дж/кг; m_r і m_o - маси молекул газу і окиснювача, кг; N_r і N_o - кількість молекул газу і окиснювача; $\sum Q_m m_m N_m$ - сума добутків теплот утворення, молекулярних мас і чисел молекул утворених продуктів згоряння (підсумовування здійснюють за всіма N_m молекулами, які беруть участь у реакції, $N_m = N_r + N_o$); Q_{3m} - вільне тепло, що виділилося під час горіння газу, яке називають теплотою згоряння,

На рисунку 2 приведено залежності питомої масової витрати кисню для повного згоряння компонентів вуглеводневого природного газу і утвореної при цьому маси продуктів згоряння.

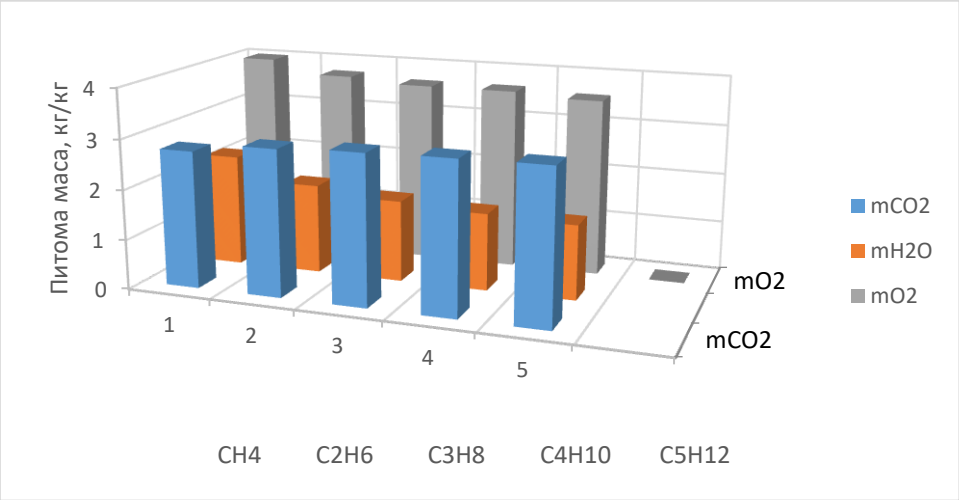


Рисунок 2 – Масова витрата кисню і маса продуктів згоряння компонентів природного газу

Для практичного оцінювання енергетичної цінності газу теплоту згоряння визначають як кількість тепла, що виділяється при згорянні 1 кг або 1 м3 газу, тобто в МДж/кг або МДж/м^3.

Всю теплоту, що виділяється під час згоряння природного газу, називають вищою теплотою згоряння газу Q_B. Однак, як уже зазначалося вище, навіть після сушіння газ не повністю звільняється від вологи і частина теплоти під час згоряння газу витрачається на його випаровування. Тому енергетична цінність природного газу характеризується не всією теплотою, що виділяється під час його згоряння, а лише частиною - без урахування теплоти, що міститься в утвореній водяній парі у вигляді прихованої теплоти пароутворення Qw.

Кількість тепла, яке виділяється під час горіння газу за вирахуванням тепла пароутворення, називають нижчою теплотою згоряння газу Q_H, тобто

$$Q_H = Q_B - Qw \quad (2)$$

Загальнішою характеристикою енергетичної цінності природного газу є його питома об'ємна або масова теплота згоряння. У чинних в Україні НТД нормується питома об'ємна теплота згоряння або теплотворна здатність газу, зокрема, як було зазначене вище, відповідно, нижча та вища питома об'ємна теплота згоряння.

Визначення теплотворної здатності природного газу доцільно здійснювати на підставі аналізу рівняння теплового балансу реакції горіння:

$$\eta Q_H + (C_r + C_n + C_0)(\Theta_r + \Theta_0) = C_{ps}(\Theta_{3r} - \Theta), \quad (3)$$

де η- коефіцієнт повноти горіння; Q_H - теплотворна здатність газу; $C; C_0; C_{ps}$ - теплоємності відповідно газу, окиснювача і продуктів згоряння; $\Theta_r; \Theta_0; \Theta_{3r}$ - температури газу, окиснювача і продуктів згоряння; Θ - деяка задана початкова температура вхідних і вихідних продуктів реакції горіння, стосовно якої здійснюються обчислення.

Повне згоряння газу спостерігається, коли продукти його згоряння не містять горючих газових компонентів або компонентів неповного окислення. Зазвичай продукти згоряння газу містять водяну пару, маса якої складається з трьох частин: пари, що утворюється з вологи, що міститься в самому газі; пари, що утворюється в результаті окислення газових компонентів; пари, що вводиться з повітрям, що використовується для згоряння газу.

Вся теплота, що виділяється під час згоряння газу, сприймається продуктами згоряння і може бути взята від них і повністю використана лише за умови їх охолодження до температури 0, нижчої за так звану температуру точки роси газу для вологи (або просто «точку роси») 0 Р, °С, при якій відбувається конденсація водяної пари. Однак на практиці таке глибоке охолодження продуктів згоряння газу зазвичай не проводиться і прихована теплота пароутворення водяної пари, що міститься в продуктах згоряння природного газу, не використовується. Тому, враховуючи вищезазначене, нижчу теплотворну здатність природного газу можна визначити за формулою

$$Q_H = Q_B - Q_{H2O}(M_H + M_{H2O}), \quad (4)$$

де M_H - маса водню у складі газу; M_{H2O} – маса води у складі газу; Q_{H2O} - кількість тепла, необхідного для нагрівання 1 кг води до кипіння та випаровування.

Розглянемо величини, які входять у (4), для її практичного використання. Вищу теплоту згоряння газу Q_B доцільно визначити розрахунково за відомою методикою, викладеною в [17]. За умови нагрівання 1 кг води від 273К до 373К за тиску P_a = 0,101325 МПа Q_{H2O} = 2,51 МДж/кг. Масу води у складі газу визначаємо залежно від його вологості.

На рисунку 3 приведено залежність зміни нижчої теплоти згоряння вуглеводневого природного газу при різних значеннях його вологості.

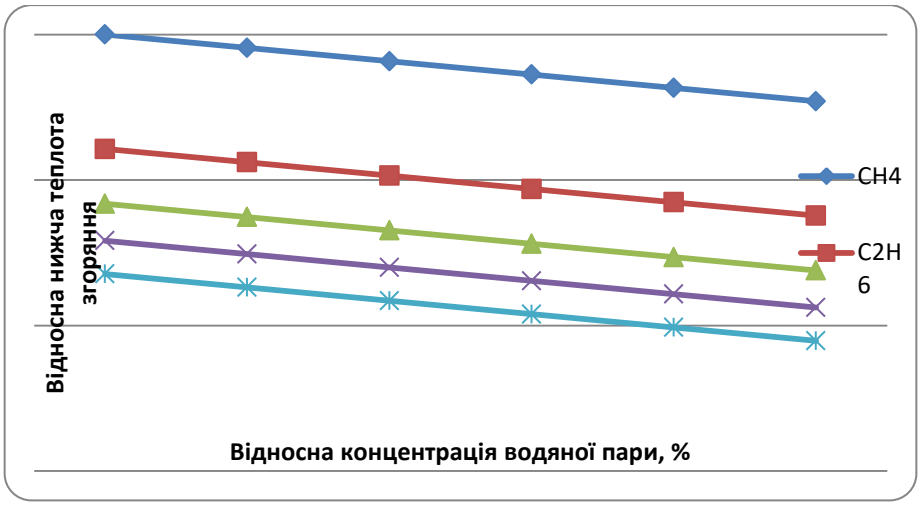


Рисунок 3. Вплив вологості на теплотворну здатність вуглеводневих газів

Аналіз результатів показує, що наявність вологи призводить до зниження калорійності вуглеводневих газів. При збільшенні вологості газу на 10% калорійність зменшується в середньому на 4,7%. Збільшення молекулярної маси вуглеводневого газу також призводить до зниження калорійності, і для етану порівняно з метаном це зниження становить в середньому 7,9%, для бутану порівняно з етаном - 3,7%, для пропану порівняно з бутаном - 2,6%, для пентану порівняно з пропаном - 2,3%.

Література

1. Гордієнко А.І., Богомолець І.Г., Чуб М.В. До питання переходу на облік природного газу як енергоносія // Нафтова і газова промисловість, 2001. №3. С. 42–43.

2. Стадник Б., Мотало А., Мотало В., Петровська І. Теоретичні та практичні задачі кваліметрії природного газу // Метрологія та вимірювальна техніка, 2005. Вип. 65. С. 81–86.

3. ТУ У 320.001.58764.007-95. Гази горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови.

4. Козій В.М., Лур'є А.І., Рубанова І.А. Якість газу родовищ України // Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць УкрНДІгаз. Вип. 28. 2000. С. 66-68.

5. Мотало А. Оцінювання якості природного газу за його теплотворною здатністю // Метрологія та вимірювальна техніка, 2007. Вип. 67. С. 92–100.

6. Мотало А., Мотало В. Методи і засоби гігрометрії природного газу // Метрологія та вимірювальна техніка, 2006. Вип. 66. С. 310–219.

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПООРТНИХ СИСТЕМ ЗА УМОВИ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

Ярослав Грудз,
професор,
професор кафедри ТЗЕН
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
yaroslav.hrudz@nung.edu.ua

Роман Малютін
доцетн,
аспірант кафедри ТЗЕН,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
roman.maliutin-a185-23@nung.edu.ua

Назар Терефенко
аспірант кафедри ТЗЕН,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
nazarii.terefenko-a18522@nung.edu.ua

Тривала експлуатація транзитної газотранспортної системи в умовах неповного завантаження передбачає часті зміни обсягів транспортування газу, що викликає необхідність в оперативному прогнозуванні стаціонарних режимів роботи системи. При неповному завантаженні системи процес формування депресії тиску в кожний поточний момент при зміні величини продуктивності є нестаціонарним і характеризується коливанням тисків з певною частотою і амплітудою. Суперпозиція тисків при максимальній граничній лінії депресії може призвести до перевищення початкового тиску понад допустимий. Для запобігання перенавантаженню трубопроводу необхідно знижувати початковий тиск по відношенню до максимального, що призводить до збільшення лінійних швидкостей руху газу, і, як наслідок, до зростання гідравлічних втрат енергії. З цієї точки зору задача вибору режиму роботи газотранспортної системи являється оптимізаційною.

Оптимальним режимом вважається режим, для якого критерій оптимальності, що характеризує енерговитрати на транспорт газу, приймає мінімальне значення. Енерговитрати газу на транспорт, які можна виразити в еквівалентних обсягах газу як енергоносія, пропонується розділити на витрати паливного газу для приводу газоперекачувальних агрегатів, які пропорційні його потужності, і витрати технологічного газу для підтримання тиску в трубопроводах. Тоді мінімум енерговитрат відповідатиме мінімуму сумарних витрат газу, які є сумою паливного і технологічного газу. Збільшення кількості технологічного газу в трубах призводить до зростання робочих тисків, а, значить, до зменшення енергетичних втрат при

транспорті, отже, до зменшення витрати паливного газу. Тому при оптимальному режимі сума витрат паливного і технологічного газу має мінімум.

При неповному завантаженні складної газотранспортної системи допустимими являються варіації тисків газу в газопроводах при заданій постійній продуктивності, що дає можливість вибирати оптимальний режим з множини допустимих. Незважаючи на характеристики економічної ефективності транспортування газу при високих тисках, бажано залишити певний запас можливого амплітудного коливання тисків з метою запобігання виходу абсолютного значення тиску за межі граничних ліній депресії. Визначення допустимих границь коливання тисків в газотранспортній системі за умови її неповного завантаження досліджується на математичних моделях.

Створена математична модель коливання тиску в газотранспортній системі, викликаного зміною величини продуктивності за умови неповного завантаження, побудована на основі рівнянь зміни імпульсу в газовому потоці, нерозривності та енергії, реалізація якої для умов реальних газопроводів дозволила встановити амплітудні і частотні характеристики нестаціонарного процесу. Встановлено, що в низькочастотній області коливань тиску амплітуда може перевищувати значення в 1 МПа, що призведе до виходу абсолютного значення тиску за межі допустимого інтервалу. Крім того, слід зважати на факт, що швидкості розповсюдження збурень в газопроводі при високих і низьких тисках будуть суттєво різними, що вплине на частотні характеристики нестаціонарного процесу.

Встановлено на основі результатів математичного моделювання, що коливання тиску умовно можна розділити на високо-, середньо- та низькочастотні. Високочастотні характеризуються частотою в діапазоні 0,4 – 4,0 Гц і, як правило, є наслідком стрибкоподібної зміни параметру (тиску, витрати) в певному перерізі газопроводу. Амплітуда таких коливань може досягати величини 1 МПа. Коливання розповсюджуються вздовж газопроводу з швидкість звуку, при цьому амплітуда і частота знижуються. Середньочастотний діапазон складає 0,5 – 10 Гц; такі коливання викликають плавні зміни параметрів потоку в часі. Вони розповсюджуються вздовж трубопроводу з суттєво меншим дискриментом затухання. Низькочастотні коливання викликані добовою нерівномірнісю газоспоживання і лежать в частотному діапазоні 10-5 – 0,5 Гц. Амплітуда коливання тиску залежить від характеру фактора збурення і може бути необмеженою (наприклад, для умов наповнення ділянки газопроводу газом). В умовах високочастотних коливань вирішальну родь в формуванні процесу відіграють інерційні сили і сили гідравлічного опору в потоці газу. Для коливань середньої і низької частоти основним джерелом є сили гідравлічного опору трубопроводу. З точки зору забезпечення надійної експлуатації газотранспортної системи вирішальна роль відводиться високочастотним коливанням тиску, в зв’язку з тим, що такий процес найнепередбачувальніший.

Оптимізація режимів роботи газотранспортної системи в умовах її роботи з неповним завантаженням має свої особливі підходи і принципи їх реалізації. Особливості процедури оптимізації стосуються в першу чергу розширення області допустимих режимів і відповідно вибору технологічних схем і обладнання газотранспортної системи, адже при суттєвому зменшення продуктивності експлуатація можлива при зменшенні числа працюючих компресорних станцій чи кількості працюючих газоперекачувальних агрегатів на кожній з них. Тому врахування витрати паливного газу при різних експлуатаційних режимах, в тому числі вартості паливного та технологічного газу є одним з економічних показників експлуатаційного режиму з енергетичної точки зору.

Розрахунок оптимальних режимів ведеться методом ітерацій при відомій величині абсолютної похибки у визначенні сумарної витрати газу та витрати в кожній з паралельних ниток. В основу розрахунку покладено модель стаціонарного руху газу в трубах. В результаті отримаємо кількість працюючих компресорних станцій на кожній з ниток газотранспортної системи. Знаючи кількість працюючих компресорних станцій на кожній з паралельних ниток газотранспортної системи, тиски і температури на вході і виході кожної з них і їх продуктивність при даному режимі, можна визначити витрату паливного газу по кожній КС і системі в цілому за однією з відомих методик.

Для розрахунку запасів газу в трубах використовується інформація, отримана при реалізації задачі про розподіл витрати газу між паралельними нитками складної газотранспортної системи.

Сумуючи витрати паливного та технологічного газу для кожного з конкуруючих режимів експлуатації газотранспортної системи в умовах неповного завантаження, отримаємо критерій, який характеризує даний режим з точки зору його енергоефективності. Мінімальні витрати паливного і технологічного газу відповідатимуть оптимальному режиму експлуатації газотранспортної системи в умовах неповного завантаження.

Запропонований принцип оптимізації режимів реалізований методом конкуруючих варіантів, які відрізняються максимальними робочими тисками, для оптимізації режимів гіпотетичного газопроводу при заданій продуктивності. Результати процедури у вигляді графіків приведено на рисунках 1,2.

Аналіз отриманих залежностей дає підстави стверджувати, що існує оптимальне значення робочого тиску на виході КС, якому відповідає мінімум енерговитрат на транспортування газу. Збільшення кількості технологічного газу в трубах призводить до зростання робочих тисків, а, значить, до зменшення енергетичних втрат при транспорті, отже, до зменшення витрати паливного газу. Тому при оптимальному режимі сума витрат паливного і технологічного газу має мінімум.

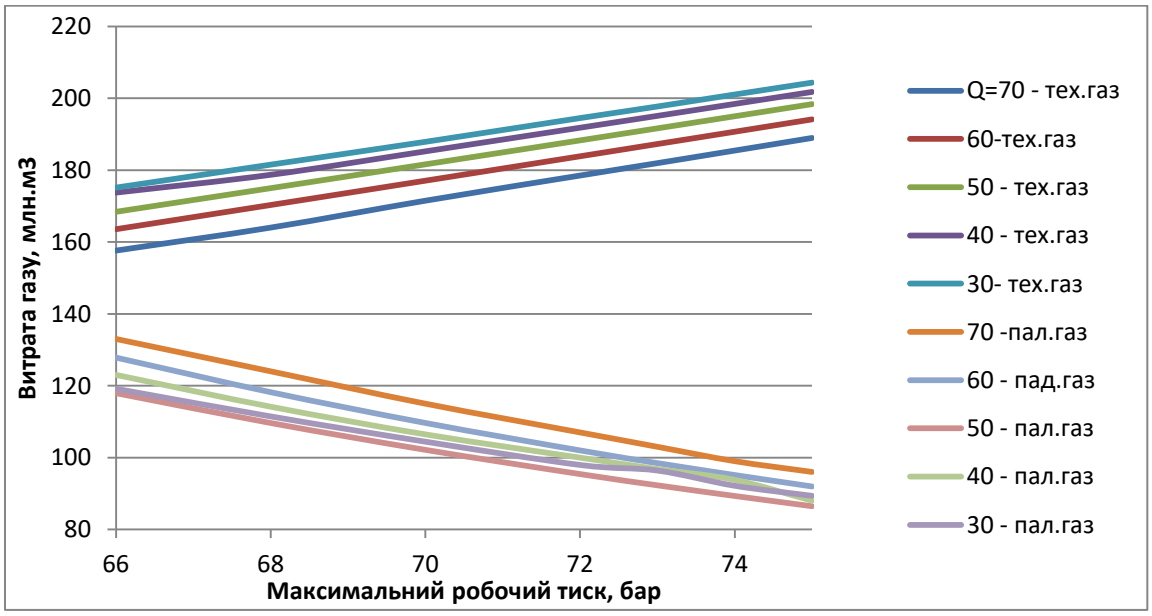


Рисунок 1 – Витрати паливного і технологічного газу в залежності від робочого тиску за різних ступенів завантаження газопроводу

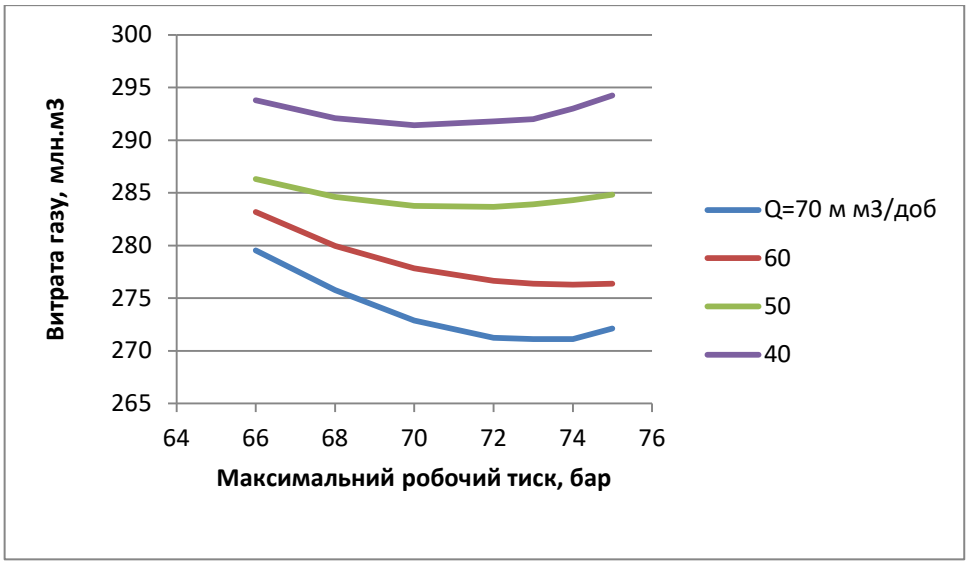


Рисунок 2 – Залежність сумарних витрат газу від робочого тиску за різних ступенів завантаження газопроводу

Література

1. Трубопровідний транспорт газу./М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. -К.: АренаЕКО, 2002 – 600 с.

2. Грудз Я.В. Енергоефективність газотранспортних систем./Я.В. Грудз . Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012 – 208 с.

ІННОВАЦІЙНИЙ ПРОЄКТ ІФНТУНГ “100 ЦИФРОВИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ІНЖЕНЕРНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ”

Віталій Артьомов,
к.т.н., доцент
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
v.artomov@gmail.com

Сучасна інженерна наука переживає період глибокої трансформації. Цифровізація, автоматизація розрахунків, інтеграція штучного інтелекту в дослідницькі процеси та проєктні задачі поступово змінюють не лише методологію, а й саму суть науково-технічної діяльності.

В Україні ці тенденції накладаються на складні реалії війни, що має невизначену тривалість і вже суттєво вплинула на людський, науковий та технологічний потенціал країни. Тисячі фахівців виїхали за кордон або змінили сферу діяльності, що створило загрозу втрати унікального інженерного досвіду, напрацьованого поколіннями. Точних даних про кількість переселенців, біженців та емігрантів немає — за різними оцінками, абсолютні цифри можуть сягати 1,5…2 мільйони людей та більше [1, 2].

У таких умовах на вітчизняні університети покладається важлива роль — бути не лише навчальними закладами (за своїм прямим призначенням), а й ставати центрами консолідації наукового знання, інженерних компетенцій, практичних навичок та рішень, необхідних для зміцнення країни під час війни та майбутньої відбудови.

Ідея інноваційного проєкту «100 цифрових рішень для інженерної галузі України» виникла саме у цьому контексті. Його мета полягає у створенні міждисциплінарної бібліотеки перевірених цифрових інструментів, здатних підтримати як наукові дослідження, так і прикладні інженерні задачі в енергетиці, будівництві, нафтогазовій сфері, машинобудуванні. В рамках проєкту планується представити не менше ста окремих, але структурно подібних рішень, кожне з яких має чітке практичне застосування і наукове підґрунтя. Мова йде про цифрові програми, аналітичні моделі, скрипти, калькулятори та шаблони розрахункових документів, створені за сучасними методиками. Кожен із таких цифрових продуктів — це втілення конкретного алгоритму, описаного у літературі чи стандартах, адаптованого для реального використання дослідником або інженером-практиком. Такий підхід дозволить не лише зберегти й структурувати наукові знання, а й перевести їх у форму, зручну для практичного застосування в умовах цифрової інженерії.

Проєкт має чітко виражений науково-прикладний характер. З одного боку, він спрямований на систематизацію та цифрове відтворення наукових методик, які часто залишаються у вигляді текстів, графіків чи формул у статтях, монографіях або підручниках. З іншого боку, кожне цифрове рішення у збірці є інструментом, який можна використати в реальних розрахунках — від перевірки елементів будівельних конструкцій до моделювання процесів в енергетичних системах або прогнозування зносу деталей машин. Таким чином, наука отримує практичне продовження, а практика — надійне наукове підґрунтя.

Для академічної та наукової спільноти України проєкт “100 цифрових рішень” є пілотним та унікальним. Він реалізується Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу (ІФНТУНГ) в партнерстві з українським технологічним центром Dystlab.

Проєкт покликаний стати майданчиком, де наука зустрічається з практикою, а цифрові технології — із класичною інженерною школою. Він спирається на існуючу екосистему цифрових продуктів, створену в Dystlab. Центральним її елементом є TechEditor — програмне середовище для підготовки технічних документів, автоматизованих розрахунків і наукових звітів [3, 5]. Українська веб-платформа Dystlab Store уже сьогодні містить десятки готових цифрових рішень, розроблених в TechEditor, які активно використовуються фахівцями різних галузей — від будівництва й енергетики до машинобудування — у різних країнах світу [4, 5]. Це не лише демонструє високий рівень української інженерної школи, але й формує органічний репозиторій для крафтових технічних продуктів із позначкою “Made in Ukraine”. Фактично, платформа виступає вітриною сучасних інтелектуальних розробок, створюючи міст між академічною наукою, практикою та глобальним ринком цифрових технологій.

У цьому контексті проєкт “100 цифрових рішень для інженерної галузі України” логічно продовжує і розширює цю ідею: якщо Dystlab Store вже не перший рік накопичує, систематизує та розповсюджує цифрові інструменти власної розробки, то запропонований проєкт покликаний системно акумулювати, розвинути та представити рішення, створені у співпраці з університетською спільнотою [5]. Такий симбіоз сприятиме формуванню єдиного простору української інженерної думки, де наука, освіта і практика взаємно підсилюють одна одну. Саме така синергія здатна забезпечити відновлення і подальший розвиток української науки в умовах невизначеності та глобальних викликів.

Очікується, що повноцінну цифрову бібліотеку, створену в рамках проєкту, можна буде також використовувати в наукових дослідженнях, у роботі кафедр, лабораторій, наукових шкіл та дослідницьких центрів. Збірка може стати основою для підготовки монографії або колективної наукової праці, а також слугуватиме інструментом для участі університету в міжнародних грантових програмах, пов’язаних із цифровізацією та індустрією 4.0.

Проєкт має також значну освітню цінність. Його результати можуть стати базою для формування нового типу навчальних матеріалів — динамічних, практикоорієнтованих, цифрових. Використання реальних інженерних розробок у навчальному процесі дозволяє студентам не лише опановувати теоретичні знання, а й безпосередньо бачити, як ці знання втілюються у сучасних програмних інструментах. Це стимулює аналітичне мислення, навички розв’язання прикладних задач і знайомить майбутніх фахівців із методологією створення власних цифрових продуктів. Таким чином, проєкт сприяє переходу від традиційної освіти до інтегрованої моделі, у якій університет стає активним учасником створення і поширення інженерного програмного забезпечення, а студенти — не лише користувачами, а й потенційними розробниками таких рішень.

Реалізація проєкту “100 цифрових рішень для інженерної галузі” відкриває для України ще одну можливість: гучно заявити про свій науково-технічний потенціал на міжнародній арені. Представлення цифрових продуктів, створених українськими інженерами та науковцями, дозволить не лише продемонструвати рівень фахової компетентності, але й сформувати позитивний імідж країни як джерела інноваційних

технологій в інженерній сфері. Такий формат співпраці створює фундамент для пошуку міжнародних партнерів, інвесторів і спільних дослідницьких проєктів, сприяє інтеграції української наукової спільноти в глобальний технічний простір та забезпечує практичну реалізацію принципу «Science to Industry».

У більш ширшому контексті “100 цифрових рішень” — це не просто технічний проєкт, а спроба відповісти на стратегічний виклик, який стоїть перед Україною сьогодні. Під час війни, коли руйнуються не лише виробничі потужності, а й цілі освітні та наукові інститути, особливо важливо створювати ініціативи, що зберігають інтелектуальний капітал. Університет, який підтримує інновації, може і має стати ядром цього процесу — місцем, де накопичується, перевіряється й поширюється технічне знання. Місцем, де формується майбутнє відновлення країни.

Посилання:

1. Звіт про прямі збитки інфраструктури від руйнувань внаслідок військової агресії Росії проти України станом на листопад 2024 року / Київська школа економіки, 2025, 28 с. PDF: https://kse.ua/wp-content/uploads/2025/02/KSE_Damages_Report-November-2024-UA.pdf

2. Trauma and displacement in Ukraine: the challenge to medicine and politics / International Journal of Medicine, 2022, 269–270. PDF: https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC9086791/pdf/hcac090.pdf

3. Використання інноваційного програмного забезпечення TechEditor в професійній діяльності інженера та архітектора / В. Є. Артьомов, І. І. Білоус // Стан, проблеми та перспективи розвитку сучасних міст : зб. тез доп. IV міжнар. наук.-практ. конф. — Одеса : ОДАБА, 2024.

4. Швидке відновлення штучних споруд в контексті сталого розвитку та військового стану / В. Є. Артьомов, Ю. М. Горбатюк, Д. В. Звонарюк // Збірник наукових праць за матеріалами Всеукраїнської наукової конференції "Логістика і транспортна безпека: проблеми та перспективи розвитку в контексті аналізу сучасних викликів, загроз" (28.10.2022р.), УДУНТ, Дніпро, 2022

5. Цифрові рішення для інженерів: готові шаблони та розрахунки від Dystlab / Технологічний центр Dystlab, 2025. HTML: https://dystlab.com/uk/blog/002

АНАЛІЗ БЕЗПЕКОВОЇ СИТУАЦІЇ У НАФТОГАЗОВОМУ СЕКТОРІ УКРАЇНИ

Кінаш І.П.
д.е.н., професор, завідувач кафедри менеджменту та адміністрування
iryna.kinash@nung.edu.ua

Козак С.С.
аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
stanislav.kozak-a07322@nung.edu.ua

Згідно зі ст. 3 Конституції України [1] та Закону України «Про охорону праці» [2] основним принципом державної політики є пріоритет життя та здоров'я людини. Наявність виробничого травматизму на підприємствах нафтогазової промисловості є проблемою сьогодення. Саме тому належна безпекова ситуація є важливим аспектом функціонування галузі і потребує постійного моніторингу.

Досліджуючи показники виробничого травматизму у нафтогазовій промисловості, маємо відзначити, що, по-перше, відокремленої статистики саме по підприємствах даного сектору наразі не ведеться, а, по-друге, значна частина небезпек пов'язана саме з війною, обстрілами, ракетними ударами тощо і, таким чином, не включається до групи нещасних випадків на виробництві. Якщо говорити про довоєнні показники виробничого травматизму, то, до прикладу, на НАК «Нафтогаз України» фіксувалося у 2020–2021 рр. 13 та 18 нещасних випадків на виробництві, з яких 9 та 6, відповідно, стали смертельними [3]. Тобто, фактично, при зростанні числа нещасних випадків спостерігалося зниження рівня їх летальності. Що ж до аналогічної інформації за період повномасштабної війни, то окремі дані наводяться на сайті Укрнафтогазпрофспілки (табл. 1).

Таблиця 1 – Показники виробничого травматизму у нафтогазовій промисловості України у 2022–2023 рр.

Показник	Рік		Приріст	
	2022	2023	Абсолютний, одиниць	Відносний, %
Нещасні випадки, одиниць	22	23	1	4,5
Число травмованих, осіб	34	23	-11	-32,4
З них: смертельно, осіб	2	1	-1	-50,0
Отримали важкі травми, осіб	*	13	-	-

Джерело: [4]

На сьогодні Укрнафтогазпрофспілка об'єднує 5 територіальних профспілкових організацій (Полтавську, Львівську, Івано-Франківську обласні, Харківський обласний комітет та Київську міську профспілкову організацію) та 4 міжрегіональних

профспілкових організацій (об'єднані профспілкові організації «Укргазвидобування», ПАТ «Укрнафта», АТ «Укртранснафта», АТ «Укртрансгаз»). В цілому, на обліку в Укрнафтогазпрофспілці станом на 01.01.2024 р. перебувала 81 первинна профорганізація та, загалом, 68875 працівників галузі. Виходячи з наведеної інформації, можна говорити, що навіть в умовах війни і надзвичайно високого ризику на майже 70 тис. зайнятих було травмовано всього 57 осіб за два роки, що могло б вважатися досить прийнятним показником, якби всі смертельні випадки та важкі травми були отримані лише внаслідок війни. Проте, за даними цієї ж профспілкової організації, лише 17,4 % травмованих осіб стали учасниками нещасних випадків на виробництві саме через бойові дії (рис. 1).

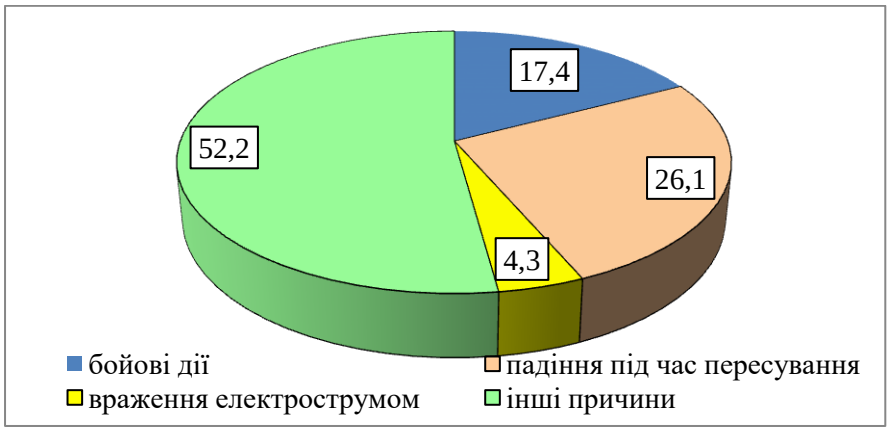


Рисунок 1 – Структура травматичних випадків у нафтогазовій промисловості України у 2023 р. за їх причинами, %

Джерело: [4]

Найбільша кількість травм, які отримуються працівниками у нафтогазовій промисловості, як бачимо, не має конкретно визначеної причини, а, отже, може мати місце як внаслідок особистого недотримання правил безпеки працівником (необережність, складний психосоціальний та емоційний стан), так і в результаті різних організаційних моментів. При цьому, саме від воєнної загрози, як свідчать наведені дані, персонал підприємств нафтогазової сфери є досить захищеним – лише 4 особи впродовж 2023 року отримали важкі ушкодження. З іншого боку, саме цей момент є дуже показовим з точки зору забезпечення охорони праці на підприємствах сектору, оскільки більшість працівників отримує травми в звичайному робочому середовищі.

Виявлені дані в цілому корелюються і з загальнодержавними показниками виробничого травматизму в Україні під час повномасштабної війни (рис. 2). Тобто мається на увазі, що значна частина працівників зазнає травм чи, навіть, стає жертвою смертельного випадку на виробництві зовсім не через війну. Наведені дані, звісно, не можуть вважатися повними, оскільки ще з перших днів повномасштабного вторгнення перестала враховуватися статистика з підприємств, які одразу опинилися в окупації чи в зоні бойових дій, проте дозволяють відслідковувати тенденції.

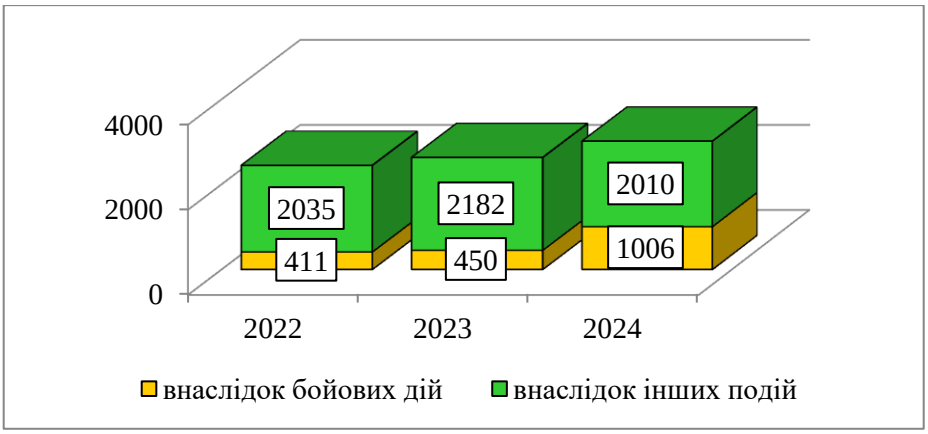


Рисунок 2 – Чисельність травмованих осіб на виробництві в Україні у 2022–2024 рр., осіб

Джерело: [5]

І в цьому випадку загальноукраїнська тенденція до зростання числа травмованих на виробництві саме внаслідок бойових дій, на нашу думку, є наслідком «звикання» українців до війни, результатом чого часто стає нехтування базових основ безпеки при оголошенні повітряної тривоги. Так як інтенсивність обстрілів є приблизно однаковою з деякими коливаннями і, при цьому, в 2022–2023 рр. число травмованих на виробництві в результаті бойових дій було меншим за четверту частину від всіх інших травмованих осіб, то у 2024 році їх число вже становить третину загальної кількості травмованих на виробництві. Звісно, відсоток смертельних випадків на виробництві є значно вищим саме з причин бойових дій, проте в загальноукраїнському розрізі на виробництві гине більше людей зовсім не через війну (рис. 3).

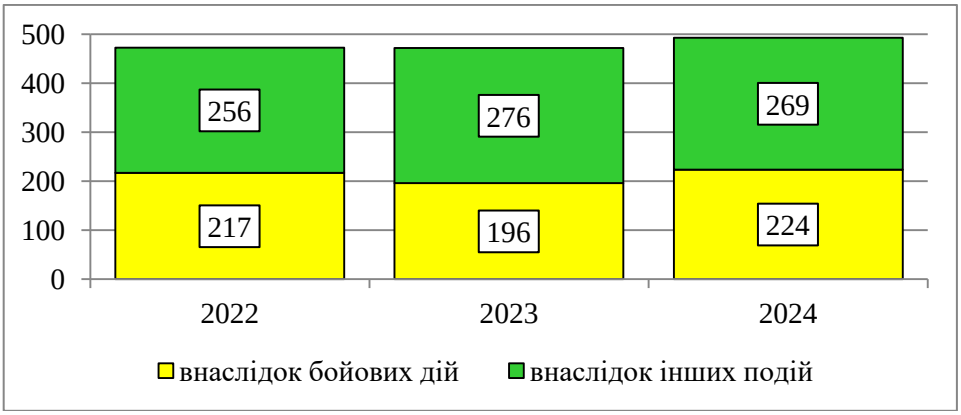


Рисунок. 3 – Число смертельних випадків на виробництві в Україні у 2022–2024 рр.

Джерело: [5]

Наведені дані дозволяють говорити про те, що в цілому рівень безпеки праці в Україні є недостатнім і тут причиною далеко не завжди є війна. До прикладу, за оцінками Державної служби України з питань праці у 44 % до смертельних випадків на виробництві призводять саме організаційні чинники і лише в 4 % – технічні. Іншими словами, ключовим чинником забезпечення безпечної роботи персоналу є її належна організація.

Отже, підсумовуючи аналіз сучасної безпекової ситуації у нафтогазовому секторі української економіки, маємо відзначити, що війна, звісно, вносить значні корективи в його функціонування і, зокрема, у питання забезпечення збереження виробничих потужностей, проте, при цьому, актуальною і досі залишається проблематика організації безпечної виробничої діяльності і, в тому числі, безпечної праці найманого персоналу.

Список використаних джерел

1. Конституція України URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/254%D0%BA/96-%D0%B2%D1%80#Text
2. Закону України «Про охорону праці» URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12#Text
3. Оперативна інформація про виробничий травматизм на державних підприємствах паливно-енергетичного комплексу станом на 01.10.2021 р. / Міністерство енергетики України. URL : https://mev.gov.ua/sites/ default/files/2022-05/Травматизм%2001.10.2021%20року.pdf
4. Укрнафтогазпрофспілка. URL : https://ngpu.org.ua/ru/node/660
5. Стан виробничого травматизму / Державна служба України з питань праці. URL : https://dsp.gov.ua/stan-vyrobnychoho-travmatyzmu/

РОЛЬ БІОЕНЕРГЕТИКИ В ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ УКРАЇНИ

Лопушняк Василь Іванович
д.с.-г.н, професор кафедри ТЗБП
Івано-Франківський національного технічного університету нафти і газу
andriy.kotsyubynsky@nung.edu.ua

Грицуляк Галина Михайлівна
д.с.-г.н, доцент, зав. кафедри ТЗБП
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
halyna.hrytsuliak@nung.edu.ua

Коцюбинський Андрій Олегович
к.фіз.-мат.н, доц. кафедри ТЗБП,
Івано-Франківський національного технічного університету нафти і газу
andriy.kotsyubynsky@nung.edu.ua

Линник Діана Олександрівна
магістр групи ТЗКм-25-1
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
dianora123456789@gmail.com

Однією з ключових складових національної безпеки України є енергетична безпека, яка є важливою складовою державної політики, що впливає на економічний розвиток та соціальну сферу. Тривалі воєнні дії на території України, цілеспрямоване і систематичне руйнування агресором невійськових об'єктів критичної інфраструктури, включаючи енергетичну, зокрема у тилових регіонах, зумовлюють критично важливим вирішення питання стабільного забезпечення енергією. Ситуація загострюється тим, що енергетична галузь в країні відзначається надмірною централізацією і концентрацією об'єктів енергетичної галузі [1].

Для України енергетична галузь у довоєнний період відзначалася тотальною залежністю від імпорту невідновлюваних енергоносіїв з держави-агресора, що впливало на формування політики енергозалежності від зовнішніх чинників, стримуванням розвитку технологій відновлюваної енергетики та енергоощадних технологій. Тому у період прихованої агресії з 2014 року і, особливо, повномасштабного вторгнення російської федерації у 2022 році, енергетична безпека України набуває особливого значення, що впливає на функціонування економіки країни і саме її існування, а також її незалежність [2].

Окупація Запорізької АЕС, захоплення понад 60% українських вугільних та 20% газових родовищ, руйнування нафтогазової інфраструктури, а також політика російської федерації, яка базується на перманентному газовому і нафтовому шантажі усієї Європи та світу, свідчать про необхідність розвитку технологій відновлюваної енергетики (ВДЕ). Для України розвиток відновлюваної енергетики є одним із першочергових завдань для підвищення енергетичної, екологічної і, загалом, національної безпеки держави [2,4]

Ще у довоєнний період важливою складовою енергетичної стійкості України переважна більшість експертів вважала розвиток відновлюваної енергетики. До 2022 року галузь відновлюваної енергетики в Україні розвивалася бурхливими темпами. За даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), станом на 31 грудня 2021 року, встановлена потужність сектору відновлюваної енергетики в Україні досягла **9655,9 МВт,** що в 4,2 раза переважало аналогічний показник порівняно з 2018 роком. Це стало можливим завдяки сприятливій законодавчій базі сформованій у 2019 році. У 2019 році Україна увійшла у ТОП-10 країн світу за темпами розвитку відновлюваної енергетики. У рейтингу Climatescope від Bloomberg New Energy Finance (Bloomberg NEF), Україна посіла 8 місце за інвестиційною привабливістю у питанні розвитку низьковуглецевих джерел енергії і будівництва «зеленої» економіки. У 2021 році, Україна була на 48 місці за загального інвестиційного потенціалу держави серед 136 країн світу в рейтингу Bloomberg NEF [2].

Унаслідок повномасштабного вторгнення російської федерації в Україну в 2022 році було окуповано близько 25 відсотків встановленої потужності ВІДЕ

У післявоєнний період до 2050р. науковці прогнозують три сценарії («консервативний», «ліберальний» та «революційний») розвитку енергетичних технологій в Україні. У разі відсутності дієвої політики стимулювання енергоефективних заходів та розвитку ВДЕ (Консервативний сценарій) кінцеве споживання енергоресурсів (КСЕ) у 2050 р. буде більшим на 27%, ніж у 2012 р. У разі імплементації амбітного Революційного сценарію, який передбачає суттєве скорочення енергоспоживання та інтенсивний розвиток ВДЕ, КСЕ буде меншим на 27%, а частка енергії, отриманої з ВДЕ, складатиме 91% [3,5]

ВДЕ розглядаються в Україні і в світі як один із ключових елементів декарбонізації економіки та боротьби з кліматичними змінами

Інтенсивний розвиток технологій ВДЕ є одним із пріоритетних напрямів розвитку світової енергетики, що зумовлено необхідністю стабілізації енергозабезпечення суспільств за умов зростаючого енергоспоживання, мінімізації наслідків ринкових коливань цін та унеможливлення енергетичних криз, зменшення обсягів шкідливих викидів, які утворюються внаслідок спалювання викопних видів палива, що впливає на глобальні кліматичні зміни.

Національним планом дій з ВДЕ передбачено довести частку ВДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії у 2030 році до 27%, зокрема у системах тепло- та холодо- постачання – 33%, виробництві електроенергії – 29%, транспортному секторі – 17%[1,4]

У структурі ВДЕ в Україні за останні роки найактивніше розвивалися сонячна і вітрова енергетика. Однак, біоенергетика як один з важливих напрямів відновлюваної енергетики може відігравати суттєву роль у зміцненні енергетичної незалежності країни. Це особливо актуально в умовах, коли традиційні джерела енергії стають менш доступними через бойові дії та блокади, планові та аварійні відключення електроенергії, численні кібератаки на енергетичний сектор.

З усієї біоенергії, що виробляється в Україні, близько 70 % отримують саме з твердої біомаси у спосіб її спалювання. Ще 15 % виробляється у вигляді біогазу та близько 15 % припадає на рідкі біопалива типу біодизеля та біоетанолу

За оцінками експертів, д**о 2030 року планується, що в структурі споживання відновлюваної енергії в секторі теплопостачання та холодопостачання внесок біомаси становитиме 5749 тис. т н.е./рік, а біогазу – 235 тис. т н.е./рік** за загального

валового кінцевого споживанні енергії з ВДЕ 7400 тис. т н.е./рік. Таким чином, частка біомаси разом із біогазом становитиме у 2030 році майже 81% у цьому секторі від усіх, температуру та аерацію, прискорюючи процес очищення у рази. Розробка мобільних модульних установок (ММУ) є ключовою технологічною перевагою, що дозволяє швидко розгортати процес очищення в будь-якій точці країни [3].

ВДЕ. Шляхом будівництва та введення в експлуатацію нових потужностей біогенерації виробництво електричної енергії з біомаси може бути збільшено до 3850 ГВт·год (загальною потужністю близько 876 МВт). Частка енергії з ВДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії в транспортному секторі становитиме не менше 17%, що в перерахунку на натуральні величини складає 830 тис. т н.е. Із них споживання рідкого біопалива (біоетанол, біодизель) забезпечить 420 тис. т н.е., зокрема: біоетанол з харчових і кормових культур – 398 тис. т н.е., біоетанол з відходів, залишків (II покоління) – 10 тис. т н.е., біодизель з відходів, залишків (II покоління) – 12 тис. т н.е. Крім цього, споживання біометану з відходів, залишків (II покоління) становитиме 0,5 тис. т н.е.

Потенціал розвитку отримання енергії з біомаси в Україні є дуже значним (табл. 1).

Таблиця 1. Потенціал ВДЕ в Україні [2]

№ з/п	Напрями використання ВДЕ	Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал	
		млрд. кВт*год/рік	млн т у.п./рік
1.	Вітроенергетика	79,8	28,0
2.	Сонячна енергетика	38,2	6,0
3.	Мала гідроенергетика	8,6	3,0
4.	Біоенергетика	178	31,0
5.	Геотермальна теплова енергетика	97,6	12,0
6.	Енергетика довкілля	146,3	18,0
Загальні обсяги заміщення традиційних паливно-енергетичних ресурсів за рахунок ВДЕ		548,5	98,0

Завдяки своїм природним умовам та розвинутому аграрному сектору країна має великі запаси біомаси, яку можна використовувати для виробництва теплової а електричної енергії.

Таким чином, біоенергетика є стратегічно важливим напрямом розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні, здатним підвищити енергетичну незалежність держави, знизити вплив імпортованих енергоресурсів та мінімізувати викиди парникових газів.

Вирощування енергетичних культур на маргінальних та деградованих ґрунтах зумовлює подвійну користь, оскільки, з одного боку, забезпечує виробництво біомаси, а з іншого, – покращання екологічного стану ґрунтового покриву, підвищує стійкість агроекосистем і сприяє секвестрації вуглецю атмосфери.

Застосування ОСВ та інших органічних відходів під енергетичні культури є перспективним способом підвищення продуктивності фітоценозів та екобезпечної утилізації нагромаджених органічних відходів, проте потребує контролю за вмістом шкідливих речовин та важких металів.

Біоенергетика в умовах війни демонструє значні переваги: локалізацію та децентралізацію виробництва енергії, швидке розгортання енергетичних об’єктів, зниження фінансових ризиків та забезпечення енергією важливих об’єктів у критичних умовах.

Для ефективного розвитку біоенергетики необхідні комплексні державні заходи: стимулювання інвестицій, сприятливе законодавство, підготовка фахівців, міжнародна співпраця та впровадження сучасних технологій енергогенерації з біомаси.

Розвиток біоенергетики після завершення війни може стати рушійною силою економічного відновлення України, створюючи робочі місця, підвищуючи енергетичну безпеку та сприяючи сталому розвитку територій.

Список літератури

1. Національний план з енергетики та клімату на період до 2030 року (2024). (електронний ресурс). Режим доступу: https://me.gov.ua/Documents/Detail?lang=uk-UA&id=17f558a7-b4b4-42ca-b662-2811f42d4a33&title=NatsionalniiPlanZEnergetikiTaKlimatuNaPeriodDo2030-Roku

2. Цілі розвитку біоенергетики: Нацплан з відновлюваної енергетики до 2030 року.2024. (електронний ресурс). Режим доступу: https://saf.org.ua/news/2030/

3. Sandworm Disrupts Power in Ukraine Using a Novel Attack Against Operational Technology. 2023. (електронний ресурс). Режим доступу: https://cloud.google.com/blog/topics/threat-intelligence/sandworm-disrupts-power-ukraine-operational-technology/

4. Lopushniak, V.I., Hrytsuliak, H.M., Kotsyubynsky, A.O., ... Hoisan, T.S., Sidelov, A.V. Bioenergetic efficiency of growing miscanthus with sewage sediment. Iop Conference Series Earth and Environmental ScienceOpen source preview, 2024, 1415(1), 012053. DOI: 10.1088/1755-1315/1415/1/012053

5. Hrytsuliak, H., Kotsyubynsky, A., Zaritskyy, V., ... Kalyn, T., Bohdan, H. Revitalization of Oil-Polluted Soils by Growing PhytoreMediation Plants. Studies in Systems Decision and ControlOpen source preview, 2025, 595, P. 617–625. DOI: 10.1007/978-3-031-90466-0_26

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОПОРШНЕВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА НАФТОВИХ ПРОМИСЛАХ УКРАЇНИ

Соломчак Олег Володимирович,
канд. техн. наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
oleh.solomchak@nung.edu.ua

Гетьман Богдан Романович
АТ «Укрнафта»,
getman.bogdan@gmail.com

Вступ

Сучасні умови розвитку енергетики України вимагають пошуку нових джерел електричної енергії, здатних забезпечити високу надійність та енергонезалежність. Особливої актуальності ці питання набувають у період воєнного стану, коли централізовані системи електропостачання можуть зазнавати пошкоджень. Розподілена генерація стає одним із ключових напрямів розвитку енергетичного сектору, адже вона дозволяє створювати незалежні джерела живлення безпосередньо у місцях споживання. Використання газопоршневих електростанцій (ГПЕС) [1] на нафтових промислах є перспективним рішенням, оскільки воно дозволяє ефективно застосовувати попутний нафтовий газ, що часто залишається невикористаним. Таким чином, забезпечується не лише підвищення надійності енергопостачання, але й зниження втрат енергоресурсів. Крім того, такі установки можуть сприяти зменшенню екологічного навантаження та економії коштів на імпорті енергоресурсів. У результаті розгортання локальних електростанцій на базі попутного газу стає реальним інструментом енергетичної безпеки.

Основна частина

На сьогодні запас генеруючих потужностей електроенергії в Україні є недостатнім для забезпечення стабільної роботи енергосистеми впродовж 2025-2026 року. Ракетні атаки продовжуються, що робить ситуацію в енергетичній галузі вкрай нестабільною й унеможливлює суттєве її покращення не лише у поточному періоді, але й у перспективі на 2026 рік.

На додаток до існуючих викликів, найбільша в Україні нафтовидобувна компанія з понад 80 річною історією, починаючи з 2023 року почала масштабну інвестиційну програму, основою якої є буріння нових свердловин, впровадження методів підвищення нафтовіддачі та інтенсифікація операційної діяльності для збільшення видобутку вуглеводнів. Тільки на родовищах Західної України у 2025–2026 роках планується введення в експлуатацію понад 20 нових нафтових свердловин [2]. Така тенденція потребуватиме суттєвого збільшення енергоспоживання, яке не завжди можна забезпечити мережами оператора системи розподілу електроенергії (ОСР).

Будівництво нових ПЛ тільки частково вирішує питання забезпечення електропостачання нафтогазових родовищ і не знімає ризики його припинення у разі суттєвого пошкодження енергетичної інфраструктури України внаслідок обстрілів російської федерації [3].

Особливо гострі ризики виникають для газопереробних заводів (ГПЗ) та родовищ Східного регіону, які можуть зіткнутися з повним припиненням електропостачання через руйнування розподільчих мереж. У Західному регіоні значною мірою загрожує реалізація графіків аварійних відключень через недостатність доступної електроенергії. Перебої у постачанні електроенергії безпосередньо впливатимуть на безперервність виробничих процесів.

Для стабільного виробництва власної електроенергії можна розглянути встановлення газопоршневих чи газотурбінних установок. Порівняльний аналіз дано в табл.1.

Таблиця 1 – Порівняння газопоршневих та газотурбінних установок

Параметр	**Газопоршнева установка**	**Газотурбінна установка**
Діапазон потужності	0,1–10 МВт (оптимально до 5 МВт)	1–300+ МВт (оптимально від 5–10 МВт)
Електричний ККД	35–42 %	25–38 % (малі ГТУ), до 42 % (великі)
Когенераційний ККД (ел+тепло)	80–90 %	70–80 %
Вимоги до палива	Чутливі до складу газу (потрібна очистка, стабільний склад)	Менш чутливі, можуть працювати на "бідних" газах, низькоякісному ПНГ
Час пуску	Швидкий (хвилини)	Довший (десятки хвилин)
Навантаження	Добре працюють у змінних і часткових навантаженнях	Найефективніші на сталому повному навантаженні
Надійність і ресурс	Висока на малих/середніх потужностях, але потребують регулярного ТО	Дуже надійні на великих потужностях, міжремонтні інтервали довші
Вартість інвестицій	Нижча (особливо <5 МВт)	Вища (економічно виправдано від 10–20 МВт)
Сфера застосування	Невеликі та середні ТЕЦ, утилізація ПНГ, резервне та локальне живлення	Великі електростанції, пікові та базові навантаження, промисловість
Переваги	Високий ККД у когенерації, дешевші, гнучкіші	Можуть бути дуже потужними, працюють на різних видах палива, менше вібрацій
Недоліки	Менша потужність, вібрації, потреба в якісному газі	Нижчий ККД на малих установках, висока вартість, гірше переносять часткові навантаження

Використання газопоршневих електростанцій на нафтових промислах є доцільним рішенням, що базується на раціональному застосуванні попутного нафтового газу (ПНГ) [4]. Дуже часто економічно недоцільним є будівництво газопроводів від нових нафтових свердловин до газопереробних заводів, а існуючі газопроводи, які побудовані в 1960 их - 1970 их роках, не забезпечують достатньої пропускної спроможності. Тому, частина ПНГ спалюється на факелах, що призводить до екологічних збитків та втрат потенційного енергоносія. Замість цього

доцільно спрямовувати газ на живлення ГПЕС потужністю 500–2000 кВт із напругою генерації 6(10) кВ. Вироблена електроенергія може забезпечувати роботу верстатів-качалок, електровідцентрових насосів свердловин, дотискних насосних станцій, компресорних станцій, бурових установок та інших споживачів промислу.

Можливі варіанти приєднання таких електростанцій:

- автономна робота в ізольованому (“острівному”) режимі, коли електроенергія повністю споживається на промислі;
- паралельна робота з енергосистемою, що дозволяє реалізовувати надлишок енергії у загальну мережу на ринку електричної енергії;
- робота виключно на енергосистему і 100% реалізація виробленої електроенергії.

Автономний режим є більш актуальним у випадках, коли відсутнє надійне підключення до мережі або існує ризик аварійного відключення. Паралельна робота, у свою чергу, підвищує гнучкість використання установок. Робота тільки на енергосистему доцільну у випадку наявності великих покладів газу і відсутності власних споживачів електроенергії.

- Аналізуючи таблицю, можна зробити наступні висновки: до 5–10 МВт → краще газопоршневі установки (вищий ККД, дешевші, гнучкіші).
- понад 10–20 МВт → економічно доцільніші газотурбінні (масштабність, надійність, можливість роботи на різних паливних сумішах).
- для когенерації (електрика + тепло): газопоршневі ефективніші (до 90 %).
- для великої генерації (електрика як основний продукт): турбіни кращі, особливо в комбінації з паровою турбіною (парогазові цикли, ККД до 55–60 %).

Доцільність використання когенерації (теплової енергії) на газопоршневих установках здійснюється індивідуально в залежності від різновидності технологічного процесу підготовки та транспортування вуглеводнів на кожному об’єкті окремо. ККД ГПЕС становить 35-43 %, а когенераційної 80-90 %.

Таблиця 2 – Ефективність когенераційних установок на ПНГ

Виробник / модель	**Електричний ККД**	**Тепловий ККД**	**Сумарний ККД**
Jenbacher J620	~40 %	~45 %	~85 %
Caterpillar G3516	~38 %	~44 %	~82 %
MAN E3262 LE	~39 %	~46 %	~85 %

Розглянемо декілька варіантів використання ГПЕС.

Об’єкт 1.

Для цього об’єкте нафтовидобутку взято за основу комерційну пропозицію на базі двигуна MTU Rolls Royce Power Systems AG (ТМ Німеччина) – 2 машини. Працюючи на типовому природному газу вказані машини здатні генерувати 1 МВт електричної потужності кожна. З врахуванням наявного фізико-хімічного складу газу, який видобувається на родовищі, електрична потужність машини буде знижена до величини орієнтовно 750 – 800 кВт. Наявність двох газопоршневих установок по 750 кВт та потужність 500 кВт від ОЕС, дасть можливість забезпечити безперервну

роботу родовища (без обмеження технологічного процесу) при почерговому виводі газопоршневих установок для їх планових профілактичних ремонтів чи аварійних вимкнень.

Об’єкт 2.

Установка комплексної підготовки нафти, яка крім електричної енергії потребує також теплової. Тому для цього об’єкта доцільно використати когенераційні установки.

Когенераційна установка - контейнерна газопоршнева електростанція RSE 2300 на базі двигуна MWM TCG3020 V20 N= 228кВт, Qпал.газу=5204 кВт [5]. Особливістю даної установки є блочне виконання, яке захищає обладнання від осколків ракет та дронів. Схема приєднання до мережі дозволяє роботу як автономно, так і паралельно з мережею.

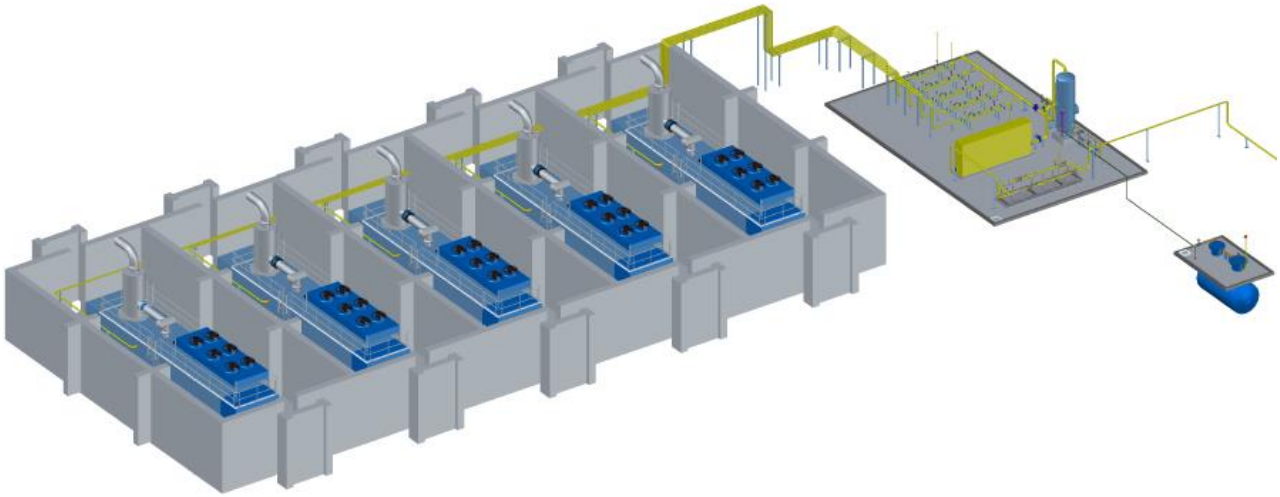


Рисунок 1 – Компоновка когенераційної електростанції

Об’єкт 3.

Особливістю об’єкту є відсутність власних споживачів електричної та теплової енергії при наявності достатніх покладів газоконденсатного газу. Для такого об’єкту було прийнято рішення будівництва комплектної газопоршневої станції [6] загальною потужністю 27-30 МВт. Вона повинна мати 3 газопоршневі двигуни.

Всього «Укрнафта» закуповує три газопоршневі когенераційні установки загальною потужністю від 72 МВт, з послугами монтажу та введення в експлуатацію [6]. Встановлення трьох сучасних електростанцій дозволить компанії підтримати власні технологічні потреби та посилити енергосистему України.

Непрямий ефект від реалізації проекту полягає у відверненні економічних збитків від можливих втрат через зупинки нафтових свердловин та іншого технологічного обладнання внаслідок відсутності зовнішнього постачання електроенергії (можливі аварійні руйнувань енергомереж, завданих російською агресією).

Важливим фактором є підвищення надійності електропостачання. Використання локальних джерел енергії дозволяє забезпечити безперервну роботу критично важливих споживачів навіть у випадку аварій у централізованій мережі. Крім того, можливе застосування комбінованих систем (електроенергія + теплова енергія), що додатково підвищує економічну ефективність.

Висновки

Використання газопоршневих електростанцій на нафтових промислах є ефективним способом підвищення надійності та економічності енергопостачання. Основною перевагою є можливість застосування попутного газу, який зазвичай спалюється без користі. Реалізація таких проектів сприятиме енергетичній безпеці України, особливо в умовах воєнного стану. Перспективність впровадження підтверджується як міжнародним досвідом, так і результатами попередніх досліджень.

Список літератури

11. Халатов А. Газотурбінні та газопоршневі електростанції для децентралізованої енергетики України / А. Халатов, Н. Фіалко // Системні дослідження в енергетиці.- 2025.- №1.-С.4-14. URL: https://doi.org/10.15407/srenergy2025.01.004 (дата звернення: 01.10.2025).

12. Запаси та видобування нафти. URL: https://eiti.gov.ua/resursi-rozvidka-ta-vidobuvannya/rodovishe_2022/ (дата звернення: 01.10.2025).

13. Reuters: Україна втратила 40% видобутку газу через обстріли РФ і потребує імпорту з Європи. URL: https://www.radiosvoboda.org/a/news-reuters-ukrajina-vtraty-vydobutok-gazu/33323146.html (дата звернення: 01.10.2025).

14. «Укрнафта» будує сучасну розподілену генерацію: шість великих проєктів. URL: https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-budue-suchasnu-rozpodilenu-generacziyu-shist-velykyh-proektiv-ta-trygeneracziya (дата звернення: 01.10.2025).

15. «Укрнафта» закуповує сучасні газопоршневі електростанції. URL: https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-zakupovue-suchasni-gazoporshnevi-elektrostanczii (дата звернення: 03.10.2025).

16. «Укрнафта» закуповує когенераційні установки: чекаємо на надійних партнерів. URL: https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-zakupovue-kogeneraczijni-ustanovky-chekaemo-na-nadijnyh-partneriv (дата звернення: 03.10.2025).

ВПЛИВ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ОПЕРАЦІЇ ЕКСПАНДУВАННЯ НА МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ОСНОВНОГО МЕТАЛУ ЗВАРНИХ ПРЯМОШОВНИХ ТРУБ

І.М. Дмитрах[1] д.т.н., проф., чл.-кор. НАН України,
А.М. Сиротюк [1] д.т.н.,
В.В. Овсяников [2, 3],
Р.Л. Лещак [1], к.т.н.
[1] Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, Львів;
[2] ТОВ Науково-виробниче підприємство з іноземними інвестиціями "УКРТРУБОІЗОЛ", с. Меліоративне, Дніпропетровська обл.;
[3] Аспірант ДВНЗ "Приазовський державний технічний університет", Дніпро

На сьогоднішній день існує дискусійне питання щодо впливу технологічної операції експандування (розширення по діаметру) на механічні властивості, тріщиностійкість, довговічність та надійність труб сталевих зварних прямошовних великого діаметру для магістральних трубопроводів.

Відомо, що при виробництві труб методом холодного деформування (вигинання) стальних листів з низьковуглецевих низьколегованих сталей з подальшим дуговим зварюванням під шаром флюсу сформована та зварена труба має залишкові напруження.

Це є один з основних чинників, що може впливати на конструкційну міцність труби, а також на подальшу її довговічність та ризик руйнування [1].

Магістральні трубопроводи є критичними компонентами промислової та транспортної інфраструктури нафтогазового комплексу України і розглядаються як об'єкти підвищеної техногенної небезпеки. Це визначає високий рівень технічних вимог як до експлуатації таких трубопроводів, так і до технологій виробництва нафто- газопровідних труб великого діаметру, що першочергово важливо.

В технології виробництва зварних прямошовних труб великого діаметра для магістральних нафто- і газопроводів застосовується спеціальна технологічна операція – експандування трубних заготовок. Вона здійснюється на спеціалізованому промисловому устаткуванні [2]. У результаті тиску інструмента експандера на внутрішню поверхню труби в стінці труби виникають напруження, що діють перпендикулярно площі повздовжнього перерізу стінки труби. При цьому відбувається пластична деформація розтягу по всьому об'єму металу (за винятком шва) по периметру труби, що спричиняє збільшення її діаметра до необхідного розміру. Визначення коефіцієнта відносного збільшення діаметра звареної труби (коефіцієнта експандування e) розраховують за формулою [3]:

$$e = \frac{D_e - D_0}{D_0} \cdot 100\%,$$

де D_0 - початковий зовнішній діаметр труби до експандування;

D_e - зовнішній діаметр труби після експандування.

Нами була проведена порівняльна оцінка стандартних механічних характеристик, ударної в'язкості та втомної тріщиностійкості металу труби без

операції експандування ($e = 0\,\%$) та експандованої з коефіцієнтом експандування $e = 0{,}8\,\%$.

Об'єктом досліджень був основний метал елементів двох прямошовних зварних труб із зовнішнім діаметром 530 мм, які виготовлені із гарячекатаних листів товщиною 10 мм нелегованої конструкційної сталі марки S355JR.

Механічні характеристики металу труб залежно від відстані *x* від зварного шва визначали за стандартними процедурами [4, 5], а швидкість поширення втомної тріщини – за відомою методикою [6]. Циліндричні поздовжні зразки діаметром d = 5 мм випробовували одновісним розтягом, призматичні зразки типу Шарпі перерізом 10х10 мм – за ударних навантажень, а балкові перерізом 20х9 мм – за циклічних (пульсівних) навантажень. Під час випробувань руйнування металу поширювалось у тангенціальному напрямі відносно осі труби.

Встановлено, що технологічна операція експандування зварних прямошовних труб має позитивний вплив на їх механічну міцність та тріщиностійкість. Для металу експандованої труби в зоні термічного впливу границя плинності металу підвищуються приблизно на 8% при незначній зміні таких механічних характеристик як границя міцності, відносне видовження, відносне звуження та ударна в'язкість. При цьому підвищується опірність матеріалу до розвитку тріщиноподібних дефектів і незалежно від віддалі від зварного шва швидкість розвитку втомної тріщини завжди є меншою для металу експандованої труби, порівняно із аналогічними випадками для неекспандованої труби [7].

Таким чином, одержані результати вказують на позитивний вплив технологічної операції експандування на якість зварних прямошовних труб, що буде забезпечувати підвищений рівень безпеки та довговічності магістральних газонафтопроводів при їх експлуатації.

Список літератури

1. Дмитрах І. М., Сиротюк А. М., Лещак Р. Л. Руйнування та міцність трубних сталей у водневовмісних середовищах. – Львів: Простір-М, 2020. – 222 с.

2. https://huaye.us/pipe-end-expander.html

3. Protsiv V. V. and Hryhorenko V. U. (2021). Features of the expansion process in the technology of production of large diameter pipes for main oil and gas pipelines // Metal and Casting of Ukraine. – 2021. – 29, Is. 3. – P. 87–93. https://doi.org/10.15407/steelcast2021.03.087

4. ДСТУ EN 10002-1:2006. Матеріали металеві. Випробування на розтяг. Частина 1. Метод випробування за кімнатної температури (EN 10002-1:2001, IDT).

5. ДСТУ ISO 9016:2008. Випробування зварних з'єднань металевих матеріалів руйнівні. Випробування на ударний згин. Розташування зразка для випробування, надрізу на зразках, протокол випробування (ISO 9016:2001, IDT).

6. A method for the assessment of the serviceability and fracture hazard for structural elements with crack-like defects // V. V. Panasyuk, I. M. Dmytrakh, L. Toth, O. L. Bilyi, A. M. Syrotyuk // Materials Science. – 2014. – 49, No. 5. – P. 565–576.

7. I. M. Dmytrakh, A. M. Syrotyuk, V. V. Ovsyanykov & R. L. Leshchak (2025) The influence of technological expansion operation on mechanical characteristics and crack growth resistance of the metal of welded straight-seam pipes // Materials Science DOI: https://doi.org/10.1007/s11003-025-00985-w

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ БІОГАЗУ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ТРУБОПРОВОДУ

Середюк Марія Дмитрівна
Доктор технічних наук, професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
mariia.serediuk@nung.edu.ua

Цюрак Вадим Юрійович
аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
vadym.tsiurak-a18524@nung.edu.ua

Впровадження зеленої енергетика є основним напрямком зменшення викидів вуглецю в атмосферу і пом'якшення негативних кліматичних змін. Біогаз, джерелом якого є біомаса, є ідеальним альтернативним енергоносієм, бо він дешевий і доступний за виробництвом та походженням. Біогазом називають сукупність газів, що утворюються в результаті бродіння та утилізації відходів людини, рослин і тварин в результаті нестачі кисню та діяльності анаеробних бактерій, у першу чергу метаногенних. Основними компонентами біогазу є метан та вуглекислий газ. Як домішки присутні азот, кисень, водень, вода, і малий відсоток сірководню, амонію та інших речовин. Компонентний склад біогазу залежить від сировини та технології виробництва [1-4].

Усереднений склад біогазу, шо виробляють в Україні, згідно з даними [5] наведено у таблиці 1.

Таблиця 1 – Усереднений склад компонентів біогазу, виробленого в Україні

Назва компоненту	Молярний вміст, %
Метан	50-75
Вуглекислий газ	25-45
Вода	2-7
Азот	1-5
Водень	0-3
Кисень	0-2

Після очищення біогазу від вуглекислого газу, води та інших домішок одержують біометан. За складом компонентів біометан дуже близький до природного газу. Фізичні, термодинамічні та енергетичні властивості біометану мало відрізняються від властивостей природного газу. Тому біометан можна без проблем транспортувати як магістральними, так і газорозподільними трубопроводами України.

Як свідчать дані таблиці 1, склад біогазу суттєво відрізняється від складу природного газу. Наявність води, слідів сірководню підвищують небезпеку корозії і

не дають можливості використовувати сталеві труби для транспортування біогазу. Для трубопроводів, шо транспортують біогаз, необхідно застосовувати спеціальні поліетиленові труби. Кілька підприємств України вже одержали дозвільні документи та сертифікати на такі труби. Прикладом є «Біопласт», що пропонує напірні поліетиленові труби та фітинги до них для транспортування біогазу.

Огляд літератури засвідчив, що тематика більшості робіт стосується технологій одержання біогазу з різних типів відходів. Детально розглянуто методи очищення біогазу та одержання біометану. Питання встановлення особливостей газодинамічного розрахунку трубопроводів при перекачуванні неочищеного біогазу не відображені у наявних публікаціях.

Метою даної роботи є математичне моделювання властивостей біогазу для подальшого проведення проєктних та експлуатаційних розрахунків трубопроводів.

Відповідно до даних таблиці 1, нами сформовано 10 варіантів складу компонентів біогазу. Перші шість відповідають мінімальному вмісту води у біогазі 2 %, варіанти (7-10) містять максимальний вміст води 7 %.

Таблиця 2 – Варіанти складу компонентів біогазу

Назва компонента	Номер варіанта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Метан	50	55	60	65	70	75	50	55	60	65
Вуглекислий газ	45	40	35	30	25	20	40	35	30	25
Вода	2	2	2	2	2	2	7	7	7	7
Азот	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Кисень	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Водень	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Для розрахунків низки властивостей біогазу, як реального газу, за стандартних умов застосовані методи, що регламентовані нормативним документом ДСТУ EN ISO 6976:2020 [6]. Приймали такі стандартні умови: для вимірювання об’єму тиск 101325 Па, температура 20 ^{o}C, для згоряння енергоносія 25 ^{o}C.

Багатоваріантні розрахунки властивостей біогазу виконували за спеціально розробленою комп’ютерною програмою. Одержані результати розрахунку фізичних, термодинамічних та енергетичних властивостей біогазу для першого варіанта складу компонентів наведені у таблиці 3.

При проведенні проєктних та експлуатаційних розрахунків трубопроводів, що транспортують біогаз, за відсутності програмного забезпечення необхідно мати математичні моделі, які з точністю, достатньою для інженерних розрахунків дають можливість прогнозувати значення властивостей біогазу з певним складом компонентів.

Методом математичного моделювання нами одержані математичні моделі залежності низки властивостей біогазу від концентрації метану. Окремо розглядались варіанти з мінімальним і максимальним вмістом води.

Таблиця 3 – Результати розрахунку властивостей біогазу для варіанта1

Назва параметра	Значення
Молярна маса енергоносія, кг/кмоль	28,8061
Коефіцієнт реального стану за стандартних умов	0,9964
Реальний молярний об'єм енергоносія, $м^3$/моль	0,0240
Газова стала енергоносія, Дж/(кг· К)	288,6356
Вища молярна теплота згоряння енергоносія, кДж/моль	449,0286
Нижча молярна теплота згоряння енергоносія, кДж/моль	403,6952
Вища об'ємна теплота згоряння енергоносія за стандартних умов, $МДж/м^3$	18,7332
Вища об'ємна теплота згоряння енергоносія за стандартних умов, $кВт·год/м^3$	5,2037
Нижча об'ємна теплота згоряння енергоносія за стандартних умов, $МДж/м^3$	16,8419
Нижча об'ємна теплота згоряння енергоносія за стандартних умов, $кВт·год/м^3$	4,6783
Відносна густина енергоносія як реального газу	0,9977
Густина енергоносія як реального газу за стандартних умов, $кг/м^3$	1,2018
Вище число Воббе як реального газу за стандартних умов, $МДж/м^3$	18,7549
Вище число Воббе як реального газу за стандартних умов, $кВт·год/м^3$	5,2097
Нижче число Воббе як реального газу за стандартних умов, $МДж/м^3$	16,8614
Нижче число Воббе як реального газу за стандартних умов, $кВт·год/м^3$	4,6837
Псевдокритичний тиск енергоносія, МПа	6,1776
Псевдокритична температура енергоносія	248,2493
Динамічна в'язкість енергоносія, Па ·с	1,3341E-05
Кінематична в'язкість енергоносія, $м^2/с$	1,1101E-05

Як приклади, на рисунках 1 і 2 наведено одержані графічні та аналітичні залежності густини і вищої об’ємної теплоти згоряння біогазу від молярної концентрації метану.



Рисунок 1. Залежність густини біогазу за стандартних умов від вмісту метану

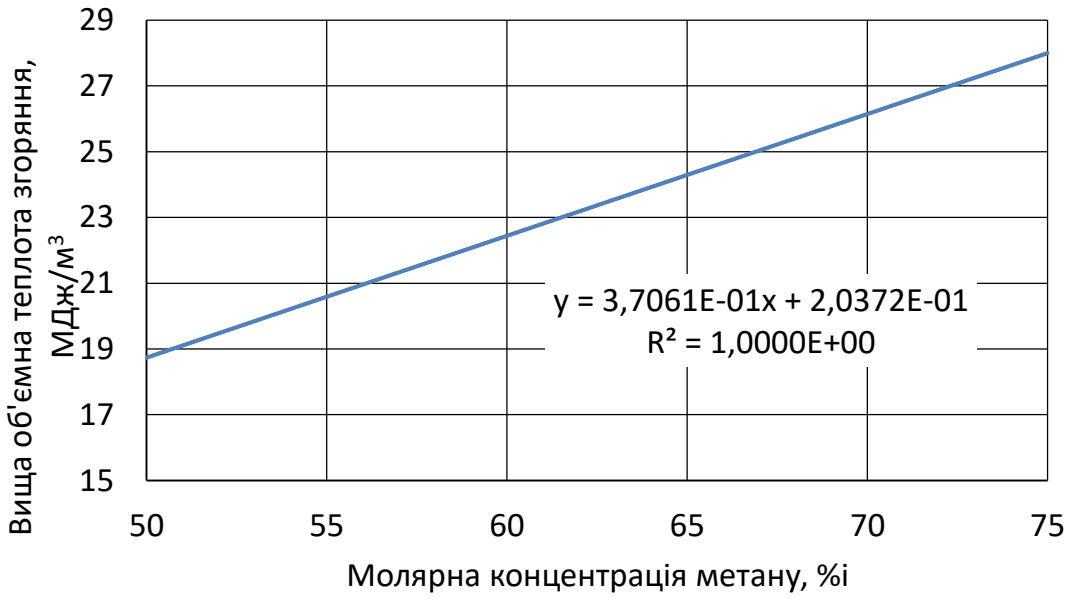


Рисунок 2. Залежність вищої об'ємної теплоти згоряння біогазу за стандартних умов від вмісту метану

Лінійні та поліноміальні моделі другого порядку одержані для всіх наведених у таблиці 3 властивостей біогазу. Вірогідність апроксимації моделей перевищує 99 %, що свідчить про їх достовірність.

Опрацювання результатів досліджень дало змогу зробити такі висновки:

1. Транспортування біогазу від місця виробництва до місць переробки або використання може здійснюватися у спеціально побудованих поліетиленових трубопроводах або в існуючих газових мережах, прокладених із поліетиленових труб певних марок.
2. На базі методів міжнародних нормативних документів розроблені достовірні графічні та аналітичні залежності властивостей біогазу за стандартних умов від вмісту метану.
3. Запропоновані у роботі математичні моделі можуть бути застосовані при проведенні проєктних та експлуатаційних розрахунків трубопроводів, що транспортують біогаз.

Список літератури

1. DIERET. Біогаз. Альтернативні палива для транспорту https://dieret.rea.org.ua/uk/biogas.html

2. «БІОПЛАСТ» – труби напірні поліетиленові для транспортування біогазу https://elplast.com.ua/virobnitstvo/gazoprovidni-trubi/bioplast-truby/

3.Виробництво і використання біогазу в Україні. Рада з питань біогазу. https://uabio.org/wp-content/uploads/2012/11/biogas-arzinger-handbook.pdf

4. Паливо з відходів: наша країна розпочала експорт біометану трубопроводом у Європу. https://expres.online/lyudi-i-problemi/palivo-z-vidkhodiv-nasha-kraina-rozpochala-eksport-biometanu-truboprovodom-u-evropu

5. Крамар В. Г. Технології збагачення біогазу та їх характеристики. https://uabio.org/wp-content/uploads/2023/03/Volodymyr_Kramar_Tehnologiyi_zbagachennya_biogazu.pdf

6. ДСТУ EN ISO 6976:2020. Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини та числа Воббе на основі компонентного складу. [Чинний від 2021-10-01]. Вид. офіц. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2021. 56 с.

РЕЖИМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ НИЗЬКОГО ТИСКУ В УМОВАХ НЕСТАБІЛЬНОГО ГАЗОСПОЖИВАННЯ

Середюк Марія Дмитрівна
Доктор технічних наук, професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
mariia.serediuk@nung.edu.ua

Великий Сергій Володимирович
аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
serhii.velykyi-a185-23@nung.edu.ua

Мотрук Назарій Вікторович
аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
nazarii.motruk-a185-23@nung.edu.ua

У забезпеченні енергетичної безпеки України важливу роль відіграє надійне та енергоефективне функціонування складних за структурою газорозподільних мереж. Сучасний період їх експлуатації характеризується суттєвими змінами обсягів, джерел та маршрутів надходження природного газу, а також нестабільністю споживання газу, спричиненою відключеннями споживачів від мережі через низку причин. Відключення від газопостачання навіть одного споживача може викликати помітні зміни витрати та тиску газу на ділянках газорозподільної мережі населеного пункту. Будь-яка зміна кількості задіяних у даний момент споживачів газу або помітна зміна ними обсягів споживання газу спричинює перехідний газодинамічний процес, що характеризується складними закономірностями зміни режимних параметрів газорозподільної мережі.

Для керування та оптимізації режимів експлуатації систем газопостачання важливо достовірно прогнозувати розподіл потоків газу та закономірності зміни тиску у кожній точці газорозподільної мережі під час усталених та перехідних процесів. Огляд літератури свідчить, що питання удосконалення методів прогнозування та контролю за режимами експлуатації газопроводів складної конфігурації за стаціонарних та перехідних процесів є актуальні, мають важливе наукове і практичне значення [1-5]. Однак більшість робіт з даної тематики стосуються газопроводів, робочий тиск яких перевищує нормативне значення тиску в газорозподільних мережах України.

Метою даної роботи є встановлення закономірностей розподілу потоків газу та тиску у газорозподільній мережі низького тиску, що має кільцеву структуру, за реалізації як стаціонарних, так перехідних газодинамічних процесів.

Дослідження проведено з використанням програмного комплексу SIMONE.

Обчислювальний алгоритм передбачає розв'язування числовими способами системи таких базових газодинамічних рівнянь: рівняння нерозривності потоку газу, рівняння імпульсу, рівняння стану реального газу та рівняння Дарсі-Вейсбаха для елементарних втрат тиску. Коефіцієнт гідравлічного опору газових мереж незалежно від режиму руху газу визначали за формулою Хофера, яка є явною апроксимацією загальновідомої формули Колбрука-Уайта.

Для розрахунків використовували природний газ, що містить 12 компонентів. Молярна концентрація метану становила 96,5 %. Визначені властивості природного газу як реального газу, які необхідні для виконання газодинамічних розрахунків газової мережі.

Дослідження проведено для частини системи газопостачання міського населеного пункту, що живиться від газорегуляторного пункту (ГРП). Схема газової мережі, створена засобами ПК SIMONE, зображена на рисунку 1. Це система вуличних газопроводів низького тиску із сталевих труб. На рисунку 1 вказана нумерація вузлів, довжини і внутрішні діаметри ділянок мережі. Кожен вузол, крім точки живлення N1 (ГРП), це споживач газу житлового сектору.

Після створення та активації мережі задавали параметри певного режиму її експлуатації, так званого сценарію. Сценарій передбачає введення обсягів відборів газу, що відповідають обсягам споживання газу конкретними споживачами у певний момент часу. Крім того задавали величину надлишкового тиску на виході ГРП, тобто на початку газорозподільної мережі. Завдяки регулятору тиску на початку газової мережі підтримується стале значення тиску природного газу незалежно від обсягів його споживання. Згідно з вимогами [6,7] номінальне значення надлишкового тиску на виході ГРП приймали 3 кПа.

Спочатку виконували газодинамічний розрахунок газової мережі для стаціонарного режиму експлуатації за умови, що кожному споживачу надходить необхідний об'єм природного газу. Так як газова мережа має кільцеву структуру, то метод газодинамічного розрахунку передбачав коригування потоків газу в елементах системи газопостачання для врахування дії законів Кірхгофа.

Одержані результати ілюструє рисунок 2. На ньому наведені величини відборів газу та результати розрахунку значень надлишкового тиску на вході кожного споживача. Мінімальне значення тиску у точці N14 становить 1,818 кПа, що перевищує мінімально допустиме значення 1,8 кПа згідно з вимогами нормативних документів [6,7]. Це свідчить про забезпечення нормального режиму експлуатації газової мережі при підключенні всіх споживачів газу.

У таблиці 1 вказані режимні параметри експлуатації ділянок газорозподільної мережі для розрахованого сценарію.

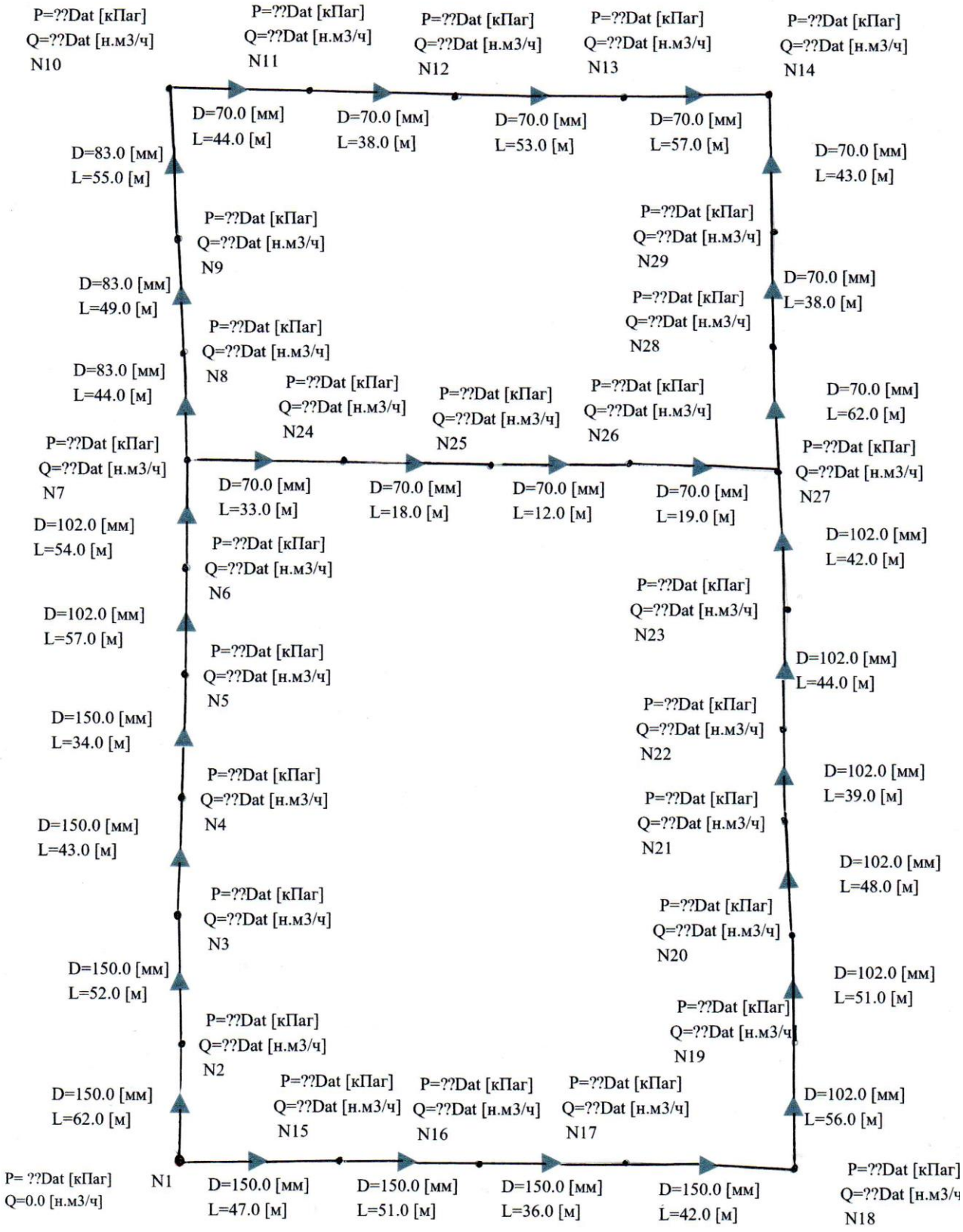


Рисунок 1 – Розрахункова схема газової мережі низького тиску, створена у ПК SIMONE

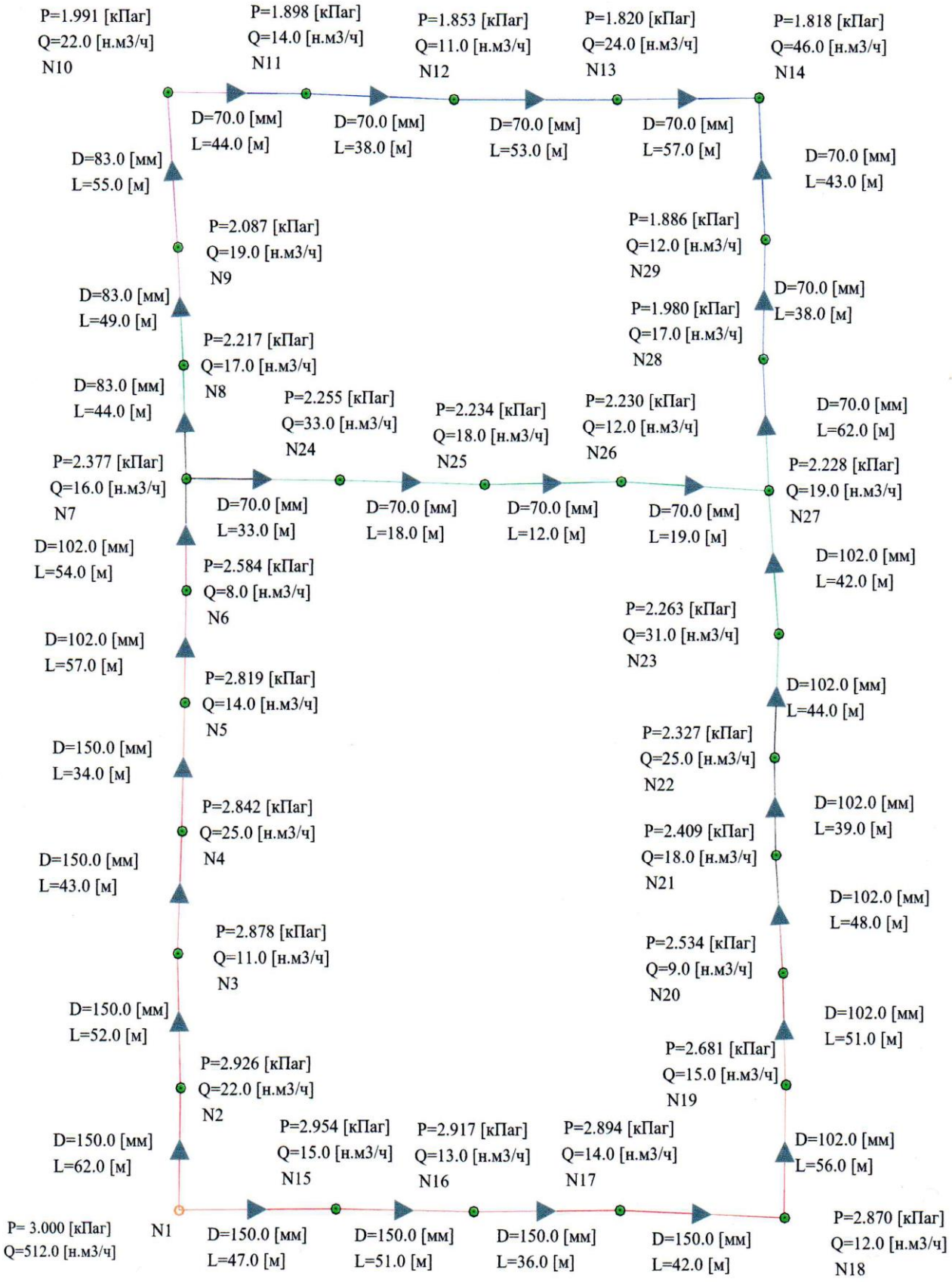


Рисунок 2 – Результати газодинамічного розрахунку стаціонарного режиму експлуатації газової мережі при підключенні всіх споживачів газу

Таблиця 1 – Режимні параметри ділянок мережі при підключенні всіх споживачів

Ділянка мережі	Надлишковий тиск, кПа		Витрата газу , $м^3$/год
	на початку	у кінці	
N17-N18	2,870	2,870	194,8
N18-N19	2,681	2,681	182,8
N19-N20	2,534	2,534	167,8
N20-N21	2,409	2,409	158,8
N13-N14	1,820	1,818	2,2
N1-N15	2,992	2,954	236,8
N15-N16	2,954	2,917	221,8
N16-N17	2,917	2,894	208,8
N25-N26	2,234	2,230	19,0
N26-N27	2,230	2,228	6,9
N23-N27	2,263	2,228	84,8
N27-N28	2,228	1,980	72,8
N28-N29	1,980	1,886	55,8
N21-N22	2,409	2,327	140,8
N22-N23	2,327	2,263	115,8
N7-N24	2,377	2,255	70,0
N24-N25	2,255	2,234	37,0
N4-N5	2,842	2,819	217,2
N3-N4	2,878	2,842	242,2
N29-N14	1,886	1,818	43,8
N2-N3	2,926	2,878	253,2
N1-N2	2,992	2,926	275,2
N8-N9	2,217	2,087	92,2
N7-N8	2,377	2,217	109,2
N6-N7	2,584	2,377	195,2
N5-N6	2,819	2,584	203,2
N12-N13	1,853	1,820	26,2
N11-N12	1,898	1,853	37,2
N10-N11	1,991	1,898	51,2
N9-N10	2,087	1,991	73,2

Під час досліджень приймали, що у певний момент часу відбулося відключення від системи споживача, що розміщений у вузлі N14. Це багатоповерховий будинок з обсягом споживання газу 46 м^3/год. Відключення споживача спричинить перехідний газодинамічний процес. Після його завершення у газорозподільній мережі встановиться новий стаціонарний режим з іншим розподілом потоків газу на ділянках та зміненими значеннями тиску у вузлах. Результати газодинамічного розрахунку зазначеного стаціонарного режиму експлуатації без відбору газу у точці N14 наведено на рисунку 3 та у таблиці 4.

Порівняння даних рисунків 2 і 3 та таблиць 1 і 2 свідчить, що газодинамічні параметри двох розглянутих стаціонарних режимів експлуатації кільцевої газової мережі низького тиску помітно відрізняються між собою. Змінюється розподіл потоків газу по ділянках газової мережі, що спричинює зміну втрат тиску та величин надлишкового тиску у вузлах системи. Це у свою чергу буде впливати на енергоефективність використання енергоносія споживачами.

Після досліджень стаціонарних режимів експлуатації мережі за допомогою ПК SIMONE був створений динамічний сценарій, що моделює газодинамічний перехідний процес при відключенні споживача у вузлі N14. Як початкові умови приймали параметри стаціонарного режиму функціонування газової мережі при роботі всіх споживачів. Був створений профіль, що описував функціональну залежність зміни обсягу споживання газу у точці N14 від часу. За даними виробництва при відключенні електричного струму відбувається швидке відключення двоконтурних газових котлів у квартирах, яке протягом кількох секунд припиняє споживання газу у будинку.

Рисунок 4 ілюструє закономірності зміни надлишкового тиску при перехідному процесі у вузлі N4 газової мережі, до якого приєднаний споживач, який припинав газоспоживання. На рисунку 5 наведено динаміку зміни витрати газу в газопроводі N13-N14 під час реалізації перехідного процесу, спричиненого відключенням споживача у точці N14 газорозподільної мережі низького тиску кільцевої структури.

Аналіз даних рисунків 4 і 5 свідчить, що тривалість перехідного газодинамічного процесу при відключенні найбільш потужного у даній мережі споживача коротка, не перевищує 10 с. Як свідчить рисунок 4 , при перехідному процесі надлишковий тиск у точці відключення споживача N14 змінюється за складним законом від значення 1,818 кПа до значення 2,236 кПа, що відповідає параметрам тиску для двох розглянутих вище стаціонарних режимів роботи газової мережі. Це свідчить про правильність процедури моделювання перехідних процесів. Протягом перших шести секунд перехідного процесу спостерігається зростання надлишкового тиску газу до величини 2,3 кПа практично за лінійним законом, далі надлишковий тиск у зазначеній точці зменшується за нелінійним законом до величини 2,236 кПа.

Аналіз графіка на рисунку 5 показав, що найбільш помітно змінюються режимні параметри ділянок газопроводів, які розміщені біля джерела збурення. Витрата газу у газопроводі N13-N14 за час перехідного процесу змінюється не тільки за величиною, але і за напрямом руху газу.

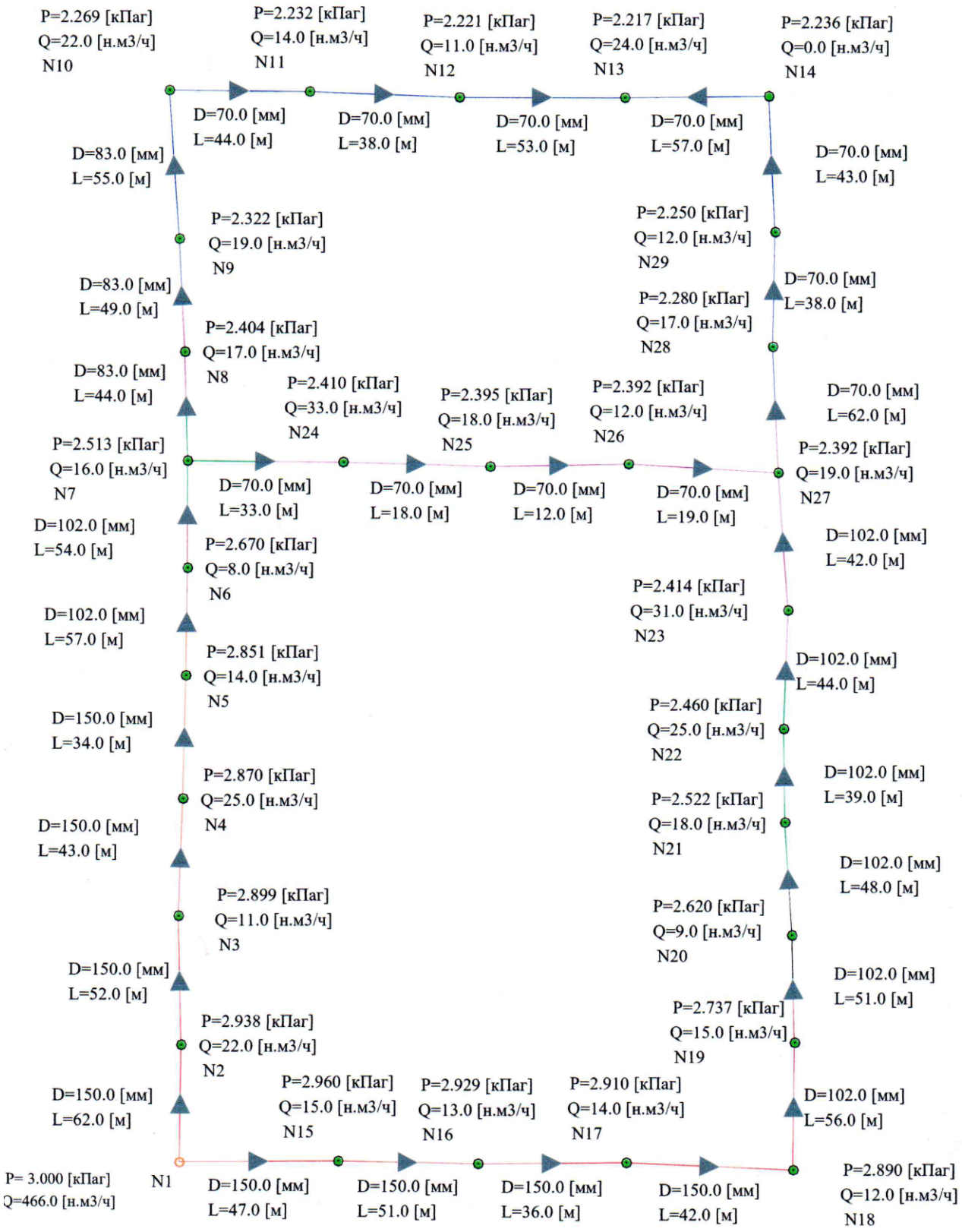


Рисунок 3. Результати газодинамічного розрахунку стаціонарного режиму експлуатації газової мережі при відключенні споживача у вузлі N14

Таблиця 2 – Режимні параметри ділянок мережі після завершення перехідного процесу, спричиненого відключенням споживача у точці N14.

Ділянка мережі	Надлишковий тиск, кПа		Витрата газу , $м^3$/год
	на початку	у кінці	
N17-N18	2,910	2,890	175,3
N18-N19	2,890	2,737	163,3
N19-N20	2,737	2,620	148,3
N20-N21	2,620	2,522	139,3
N13-N14	2,217	2,236	-18,2
N1-N15	2,993	2,960	217,3
N15-N16	2,960	2,929	202,3
N16-N17	2,929	2,910	189,3
N25-N26	2,395	2,392	12,8
N26-N27	2,392	2,392	0,8
N23-N27	2,414	2,392	65,3
N27-N28	2,392	2,280	47,2
N28-N29	2,280	2,250	30,2
N21-N22	2,522	2,460	121,3
N22-N23	2,460	2,414	96,3
N7-N24	2,513	2,410	63,8
N24-N25	2,410	2,395	30,8
N4-N5	2,870	2,851	190,7
N3-N4	2,899	2,870	215,7
N29-N14	2,250	2,236	18,2
N2-N3	2,938	2,899	226,7
N1-N2	2,993	2,938	248,7
N8-N9	2,404	2,322	71,8
N7-N8	2,513	2,404	88,84
N6-N7	2,670	2,513	168,7
N5-N6	2,851	2,670	176,7
N12-N13	2,221	2,217	5,8
N11-N12	2,232	2,221	16,8
N10-N11	2,269	2,232	30,8
N9-N10	2,232	2,269	52,8

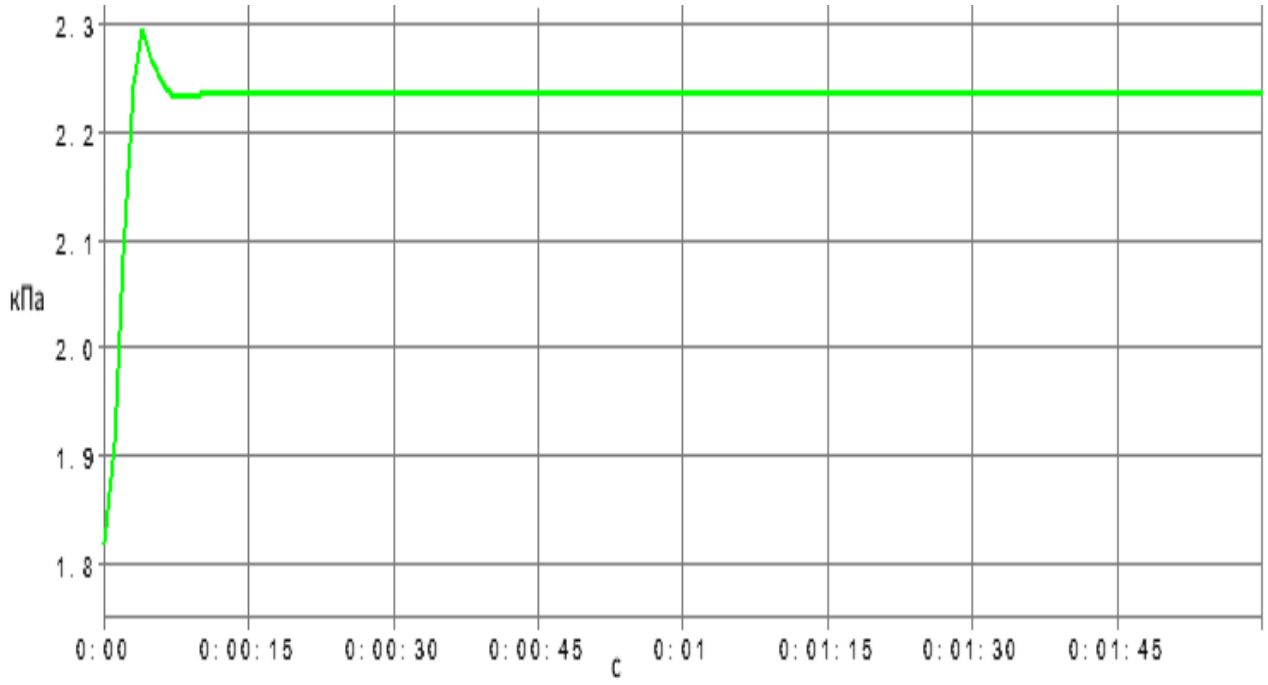


Рисунок 4. Динаміка зміни тиску під час перехідного процесу у вузлі N14, до якого приєднаний споживач, який припинав газоспоживання

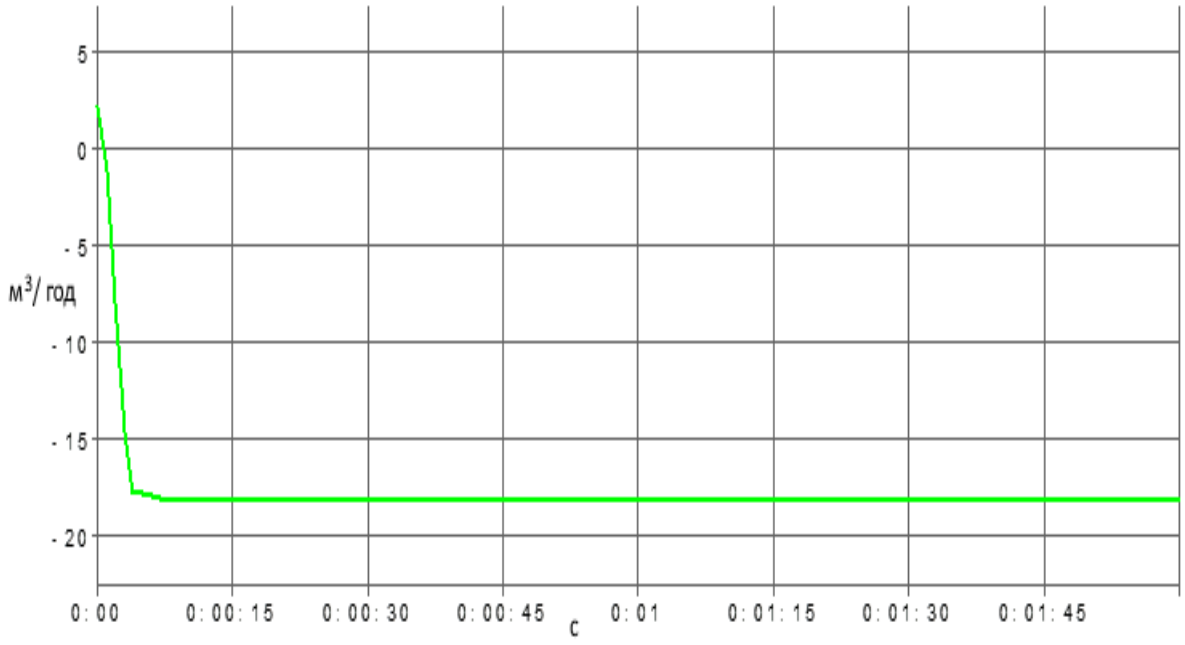


Рисунок 5 – Динаміка зміни витрати газу в газопроводі N13-N14 під час реалізації перехідного процесу, спричиненого відключенням споживача у точці N14

На початку перехідного процесу витрата газу у газопроводі N13-N14 становила 2,2 м^3/год. Газ на ділянці рухався за стрілкою годинника. Протягом перших секунд витрата газу зменшилась до нуля, змінився напрям руху газу на проти стрілки годинника, після цього витрата газу зростала спочатку за лінійним, а потім за нелінійним законом до величини 18,2 м^3/год.

Аналогічні дослідження проведені для випадків відключення від газопостачання інших споживачів газової мережі, а також кількох споживачів одночасно. Узагальнення результатів досліджень дало змогу сформулювати такі попередні висновки:

1 Тимчасові чи довготривалі відключення споживачів від газопостачання суттєво змінюють стаціонарні режими експлуатації газорозподільних мереж низького тиску складної конфігурації.

2 При відключенні споживачів у газовій мережі низького тиску реалізується перехідний газодинамічний процес, який характеризується складним законом зміни витрат газу на ділянках та величин тиску. Тривалість перехідного процесу коротка, залежить від потужності споживача та динаміки зміни витрати газу у точці від'єднання.

3 Ефективним інженерним інструментом для прогнозування параметрів стаціонарних та перехідних процесів в газорозподільних мережах складної конфігурації є ПК SIMONE.

Список літератури

1. H. Behrooz, R. Boozarjomehry, Modeling and state estimation for gas transmission networks. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 22 (2015) 551-570. ISSN 1875-5100. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.01.002

2. H. Aalto, Transfer Functions for Natural Gas Pipeline Systems, IFAC Proceedings 17/1 (2008) 889-894. https://doi.org/10.3182/20080706-5-KR-1001.00152

3. F. E. Uilhoorn, State-space estimation with a Bayesian filter in a coupled PDE system for transient gas flows, Applied Mathematical Modelling. 39/2 (2015) 682-692. ISSN 0307-904X, https://doi.org/10.1016/j.apm.2014.06.021

4. R. Alamian, M. Behbahani-Nejad, A. Ghanbarzadeh, A state space model for transient flow simulation in natural gas pipelines, Journal of Natural Gas Science and Engineering 9 (2012) 51-59. ISSN 1875-5100.

https://doi.org/10.1016/j.jngse.2012.05.013.

5. M. Behbahani-Nejad, A. Bagheri, The accuracy and efficiency of a MATLAB-Simulink library for transient flow simulation of gas pipelines and networks, Journal of Petroleum Science and Engineering 70/3 (2010) 256-265.

DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.11.018

6. DBN V.2.5-20:2018. Gas supply. [Valid from 2019-07-01]. Official edition. Kyiv: Ministry of Regional Development of Ukraine, 2019. 113 p.

URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=90119

7. Code of Gas Distribution Networks.

URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1379-15#Text.

СУЧАСНІ ТРЕНДИ ЕНЕРГЕТИКИ МАЙБУТНЬОГО

Орищин Тетяна Михайлівна
к.е.н., доцент
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу (Україна)
oryshchyn.t@gmail.com

Майбутнє української державності сьогодні знаходиться в єдності громадянського суспільства, влади та Сил оборони України. Завершення російсько-української війни виглядає достатньо тривалим процесом, однак, українці в чергове довели свою спроможність мислити і діяти масштабно. Це стосується розроблення стратегії повоєнної відбудови економіки загалом та енергетичного сектору, зокрема, з урахуванням їхньої інтеграції у світову економіку.

Продовження руху в сторону економіки сталого розвитку вимагає формування нових механізмів протидії кліматичним змінам, які повинні ґрунтуватись на трендах «зеленого переходу» та на їхньому впливі на складові фінансового механізму для забезпечення їх відповідності вимогам досягнення поставлених цілей.

Одним із перших назвемо ресурси, на основі яких розвиватиметься економіка в майбутньому. Це відновлювальні джерела енергії (ВДЕ), які вважаються драйвером «зеленого переходу»; обмеження видобутку корисних копалин; відмова від вугільної генерації; вловлювання, використання та зберігання діоксиду вуглецю; розвиток водневої енергетики.

Основою для реалізації водневої стратегії є план інтеграці енергосистеми ЄС, частиною якої є українська енергетична система, який передбачає низку заходів: створення об’єднаної енергосистеми із замкнутим циклом; цифровізація галузі та підтримка інновацій; максимальна орієнтація споживачів на використання ВДЕ; гнучке податкове законодавство для ефективної реалізації водневої стратегії; розширення можливостей альтернативної енергетики і низьковуглецевих викидів.

Наступними у трендах енергетики майбутнього є енергоринки та вуглецеве ціноутворення, яке є механізмом компенсації непрямих збитків (від стихійних лих, зменшення врожайності, додаткових витрат на медицину тощо) тими, хто їх опосередковано спричинив. У світовій практиці як форми вуглецевого ціноутворення застосовуються вуглецевий податок (екологічний, транскордонний), система торгівлі квотами на викиди парникових газів та комбінація цих підходів.

Не менш важливими трендами у досягненні кліматичної нейтральності є поведінка та відповідальність споживачів енергоресурсів, які виявляються у відмові від двигунів внутрішнього згорання, обмеженні викидів у секторі авіаційних та морських перевезень, енергетична ефективність будівництва і комунальної сфери та інвестиції в інноваційні проєкти [1]. Власники капіталу поступово зменшують у структурі кредитних ліній частку проєктів у сфері видобутку, транспортування і переробки корисних копалин, скорочують обсяги інвестицій у видобуток вугілля та нафтогазову галузь, страхові компанії зменшують свою присутність у цих сферах. Одночасно з цим, провідні банківські установи застосовують «зелені» облігації, як інструмент для фінансування низьковуглецевих проєктів. Міжнародна коаліція екологічних організацій проводить ретельний моніторинг діяльності фінансових

установ і склали відповідний рейтинг організацій, які підтримують проєкти з високою емісією парникових газів.

Враховуючи такі серйозні виклики, актуальною для України в майбутньому буде імплементація оптимальної промислової, ресурсної, фінансової та екологічної політики через оновлене національне законодавство, адаптоване до необхідних змін до законодавства ЄС, сформоване на основі впровадження у вітчизняну практику світового досвіду. Важливість реалізації такого завдання посилюється рухом України до набуття в близькому майбутньому статусу члена ЄС.

Досягнення поставлених цілей вимагає встановлення та реалізації відповідних заходів фінансової політики, необхідних для трансформації фінансового механізму, що дозволить створити нові підходи до формування фінансових можливостей в умовах переходу до безвуглецевої економіки. Важливою складовою фінансового механізму є нормативно-правове забезпечення, сучасний стан якого характеризується: відсутністю законодавчо визначеної системи стратегічного планування в енергетиці, неузгодженістю енергетичної політики з економічною, екологічною, соціальною політиками держави і, як наслідок, має місце безсистемний і сегментований підхід до законодавчого регулювання відповідних відносин.

Підсумовуючи, зазначимо, що трансформація фінансового механізму має базуватись на нових методичних підходах до формування належного правового та фінансово-економічного забезпечення «зеленого переходу». При цьому необхідно враховувати, що заходи з переходу на ВДЕ та забезпечення енергоефективності підвищують енергетичну безпеку, знижують втрати та витрати на електроенергію, покращують якість повітря, знижують рівень енергетичної бідності, покращують економічний розвиток та сприяють створенню нових робочих місць, сприяють децентралізації та демонополізації за рахунок надання бізнес-можливостей маленьким компаніям, громадам і громадянам.

Отже, у сфері економіко-правового забезпечення пріоритетними є виконання зобов'язань за оновленим національно-визначеним внескомУкраїни до Паризької угоди; забезпечення енергетичної стійкості на основі структурних змін в енергетичній галузі, в основі яких воднева енергетика, ядерний сектор, відновлювальні джерела енергії як базис для досягнення вуглецевої нейтральності. Також це забезпечення переходу України до «зеленої» енергетики в контексті вимог Паризької угоди (2) та Європейської зеленої угоди (3) та участі місцевих громад у пом’якшенні наслідків викидів парникових газів на регіональному та місцевому рівні.

Необхідно окремо зазначити, що у сфері фінансового забезпечення «зеленого переходу» пріоритетами є підготовка до відкриття національної системи торгівлі квотами на викиди парникових газів, а також її інтеграції із платформою торгівлі квотами ЄС (EUETS) [4]; запровадження інструментарію фінансування, зокрема збільшення частки «зелених» облігацій; надання суб’єктами господарської діяльності нефінансової (вуглецевої) звітності щодо проведених заходів із протидії змінам клімату. Також актуальними залишаються формування прийнятного рівня податків, тарифів, пільг, доступність кредитів, зниження інвестиційних ризиків, створення надійної системи гарантій захисту іноземних інвестицій від несприятливих для інвестора змін законодавства та адміністративного втручання, створення системи страхування іноземних інвестицій тощо.

Список літератури:

1. Білявський М., «Україна і глобальна політикадекарбонізації,» Центр Разумкова. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://razumkov.org.ua/uploads/article/2021_Ukraine%20and%20the%20Global%20Policy%20of%20Decarbonisation.pdf .

2. Паризькаугода FCCC/CP/2015/10/Add.1 (2015) https://unfccc.int/process/conferences/pastconferences/paris-climate-change conference-november-2015/paris-agreement.

3. Європейська зелена угода. COM/2019/640 final (Брюссель, 11.12.2019) https://eur lex.europa.eu/legal content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52019DC0640

4.InternationalCarbonMarkets. https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/markets_en

ECONOMIC ARCHITECTURE OF NJSC "Naftogaz" AMIDST ENERGY TRANSITION: INVESTMENTS, EFFICIENCY AND MARKET STRATEGIES

Iryna Fedorovych
PhD in Economics, Associate Professor
Associate Professor of the Department of Applied Economics
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
iryna.fedorovych@nung.edu.ua

The energy sector in Ukraine and globally is at the epicenter of unprecedented transformations driven by the global energy transition. This phenomenon is not merely a technological or environmental shift, but a fundamental restructuring of the industry's economic architecture. For National Joint Stock Company "Naftogaz of Ukraine," a system-forming player in the domestic market and a significant participant in the European energy infrastructure, this necessitates a deep adaptation of financial models, a re-evaluation of investment priorities, and the development of flexible market strategies to ensure long-term sustainability, maximize economic value, and strengthen the nation's energy security.

The global energy transition poses a series of complex economic challenges for "Naftogaz." First and foremost is the pressure on revenues from traditional assets. The growing regulatory and public drive towards decarbonization, enshrined in initiatives such as the European Green Deal, forecasts a gradual decline in demand for fossil fuels in key markets, particularly within the European Union [1]. This exerts direct pressure on future cash flows from gas production, transit, and sales, compelling the company to revise its long-term forecasts and assess the risks of "stranded assets." Secondly, there is an increase in the cost of capital. Sustainable investing (ESG) policies of institutional investors and international financial organizations are increasingly restricting access to financing for projects that do not meet "green" criteria, or are providing it on less favorable terms, which raises the cost of capital for traditional oil and gas projects [2]. Thirdly, market volatility and price risks persist. Geopolitical factors, particularly the consequences of russia's full-scale aggression against Ukraine, and rapid changes in global energy markets create significant uncertainty regarding future gas and oil prices. This directly impacts revenue forecasting, the evaluation of investment project profitability, and the company's overall financial stability.

In response to these challenges, NJSC "Naftogaz" is implementing a complex set of economic strategies aimed at enhancing financial stability, maximizing operational efficiency, and diversifying revenue streams.

One of the key strategies is the optimization and intensification of its own gas production, forming the basis of economic rationality and national energy security. Investments in exploration and production are made with thorough economic justification, including a comprehensive analysis of the internal rate of return (IRR), net present value (NPV), and project payback periods. Priority is given to projects with low production costs and rapid market access, achieved through the implementation of advanced technologies such as 3D seismic surveying, horizontal drilling, and multi-stage hydraulic fracturing. These technologies enable a reduction in operating costs per unit of production and enhance the efficiency of field development. The company also continuously reviews its portfolio of

fields to maximize returns from existing assets and optimize expenses for developing less promising ones. An important economic component includes intensive programs to enhance operational efficiency, digitalize production processes, and apply predictive analytics for equipment maintenance, which significantly reduces operating expenditures (OPEX) and minimizes downtime.

Concurrently, revenue diversification and investments in new energy directions that align with decarbonization trends are underway. "Naftogaz" is actively exploring the economic feasibility of producing "green" hydrogen (generated from renewable energy sources) in Ukraine, with subsequent potential for export to the EU. This strategy requires a detailed assessment of capital expenditures (CAPEX) for establishing production facilities and operating costs for hydrogen production, as well as a thorough analysis of price competitiveness in European markets [3]. Another priority direction is investment in biomethane production projects. This not only allows for the diversification of gas supply sources but also generates additional revenue from the sale of biomethane, which commands a premium value, and offers potential benefits from emissions trading. "Naftogaz" is also actively participating in energy efficiency projects in Ukraine, viewing these as investments with stable returns that contribute to reducing the country's dependence on imported gas, optimizing the energy balance, and fostering socio-economic development in regions.

A critically important element is financial stability and effective asset management. Investments in the modernization of the Gas Transmission System (GTS) and Underground Gas Storage facilities (UGS) are not merely infrastructure upgrades but create new commercial opportunities for providing unique gas storage services to European traders. This ensures stable foreign currency revenues and enhances the value of the company's strategic assets. Comprehensive systems for managing financial, operational, and market risks, including hedging price risks, optimizing the credit portfolio, and ensuring liquidity, are imperative in conditions of high market uncertainty. Optimization of corporate governance, in line with international standards, is also of significant importance, as it is key to attracting international investments and strengthening market confidence in the Ukrainian energy sector.

These strategic changes unlock unique economic potential and prospects for NJSC "Naftogaz" in the new energy landscape. Ukraine, and "Naftogaz" in particular, has all the prerequisites to become an attractive destination for "green" investments, especially in hydrogen energy, biomethane, and the modernization of the GTS for future energy carriers. This requires a clear and stable regulatory framework and reliable guarantees for investors. Thanks to its unique UGS capacities, Ukraine can offer Europe critically important gas storage services, enhancing its strategic importance and creating significant economic advantages in the form of transit and service revenues. Effective economic strategies of "Naftogaz" can become a significant driver for Ukraine's post-war recovery, ensuring stable budget revenues, creating new jobs, and developing related sectors of the economy.

In conclusion, the economic architecture of NJSC "Naftogaz" is undergoing a dynamic and profound transformation. The company's success in the context of the energy transition will depend on its ability to effectively manage risks, attract capital for innovative projects, and maximize economic returns from each segment of its operations. To further refine these economic strategies and maximize their impact, the following are critically important: the development of a comprehensive financial toolkit for attracting "green" investments (including "green" bonds and cooperation with international funds); continuous monitoring and adaptation to changes in the EU regulatory landscape, particularly regarding CBAM

and pricing mechanisms, to minimize negative economic impacts and leverage new opportunities; the implementation of advanced economic modeling methods to assess long-term risks and opportunities across various energy transition scenarios, including asset stress testing; and the creation of effective public-private partnership mechanisms to finance large infrastructure projects in the field of decarbonization and diversification. The future of Ukraine's oil and gas energy sector is not just about the physical flows of energy resources, but about effective economic management, strategic investments, and the ability of NJSC "Naftogaz" to adapt to global challenges, not just to survive, but to become a leader in these changes, ensuring Ukraine's economic stability and energy independence.

References:

1. International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook 2024. [Electronic resource]. Available at: www.iea.org

2. European Investment Bank (EIB). EIB Energy Policy. 2024. [Electronic resource]. Available at: www.eib.org

3. Hydrogen Council. Hydrogen Insights 2024: A Perspective on Hydrogen Deployment, Markets and Financing. [Electronic resource]. Available at: www.hydrogencouncil.com

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ГОЛОВНИХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ ШЛЯХОМ ДУБЛЮВАННЯ, РЕЗЕРВУВАННЯ ТА ВДОСКОНАЛЕННЯ ВИМИКАЧІВ

Федорів М. Й.
кандидат технічних наук, доцент;

Курляк П.О.,
кандидат технічних наук, доцент;

Гладь І.В.,
кандидат технічних наук, доцент;

Бацала Я.В.,
кандидат технічних наук, доцент;

Візнович В.В.
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019
E-mail: fedorivm@ukr.net

Надійність функціонування електричних станцій і підстанцій є одним із визначальних чинників стабільності енергетичної системи. Вона характеризує здатність забезпечувати безперервне постачання електроенергії споживачам навіть у разі відмов окремих елементів мережі. Підвищення рівня надійності має не лише технічне, а й економічне значення, оскільки скорочення тривалості аварійних відключень і втрат електроенергії безпосередньо впливає на ефективність роботи енергетичних підприємств. Сучасні тенденції розвитку енергетики, зокрема зростання навантажень, децентралізація генерації та впровадження концепції Smart Grid, зумовлюють необхідність удосконалення схем електричних з'єднань, підвищення їх гнучкості, резервованості та здатності до самовідновлення. Особливу увагу при цьому приділяють надійності вимикачів, систем захисту й автоматизації, які визначають швидкість і точність реагування на аварійні ситуації.

Традиційні головні схеми електричних станцій базуються на конфігураціях із однією або двома системами шин, а також на схемах типу 3/2 та 4/3 вимикачі. Їх вибір залежить від рівня напруги, потужності блоків і вимог до надійності. Наприклад, подвійна система шин дозволяє проводити ремонт без відключення станції, тоді як схема 3/2 забезпечує більшу гнучкість при мінімальних додаткових витратах.

На підстанціях напругою 110–750 кВ часто застосовують блочні та кільцеві схеми, які дозволяють локалізувати пошкодження в окремих ділянках і підтримувати живлення споживачів навіть у разі відмови одного елемента. Використання додаткових секційних і шинних вимикачів забезпечує підвищену експлуатаційну готовність, скорочуючи час ліквідації аварій.

Одним із найефективніших способів підвищення надійності є дублювання та резервування основного обладнання. Встановлення додаткових вимикачів, роз'єднувачів або трансформаторів струму зменшує ризик повного виходу з ладу приєднання, а використання "гарячого" чи "холодного" резерву дає можливість швидко замінити пошкоджений елемент.

Важливе значення має секціонування систем шин, що дозволяє локалізувати короткі замикання та обмежувати їх наслідки. Схеми типу 3/2 і 4/3 надають можливість Вмикання кожного приєднання до будь-якої секції, що підвищує живучість системи. Не менш важливим напрямом є використання генераторних та блочних вимикачів, які забезпечують швидке відключення генератора від мережі при аварії, зменшуючи ризик пошкодження обладнання та підвищуючи коефіцієнт готовності блоків.

Суттєвий внесок у зростання надійності робить застосування сучасних типів вимикачів. Елегазові (SF6) вимикачі відзначаються високою комутаційною стійкістю, тоді як вакуумні характеризуються екологічною безпечністю та довготривалим ресурсом. За даними компаній Siemens і ABB, середній час безвідмовної роботи вакуумних вимикачів перевищує 100 000 операцій, що у кілька разів більше, ніж у традиційних повітряних аналогів. У низці країн ЄС елегазові вимикачі вже замінюють на екологічно безпечні альтернативи із сумішами g^3 (Green Gas for Grid).

Значну роль у забезпеченні стабільності роботи відіграють сучасні мікропроцесорні системи релейного захисту та автоматичного ввімкнення резерву (АВР). Пристрої типу SIPROTEC, SEL, РЗА-07 виконують функції самодіагностики, дистанційного керування й автоматичного повторного вмикання після аварійних відключень. Завдяки цьому середній час ліквідації порушень у системі зменшується майже на третину.

Подальше зростання ефективності експлуатації можливе завдяки впровадженню систем діагностики та моніторингу стану обладнання. Сенсорні технології, SCADA-системи та IT-рішення забезпечують контроль параметрів елегазу, температури контактів, вологості ізоляції та дають змогу прогнозувати можливі відмови. Таким чином, відбувається перехід від реактивного до превентивного технічного обслуговування. Окремо варто виділити роль цифрових підстанцій, які ґрунтуються на комунікаційних протоколах IEC 61850. Заміна аналогових кабельних зв'язків цифровими каналами зменшує кількість відмов, спрощує модернізацію й інтеграцію систем автоматизації, обліку та керування. Це дає можливість створити єдину інформаційну платформу управління електроенергетичними об'єктами.

Важливою складовою підвищення надійності є також резервування трансформаторів і приєднань. Застосування двох силових трансформаторів з автоматичним розвантаженням у разі аварії дозволяє підвищити коефіцієнт надійності живлення споживачів на 15–20 % і забезпечити стабільну роботу навіть у пікових режимах.

Комплексна реалізація перелічених заходів забезпечує не лише технічні, а й економічні переваги. За результатами досліджень, проведених у ІФНТУНГ, модернізація систем релейного захисту, заміна вимикачів та впровадження цифрових технологій дають змогу скоротити втрати електроенергії через відмови на 12–18 %, а витрати на аварійно-відновлювальні роботи – на 25–35 %. Окупність таких інвестицій становить у середньому від трьох до п'яти років, що підтверджує доцільність їх упровадження.

Підвищення надійності головних схем електричних станцій і підстанцій можливе лише за умов комплексного підходу, який охоплює технічні, організаційні та інформаційні рішення. Найбільш ефективними є дублювання ключових елементів, секціонування шин, застосування генераторних та вакуумних вимикачів, впровадження мікропроцесорних систем керування, діагностики й цифрових технологій. Синергія цих напрямів створює передумови для формування нової якості функціонування енергетичних об’єктів і переходу до концепції високонадійних «розумних» електричних мереж (Smart Grid).

Список літератури

1 Федорів М.Й., Михайлів М.І. Надійність електропостачання. Навчальний посібник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2020. – 183с.

2. Куліш В.В., Дяченко С.М. Аналіз надійності схем електричних станцій з урахуванням відмов вимикачів. // Електротехнічні та енергозберігаючі системи. 2021. №2. С. 45–52.

3. IEC 62271-100:2021. High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers. Geneva: IEC, 2021. 216 p.

Abstract

The article presents a detailed analysis of the methods for improving the reliability of the main electrical schemes of power plants and substations. The emphasis is placed on redundancy, sectionalizing, modernization of switching equipment, implementation of microprocessor-based protection systems, and digital substations based on IEC 61850. Integration of diagnostic and automation technologies increases operational reliability, reduces losses, and supports the transition toward Smart Grid concepts.

PROBLEMS OF IMPLEMENTING INNOVATIONS AT ENERGY ENTERPRISES

Petryna Mariya,
Ph.D., Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
maria.petryna@nung.edu.ua

Innovation plays a decisive role in the modernization and sustainable development of the energy sector. It enables enterprises to increase efficiency, reduce environmental impact, and ensure energy security. However, the process of implementing innovative technologies at energy enterprises is often accompanied by numerous difficulties that slow down or even block progress [1]. These problems can be divided into several main groups: financial, technical, organizational, regulatory, and socio-psychological.

1 Financial and Economic Barriers

One of the most significant obstacles is the lack of financial resources. The introduction of new technologies requires large capital investments, which are not always available to energy enterprises, especially in developing economies. The payback period for innovations in the energy sector is often long, which discourages investors who expect quick returns. In addition, high economic risks, fluctuations in energy prices, and uncertainty in government policies make innovative projects less attractive financially.

Moreover, many energy companies rely on obsolete infrastructure that demands constant maintenance. As a result, most funds are directed toward operational needs rather than toward innovation. Insufficient access to credit resources and the absence of effective mechanisms for public-private partnership further exacerbate the financial difficulties of implementing innovation.

2 Technical and Infrastructural Challenges

Another major barrier lies in technical limitations. Many enterprises still operate with outdated equipment that is incompatible with modern digital and renewable technologies. The integration of innovative systems, such as smart grids, energy storage, or renewable generation, often requires a complete modernization of existing infrastructure.

In addition, there is a lack of qualified technical personnel capable of implementing and maintaining new technologies. Training and retraining specialists require both time and financial resources. The absence of standardized technological solutions also complicates the process of adopting innovations, as companies must adapt each system individually [2].

3 Organizational and Managerial Problems

The organizational structure of many energy enterprises remains rigid and bureaucratic. Decision-making processes are slow, and innovation management systems are underdeveloped. Managers often lack experience in innovation strategy, risk management, or technology transfer. Furthermore, the corporate culture of many enterprises is focused on stability and cost reduction rather than on creativity and experimentation.

In such an environment, innovative initiatives may be perceived as risky or unnecessary. Resistance to change among employees and management often results in delays or failures in innovation projects. A lack of internal communication between departments also hinders effective implementation [3].

4 Regulatory and Political Constraints

The regulatory environment in the energy sector significantly affects innovation. In many countries, legislation does not keep pace with technological progress. Complex licensing procedures, lack of clear standards, and insufficient incentives for renewable or digital technologies discourage companies from experimenting with innovations.

Additionally, unstable energy policies and frequent changes in tariffs or subsidies create uncertainty for investors. In some cases, monopolistic structures or political interests in traditional energy sources also slow down the transition to innovative and cleaner technologies.

5 Socio-Psychological and Cultural Factors

Human factors also play a crucial role. There is often resistance to innovation among employees who fear job loss, increased workload, or the need to acquire new skills. A low level of awareness about the benefits of innovation, combined with insufficient motivation and weak innovation culture, reduces the overall effectiveness of transformation processes.

The implementation of innovations at energy enterprises is a complex process that faces financial, technical, organizational, regulatory, and psychological barriers. Overcoming these challenges requires a comprehensive approach: increasing investment in R&D, developing incentive mechanisms for innovation, modernizing infrastructure, and creating favorable regulatory conditions. It is equally important to foster a corporate culture that supports creativity, learning, and openness to change. Only through such coordinated efforts can energy enterprises achieve sustainable growth and contribute to the global transition toward a more efficient and environmentally friendly energy system.

Список літератури:

1 Лі С.Х., Кім В.Дж. Інтеграція розумної системи електропостачання підстанцій: виклики та можливості. *Енергетика*. 2022. № 15(7). С. 180–195.

2 Божинський, С., & Синявський, О. (2023). Підстанції майбутнього: інноваційні технології та перспективи розвитку. *Молодий вчений*, 8 (120), 1-4. https://doi.org/10.32839/2304-5809/2023-8-120-1.

3 Савченко, М., & Сторожук, О. Концепція інноваційної активності в системі стратегічного менеджменту діяльності підприємств електроенергетики. *Herald of Khmelnytskyi National University. Economic Sciences*, 2023. 320(4), 40-48. https://doi.org/10.31891/2307-5740-2023-320-4-6.

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРОСТРУМИННОЇ ПЕРФОРАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

Шиманський Володимир Ярославович
доц. кафедри ТЗБП, аспірант PhD
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
volodymyr.shymanskyi@nung.edu.ua

Перкун Ірина Володимирівна
к.т.н, доц. кафедри ТЗБП,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
perkuniv@gmail.com

Погребняк Володимир Григорович
д.т.н., проф. кафедри ТЗБП,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
vgpogrebnyak@gmail.com

Шиманська Анастасія Володимирівна
студентка групи АМ-23-2
Івано-Франківський націоналиний технічний університет нафти і газу
a.shamanska@gmail.com

Більшість родовищ вуглеводнів України вступили у стадію спаду видобутку, а частина з них взагалі перебуває на завершальному етапі розробки. Тривала розробка родовища викликає кольматацію при вибійної зони свердловини твердими різнофракційними частинками зруйнованих порід. Також в привибійній зоні пласта можливе скупчення інградієнтів цементного та бурового розчинів, солей, котрі випадають із пластових вод, і технологічних рідин. Забруднення привибійної зони зменшує дебіт свердловини, так створює додатковий опір руху вуглеводнів. Підвищити дебіт свердловини можна покращенням гідродинамічного зв`язку свердловини із пластом. На виснажених родовищах ефективними методами інтенсифікації припливу вуглеводнів до вибою свердловини є перфорація.

Високу технологічну ефективністю розкриття виснажених пластів у порівнянні з іншими видами перфорації показує гідро-піскоструминний спосіб (ГПСП), оскільки дозволяє точно визначити місце (глибину) перфорації. Так як дозволяє опустити в колоні насосно-компресорних труб струминний апарат з 2-ма або 4-ма струменеформуючими насадками в місце перфорації, герметизувати внутрішню порожнину насосно-компресорних труб та струминного апарату, застосувавши кульовий клапан розміщений на дні струменеформуючого апарату, а також герметизацію затрубного простору самоущільненим сальником, та подачі в насосно-компресорну трубу робочої ріжучої рідини (вода з абразивом (піском)) [3]. По при ряд переваг даний спосіб має і ряд суттєвих недоліків так як у процесі ГПСП, відбувається інтенсивне гідроабразивне зношування внутрішніх поверхонь обладнання (запірної арматури, насосно-компресорних труб, струменеформуючих

насадок) що використовується при приготуванні, транспортуванні і використанні ріжучої рідини. Це збільшує як загальний час перфорації так і витрати.

Підвищити ефективність гідроструминної перфорації можна використавши у якості ріжучої рідини водний розчин поліетиленоксиду (ПЕО) молекулярною масою $M=6\cdot10^6$ та концентрацією $C_{ПЕО}=0,003…0,007$ % вагових частин з робочим тиском 100…300 МПа. ПЕО відноситься до синтетичних лінійних гнучко-ланцюгових високомолекулярних полімерів ($HO[- CH_2CH_2- O -]_nH$) та має добру розчинність у воді. За певної концентрації ПЕО у розчині та високої розгорнутості полімерних ланцюгів забезпечується дисипативний режим течії. ПЕО покращує гідродинамічний потік рідини по транспортуючих каналах як до насадок струминного апарату так і під час проходження через них. Зменшенням тертя рідини об транспортуючі і струменеформуючі поверхні пояснюється пригніченням пристінної турбулентності, зниженням загальної турбулентності пульсації потоків, збільшенням стійкості вільних струменів до їх розпаду.

ПЕО молекулярною масою $M=6\cdot10^6$ забезпечує формування специфічних реологічних властивостей, обумовлених здатністю макромолекул ПЕО легко змінювати свою форму у поздовжньому гідродинамічному полі ріжучого струменя що призводить до зміни структуру гідродинамічного потоку, виникненню динамічного структуроутворення і автоколивального режиму витікання розчину ПЕО через гідрорезистор, роль якого виконують сопла з конфузорними струменеформуючими ділянками [4].

Для спростування вище наведених слів проведено експериментальні дослідження [1], в яких, у якості джерела високошвидкісного потоку рідини використано лабораторний водомет, а в якості перешкоди – мішені, трьохшаровий «сендвіч» зібраний з стальної пластини товщиною 10 мм (моделює обсадну трубу), шар бетону товщиною 20 мм (моделює цементне кільце), і шар породи у вигляді кернів (міцність на стискання 600 кг/см^2) загальною товщиною 800 мм. В «сендвічі» використана стальна пластина із сталі категорії міцності Д згідно ГОСТ 632-80 (границя міцності $\sigma_м$ =655 МПа, границя текучості $\sigma_т$ = 373 МПа). Час перфорації – 10 хв.

У перших п’яти дослідах у потік води, дозовано інжектували розчин полімеру ПЕО ТУ 2483-008-71150986-2006 молекулярною масою $M=6\cdot10^6$ з концентрацією зазначеною у табл. 1. Тиск формування струменя 200 МПа, діаметр сопла $0,3\cdot10^{-3}$ м. Результати різання приведені в табл. 1.

Таблиця 1 – Результати експериментального дослідження (досліди 1…5)

№ досліду	$C_{ПЕО}$, %	Довжина сформованого каналу, мм
1	0,0025	245
2	0,003	385
3	0,005	405
4	0,007	430
5	0,008	435

Зниження концентрації ПЕО нижче 0,003 % різко знижує ефективність процесу перфорації. Збільшення концентрації вище 0,007 % не суттєво впливає на ефективність формування каналу з точки зору раціонального використання ПЕО.

Наступні шість досліджень провели аналогічно з $C_{ПЕО}=0,005$ %, але змінюючи тиск ріжучої рідини. Результати приведені у табл. 2.

Таблиця 2 – Результати експериментального дослідження (досліди 6…10)

№ досліду	Тиск ріжучої рідини, МПа	Довжина сформованого каналу, мм
6	75	225
7	100	380
8	200	405
9	300	420
10	350	425

Зменшення тиску нижче 100 МПа знижує ефективність перфорації, а збільшення понад 300 МПа викликає незначний приріст довжини каналу але одночасно викликає технічні труднощі підтримання таких високих тисків у виробничих умовах.

Для порівняння провели гідропіскоструминну перфорацію на аналогічній моделі перешкоди та часу - 10 хв. і отримали канал довжиною 320 мм. В якості робочої ріжучої рідини використано піщано-водний 3-5 % розчин (пісок фракційного складу 0,5 – 1,2 мм., концентрацією 30 – 50 кг/м^3).

Порівнюючи результати випробувань можна стверджувати, що в порівнянні з піском домішки полімерів у вибраному діапазоні концентрацій (3-8%) показують вищу ефективність формування перфораційних каналів.

Отже результатом використання добавок ПЕО є збільшення ефективної довжини і компактності ріжучого струменя і, як наслідок цього, збільшення глибини каналу та швидкості його утворення. При цьому слід відзначити енергоефективність та екологічність добавки ПЕО, оскільки вона не шкідлива для довкілля та здоров'я людини (використовується у фармацевтичній та харчовій промисловості [5]), а відсутність абразиву подовжує як ресурс колони так і струменеформуючих насадок.

Список літератури

1. Спосіб гідроструминної перфорації свердловин: пат. на корисну модель № 150245, Україна. / Погребняк В. Г., Перкун І. В., Погребняк А. В., Шиманський В. Я. // опубл. 19.01.2022.

2. Гідроперфоратор: пат. на корисну модель № 152051, Україна. / Погребняк В. Г., Погребняк А. В., Перкун І. В., Шиманський В. Я. // опубл. 19.10.2022.

3 Геологічні основи розкриття і випробування продуктивних пластів: навч. посіб. / М.І. Чорний, О.М. Чорний, І.М. Метошоп, І.М. Кузів. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – ст. 147-154. Всього в книжці 306 с.

4. Погребняк В.Г., Шиманський В. Я., Піндра М.В., Чернецька С. Б. Спосіб гідро струминної перфорації свердловини водним розчином високомолекулярних полімерів. Матеріали IX Міжнародної науково-практичної конференції «PROGRESSIVE RESEARCH IN THE MODERN WORLD» с. 235-240, 25-27 травня 2023 р. Бостон, США.

5. Водополімерний спосіб різання заморожених харчових продуктів та матеріалів: пат. на корисну модель №74609, Україна./ Погребняк А. В., Наумчук М.В.// опубл. 12.11.2012 р.

3D МОДЕЛЮВАННЯ. МОЖЛИВОСТІ ТА ПРОБЛЕМАТИКА У ВИКОРИСТАННІ

Філатов Вячеслав
Експерт з моделювання
АТ Укргазвидобування
viacheslav.filatov@ugv.com.ua

Підрахунок Запасів (ГЕО) та Проект Розробки – два чи не найважливіших проектних документа для нафтогазової компанії, яка є «власником» родовища вуглеводнів та веде видобуток з нього. Запаси вуглеводнів – це основний актив компанії, який визначає її «вартість» та складає основу капіталізації. Відповідно не викликає сумнівів важливість якісного виконання робіт з підрахунку та категоризації запасів та ресурсів, які є в портфоліо видобувника! Отже ГЕО – це база, з якої і починається вся робота. База, яка має бути чітко визначена та надійна.

Проект Розробки – це свого роду «методичка» для примноження грошового капіталу компанії! Як економічно вірно та економічно доцільно розпорядитися запасами? Як досягти оптимальних коефіцієнтів нафтогазовилучення при мінімальних затратах (оптимальному фонді свердловин та наземного обладнання)? Ось головні питання, які ця «методичка» має містити. Це настільна книга інженера розробника та економіста компанії. Це те, що зробить компанію багатою! Адже саме гроші та економічна вигода – є основою любого виробництва на ринку (упустимо політично та стратегічно сформовані проєкти, які мають іншу мету – «вищу»).

В доповіді висвітлюється використання сучасного інструмента, і для Підрахунку Запасів, і для Проектування Розробки родовищ – тривимірного моделювання. Цей інструмент може значно спростити процеси управління розробкою, допомогти обрати найкращій варіант із сотень обрахованих, досягти найоптимальніших показників в тих задачах, що стоять перед Компанією. Використання 3D моделей в усіх виробничих процесах починаючи з підрахунку запасів – це світова практика, яка поступово імплементується в роботі найбільшого газовидобувного підприємства України - АТ «Укргазвидобування».

Ключові слова: 3D модель, підрахунок запасів, родовище, проєктування розробки, уточнення запасів, підвищення вуглеводневилучення, оптимізація видобутку.

COMBINED EFFECT OF CHEMICALS ON THE PROPERTIES OF CEMENTING SLURRY AND STONE

Kochkodan Yaroslav
Ph.D, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
yaroslav.kochkodan@nung.edu.ua

Yurych Andrii
Ph.D, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
andrii.yurych@nung.edu.ua

Yurych Lidiia
PhD, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
lidiia.yurych@nung.edu.ua

The main purpose of the cementing slurry in well cementing is to form a sealed annular space that prevents - fluid seepages and inter-layer flows [1]. In an open wellbore, the pressure of the cementing slurry column is usually always higher than the formation pressure, and under the influence of their difference, a significant part of the excess water is filtered into permeable rocks. At the same time, the cementing slurry is thickened, sealed, its volume decreases, channels may form and near-wellbore zone is contaminated. At the same time, some of the hydration products of the cementing slurry are filtered out along with the water, which often causes a significant decrease in the permeability of the productive formation [2].

The decrease in permeability may be due to the formation of wall fluid layers or clay material swelling contained in the rock. In addition, a negative change in the cementing slurry volume and formation of cracks in the wall cake can cause intercasing pressure, formation of mud springs and gas seepages [3].

To prevent the occurrence of intercasing gas seepages and inter-layer flows when cementing wells, expanding cementing slurries based on a mixture of Portland cement and gypsum alumina cement are used. They provide sealing of the contact of the mud and stone with the casing and the well wall but do not reduce filtration [4-5]. One of the technological measures that improves the quality of cementing and regulates the cementing slurry properties in the required direction is the addition of chemicals.

Thus, depending on the chemical and mineralogical composition of the initial cement batches, their storage time from production to use, the physical and mechanical characteristics of cementing slurry and stone may have different values, depending on the cement batch [6]. Therefore, the data obtained have relative values, and for each specific case of cementing, the spreadability and curing time should be checked in industrial laboratories.

We studied the effect of oxyl [7] and carboxymethylcellulose (CMC) [8] in order to select the optimal chemical treatment formulation and regulate the main technological properties of cementing slurries.

In the laboratory tests, the addition of CMC was 0.3%, and the addition of oxyl varied from 0.25 to 1%. Oxyl and CMC solution were added to water to prepare a cementing slurry. The results of laboratory studies of the combined effect of CMC and oxyl on the properties of the cement and stone are shown in Fig. 1.

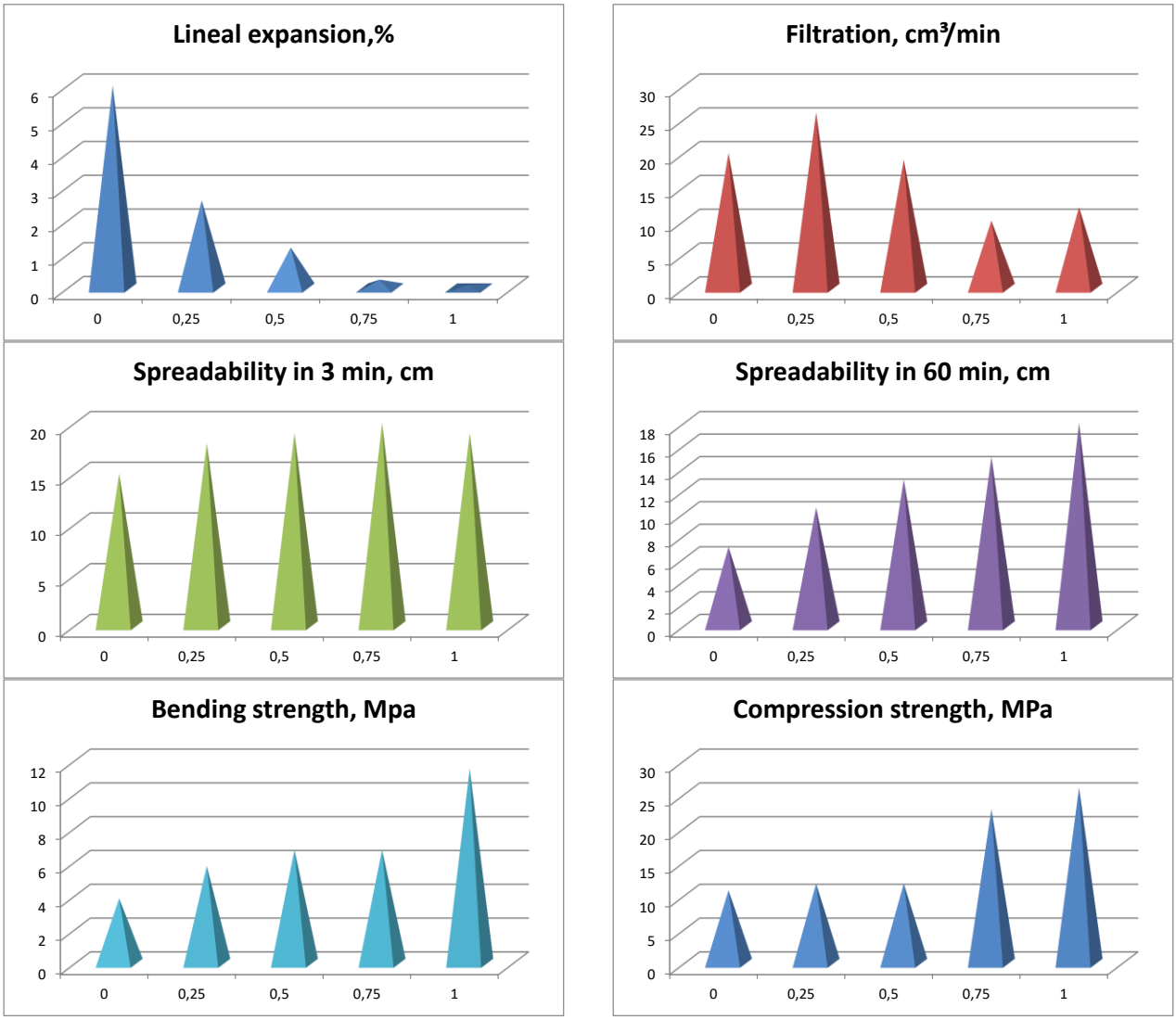


Figure 1 – Combined effect of chemicals on the properties of cementing slurry and stone

Based on the laboratory studies, it can be seen that with an increase in the content of oxyl (at a constant value of CMC), the spreadability of cementing slurries increases due to the diluting effect of oxyl. However, the addition of oxyl to CMC does not significantly affect the curing time of the cementing slurry and slightly reduces filtration. An increase in the oxyl content at a constant content of CMC has virtually no effect on the bending strength of the cement and slightly increases the compression strength. With an increase in the content of oxyl, the linear expansion decreases in proportion to the concentration of added oxyl.

The study of oxyl and carboxymethylcellulose on the main properties of expanding cementing slurries. It was found that cementing slurries with the addition of oxyl have good

spreadability but unsatisfactory filtration. Slurries with the addition of carboxymethylcellulose have low filtration and low spreadability. Under the combined influence of oxyl and carboxymethylcellulose, an expanding cementing slurry with reduced filtration was obtained.

References:

1. Mishra, P. K. (2006, October). Ultradeepwater Cementing: Challenges and Solutions. In *SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition* (pp. SPE-102042). SPE.

2. Tershak B. A., Kovalchuk M. B., Stavychnyi Ye. M., Riznychuk A. I., Fedyk O. M., Savchuk N. M. (2021). Isolation cementing of oil and gas wells of the Carpathian region. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (2(79), 7–15.

3. De Andrade, J., & Sangesland, S. (2016). Cement sheath failure mechanisms: numerical estimates to design for long-term well integrity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *147*, 682-698.

4. Mangadlao, J. D., Cao, P., & Advincula, R. C. (2015). Smart cements and cement additives for oil and gas operations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *129*, 63-76.

5. Dunuweera, S. P., & Rajapakse, R. M. G. (2018). Cement types, composition, uses and advantages of nanocement, environmental impact on cement production, and possible solutions. *Advances in Materials Science and Engineering*, *2018*(1).

6. Broni-Bediako, E., Joel, O. F., & Ofori-Sarpong, G. (2016). Oil well cement additives: a review of the common types. *Oil Gas Res*, *2*(1), 1-7.

7. Kochkodan Ya.M., Yurych L.R., Maystruk V.M. (2023. November 10). The influence of oxyl on the main properties of expanding cementing slurries. IV International Scientific and Theoretical Conference «Technologies and strategies for the implementation of scientific achievements», Stockholm, Sweden, 88-90.

8. Sun, X., Wu, Q., Lee, S., Qing, Y., & Wu, Y. (2016). Cellulose nanofibers as a modifier for rheology, curing and mechanical performance of oil well cement. *Scientific reports*, *6*(1).

ІННОВАЦІЙНІ МЕТОДИ У ФОРМУВАННІ КОМПОЗИЦІЙНИХ ПРИНЦИПІВ ЛАНДШАФТНОГО ДИЗАЙНУ: ПРОБЛЕМИ ТА РІШЕННЯ

Єрузель Ольга Володимирівна
викладач кафедри архітектури і дизайну

Борсук Наталія Григорівна
старший викладач кафедри архітектури і дизайну

Мелкомукова Марія Григорівна
старший викладач кафедри архітектури і дизайну

Римар Христина
студентка
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Актуальність теми доповіді

У зв'язку з прискореною урбанізацією, змінами клімату та необхідністю створення стійких екосистем, ландшафтний дизайн повинен адаптуватися до нових вимог. Традиційні методи ландшафтного проектування, що орієнтуються на естетичне оформлення території без врахування довгострокових екологічних наслідків, виявляються неефективними в сучасних умовах. Сучасні композиторські принципи повинні відповідати вимогам екології, бути економічними, адаптивними та функціональними. Інноваційні методи формування композицій ландшафтів, включаючи використання екологічних матеріалів, технологій водозбереження, адаптивних систем і нових підходів до дизайну, здатні значно покращити ефективність ландшафтного проектування.

Мета доповіді

Мета цієї доповіді полягає у поглибленому аналізі інноваційних методів у формуванні композиційних принципів ландшафтного дизайну. Особлива увага приділяється підходам, які зосереджуються на екологічній ефективності, стійкості і функціональності ландшафтних систем. Задачі, які ми будемо розглядати:

1. Деталізувати застосування екологічно чистих та місцевих матеріалів у ландшафтному дизайні.
2. Описати інтеграцію новітніх технологій, таких як автоматизовані системи поливу та моніторинг кліматичних змін.
3. Розглянути концепцію адаптивного дизайну, який враховує місцеві умови та здатний до швидкої адаптації в умовах змінного клімату.
4. Оцінити соціальні аспекти впровадження інноваційних методів у ландшафтний дизайн, такі як підвищення якості життя та доступність зелених просторів для різних груп населення.

Основні результати дослідження

1. Застосування екологічних матеріалів і місцевих рослин

Однією з головних проблем традиційного ландшафтного дизайну є використання імпортованих матеріалів та рослин, що не відповідають місцевим

умовам. Це не лише збільшує витрати на транспортування, але й створює проблеми з екологічною стабільністю, адже багато з цих рослин можуть бути вразливими до місцевих хвороб і шкідників. Водночас, використання місцевих матеріалів, таких як камінь, дерево, ґрунт або перероблені матеріали (наприклад, перероблений пластик або композитні панелі), дозволяє знизити вуглецевий слід і забезпечити краще поєднання з навколишнім середовищем. Такі матеріали також сприяють покращенню біорізноманіття і підвищують стійкість ландшафту до змін клімату.

Переваги:

• Збереження водних ресурсів: Використання матеріалів, що сприяють водозбереженню, наприклад, просочувальні плитки та георешітки, допомагає підтримувати водний баланс у ландшафтних зонах.

• Зниження вуглецевого сліду: Використання місцевих і перероблених матеріалів допомагає знизити потребу в транспортуванні і зменшити викиди CO_2.

• Стійкість до змін клімату: Місцеві рослини краще пристосовані до кліматичних умов, що робить ландшафт менш вразливим до погодних змін.

2. Інтеграція технологій для економії води

В умовах глобальних змін клімату водні ресурси стають дедалі дефіцитними, тому сучасний ландшафтний дизайн не може обходитися без технологій для збереження води. Інтеграція автоматизованих систем поливу, що налаштовуються в залежності від вологості ґрунту або погодних умов, дозволяє значно скоротити витрати води. Використання сонячних панелей для забезпечення енергією цих систем додає ще одну екологічну перевагу, знижуючи залежність від традиційних джерел енергії.

Переваги:

• Зменшення витрат води: Системи автоматичного поливу, що реагують на рівень вологості, значно зменшують витрати води, що особливо важливо в умовах посух.

• Економія енергії: Використання сонячних панелей для живлення цих систем робить їх ще більш ефективними і екологічними.

• Збір і збереження дощової води: Інтеграція дощових садів і водозбірних систем знижує навантаження на міські зливові системи та забезпечує ефективне використання природних ресурсів.

3. Адаптивні посадки та біо-дренажні системи

Дощові сади, які збирають і очищують дощову воду, є важливим елементом сучасного ландшафтного дизайну. Вони дозволяють покращити водний баланс території, знизити навантаження на зливові системи та запобігти ерозії ґрунту. Крім того, використання адаптивних рослинних систем, зокрема місцевих видів, здатних швидко адаптуватися до змінних кліматичних умов, сприяє підтримці біорізноманіття.

Переваги:

• Покращення водного балансу: Дощові сади забезпечують природний спосіб збору води, що зменшує потребу в додатковому поливі.

• Підтримка біорізноманіття: Використання місцевих рослин знижує залежність від ресурсозатратних екзотичних видів і сприяє збереженню природної флори.

• Зменшення ерозії ґрунту: Біо-дренажні системи допомагають утримувати вологу в ґрунті та запобігають його висиханню.

4. Соціальний аспект інноваційних підходів

Інноваційні методи ландшафтного дизайну не лише сприяють покращенню екології, але й мають значний соціальний вплив. Розвиток зелених зон в міських умовах робить простір доступним для всіх соціальних груп. Зокрема, для людей з обмеженими можливостями, літніх людей і сімей з дітьми. Створення таких доступних ландшафтів допомагає покращити соціальну інтеграцію, сприяє здоровому способу життя та надає можливість відпочинку на свіжому повітрі в умовах міста.

Переваги:

• Доступність для всіх груп населення: Забезпечення доступності зелених просторів для людей з обмеженими можливостями є важливим соціальним завданням.

• Поліпшення здоров’я і благополуччя: Зелені зони сприяють зниженню стресу, покращують психоемоційний стан і підтримують фізичну активність.

• Підтримка соціальної згуртованості: Створення громадських просторів дозволяє поліпшити взаємодію серед місцевих мешканців, формуючи соціально згуртовані спільноти.

Висновки

Інноваційні методи в ландшафтному дизайні відкривають нові можливості для створення стійких і функціональних просторів, які відповідають сучасним вимогам екології, естетики та соціальної доступності. Використання екологічно чистих матеріалів, технологій для водозбереження, адаптивних систем та інтеграція біорізноманіття дозволяють створювати ландшафти, які не лише красиві, але й стійкі до змін клімату і забезпечують високу якість життя для мешканців міських і сільських територій.

Список використаної літератури

1. McHarg, I. (1969). Design with Nature. Garden City, NY: Natural History Press.

2. Kazi, A. M., & Weisman, R. (2018). Ecological Design: Frameworks for Adaptation and Mitigation. Springer.

3. Hall, M., & Giusti, M. (2020). Sustainable Landscape Architecture: From Theory to Practice. Wiley.

4. Thayer, R. L. (2012). Gray World, Green Heart: Technology, Nature, and the Sustainable Landscape. MIT Press.

THE GREEN TRANSITION OF THE ENERGY SECTOR IN UKRAINE

Yaremak Iryna,
Ph.D., Associate Professor Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
yaremak_iryna@ukr.net

The green transition represents a cornerstone of the European Union's sustainable development agenda and provides a strategic framework for cooperation with neighbouring countries, including Ukraine. Strengthening partnership between Ukraine and the EU is essential for accelerating the implementation of renewable energy technologies, improving energy efficiency, and promoting low-carbon development.

Ukraine's energy system is largely dependent on fossil fuels and nuclear power. In 2022, coal and nuclear sources accounted for 47% of the total energy mix and 70% of electricity generation [1]. Renewable energy made up 12% of the power generation mix that same year. The energy sector emitted 210 Mt CO_2 equivalent in 2022, making it the largest source of emissions across all sectors of the Ukrainian economy. The full-scale Russian invasion in 2022 caused significant destruction in the energy sector [1]. However, Ukraine continues to plan and implement the potential of a green transition on its path toward European Union integration. This requires combining post-war reconstruction with sustainable development. Naturally, the war limits green transition efforts, as the current priority is the development of the military sector. Nevertheless, cross-sectoral cooperation, comprehensive initiatives involving stakeholders, and support from international partners are particularly important, as they will enable the introduction of innovations in green technologies and ensure that reconstruction follows the principle of "building back better." This issue is especially acute in the power sector. Therefore, the green transition in the energy sector requires the use of environmentally friendly technologies, modernization and digitalization, and a sustainable approach in the process of rebuilding the energy sector.

According to the report presented in [2], the overall assessment of the readiness of different sectors for the green transition is illustrated in Table 1.

Table 1 – General assessment of the green transition readiness of each sector

Thematic area	Overall readiness score
Climate Change	Significant Progress
Energy	Significant Progress
Clean Industry	Some Progress
Buildings and Renovation	Some Progress
Transport and Mobility	Some Progress
Sustainable Agriculture	Some Progress
Biodiversity	Some Progress
Zero-Pollution	Little Progress
Financing the Green Transition	Some Progress
Just Transition	Little Progress
Digitalization	Some Progress
Research and Innovation	Some Progress

In this study, activities in Ukraine's energy sector are analyzed based on [3-5]. The main focus areas of EU approximation efforts in Ukraine's energy sector include energy markets and integration, decarbonization, energy security, and renewable energy sources.

Regarding energy markets and integration, Ukraine has made progress in implementation. In particular, the National Energy and Climate Plan (NECP), adopted in June 2024, includes sectoral renewable energy targets, and market-based support schemes for renewable energy sources were also introduced in June 2023. However, the main remaining gaps in energy markets and integration include reduced transparency and stakeholder independence under martial law, the absence of separation of the renewable energy surcharge from the transmission tariff, and the need to accelerate the transposition of the Electricity Integration Package.

Decarbonization is a key goal of the energy transition. Naturally, addressing decarbonization challenges during wartime is difficult, as Russia's missile and drone attacks create significant obstacles in this regard. Despite the difficult circumstances, Ukraine has also made progress in this area. In particular, an emissions tracking system was launched in 2021, partial transposition of the Monitoring and Reporting Regulation has been achieved, and resolutions implementing Regulation (EU) 2018/2066 were adopted in November 2023. The main challenges for decarbonizing Ukraine's energy sector include the absence of mandatory reporting at the installation level under martial law, the omission of aviation emissions and biomass sustainability criteria in the emissions tracking legislation, and the need for a comprehensive, standardized MRV (Monitoring, Reporting, and Verification) system.

In conditions of war, for Ukraine, energy security is not just an economic or political issue but a matter of national security. Ensuring energy security is a priority task that requires regulating the principles of international cooperation in the power sector. Regarding energy security, progress has been achieved by preserving electricity system operation despite infrastructure damage, while the main gap remains the pending transposition of Regulation (EU) 2019/941 on risk preparedness in the electricity sector. An important step in ensuring Ukraine's energy security and European integration is its connection to the European electricity system ENTSO-E. The imported capacity through cross-border transmission lines currently amounts to 2.1 GW. European support enables Ukraine to protect its cities and villages from blackouts, even after significant Russian missile attacks on Ukrainian power plants.

The development of renewable energy sources is closely intertwined with the decentralization of Ukraine's energy system. It is worth noting that significant progress has been achieved in Ukraine's energy sector in the development of renewable energy sources. Main progress in renewable energy includes the approval of the National Renewable Energy Action Plan 2030, adoption of legislation on guarantees of origin and active customer procedures, establishment of a biofuel trading platform, and the launch of a program supporting solar panels and heat pumps in summer 2024. Despite significant achievements, a gap remains, namely the pending secondary legislation for renewable energy communities.

Thus, even amid russia's military aggression against Ukraine, the country continues its path toward a green transition and integration into the EU. At the same time, significant work remains on the international stage in this area. Based on the analysis conducted in this study, the main priorities for the green transition have been identified, namely:

- continue EU-aligned energy reforms and strengthen government technical capacity;
- enhance collaboration between government and expert society, e.g., NECP and Green Transition Office;
- integrate energy strategy with industrial strategy and align with the EU Clean Industrial Deal;
- leverage Ukraine's "lab-to-fab-to-field" innovation experience for energy technologies;
- develop cross-cutting enablers: build clean-energy skills and scale successful small projects;
- expand digitalization as a key green transition enabler;
- invest in modern energy infrastructure: transmission, distribution, and storage;
- implement energy decentralization with strong multi-level governance;
- improve investment climate while ensuring social justice in energy tariffs;
- strengthen energy justice knowledge through EU collaboration.

References:

1. Yaremak, I. *EU-Ukraine Cross-Border Energy Cooperation: Trends and Directions for Post-War Reconstruction* [Electronic resource]. *Borders in Globalization Review*, vol. 6, no. 2. Victoria, British Columbia, Canada, 2025. Available at: https://doi.org/10.18357/big_r62202522129

2. Krustok, I., Gladkykh, G., Leshchyshyn, B., Tšerkašina, E., & Silva, J. P. (coords.). *National Comprehensive Green Transition Assessment Report for Ukraine* [Electronic resource]. Green Agenda for Armenia, Georgia, Moldova and Ukraine, 2025.

3. Energy Community Secretariat. *Energy Community Implementation Report 2024* [Electronic resource]. Vienna: Energy Community Secretariat, 2024. 250 p.

4. European Commission. *Commission Staff Working Document: Ukraine 2024 Report. Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: 2024 Communication on EU Enlargement Policy* [Electronic resource]. Brussels: European Commission, 2024.

5. Energy Community Secretariat. *Recommendations 2/2024 on the Draft Integrated National Energy and Climate Plan of Ukraine* [Electronic resource]. Vienna: Energy Community Secretariat, 2024.

DIGITAL TRANSFORMATION OF THE POWER SECTOR IN UKRAINE

Yaremak Iryna,
Ph.D., Associate Professor Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
yaremak_iryna@ukr.net

Yaremak Roman
Master's student Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
yaremakroma@gmail.com

Currently, the energy transition is a key factor in the European Union's energy policy. Implementing energy transition measures in the power sector involves the formation of a new functional architecture of power systems in the EU and, correspondingly, in the Integrated Power System (IPS) of Ukraine, the development of smart grids, energy storage technologies, as well as the emergence of active (smart) consumers [1].

Due to the increasing share of distributed, particularly renewable, energy sources in the overall balance of the IPS of Ukraine, as well as the development of new technologies, the structure of generation, transmission, and distribution capacities is currently undergoing significant changes. Therefore, there is a need for the digital transformation of the power sector through the implementation of smart grids, digital substations, smart metering, etc. This approach will enable the Ukrainian power system to become "smart," allowing for dynamic management of demand and supply in the energy system; enhanced monitoring of electrical, thermal, and fuel components; control and optimization of the operation of equipment, devices, and services; integration of distributed energy generation into the power system; and minimization of costs for both suppliers and consumers.

To identify the directions for the digital transformation of Ukraine's power sector, this study presents a brief analysis of the digital transformation process of the European power system. Notably, the digital transformation of the European power system began in 2018 with the development of the foundational document ETIP- SNET (European Technology and Innovation Platform for Smart Networks for Energy Transition) Vision 2050 [2]. Subsequently, in 2021, the European Commission adopted the Digitalisation of Energy Action Plan Roadmap [3], which delineates how various EU political and financial instruments will work in concert to harness the benefits of digital solutions in the energy sector, while simultaneously mitigating associated risks and environmental impacts.

It is worth noting that Russia's military aggression against Ukraine and the destruction of Ukraine's energy sector have created the need for a dual transformation of Europe's energy system, aimed at reducing the EU's energy dependence on Russia and addressing climate challenges. Consequently, in 2022, the European Commission introduced the REPowerEU plan [4]. The measures proposed in [4], which focus on enhancing energy efficiency, diversifying energy supply, and implementing renewable energy sources to replace fossil fuels in buildings, industry, and electricity generation, can be realized only through the systemic digitalization of the European energy sector

Currently, the digital transformation of Ukraine's power sector is being carried out in accordance with EU requirements and standards. To this end, Ukraine has adopted the Energy Strategy of Ukraine until 2035 "Security, Energy Efficiency, Competitiveness" [5], approved the "Low-Carbon Development Strategy" [6], adopted the Concept of Ukraine's Green Energy Transition until 2050 [7], developed the Concept for the Implementation of Smart Grids in Ukraine until 2035, and approved a detailed action plan for its implementation [8]. A significant number of international standards (IEC) in the field of Smart Grids have European counterparts, which were implemented in Ukraine in 2022 in accordance with [9]. In particular, Ukraine adopted 20,268 European normative documents CEN/CENELEC as national standards by confirmation, which became effective in 2023. The implementation of international and European standards for the development of the UES of Ukraine according to the Smart Grid concept enables sustainable development of Ukraine's energy sector by improving the efficiency of the power supply system, enhancing conditions for the integration of renewable energy sources and distributed generation, and supporting the development of the UES of Ukraine under synchronized operation with ENTSO-E and integration of the electricity market with EU countries' markets.

However, the digital transformation of Ukraine's power sector faces a number of challenges related to:

- damage and destruction of energy infrastructure caused by missile and drone attacks;
- aging and technical obsolescence of power and electrical equipment;
- insufficient provision of equipment for telemetry, relay protection and automation, diagnostics, and control and measurement devices;
- imperfection of dispatch control systems.

Based on the conducted research, it has been established that the transformation of Ukraine's power sector during wartime should be carried out comprehensively, drawing on an analysis of European policies in the field of digitalization and digital transformation. The key objectives and priorities of the digitalization process are:

- modernization of the energy system;
- implementation of intelligent and "smart" grids;
- enhancement of reliability and flexibility in the operation of electricity networks;
- development of dispatch control and automation systems.

An important aspect is the establishment of an appropriate regulatory and legal framework to ensure the integration of digital solutions, standardization of procedures, and support for the safe and efficient operation of energy facilities in the post-war period. This approach not only ensures stable electricity supply but also lays the foundation for the further integration of Ukraine into the European energy space and the implementation of both green and digital transformation.

Thus, the digital transformation of power sector of Ukraine represents a strategically important direction that shapes the future of the country's energy security and sustainable development. Despite significant challenges caused by military actions, technical obsolescence of equipment, and insufficient levels of automation, the implementation of digital technologies has the potential to enhance the reliability, efficiency, and flexibility of the energy system. In the post-war period, particular importance will be attached to the establishment of clear digitalization objectives, the development of an appropriate regulatory framework, and the advancement of intelligent electrical networks, which will serve as the foundation for the modernization of the power sector and the integration of Ukraine into the European energy space.

References:

1. Widuto, A. *Energy transition in the EU* [Electronic resource]. Members' Research Service, European Parliament. PE 754.623. November 2023. 26 p. Available at: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/754623/EPRS_BRI(2023)754623_EN.pdf

2. European Technology & Innovation Platform for Smart Networks for Energy Transition. ETIP SNET Vision 2050 [Electronic resource]. 2021. Available at: https://smart-networks-energy- transition.ec.europa.eu/sites/default/files/publications/VISION2050-DIGITALupdated.pdf

3. European Commission. *Action plan on the digitalisation of the energy sector – roadmap launched* [Electronic resource]. 27 July 2021. Available at: https://ec.europa.eu/info/news/action-plan-digitalisation-energy-sector-roadmap- launched-2021-jul-27_en

4. *European Commission. REPowerEU Plan* [Electronic resource]. Brussels, 18 May 2022. Available at: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A52022DC0230

5. Cabinet of Ministers of Ukraine. *Energy Strategy of Ukraine until 2035: Security, Energy Efficiency, Competitiveness* [Electronic resource]. Kyiv, 2017. 66 p. Available at: https://www.rada.gov.ua/uploads/documents/41771.pdf(in Ukrainian)

6. Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine. *Low Carbon Development Strategy of Ukraine until 2050* [Electronic resource]. Kyiv, 2018. Available at: https://mepr.gov.ua/wp- content/uploads/2023/07/LEDS_ua_last.pdf (in Ukrainian)

7. Ministry of Energy and Environmental Protection of Ukraine. *Draft Concept of Ukraine's Green Energy Transition until 2050* [Electronic resource]. Kyiv, 2020. Available at: https://enefcities.org.ua/upload/files/Проект%20Концепції%20(1).pdf (in Ukrainian)

8. Cabinet of Ministers of Ukraine. *On Approval of the Concept for the Implementation of "Smart Grids" in Ukraine until 2035* [Electronic resource]. Kyiv, 14 October 2022. Available at: https://zakon.rada.gov.ua/go/908-2022-p (in Ukrainian)

9. State Enterprise "Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification and Quality". *On the Package Adoption of European Normative Documents CEN/CENELEC* [Electronic resource]. Kyiv, 28 December 2022. Available at: https://zakon.rada.gov.ua/go/v0285774-22 (in Ukrainian)

ЕКОЛОГІЧНИЙ АСПЕКТ, ЯК ОСНОВНА ТЕНДЕНЦІЯ ПРИ ВИНИКНЕННІ ТА ФОРМУВАННІ СУЧАСНИХ СТИЛІВ ІНТЕР'ЄРУ

Зиміна Світлана Борисівна
доцент, канд. архіт., професор кафедри

Меженна Наталія Юріївна
доцент, канд. архіт.
Київський національний університет будівництва і архітектури
Кафедра основ архітектури та архітектурного проектування

Актуальність теми доповіді

Сучасний стан розвитку суспільства характеризується зростанням уваги до проблем екології, раціонального використання ресурсів та гармонізації взаємодії людини з природним середовищем. Архітектура й дизайн, як галузі, що безпосередньо формують життєвий простір людини, відіграють ключову роль у забезпеченні сталого розвитку. Особливої ваги набуває питання екологічності інтер'єрного середовища, адже саме воно впливає на фізичне та психологічне здоров'я людини, її комфорт, працездатність і світовідчуття.

В умовах урбанізації, зростання техногенного навантаження та дефіциту природних контактів, саме інтер'єр стає «посередником» між людиною і природою. Тому актуальним є пошук дизайнерських методів і стилістичних рішень, що інтегрують природні мотиви, локальні матеріали, відновлювані ресурси та ергономічні принципи організації простору.

Крім того, екологічна спрямованість інтер'єрного дизайну відображає глобальні тенденції сучасної культури — переосмислення споживацьких моделей, розвиток екологічної свідомості, формування «етики відповідального середовища». Це перетворює дизайн не лише на естетичну, а й соціально значущу діяльність, спрямовану на збереження природного та культурного потенціалу.

Отже, дослідження екологічного аспекту в оформленні інтер'єрного простору є актуальним, оскільки воно поєднує гуманістичний, технологічний та естетичний вектори розвитку сучасного дизайну, сприяючи створенню гармонійного, безпечного і сталого життєвого середовища.

Мета доповіді.

Мета – з'ясувати ступінь впливу екологічної проблеми людства на виникнення та формування інтер'єрних просторів в стилях 20 століття, а також її вплив на розвиток сучасних стилів інтер'єру. Надати прогноз на тенденцію появи екостилів в майбутньому. Усвідомити, яким чином може проявитись екологічна проблематика в наступних стильових напрямках.

Основні результати дослідження.

Екологічний підхід у проєктуванні інтер'єру ґрунтується на принципах сталості, природовідповідності, мінімізації техногенного впливу, використанні безпечних матеріалів, енергоефективності та біофільного сприйняття простору. Такі рішення сприяють формуванню середовища, яке не лише естетично привабливе, а й функціонально та етично узгоджене з екологічними потребами сучасності.

Промислова революція (XIX ст.) спричинила масову урбанізацію та деградацію природного середовища. Реакцією на це стали перші рухи, що закликали до гармонії людини з природою. У 1920–1930-х роки Ф. Л. Райт вводить ідею «органічної архітектури»: єдність будівлі з природою, природні матеріали, інтеграція інтер'єру з ландшафтом. І хоча згодом ідея органічної архітектури сформувалась в окремий стиль зі своїми стилістичними особливостями, на той час, вона заклала основу великого напряму екологічної проблематики в архітектурі загалом і в інтер'єрі зокрема.

Після Другої світової війни, в період індустріалізації та споживацтва, зростає усвідомлення екологічних проблем (забруднення, дефіцит ресурсів). У 1960–70- х виникають рухи «sustainable design» і «green architecture», спрямовані на зменшення впливу на довкілля.

В інтер'єрі поширюється використання натуральних матеріалів (дерево, бавовна, льон), мінімалізму, природного освітлення, рослин.

Концепції «екоінтер'єру» отримують розвиток в 1990–2000-ті роки. Формується поняття екодизайну — як системи, що враховує повний життєвий цикл матеріалів, енергоефективність, вторинну переробку. У цей час активно розвиваються технології сталого будівництва (LEED, BREEAM, DGNB). Інтер'єр набуває нових рис: природне світло і вентиляція; еко-матеріали (бамбук, пробка, глина, камінь, органічні фарби); живі стіни, зелені дахи; відмова від надмірного декору — екологічний мінімалізм. Поширюються поняття: eco- friendly design, biophilic design, sustainable interiors.

З початку XXI століття починається новий етап розвитку еконапряму. Акцент переноситься з енергозбереження на емоційний та психофізіологічний комфорт людини. Виникає поняття біофільного і біоорієнтованого дизайну, що базується на вродженій потребі людини бути пов'язаною з природою. Активно використовуються: природні форми, кольори, текстури; зелені інсталяції, мохові панелі, аквасистеми; ароматерапія, природне світло, органічна акустика; регенеративні матеріали.

З'являються стилі, що поєднують естетику мінімалізму та природи:

Japandi - поєднання японського мінімалізму та скандинавського функціоналізму (використовуються натуральні матеріали, світлі природні кольори, мінімум декору. Основний принцип: простота, довговічність, близькість до природи).

Biophilic ,біофільний інтер'єр - фокус на прямому контакті з природою: живі рослини, вертикальні сади, водні елементи, природне світло. Підвищує психологічний комфорт і продуктивність у житлових і офісних просторах.

Wabi-Sabi Modern - поєднання японської філософії Wabi-Sabi (цінність недосконалого, природного, простого) із сучасними рішеннями. Матеріали: необроблене дерево, натуральний камінь, текстиль із природних волокон. Акцент на екологічність, мінімум обробки та довговічність речей.

Eco-Minimalism / Sustainable Minimalism - мінімалістичний підхід із акцентом на екологічну свідомість: менше матеріалів, повторне використання, натуральні ресурси. Поширений у нових житлових комплексах та коворкінгах.

Urban Jungle або Green Loft - сучасний стиль, що поєднує лофт-естетику з великою кількістю зелені та біофільних елементів. Використання натуральних матеріалів, перероблених меблів, вертикальних садів. Виник як реакція на відчуження людини від природи у великих містах.

Reclaimed, Upcycled Industrial - індустріальний стиль із сильним екологічним акцентом: меблі та декор із перероблених матеріалів. Метал, дерево та бетон

отримують «друге життя», зменшуючи вплив на навколишнє середовище. Стає все популярнішим у комерційних та житлових інтер'єрах.

Scandi-Eco - скандинавський мінімалізм із акцентом на стійкі матеріали та екологічні рішення. Поширений у житлових і громадських приміщеннях за останні кілька років. Натуральні кольори, енергоефективне освітлення, меблі з сертифікованої деревини.

Ключова ідея — не імітація природи, а життя гармонії з нею, з акцентом на баланс, простоту, екологічність. Спільні екологічні принципи цих сучасних стилів: використання натуральних або перероблених матеріалів, оптимізація природного освітлення та вентиляції, мінімалізм і довговічність предметів, біофільні елементи та інтеграція природи у внутрішній простір.

Висновки.

Еконапрям в інтер'єрному дизайні пройшов шлях від інтуїтивного наслідування природі до науково обґрунтованої системи сталого дизайну, яка сьогодні є не просто модою, а етичною нормою. Його розвиток відображає еволюцію свідомості людини — від експлуатації природи до гармонійного співіснування.

Екологічна тенденція у дизайні інтер'єрів є результатом не лише технічних інновацій, а й глибинних культурних змін. Сучасний інтер'єр перестає бути декоративним середовищем і набуває гуманістичного змісту — стає простором відповідального співіснування людини з природою. Отже, екологічний аспект — це не тимчасова мода, а стратегічний напрям розвитку дизайнерської думки XXI століття, що формує нову естетику сталості, природності й духовної рівноваги.

Список використаних джерел

1. Бондаренко О. Ю. Сталий дизайн у контексті соціокультурної еволюції. // Вісник ХДАДМ. – 2020. – № 3. – С. 55–62.

2. Гладкий О. П. Екологічна архітектура та принципи сталого розвитку. – К.: Ліра-К, 2014. – 220 с.

3. Зиміна С.Б. *Стилістичні особливості органічного та екологічного інтер'єрів.* // Сучасні проблеми архітектури та містобудування. 2017. – Вип. 47. – С. 71–89.

4. Зиміна С.Б. Стилі інтер'єру. – К.: Довіра, 2018. – 360 с.

5. Коваль О. В. Екологічний дизайн як фактор сталого розвитку архітектурного середовища. // Вісник ОДАБА. – 2016. – № 63. – С. 85–93.

6. Криворучко Ю. І. Екологічні засади архітектурної творчості. Львів: НУ «Львівська політехніка», 2007. – 184 с.

7. Меженная Н.Ю., Зиміна С.Б. *О некоторых противоречиях в теории и практике экостроительства и экодизайна.* // Архітектурний вісник КНУБА. 2015. Вип. 5. С. 142–154.

8. Мілецька Н. М. Біоархітектура як феномен сучасної архітектурної культури. // Сучасні проблеми архітектури та містобудування. – 2019. – Вип. 52. – С. 134–142.

9. Павлюк О. В. Екологічні принципи в інтер'єрному дизайні житлових приміщень. // Art and Design. – 2021. – № 2(14). – С. 80–88.

10. Zymina S. Types of ecological relationships in the system "nature, artificial environment, humans". // Peculiarities of modern eco interior development. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2020.

11. McDonough W., Braungart M. *Cradle to Cradle: Remaking the Way We Make Things.* – New York: North Point Press, 2002.

12. Kellert S., Calabrese E. *The Practice of Biophilic Design.* – New York, 2015. 13.Yeang K. *EcoDesign: A Manual for Ecological Design.* – Wiley-Academy, 2006.

ОСВОЄННЯ УКРАЇНСЬКОЇ АКВАТОРІЇ ЧОРНОГО МОРЯ: НОВІ ПРОЄКТИ - НОВІ ПЕРСПЕКТИВИ

Мельник Л.П.
начальник департаменту
АТ «Укргазвидобування»
leonid.melnyk@ugv.com.ua

Ольшанецький М.В.
керівник групи АТ «Укргазвидобування»
marian.olshanetskyi@ugv.com.ua

Тищенко А.П.
кандидат геологічних наук, доцент менеджер з організації і контролю геофізичних робіт
АТ «Укргазвидобування»
andrii.tyshchenko@ugv.com.ua

Жадан А.М.
експерт АТ «Укргазвидобування»
anatolii.zhadan@ugv.com.ua

Фенота П.О.
менеджер з геоінформаційного супроводу проєктів
АТ «Укргазвидобування»
petro.fenota@ugv.com.ua

Кичка О.А.
головний фахівець УкрНДІгаз
oleksandr.kychka@ugv.com.ua

Вступ

Світовий видобуток вуглеводнів за останні п’ятдесят років демонструє тенденцію до переходу від суходільних родовищ до освоєння родовищ нафти та газу в акваторіях Світового океану, зокрема на континентальних шельфах і в глибоководних басейнах. Це обумовлено значним прогресом у технологіях буріння, що дозволяють проводити роботи на глибинах води до 3 км та істотним ресурсним потенціалом морських осадових басейнів, які раніше не були охоплені пошуково-розвідувальними дослідженнями. На сьогодні частка офшорного видобутку становить близько 30% від загального обсягу світових вуглеводневих ресурсів, і ця частка продовжує зростати через вичерпування запасів на суходолі та активізацію геологорозвідувальних робіт (ГРР) у морських акваторіях.

Потенційні ресурси вуглеводнів на українському шельфі Чорного та Азовського морів, за даними Державної служби геології та надр України, оцінюються у 2,3 млрд тон умовного палива, а ступінь їх реалізації становить тільки 3,5%. У межах українського сектору Чорного моря відкрито 9 родовищ вуглеводнів на глибинах

води до 100 м (Голіцинське, Південно-Голіцинське, Штормове, Архангельське, Шмідтівське, Кримське, Одеське, Безіменне, Субботіна). Сумарні загальні початкові запаси газу цих родовищ становлять 100,3 млрд $м^3$, видобуток з яких із початку розробки склав 24,2 млрд $м^3$. [1, 2] Крім перелічених родовищ, за даними Фонду нафтогазоперспективних об'єктів у нафтогазоносних регіонах України станом на 01.01.2020 р. у межах українського сектору Чорного моря обліковано 57 виявлених та 32 підготовлені структури [3].

Зважаючи на наведене вище та низьку ступінь геологічного вивчення українського сектору Чорного моря, існує потреба в проведенні подальших пошуково-розвідувальних робіт та їх значні перспективи в даному регіоні.

Треба зауважити, що Україна вже мала досвід з видобутку газу на шельфі Чорного та Азовського морів. З 1978 по 2014 рік таким видобутком успішно займалась державна компанія Державне акціонерне товариство «Чорноморнафтогаз», яка в єдиному технологічному комплексі здійснювала повний спектр робіт (пошук та розвідка вуглеводнів, буріння свердловин, облаштування родовищ нафти та газу, видобуток та транспортування вуглеводнів). Товариство володіло чотирма самопіднімальними плавучими буровими установками (СПБУ) «Сиваш», «Таврида», «Петро Годованець» та «Україна» [4]. Річний видобуток газу ДАТ «Чорноморнафтогаз» за 2013 рік склав 1,65 млрд $м^3$, з планами на збільшення видобутку газу в 2020 році - до 5 млрд $м^3$. Варто зауважити, що значна кількість відкриттів, досягнень тощо, які мали місце впродовж усього періоду становлення та розвитку, базувалися на інноваційних інженерних рішеннях, що є органічним та властивим для високотехнологічних, відповідно вартісних офшорних проектів з підвищеним рівнем вимог безпеки.

Проте ці плани залишились нереалізованими, оскільки, наразі, після ворожих дій з боку російської федерації в 2014 році, всі активи Державного акціонерного товариства «Чорноморнафтогаз» в Криму та Чорному морі є непідконтрольними Україні, включаючи морську інфраструктуру з видобування вуглеводнів, що знаходиться в морській економічній зоні України.

Водночас, зацікавленість світових нафтогазових компаній до організації геологорозвідувальних досліджень та видобутку на шельфі Чорного моря впродовж останніх 15 років є досить високою.

Проєкт освоєння нафтогазоносних ресурсів у Чорному морі ділянок Дельфін та Скіфська є одним із стратегічних проектів Групи Нафтогаз та стратегічною ціллю для України в частині енергонезалежності. Одним з основних завдань проєкту є збільшення ресурсної бази вуглеводній НАК «Нафтогаз України» та підготовка об’єктів для пошуково-розвідувального буріння.

Стан проєкту. 2021 року НАК «Нафтогаз України» отримала 36 спеціальних дозволів на геологічне вивчення нафтогазоносних надр, зокрема дослідно-промислової розробки родовищ, із подальшим видобуванням нафти, газу (промислова розробка родовищ), строком дії на 30 років. Підписано відповідні Угоди про умови користування надрами, додатками до яких є Програми робіт, якими серед іншого передбачено проведення сейсморозвідувальних робіт. Площа спецдозволів охоплює майже 29 000 $км^2$ акваторії, спецдозволи Дельфін-01-Дельфін-15 розташовані на шельфі, а Скіфська-01-Скіфська-22 на континентальному схилі та глибоководній западині (рис.1).

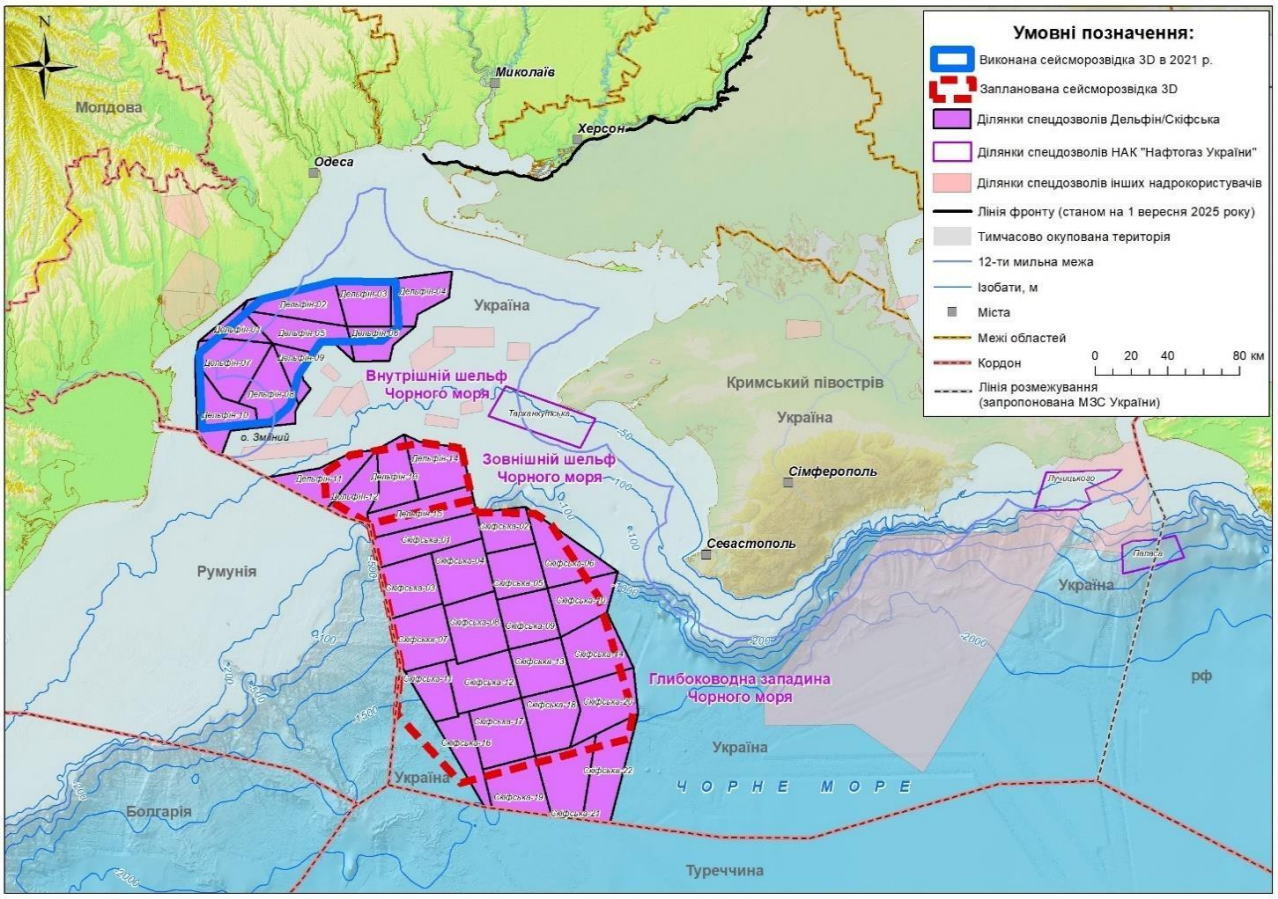


Рисунок 1 – Стан надрокористування в українській акваторії Чорного моря

Планується, що спецдозволи з часом буде перетворено на одну або кілька угод про розподіл продукції (УРП), що є одним із найбільш поширених сценаріїв партнерства. Компанією опрацьовується конфігурація майбутніх УРП, а також можливість потенційнрго партнера володіти передовим досвідом та технологіями глибоководного та горизонтального буріння. Очікуваними партнерами можуть бути провідні, національні, або незалежні нафтогазові компанії, такі як: ExxonMobil, British Petroleum, Royal Dutch Shell, Chevron, Total, Equinor, Saudi Aramco і ін.

Протягом вересня-грудня 2021 року на замовлення НАК «Нафтогаз України» компанією PGS Exploration (UK) Ltd проведена сучасна 3D- сейсморозвідка за технологією GeoStreamer, що дало змогу застосувати передові технології обробки даних обсягом 5000 км^2 у межах західної частини північно-західного шельфу Чорного моря (спецдозволи Дельфін-01 – Дельфін-10).

У 2022 - 2023 роках одержані дані були опрацьовані сучасними алгоритмами часової (PSTM) та глибинної обробок (PSDM), включно із дехостингом, послабленням кратних хвиль і шумів за допомогою машинного навчання, 3D-розділенням хвильових полів (SWIM), FWI (повнохвильова інверсія хвильового поля) та інше [5, 6, 7]. Використовуючи SWIM, стало можливим отримати зображення мілководної ділянки з високою роздільною здатністю, що відкриває можливість використання цих даних для оцінювання місця розташування вітроелектростанцій. Застосовані технічні та технологічні рішення в процесі польових та камеральних сейсмічних досліджень у своїй основі містили значну частину інновації у порівнянні із морською сейсморозвідкою 3D минулих років в Україні.

Результати 3D обробки стали основою для структурно-тектонічної інтерпретації сейсмічних даних, розрахунку фільтраційно-ємнісних властивостей геологічного середовища, створення структурних карт та карт товщин по основних горизонтах відбиття, побудови просторової геолого-геофізичної моделі перспективних нафтогазових об'єктів [8].

Станом на сьогодні продовжується підготовка перспективних нафтогазоносних об’єктів (паспортів структур) для подальшого їх освоєння, оцінки ресурсного потенціалу з подальшим пошуковим бурінням в їх межах. Попередньо виділено 42 структури.

2022 року планувалося проведення 3D сейсмічні та гравіметричні дослідження на зовнішньому шельфі, континентальному схилі та глибоководній западині Чорного моря в обсязі 18600 км^2, але через війну ці дослідження не були розпочаті.

2023 року договір із PGS на проведення морських 3D сейсморозвідувальних досліджень та їх обробка був пролонгований на 3 роки. Після закінчення війни та покращення безпекової ситуації у Чорному морі, планується продовжити дослідження. Передуватиме початку робіт операція із знешкодження мін, установлених державою-агресором в українських морських просторах з метою подолання наслідків ведення бойових дій, що визначено планом заходів з реалізації Стратегії морської безпеки України (за сприяння та за участю країн-партнерів, НАТО та ЄС) [9].

Висновки. Проєкт Дельфін-Скіфська є стратегічно важливим для України, оскільки прогнозує значний ресурсний потенціал українського шельфу Чорного моря. Успішно проведені у 2021–2025 рр. 3D-сейсмічні дослідження та їх інтерпретація заклали основу для виявлення 42 перспективних структур, найкращі з яких будуть підготовлені до глибокого буріння. Отримані 3D сейсмічні дані відіграють ключову роль для подальшого розвитку й оцінювання перспективності цієї ділянки. Однією з головних цілей цього проєкту є збільшення вітчизняної ресурсної бази вуглеводнів, підготовка об'єктів для пошуково-розвідувального буріння, залучення партнерів для зниження фінансових ризиків та організації подальшого видобутку. Відновлення геологорозвідувальних робіт після завершення війни та розмінування акваторії, що планується за підтримки НАТО та ЄС, відповідно до Стратегії морської безпеки України, дозволить реалізувати угоди про розподіл продукції з провідними міжнародними компаніями. Такі партнерства не лише забезпечать залучення значних інвестицій і передових технологій глибоководного буріння, але й зменшать фінансові ризики для України. Крім того, міжнародна співпраця сприятиме створенню стримуючого фактора проти потенційних агресивних дій у майбутньому, зміцнюючи енергетичну незалежність України та її інтеграцію до європейського енергетичного ринку. Надважливим залишається формування енергетичної коаліції в чорноморському басейні за участі України, Туреччини, Румунії та Болгарії із долученням країн G7. Наша освіта, сервіс, виробництво та їх синергія, спрямовані на реалізацію та підтримку офшорних проектів, мають отримати новий поштовх і бути перезавантаженими за рахунок спільної ініціативи та професійної роботи за підтримки партнерів. Реалізація проєкту матиме довгостроковий позитивний вплив на економічну, енергетичну, національну безпеку України та безпеку чорноморського регіону в цілому.

Список літератури:

1. Щорічник «Підсумки геологорозвідувальних робіт на нафту та газ в Україні" - Київ: Державна служба геології та надр України, Державне науково- виробниче підприємство «Державний інформаційний геологічний фонд України», 2021 р., 17 рис., 34 табл., - 124 стор.

2. Державний баланс запасів корисних копалин України. Газ природний. Випуск 23, Південний регіон, книга 6 – Київ, ДНВП "Геоінформ України" – 2024. – 320 с.

3. Фонд нафтогазоперспективних об'єктів нафтогазоносних регіонів України (Східний, Західний, Південний) станом на 01.01.2020 р., Київ – 2020.

4. Офіційний сайт ДАТ «Чорноморнафтогаз» https://chornomornaftogaz.com.ua/

5. Tauvers P., Tyschenko A., Kitchka O., Melnyk L., Boekholt M. *Start of major 3D acquisition by Naftogaz in the Western Ukrainian Black Sea - implications for rejuvenation of offshore exploration for Ukraine*. Abs. AAPG Exploration and Production in the Black Sea Region and Super-Basin Thinking GTW, 6-7 September 2022, Trabzon. – P. 7.

6. Tegnander J.F., Kittell L., Helgebostad K.S., Tyshchenko A., Vyzhva A., Melnyk L. and Oukili J. *Efficient 3D Acquisition and Imaging in Ultra-Shallow Water for Frontier Exploration in the Black Sea, Ukraine*. Fourth EAGE Marine Acquisition Workshop, Sep 2024, Volume 2024, Oslo. P. 1 – 3, https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.202436012, 09.09.2024.

7. TYSHCHENKO Andrii, VYZHVA Andrii, MELNYK Leonid, TEGNANDER Jonas Fagerli, KITTELL Lars-Erik, HELGEBOSTAD Kristian Svarva (2024) State-of-the-art 3D acquisition and imaging in ultra-shallow water in the northwestern part of the Black Sea. Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology. в.3(106), 2024, с.13-18. https://doi.org/10.17721/1728-2713.106.02

8. Kitchka, O., Olshanetskyi, M., Tyshchenko, A., Vyzhva, A., Zhadan, A., Makovets, O., Fenota, P., Khmelevskyi, A., & Melnyk, L. (2025). New 3D seismic data uncover inspiring exploration potential for oil and gas offshore the Dobrogea Foredeep, Ukraine. Geofizicheskiy Zhurnal, 47(2). p. 93-98. https://doi.org/10.24028/gj.v47i2.316924

9. Стратегія морської безпеки України. https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1162-2024-%D1%80#Text

ШЛЯХИ ВДОСКОНАЛЕННЯ ПОДАТКОВОГО РЕГУЛЮВАННЯ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ОПТИМІЗАЦІЇ ВИТРАТ НА ЕНЕРГОРЕСУРСИ ПІДПРИЄМСТВ

Ольга СТЕПАНЮК
к.е.н., доцент, доцент кафедри фінансів, обліку та оподаткування
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
olha.stepaniuk@nung.edu.ua

Михайло КАФКА
здобувач другого (магістерського) рівня вищої освіти
спеціальності 071 «Облік і оподаткування»
Івано-Франківський національний технічнийуніверситет нафти і газу
mykhailo.kafka-opmz241@ipo.nung.edu.ua

В умовах глобального енергетичного переходу і посилення кліматичних вимог актуалізується податкове регулювання у сфері енергоресурсів, що потребує пошуку ефективних шляхів удосконалення податкової політики та вироблення рекомендацій щодо оптимізації енергетичних витрат підприємств на основі поєднання економічної доцільності з екологічною відповідальністю. Чинна міжнародна практика оподаткування енергоресурсів використовується як один із головних інструментів скорочення викидів парникових газів.

Вуглецевий податок у міжнародній практиці є податком на забруднення, адже на відміну від командно-адміністративних регуляцій, він не визначає ліміти викидів для кожного підприємства, а дозволяє ринковим силам знайти найдешевший спосіб зменшити викиди. Розрахунок податкових зобов'язань ґрунтується на кількості спаленого палива і його вуглецевому вмісті. Так, ірландський Посібник із податку на мінеральні оливи визначає «карбонову складову» як добуток нижчої теплотворної здатності (NCV), коефіцієнта викидів (EF) та чинної ставки за тонну CO_2. У межах десятирічної стратегії Ірландія поступово підвищує ставку з травня 2025 р. вона зросла з € 56 до € 63,5 за тонну CO_2, а до 2030 р. повинна становити € 100 [1]. Сплату податку здійснюють виробники та імпортери вуглецевмісних палив, а також оператори об'єктів, що спалюють викопне паливо. Періодичність сплати визначається національним законодавством (щомісячно, щоквартально або щорічно). Суб'єкти оподаткування зобов'язані подавати звіти про обсяги використаного палива та відповідні викиди, а у багатьох країнах ці звіти підтверджуються незалежними аудиторами. Витрати на сплату вуглецевого податку відображаються у бухгалтерських записах як операційні витрати, що входять до собівартості продукції чи послуг, а спеціалізоване програмне забезпечення для енергетичного обліку може автоматизувати розрахунок податку, формування записів у головній книзі та бюджетування енерговитрат.

Окрім вуглецевих податків, поширені системи торгівлі викидами. Європейська система торгівлі викидами (EU ETS) працює з 2005 р. і охоплює понад 11 000 енергетичних установок, промислових підприємств та авіакомпаній у країнах ЄС, а також Ісландії, Ліхтенштейні та Норвегії [2]. Вона покриває близько 45 % викидів ЄС і

забезпечила зменшення викидів у охоплених секторах на 47 % у 2005-2023 рр., завдяки жорсткішому обмеженню на загальний обсяг викидів та реформуванню механізму розподілу квот.

Ще одним ефективним інструментом є диференційовані ставки акцизів. Ефективні ставки енергетичного оподаткування транспортних палив коливаються від 0,57 євро за гігаджоуль в Мексиці до 18,9 євро/ГДж у Великій Британії, у перерахунку на вуглець це відповідає 8-263 євро за тонну CO_2 [3]. Такі відмінності свідчать, що країни коригують акцизи відповідно до енергетичного та вуглецевого вмісту палива, адже бензин і дизель оподатковуються значно вище, ніж зріджений газ або природний газ, а біопалива в багатьох випадках мають пільгові ставки.

Порівняння з вітчизняною практикою виявило низку недоліків. Національне законодавство не містить прямого вуглецевого податку, що позбавляє підприємства цінового сигналу для скорочення викидів. Система акцизів майже не враховує різницю у вуглецевому вмісті різних енергоносіїв, тому бензин, вугілля чи газ оподатковуються за схожими ставками, незалежно від їхнього впливу на клімат. Податкові пільги для підприємств, які інвестують у відновлювані джерела або енергоефективні технології, залишаються обмеженими та малопривабливими.

Встановлено, що зростає у світовому масштабі фіскальний тиск та вимоги щодо декарбонізації економіки, тому важливо забезпечити баланс між ефективним податковим регулюванням операцій з енергетичними ресурсами та можливостями підприємств до оптимізації таких витрат. Аналіз підходів ЄС дозволяє виокремити сценарії вдосконалення податкового регулювання операцій з енергетичними ресурсами в розрізі екологічних аспектів в Україні [4-6]:

1. Безпосереднє оподаткування викидів парникових газів через запровадження податку на споживання енергоресурсів, зокрема шляхом встановлення ставки оподаткування на основі вмісту вуглецю в паливі, адже такий підхід відповідає рекомендаціям ОЕСР і практиці країн ЄС (зокрема Швеції, Данії, Ірландії); трансформацію чинного екологічного податку в напрямі диференціації ставок залежно від вуглецевої інтенсивності джерел енергії, що стимулюватиме енергоефективність та впровадження відновлювальних джерел енергії.

2. Розширення об’єкта та бази оподаткування шляхом інтеграції нових енергетичних продуктів, таких як зелений водень, стале біопаливо, тверді енергетичні продукти тощо, до складу об’єктів оподаткування відповідно до очікуваних змін Директиви ЄС. Зменшити порогові обмеження для платників екологічного податку, зокрема запровадження обов’язкової сплати податку для підприємств, які викидають понад 500 тон CO_2 на рік, та розширення сфери оподаткування на рухомі джерела забруднення, включаючи транспортні засоби залежно від викидів CO_2.

3. Покращення управлінських практик внаслідок запровадження ставок за гігаджоуль енергії, що дозволяє уніфікувати податкове навантаження на основі енергетичного вмісту, впровадження смарт-контрактів для розрахунку за викиди парникових газів, з використанням блокчейн-технологій, що забезпечує автоматизацію, прозорість та запобігання подвійній сплаті й застосування вимірювань фактичних викидів у вуглецево-інтенсивних галузях (зокрема чорній металургії) з опорою на автоматизовані ERP-системи.

Аналіз європейської практики засвідчує актуальність переходу від фіскального до стимулюючого характеру оподаткування енергоресурсів, з урахуванням вмісту вуглецю, енергетичної ефективності та принципу «забруднювач платить». У цих

умовах виникає проблема адаптації вітчизняних підприємств до нових вимог податкового регулювання, що супроводжується ризиком збільшення витрат на енергію, особливо у виробничо-інтенсивних галузях.

Враховуючи виявлені виклики, сформуємо цільові рекомендації з оптимізації витрат на енергоресурси підприємств в умовах трансформації податкової політики:

1) глибинний аналіз енергоємності продукції та впровадження енергоменеджменту відповідно до ISO 50001 для обґрунтування економії та перегляду режимів споживання;

2) розмежування обліку енергетичних витрат за напрямами використання (операційні/неопераційні) з метою точного формування податкового кредиту з податку на додану вартість та рентабельності виробництва;

3) інвестиції в модернізацію обладнання, зокрема високоефективні котли, теплообмінники, системи рекуперації енергії, що знижують обсяг оподатковуваних викидів;

4) переорієнтація на низьковуглецеві джерела енергії (біогаз, зелений водень, СЕС/ВЕС) з урахуванням можливих податкових пільг або субсидій;

5) оптимізація транспортної логістики та оновлення автопарку з урахуванням майбутнього запровадження зборів за викиди CO_2 від транспортних засобів.

Отже, удосконалення системи податкового регулювання у сфері енергоресурсів повинне поєднувати фіскальну ефективність, екологічну доцільність і адміністративну простоту. Водночас підприємства мають адаптувати внутрішні облікові та виробничі системи до нових викликів з метою зменшення витрат та забезпечення конкурентоспроможності в умовах переходу до низьковуглецевої економіки.

Систематичний підхід до енергоменеджменту, грамотна організація обліку, раціональний розподіл навантаження, впровадження енергоощадних технологій та моніторинг податкових стимулів дозволяють не лише зменшити витрати на енергоресурси, а й підвищити конкурентоспроможність, забезпечити відповідність вимогам контролю та сприяти сталому розвитку економіки.

Список літератури

1. Tax and Duty Manual. Energy Products and Electricity Taxes - Excise Duty Rates. Document last reviewed June 2025. *Revenue. Irish Tax and Customs*. URL : https://surli.cc/lnvqqr (дата звернення 24.10.2025).

2. The EU Emissions Trading System (ETS) Explained : *Tunley Environmental*: web-site. 4 Oct. 2024. URL : https://surli.cc/ccnhxh (дата звернення 25.10.2025).

3. Taxing Energy Use: A Graphical Analysis, OECD Publishing. 2013. URL : https://surl.li/brsvej (дата звернення 25.10.2025).

4. European Sustainability Reporting Standards. (ESRS). URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_4043 (дата звернення 20.10.2025).

5. Energy Taxation Directive - Initiative details - European Union. (ETD). URL: https://surl.lu/wevadl (дата звернення 20.10.2025).

6. Corporate sustainability reporting. (CSRD). URL: https://surl.lu/vvxlxb (дата звернення 20.10.2025).

ГЕОЛОГІЧНІ НАУКИ

ГЕОЛОГІЧНА РОЛЬ ТРІЩИНУВАТОСТІ У МІГРАЦІЇ ТА АКУМУЛЯЦІЇ ВУГЛЕВОДНІВ

Липчук Мирослав Васильович
аспірант,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
myroslav.lypchuk-a103-23@nung.edu.ua

Визначення чинників, що впливають на процес формування покладів нафти й газу, має важливе значення для ефективного проведення пошуково-розвідувальних робіт. Одним із таких чинників є тріщинуватість гірських порід. Це питання було детально вивчене на території Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

У результаті досліджень встановлено, що коефіцієнт густоти тріщин у неогенових відкладах цієї зони варіює в межах від 8,7 до 22,5 $м^{-1}$. Його значення залежать від літологічного складу порід і положення в межах структури (на склепінні, крилі або в зоні перегину пластів). Виявлено закономірність зміни коефіцієнта густоти тріщин у породах різного літологічного складу: найбільші значення спостерігаються в аргілітах, нижчі — в алевролітах, а найменші — у пісковиках. Також відзначено, що в породах однакової твердості, але різної потужності, відстань між тріщинами зменшується зі зменшенням товщини шару. На основі польових спостережень складено карто-схему просторового розподілу коефіцієнтів густоти тріщин у межах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Проведені дослідження зміни густоти тектонічних розломів і розривів у неогенових відкладах на різних глибинах та використовуючи метод «ковзного виміру» [1], побудовано карто-схему густоти розривних порушень гірських порід у межах досліджуваної території. Аналіз отриманих карт показав, що підвищення густоти тектонічних розривів і розломів супроводжується збільшенням загальної тріщинуватості порід. Саме на таких ділянках найчастіше спостерігається локалізація промислових покладів вуглеводнів.

Про це свідчить суміщення зон підвищених значень коефіцієнтів густоти тріщин із ділянками підвищеної густоти розривів і розломів, а також з картою нафтогазоносності регіону. Встановлено, що більшість зон з високими показниками тріщинуватості та густоти розривів збігаються або майже збігаються з площами відомих промислових родовищ нафти й газу.

Отримані результати свідчать про закономірний зв’язок між зонами підвищеної тріщинуватості й розломності гірських порід та ділянками, де відбувався процес формування покладів вуглеводнів. Інформація про поширення зон тектонічного дроблення може бути використана для більш цілеспрямованого проведення пошуково-розвідувальних робіт у районах, перекритих покришковими породами. Це пояснюється тим, що в межах тріщинуватих ділянок породи характеризуються покращеними колекторськими властивостями, що створює сприятливі умови для

акумуляції нафти й газу під покришками. Крім того, тектонічні тріщини, розриви й розломи можуть виступати головними каналами міграції флюїдів.

За результатами проведених досліджень встановлено, що промислові поклади вуглеводнів у межах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину приурочено до ділянок з підвищеною тектонічною та літологічною порушеністю. Це дозволяє зробити висновок, що тріщинуватість і розривні порушення гірських порід відіграють важливу роль у процесі формування нафтових і газових покладів, а також можуть бути використані як додатковий критерій під час прогнозування нафтогазоносності територій.

Список літератури:

1. Datar, M., Motwani, R. (2016). The Sliding-Window Computation Model and Results. In: Garofalakis, M., Gehrke, J., Rastogi, R. (eds) Data Stream Management. Data-Centric Systems and Applications. Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-540-28608-0_7

ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ГАЗОНОСНОСТІ ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Медвідь Мар'яна Ігорівна
Асистент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
mariana.medvid@nung.edu.ua

Михайлів Ірина Романівна
Канд. геол. наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
iryna.mykhailiv@nung.edu.ua

Закарпатська газоносна область була виокремлена в складі Карпатської нафтогазоносної провінції наприкінці 80-х років минулого століття після відкриття Русько-Комарівського, Станівського, Солотвинського та Королівського родовищ. У тектонічному відношенні відкриті родовища приурочені до центральної зони антиклінальних складок, яка поділяється Вигорлат-Гутинським вулканічним пасмом на дві підзони Мукачівську і Солотвинську [1].

Мукачівська та Солотвинська підзони на сьогодні залишаються досить перспективними у плані газоносності в Україні, але не дивлячись на виконаний обсяг досліджень вони залишились недостатньо вивченими. Проте, на думку науковців перспективи відкриття нових покладів вуглеводнів тут ще не вичерпані. На сьогодні власне на досліджуваній території опошуковано більше 10 площ та відкрито чотири газових родовища - Русько-Комарівське, Станівське, Солотвинське та Королівське.

Метою роботи є уточнення геологічної будови та дослідження локальних структур, встановлення характеру поширення газоносних та газоперспективних відкладів в межах Закарпатського прогину.

Внаслідок різних умов розвитку протягом неогену в межах Мукачівської западини набагато більший розвиток мала вулканічна діяльність, а в межах Солотвинської – формування галогенних відкладів. Присутність сольових відкладів і вулканогенних утворень обумовила складність тектонічних форм: крім штампових брахіантикліналей та структур, що огортають виступи фундаменту, значний розвиток у Солотвинській западині мають соляні діапіри, а в межах Мукачівської западини – структури, сформовані внаслідок вулканічної діяльності.

У межах Закарпатського прогину виділяються два газоносні комплекси – баденський та сарматський. За літологічними ознаками у бадені виділяють (знизу – догори): новоселицьку світу (N_1b_1nv), нижній баден; тереблянську світу (N_1b_2tb), середній баден; солотвинську (N_1b_3sl), тересвинську (N_1b_3ts) та басхівську (N_1b_3bs) світи, верхній баден [2] (рис. 1).

Прояви газу у відкладах карпатійського ярусу встановлено під час буріння свердловини № 2-Сокирниця, а також незначні припливи газу отримано при випробуванні свердловин № 1, 8, 10-Солотвинські.

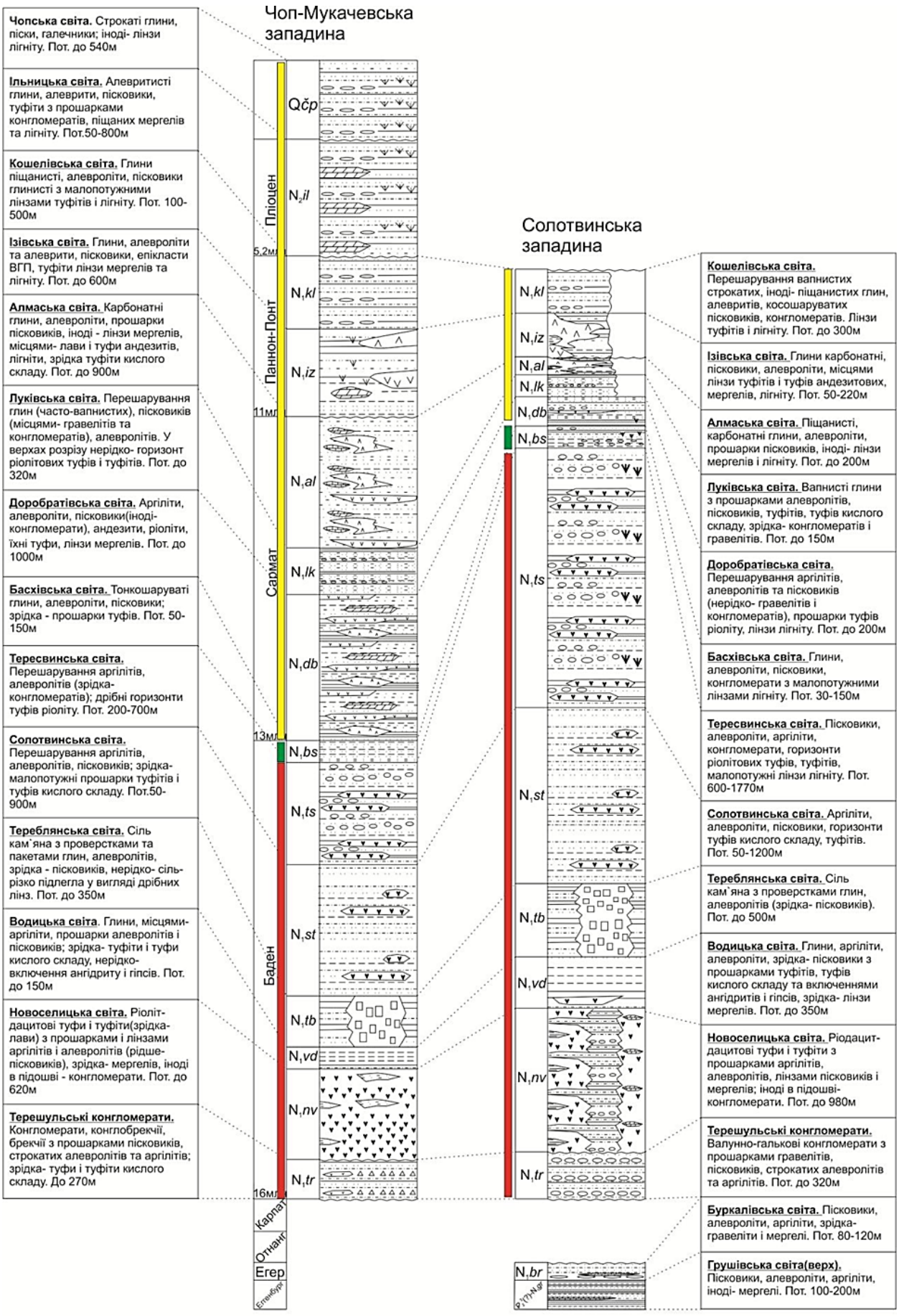


Рисунок 1 – Стратиграфічна схема неогенових відкладів Закарпаття [3].

Припливи горючого газу в баденських відкладах виявлені на Солотвинському, Станівському та Русько-Комарівському родовищах і на Кам'янській структурі.

Найінтенсивніший приплив газу з товщі новоселицької світи баденського ярусу отримано в гідрогеологічній свердловині № 68-3, яка в процесі пошуків пластових вод розкрила новоселицький поклад Солотвинського родовища. Протягом 26 днів свердловина в аварійному режимі викидала по 200-250 тис. $м^3$ газу/добу. Після ліквідації відкритого фонтану пробурено пошукову свердловину № 1-Солотвинська, в якій при випробуванні перспективного об'єкту в товщі новоселицьких відкладів з інтервалу глибин 1530–1440 м отримано приплив газу дебітом 137,5 тис.$м^3$/добу та відкрито Солотвинське газове родовище, на той час перше в межах Солотвинської западини. На Солотвинському родовищі газ отримали з туфів, туфітів, інгімбритів та туфогенних пісковиків. Газопрояви в товщі новоселицької світи також зафіксовано при випробуванні свердловин № 2, 10, 11-Солотвинські та № 5-Тереблянська. У свердловині № 2-Солотвинська з інтервалів глибин 1530–1454 м, 1404–1340 м, 1325–1302 м отримано приплив газу відповідно 2,3; 5,6 та 5,8 тис. $м^3$/добу. За складом газ із відкладів новоселицької світи належить до вуглеводнево-вуглекисло-азотного.

За результатами геологорозвідувальних робіт газоносність тереблянської світи баденського ярусу встановлено свердловинами №№ 1-Бородівсько-Новосільська, 4-Грушівська, 2-Солотвинська. Всі газопрояви приурочені до нижньотереблянської підсвіти.

Газоносність відкладів солотвинської світи баденію, за винятком свердловини № 2-Мартівська, що знаходиться в центральній частині Мукачівської западини, сконцентрована в основному в межах Солотвинської западини, зокрема при випробуванні свердловин №№ 1-Буштинська, 1, 4-Грушівська, 40-Колодно. На Грушівській площі невеликі припливи газу простежувалися в інтервалах 1730–1705 м та 1810–1800 м. Під час випробування в процесі буріння першого об'єкта висота факела становила 1 м, а з другого об'єкта дебіт газу становив 5,6 тис. $м^3$/добу.

В товщі тересвинської світи газоносність встановлено при випробуванні свердловин № 1 та № 4 на Грушівській площі, що розташована в південній частині Солотвинської западини.

Газоносність басхівської світи, яка завершує розріз відкладів баденського ярусу в межах Закарпатського прогину, на даний час встановлено виключно в межах Мукачівської западини. Прояви газу зокрема зафіксовані при випробуванні свердловин № 1-Лісківська та № 2-Мартівська, №№ 1, 6, 15-Русько-Комарівські та № 2-Яблунівська.

Газоносність відкладів доробратівської світи сарматського ярусу встановлено в різних частинах Мукачівської западини. Ознаки газу відмічено в свердловинах № 2-Арданівська, № 102-Залузька, № 2-Іршавська, № 1-Лісківська, № 2-Ужгородська. На Королівському, Русько-Комарівському, Мартівському (отримано приплив CO_2) та Станівському родовищах у цих відкладах встановлено поклади газу.

В товщі луківської світи сарматського ярусу ознаки газоносності виявлено низкою структурно-пошукових свердловин на площах Залуж, Кам'янка-Великі Ком'яти, Макар'єво, а також у свердловині № 10-Ужгород. В межах Русько-Комарівського родовища у відкладах луківської світи при випробуванні перспективних об'єктів у інтервалах глибин 1059-1029 м, 1016-999 м (одним об'єктом) та 984-957 м у свердловині № 6-Русько-Комарівська отримано припливи газу дебітами 33,6 тис.$м^3$/добу та 75 тис.$м^3$/добу відповідно.

Наймолодшими відкладами, в яких виявлено скупчення природного газу є відклади ільницької світи, що геохронологічно відповідають левантинському ярусу пліоценового відділу. Газоносність ільницької світи встановлено на Русько-Комарівському родовищі. При випробуванні об'єкту в інтервалі глибин 662-650 м, що стратиграфічно відноситься до ільницької світи, в свердловині № 4-Руська-Комарівська отримано приплив газу дебітом 1,5 тис. м^3/добу, а в свердловині №15-Руська-Комарівська з інтервалу глибин 832-829 м (ільницька світа) отримано приплив газу 3,3 тис.м^3/добу [4].

Загалом в межах Закарпатського прогину зафіксовано газо-, газоводо- та водогазопрояви у понад 170 випадках, як під час буріння свердловин так і під час їх випробування. Діапазон глибин зафіксованих газопроявів від 12 м (у структурній св. № 12-Залузька під час буріння у товщі луківської світи міоцену) до 4000-3720 м (газопрояв під час буріння св. № 3-Тереблянська у товщі крейдовий відкладів).

В товщі донеогенового складчастого фундаменту газопрояви зафіксовано у відкладах тріасу, крейди, палеогену. В неогеновому структурному поверсі газопрояви зафіксовано в товщах терешульської, новоселицької, нижньотереблянської, солотвинської, тересвинської, басхевської, доробратівської, луківської світ міоцену та ільницької світи пліоцену.

На основі отриманих результатів на досліджуваній території Газоносність встановлено у відкладах від бадену до пліоцену, з найбільш інтенсивними проявами у товщах новоселицької, тереблянської та луківської світ. Результати буріння та випробувань свідчать про широкий діапазон глибин газопроявів (від 12 до 4000 м), що підтверджує багатоярусний характер газоносності та збереження перспектив пошуків нових покладів у межах Закарпатського прогину.

Список літератури**:**

1. Петрашкевич М. Й. До питань геологічної будови Закарпаття в світлі нових даних буріння / Петрашкевич М. Й., Волощак Я. А., Гурідов А. І., Демчук Н. М. // Доп. АН УРСР. 1961. № 4. С. 517-520.

2. Місюра Я. Б., Лозиняк П. Ю. Прогнозування газоносності баденських відкладів Закарпатського неогенового прогину на основі комплексного аналізу критеріїв нафтогазоносності. *Збірник наукових праць ЛВ Укр ДГРІ*. 2011. №4. С. 68–79.

3. Андрєєва-Григорович А., Пономарьова Л., Приходько М., Семененко В. Стратиграфія неогенових відкладів Закарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2009. № 2(147). С. 58–68.

4. Доленко Г.Н., Ярош Б.І., Хоменко В.І., Улізло Б.М. Закономірності нафтогазоносності Передкарпатського і Закарпатського прогинів. К.: Наукова думка, 1969.

СЕРТИФІКАЦІЯ КУМУЛЯТИВНИХ ЗАРЯДІВ В УКРАЇНІ БЕЗ INERES

Берлоус Ігор Вікторович
Головний інженер (2023-2024)
ТОВ «Івано-Франківський інститут геофізичних досліджень»
iberlous@gmail.com

Трубенко Олександр Миколайович
к. геол. н., доцент,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
geotom@nung.edu.ua

Федоришин Сергій Дмитрович
к. геол. н., доцент,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
geophys@nung.edu.ua

Федоришин Дмитро Сергійович
студент,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
geotom@nung.edu.ua

В Україні була проведена надзвичайно складна робота із сертифікації кумулятивних зарядів у ситуації, коли відсутній міжнародний сертифікат INERIS, без якого неможливо офіційно допустити подібну продукцію до застосування на території України. Сертифікат INERIS (Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques, Франція) є міжнародним документом, що підтверджує відповідність кумулятивних зарядів вимогам Директиви 2014/28/EU. Найбільш поширеним є сертифікат EU Type Examination (Module B), без якого продукція не може отримати офіційного дозволу на застосування в Україні та не допускається до використання у промислових умовах. Незважаючи на це, було реалізовано повноцінну процедуру сертифікації та випробувань кумулятивних зарядів промислового призначення, що дозволило отримати дозвіл на застосування зарядів на всій території держави.

Цей процес сертифікації вимагає глибокого аналітичного мислення, здатності швидко орієнтуватися у складних правових та технічних умовах і організовувати багаторівневу взаємодію між державними органами, експертними структурами та виробником.

Проведення процесу допуску продукції підвищеної небезпеки та застосування на території України є досить відповідальним процесом. Відсутність міжнародного сертифікату INERIS (Module B) вимагала проведення повного циклу робіт у межах національної системи сертифікації . Реалізація цього процесу стала можливою виключно завдяки впровадженню Постанови Кабінету Міністрів України № 802 від 3 жовтня 2018 року, якою було затверджено Технічний регламент вибухових матеріалів промислового призначення (чинний з 6 квітня 2019 року). Відносна новизна зазначеного нормативно-правового акту зумовила необхідність проведення

першої в Україні процедури сертифікації кумулятивних зарядів промислового призначення імпортного виробництва. Оскільки даний процес здійснювався вперше, він супроводжувався низкою методологічних і правових неузгодженостей, що вимагали ретельного аналізу та адаптації положень регламенту до конкретних технічних характеристик вибухових виробів. Особливу складність становили високотехнологічні заряди, які мали сертифікат API RP 19B (American Petroleum Institute Recommended Practice 19B – міжнародний стандарт випробувань перфораційних систем), проте не були забезпечені сертифікатом експертизи типу INERIS (Module B). За відсутності останнього такі заряди не могли бути офіційно ввезені та застосовані на території України, оскільки визнавалися потенційно небезпечними. Відповідно до чинного законодавства, ввезення та використання вибухових матеріалів промислового призначення допускається виключно за умови їх гармонізації з європейськими вимогами безпеки, що досягається лише на підставі наявності європейського сертифіката INERIS (Module B).

Цей процес включає декілька етапів. Насамперед це укладення договорів з виробником, підготовку технічної документації, отримання експертних висновків, проведення випробувань за модулями B і F, а також узгодження з державними структурами — від Державної служби експортного контролю до Національної поліції та митних органів в Україні.

Процес складався з багатьох послідовних етапів, кожен з яких потребував високого рівня професійної підготовки та глибокого аналітичного підходу (рис. 1).

Для успішної сертифікації потрібно бездоганно дотримувати всі етапи, що дозволяє досягти результатів, які дозволять офіційно ввести заряди в правове поле України.

Після завершення початкової сертифікації кумулятивних зарядів в Україні було встановлено низку критичних моментів, які вимагали усунення. Насамперед, за ключовим параметром — глибиною пробиття — продукція поступалася зарядам провідних світових виробників (Dynaenergetics та Owen Oil Tools). Це робило її неконкурентною на українському ринку, де саме цей показник визначає ефективність і комерційну привабливість заряду для такого гіганта як ПАТ ”Укргазвидобування”. Оскільки дана нафтогазова компанія є найбільшим видобувним підприємством України, воно характеризується високим рівнем технологічного розвитку та постійним прагненням до підвищення ефективності процесів видобутку вуглеводнів. Одним із визначальних параметрів, що враховується під час вторинної розробки родовищ з метою збільшення дебіту свердловин, виступає глибина пробиття перфораційних зарядів. Саме цей показник зумовлює необхідність орієнтації підприємства на найефективніші та технологічно досконалі рішення провідних світових виробників. Високий рівень конкуренції на ринку таких технологій об’єктивно вимагав створення умов для офіційного ввезення та сертифікації сучасних кумулятивних зарядів на території України.

Другим, не менш важливим фактором стала невідповідність вимогам тендерної документації в Україні. Під час випробувань було зафіксовано, що після штатного спрацювання перфоратора параметри роздуття (деформації) перфораційної труби перевищували допустимий діаметр, передбачений умовами тендерів. Що унеможливлювало застосовувати дану продукцію в експлуатаційних колонах, які використовуються найбільш часто при обсадженні стовбура свердловини. Що істотно скорочувало використання даного типу зарядів та створювало ризики для подальшого промислового використання зарядів у вітчизняних компаніях.

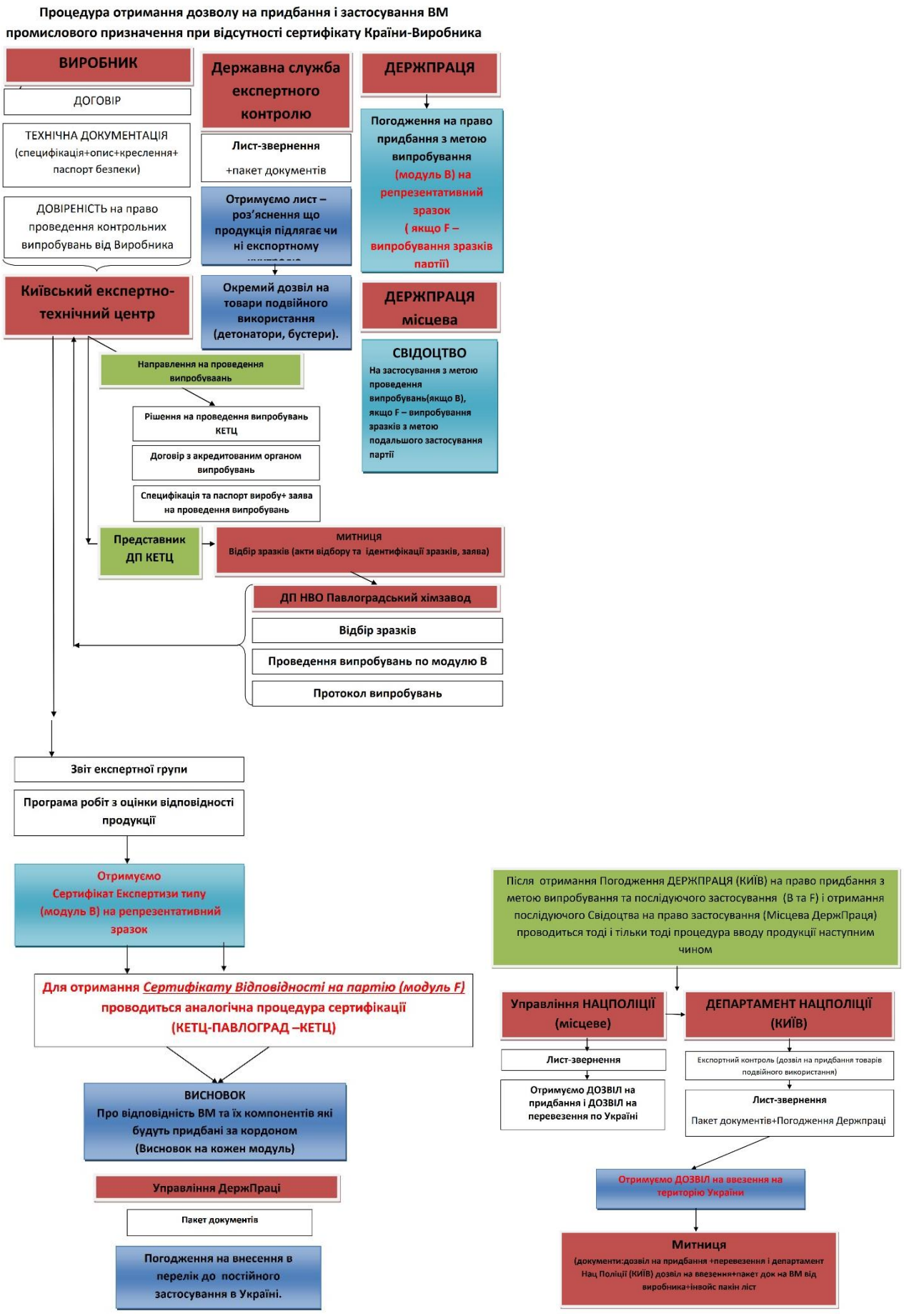


Рисунок 1 – Блок-схема алгоритм процедури отримання дозволу на застосування вибухових матеріалів

З огляду на ці обставини було ініційовано модернізацію конструкції заряду на заводі-виробнику, після чого проведено повторні випробування і сертифікацію відповідно до вимог American Petroleum Institute (API). Головною метою цього етапу стало підтвердження того, що вдосконалені заряди не лише забезпечують глибше пробиття, а й відповідають вимогам українських тендерів щодо параметрів деформації труб (Фото 1, 2).



Фото 1. Результати контрольних випробувань кумулятивного заряду в стальній мішені довжиною 250 мм, товщиною 10 мм



Фото 2. Результати контрольних випробувань кумулятивного заряду в стальній мішені товщиною 10 мм (елемент випробувального пакету)

Таким чином, повторна сертифікація мала подвійне значення: підтвердження міжнародної конкурентоспроможності та приведення продукції у відповідність до національних нормативів.

Проведення повторної сертифікації стало необхідним наслідком результатів первинних випробувань, що продемонстрували обмеженість початкової конструкції. Глибина пробиття виявилася нижчою за світові стандарти, що ставило під сумнів комерційну доцільність використання заряду на міжнародному ринку.

Крім того, вітчизняні тендерні вимоги акцентували увагу на параметрах деформації перфораційних труб після спрацювання. Первинні зразки продемонстрували перевищення допустимого діаметра роздуття, що становило суттєвий ризик для промислової експлуатації та виключало їх із тендерних процедур.

З метою усунення виявлених недоліків завод-виробник провів низку конструкторських і технологічних удосконалень. Основний акцент було зроблено на збільшенні глибини пробиття, стабілізації геометрії утвореного отвору та зменшенні деформації труби. Після цього вдосконалені зразки було повторно випробувано відповідно до методик API, що дозволило підтвердити їхню відповідність вимогам як міжнародного ринку, так і українських тендерів.

Детальні результати повторної сертифікації підтверджені офіційними протоколами випробувань і сертифікатами, які наведені у наступному розділі та додатках до цього звіту.

Повторні випробування вдосконалених кумулятивних зарядів було проведено відповідно до вимог API RP 19B (Section I). Дослідження охоплювали:

- визначення глибини пробиття,
- аналіз геометрії отворів,
- вимірювання параметрів деформації перфораційної труби.

Результати випробувань зафіксовані у протоколах і підтверджені сертифікатами API. Для об’єктивності було виконано порівняння з провідними світовими виробниками — DynaEnergetics, OWEN Oil Tools, Hunting Titan та інші, а також враховано результати попередніх сертифікацій (Millennium, Sichuan 2014).

Кумулятивні заряди надглибокого пробиття SDP39HMX25-2 відомої в Світі компанії - Sichuan Petroleum Pefrorating Materials Co. Ltd.

Даний тип зарядів призначений для корпусних перфораційних систем типорозміром 3 3/8” (Ø86 мм) і посідає лідируючу позицію на Світовому ринку з максимально можливим пробиттям - 1443 мм за стандартом API RP 19B.

Характеристики кумулятивних зарядів глибокого пробиття, що наведені в таблиці 1, якісно демонструють перевагу над аналогічною продукцією інших відомих світових Виробників.

Отже, в продовження щодо доказової бази також важливо наступне - маркером для українського законодавства являється європейська організація сертифікації - National Institute for Industrial Environment and Risks (Ineris), та American Petroleum Institute (яка проводить сертифікацію за стандартом API RP 19B). Але незважаючи на цей факт, обидві контролюючі організації дають усереднене значення пробиття. І тому при детальному вивченні параметрів пробиття також важливим фактором є кучність пробиття в імітаторі свердловини, а саме кількість максимальних значень з мінімальною розбіжністю по середньому значенню. Порівняльний аналіз приведений в таблиці 2 на основі чотирьох Виробників, які володіють показником пробиття не менше 900 мм.

Таблиця 1 – Порівняння характеристика кумулятивних зарядів найбільших світових виробників згідно стандарту API RP 19B*, щодо максимального пробиття в імітаторі ЕК

	Виробник	Заряд кумулятивний глибокого пробиття для корпусних перфораційних систем 3 3/8" (Ø86 мм)						
		Заряд	Вага ВВ, гр	Тип ВВ	Щільність прострілу отв/м	Вхідний отвір, мм	Глибина пробиття, мм	Терм, С
1	**SPPC**	**SDP39HMX25-2**	**25**	**HMX**	**20**	**12**	**1443,0**	**204**
2	Dynaenergetics	25g DP3 ST	25	HMX	20	10,1	1435,1	204
3	Owen Oil Tools	SDP-3325-410	25	HMX	20	10	1424,0	204
4	Hunting Titan	EXP-3326-421T	26	HMX	20	10	1271	204
5	GeoDynamics	3325 Basic XDP	25	HMX	20	11.4	1270	204
6	Baker Hughes	A1001070704	25	HMX	20	8,6	1059	204
7	Halliburton	101233819	25	HMX	20	11,43	952	204
8	Schlumberger	PowerJet 3406	22,7	HMX	20	9,4	927	204

* З зазначеними характеристиками зарядів найбільших світових виробників можна ознайомитись за посиланням: https://mycerts.api.org/Search/CompositeSearch або декілька сертифікатів [1-5] приведено в додатку до даного пояснення:

Таблиця 2 – Порівняльна характеристика кумулятивних зарядів лінійки 3 3/8 по кучності пробиття

Виробник	Тип перфосисеми	Найменування	Пробиття згідно API RP 19B				Заряд відмовив, шт
			Макс. мм	Мін. мм	Середнє значення пробиття мм	Середнє значення розбіжності пробиття (кучність), мм	
Dyna-energetics	25g DP3 HMX-St in 86mm-20spm-60	2327050	1569	1290	1435	**279**	0 з 12
Hunting Titan	3.38-in EXP 6 SPF w/DP	EXP-3326-421T HMX	1454	870	1271	**584**	0 з 24
OWEN Oil Tools	3.375" OD, TAG, 6 SPF, 60°, 25G, HERO-HR	(SDP-3325-410)	1671	1163	1424	**508**	3 з 18 зразків
SPPC	**3 3/8 6 SPF, 60°, 25G**	**SDP39HMX 25-2**	**1514**	**1387**	**1443**	**127**	**0 з 16**

Отже, розбіжність значень (колонка “Середнє значення розбіжності пробиття”) для кумулятивного заряду виробництва SPPC (Sichuan Petroleum Pefrorating Materials Co. Ltd) SDP39HMX25-2- 127 мм є найкращим при 16 репрезентативних зразках, на противагу наступному конкуренту Dynaenergetics: при 12 зразках та 279мм.

Аналізуючи іншу пару виробників – Owen Oil Tools і Hunting Titan варто звернути увагу на кількість відмов або не якісних спрацювань (колонка “Заряд відмовив”): відповідно з 18 зразків 3 не зараховано (Owen Oil Tools) та з 24 зразків всі спрацювання якісні (HuntingTitan).

Також аналізуючи дані, які стосуються безпосередньо якості самих корпусів перфораційних систем, а саме параметр: “мінімальний діаметр для спуску” (табл. 3), інспекцією сертифікуючого органу API RP 19B не виявлено наслідків зміни діаметру (роздуття) після спрацювання перфораційної системи, на відміну від перфосистеми компанії Dynaenergetics.

Таблиця 3 – Порівняльна характеристика кумулятивних зарядів лінійки 3 3/8 щодо параметру роздуття після спрацювання

Виробник	Тип перфосисеми	Найменування	Мінімальний внутрішній діаметр для безпечного спу-ску перфосистеми згідно зі стандартом API RP 19B	Діаметр роздуття після спрацювання перфоратора по API RP 19B
Dyna-energetics	25g DP3 HMX-St in 86mm-20spm-60	2327050	Не має даних	3,66’’(93mm)
Hunting Titan	3.38-in EXP 6 SPF w/DP	EXP-3326-421T HMX	3.8’’(96,5mm)	не відзначається
OWEN Oil Tools	3.375" OD, TAG, 6 SPF, 60°, 25G, HERO-HR	(SDP-3325-410)	3.8’’(96,5mm)	не відзначається
SPPC	3 3/8 6 SPF, 60°, 25G	SDP39HMX25-2	3.75’’(95.2mm)	не відзначається

Висновок

За результатами випробувань за стандартом API RP 19B, кумулятивні заряди компанії SPPC показали високу ефективність із середнім значенням пробиття 1443 мм, що є одним із найкращих результатів серед світових виробників. Важливою перевагою є стабільність параметрів — середнє відхилення (кучність) складає лише 127 мм, що підтверджує якість виготовлення та повторюваність результатів. Крім того, у SPPC не зафіксовано жодних відмов у роботі та не спостерігається негативних наслідків для корпусів систем.

Порівняно з найближчими конкурентами, такими як Hunting Titan чи Dynaenergetics, заряди SPPC демонструють додаткову перевагу — відсутність збільшення внутрішнього діаметра (роздуття) після спрацювання перфоратора, тоді як у Dynaenergetics цей параметр сягає понад 93 мм. Таким чином, продукція SPPC не лише забезпечує високу пробивну здатність, але й гарантує безпеку та надійність роботи систем, що робить її оптимальним вибором на міжнародному ринку.

Список літератури:

1. Сертифікат API RP 19B – SPPC
2. Сертифікат API RP 19B Dynaenergetics
3. Сертифікат API RP 19B Owen Oil Tools
4. Сертифікат API RP 19B Halliburton
5. Сертифікат API RP 19B Hunting Titan

ВИКОРИСТАННЯ ШТУЧНИХ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПРИРОДНИХ РЕЗЕРВУАРІВ

Омельченко Валерій,
кандидат геологічних наук, доцент

Калиній Тетяна,
асистент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
ovgeo@nung.edu.ua

Штучні нейронні мережі все ширше активно використовуються при статистичній обробці геологічних даних. Раніше до застосування математичних методів при обробці геологічної інформації відносились скептично, але з роками накопичення геологічних даних стало настільки об’ємним, що без застосування методів математичної статистики проаналізувати їх вже не можливо.

Сьогодні штучні нейронні мережі, як метод математичної статистики, широко застосовують при прогнозуванні, автоматизації процесів розпізнавання образів, адаптивному управлінні, апроксимації функцій, стисненні даних, утворенні експертних систем, при класифікації, кластеризації, регресії. За допомогою штучних нейронних мереж стало можливим створення математичних моделей, що дало змогу встановлювати та вивчати надзвичайно складні залежності між геологічними параметрами.

Штучні нейронні мережі успішно застосовуються для вирішення наукових і практичних завдань, зокрема для оцінки екологічної ситуації. Так на основі теорій нейронних мереж розроблений і впроваджений у практику метод математичного моделювання забруднення приповерхневого грунтового середовища хімічними елементами. Вони успішно використовуються для розчленування тонкошаруватих розрізів за даними геофізичних методів дослідження свердловин, що сприяє підвищенню ефективності інтерпретації даних промислової геофізики. Перевагою нейронної мережевої діагностики, порівняно з традиційними технологіями розпізнавання образів, є те, що в ній імітуються можливості нейронної системи встановлювати дуже складні за структурою зв'язки між окремими змінними в процесі навчання, які не вдається строго описати аналітичними функціями.

Основним методом, що застосовують для виявлення антиклінальних структур і пов’язаних з ними покладів та прогнозування покладів не антиклінального типу є сейсморозвідувальні дослідження. Ефективність застосовування сейсморозвідувальних робіт при пошуках пасток великих розмірів досить висока, однак при пошуках пасток невеликих розмірів виникають труднощі які пов’язані в першу чергу з тим, що результат впливу покладів на хвильову картину нижчий ніж вплив геологічних факторів. Враховуючи слабку вивченість та складність геологічної будови нафтогазоносного регіону для пошуку нових родовищ та покладів нафти і газу в комплексі з сейсморозвідувальними роботами застосовують геохімічні нафтогазопошукові методи. В основі геохімічних нафтогазопошукових методів лежить газова зйомка як прямий геохімічний метод пошуків покладів нафти і газу, що полягає у визначенні концентрацій вуглеводневих газів які мігрують безпосередньо з

покладів нафти і газу у приповерхневі відклади. Методика газової зйомки загалом полягає у відборі проб газу з приповерхневого грунтового середовища, їх аналізі з метою встановлення присутності вуглеводнів, статистичній обробці даних та нанесенні результатів обробки на карту.

Оцінку перспектив нафтогазоносності пошукової площі, на якій ще не проводилось буріння свердловин, можна провести за допомогою штучних нейронних мереж, якщо площа розташована поблизу розбуреного родовища. Використовуючи дані поверхневих газогеохімічних випробувань на відомому родовищі та параметри моделі структури родовища існує можливість оцінки перспектив нафтогазоносності на сусідній перспективній структурі.

В результаті проведення газогеохімічних досліджень в межах перспективної площі отримуємо компонентний склад і кількісний вміст вуглеводневих газів: CH_4 - метану, C_2H_6 - етану, C_2H_4 - етилену, C_3H_8 - пропану, C_3H_6 - пропілену, і-C_4H_{10} - ізобутану, н-C_4H_{10} - нормального бутану, C_4H_8 - бутилену, і-C_5H_{12} - ізопентану, н-C_5H_{12} - нормального пентану, і-C_6H_{14} - ізогексану і н-C_6H_{14} – нормального гексану. Для цього нами було побудовано модель штучної нейронної мережі вхідними даними якої був компонентний вміст вуглеводневих газів в пробах. За допомогою створеної моделі штучної нейронної мережі визначався характер насичення колектора та розрахункові значення нафтогазопромислових параметрів покладу: пластовий тиск, пластова температура, пористість і проникність.

За створеною моделлю штучної нейронної мережі перспективної площі будуються карти характеру насичення колектора, розраховуються нафтогазопромислові параметри та складається карта перспектив покладоутворення. Аналізуючи отриману карту перспектив покладоутворення, зауважимо, що найбільш сприятливі умови для утворення покладу відповідають значенням загального показника перспектив покладоутворення більшими за 70%. Це свідчить про те, що в процесі буріння свердловин у межах визначених перспективних ділянок для покладоутворення поклад буде розкритий в тих частинах колектора, де його колекторські властивості будуть найкращими.

Таким чином, застосування штучних нейронних мереж для обробки результатів газогеохімічних досліджень дасть змогу з високою достовірністю прогнозувати характер насичення колектора та отримати розрахункові значення нафтогазопромислових параметрів покладу ще до буріння свердловин.

ЗОНА КРОСНО – ПЕРСПЕКТИВИ ВІДКРИТТЯ НАФТОГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ

Осташ Олег,
аспірант

Омельченко Валерій,
кандидат геологічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
ovgeo@nung.edu.ua

На сучасному етапі вивчення Складчастих Карпат загальновизнаною є покровно-складчаста модель будови регіону. Цим умовам і відповідає зона Кросно. Найвагомішими дослідженнями зони Кросно є комплексна геологічна зйомка масштабу 1:50000 на площі Лімна, завдяки якій зроблено аналіз геолого-геофізичних матеріалів з метою виявлення перспективних на нафту та газ об'єктів, вивчення геологічної будови та перспектив нафтогазоносності зон зчленування Дуклянського, Чорногорського і Кросненського покривів [1].

В межах Кросненської зони тектонічним аналогом Бориславсько-Покутських складок вважається Переддуклянська смуга, яка частково перекрита Дуклянським покривом, де прогнозується нагромадження зсувних глибинних флішових складок, захоронених у кросненських відкладах. Одною з таких складок є Ветлінська, яка розміщена на території Польщі, де виявлені промислові газові поклади в олігоцені і доведено кондиційність гранулярних колекторів в еоцені і палеоцені.

Прояви нафти та бітумів відзначались в картувальних свердловинах 19,20,22,23 площі Луги в межах Південно та Північно-Лугівської складок, а також в свердловинах 5,7,18,19-Луги, в олігоценових відкладах наступної від Північно-Лугівської складки, лусці Бітлянського субпокриву. У свердловині №7, крім того, відзначались також газопрояви з глибини 37м. Вищевикладене свідчить про те, що при наявності в зоні зчленування Дуклянського і Кросненського покривів повноцінних пасток, тут можна очікувати імовірне відкриття промислових покладів газу і газоконденсату [1].

Кросненська зона слабо вивчена сейсморозвідкою та бурінням. В результаті кореляції часових розрізів та даних буріння був зроблений висновок про те, що Кросненська зона представляє собою покрив з вузьких крутозалягаючих лусок, які виведені на поверхню і є несприятливими для утворення покладів вуглеводнів, що протирічить результатам буріння на суміжній території Польщі.

Дистанційні дослідження підтвердили загальний депресійний характер будови Кросненської зони, що відрізняє її від оточуючих покривів. За даними результатів дистанційних досліджень найбільш перспективною вважається північно-західна частина Кросненської зони, де на фоні регіональної депресії виділяються значні за розмірами локальні позитивні морфоструктури, в тому числі і на Лютнянській площі [2].

В результаті аналізу геолого-геофізичних матеріалів вивченості Кросненької зони та співставлення їх з суміжними територіями Польщі можна зробити наступні висновки:

Кросненська зона належить до числа перспективних для пошуків покладів нафти і газу;

- детально зона вивчена тільки геологічною зйомкою;
- на сусідній території Польщі, в алохтонних відкладах, відкрито десятки невеликих за розмірами нафтових та газових родовищ;
- перспективи пошуків покладів вуглеводнів пов'язуються з алохтонними та параавтохтонними флішовими складками та мезо-палеозойськими структурами форланда Карпат;
- глибина залягання перспективних нафтогазоносних комплексів від 1.0 км до 9-12 км.

Кросненська зона більшістю дослідниками вважається найбільш перспективною територією для пошуків вуглеводнів в Складчастих Карпатах. На суміжній території Польщі в Сілезькій (Кросненській) зоні відкрито десятки родовищ нафти і газу. Продуктивними там є істебнянські, ценжковицькі і кросненські пісковики. У відкладах палеоцен-еоцену зосереджено 85% запасів нафти. Родовища, в своїй більшості, приурочені до інтервалу глибин 300-1200м.

На території Українських Карпат отримано промисловий приплив газу дебітом 14 тис.м^3/добу із теригенних олігоценових відкладів в південно-східній частині Кросненської зони (Гринявське родовище) [3].

Узагальнюючи дані по нафтогазоносності українських та польських Карпат, можна зробити висновок про перспективність олігоценових відкладів Кросненської зони відносно промислової нафтогазоносності, в першу чергу, у межах західного ореолу нафтогазопроявів, де розташована Лютнянська площа.

В олігоценових відкладах площі колекторами для нафти та газу слугуватимуть товстошаруваті і масивні кросненські пісковики, які в більшості пробурених параметричних свердловинах виявились газоносними. Кросненська зона в північно-західній частині є нафтогазонасиченою. Не виключається у верхній частині олігоценового розрізу зустріч, невеликих за розмірами, плаваючих покладів високоякісної нафти. З глибиною на площі очікується збільшення газоконденсатних покладів.

Дослідники зони Кросно прийшли до висновку, що проблеми колекторів та флюїдоупорів потребують оцінки шляхом постановки додаткових досліджень. Без їх проведення неможливо дати однозначну і повну оцінку перспективам нафтогазоносності окремих частин зони Кросно та запропонувати обгрунтовані напрямки пошуково-розвідувальних робіт.

Аналізуючи гідрогеологію району, дослідники дійшли до висновку, що найбільш перспективними ділянками для збереження покладів вуглеводнів є піднасуви Чорногорського та Дуклянського покривів.

Про перспективи західної частини зони Кросно свідчать наступні пошукові критерії:

- численні поверхневі нафтогазопрояви;
- газонасиченість розрізу палеогенових відкладів, встановлена випробуванням свердловини 1,2-Бориня, 1-Бітля та численними газопроявами в картувальних і структурно-пошукових свердловинах;

- понад п’ятдесят родовищ вуглеводнів на суміжній території Польщі, що відкриті на глибинах до 2000м;

- присутність в розрізах мезозою і палеогену порід із задовільними колекторськими властивостями, що можуть вміщувати в собі поклади нафти та газу;

- наявність у відкладах мезозою, палеогену та міоцену непроникних порід, які можуть бути покришками для збереження покладів вуглеводнів;

- насув Дуклянської зони є регіональною покришкою для покладів вуглеводнів в Кросненській зоні, а алохтонні складки першого ярусу насунуті на парааутохтонні структури;

- низка регіональних поперечних транскарпатських, діагональних та поздовжніх розломів контролюють процеси нафтогазонакопичення;

- сприятливі гідрогеологічні умови для збереження покладів вуглеводнів з глибиною;

- понад 10 -12 км товща перспективних в нафтогазоносному відношенні осадових утворень;

- розвиток з глибини 3000-3500м зон аномальних пластових тисків, які зафіксовані на площі Бориня та Бітля, що свідчить про високі екрануючі властивості вищезалягаючих порід, насунутих лусок та покривів;

- відносно мала глибина залягання перспективних нафтогазоносних комплексів, що дозволяє проводити пошуково-розвідувальне буріння існуючими технічними засобами.

Таким чином, проведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в межах зони Кросно сприятиме збільшенню запасів цих енергоносіїв, зміцненню енергетичної незалежності України та глибшому вивченню геологічної будови і перспектив нафтогазоносності цієї території.

Список літератури:

1. Бойко, Г. Ю., Колодій, В. В. (1995). Проблеми пошуків і розвідки нафтогазоносних покладів у Передкарпатській нафтогазоносній області. Геологія і геохімія корисних копалин, 92–93, 3–17

2. Крупський, Ю. (2011). Геологія і нафтогазоносність Українських Карпат та їхніх прогинів (погляд з початку XXI ст.). Вісник Львівського університету. Серія геологічна, 25, 3–19.

3. Орлов, О. О., Омельченко, В. Г., Локтєв, А. В. (2012). Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього. Симфонія форте (с. 33–52).

ЗАСТОСУВАННЯ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ПІД ЧАС РОЗВІДКИ І ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

Федоришин Дмитро Дмитрович
д. геол. н, професор,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
geophys@nung.edu.ua;

Трубенко Олександр Миколайович
к. геол. н., доцент,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
geotom@nung.edu.ua

Федоришин Сергій Дмитрович
к. геол. н., доцент,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
geophys@nung.edu.ua

Федоришин Дмитро Сергійович
студент,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
geophys@nung.edu.ua

У процесі комплексних геолого-геофізичних досліджень тонкошаруватих неогенових відкладів, виникають проблеми ідентифікації порід-колекторів сарматського, баденського та гельветського ярусів, за рахунок літолого-стратиграфічної будови, яка представлена тонкошароватими породами із значною глинистістю, тріщинуватістю та водонасиченістю [1]. У більшості випадків пошукових, розвідувальних робіт на предмет вуглеводнів з використанням комплексних геофізичних методів в межах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину не завжди дозволяють отримати бажаних результатів. Ця проблема пояснюється літолого-стратеграфічною будовою неогенових відкладів, характером насичення порід-колекторів, а також значно глинистістю та мінералогічною складовою літотипів [2]. Окрім цього необхідно відмітити недостатню інформативність результатів комплексу геофізичних досліджень тонкошаруватих літолого-стратиграфічних товщ сарматського, баденського та гельветського ярусів.

Для точного визначення мінералогічного складу порід-колекторів сарматського ярусу був відібраний керновий матеріал для проведення петрофізичних лабораторних експериментальних досліджень. Крім того проведено оцінку глинистості матриці породи, а також визначено коефіцієнт водонасичення [3].

Визначення місця знаходження границі між пластами, а також точкового приймача в межах границь порід показали, що похибка знаходження точки реєстрації Δx залежить від сигналу першого і другого перекриваючого пласта (відповідно q_{01} і q_{02}). У цьому випадку коефіцієнт поглинання сигналу буровим розчином (b) і

геометричним фактором ($r_{еф}$ і l) суттєво впливає на величину реєстраційних показів. Враховуючи вище викладене, нами запропонована формула (1):

$$\Delta X = \frac{\Delta}{(q_{01} - q_{02}) \cdot \exp\left[\frac{\sqrt{r_{еф}^2 + l^2}}{b}\right] \cdot \frac{l}{\sqrt{r_{еф}^2 + l}}}$$

Δx - місце знаходження границі між пластами неогену;
Δ - похибка знаходження точки реєстрації;
q_{01} і q_{02} - сигнал першого і другого перекриваючого пласта (відповідно);
b - коефіцієнт поглинання сигналу буровим розчином;
$r_{еф}$ і l - геометричні фактори.

На основі побудованих залежностей встановлено, що на покази свердловинних геофізичних методів в значній мірі впливають діаметр свердловини, коефіцієнт залишкового водонасичення, глинистість та полімінеральний склад будови порід, що виповнюють неогенові відклади в межах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Виділення порід – колекторів заглинизованих сарматського та гальвецького ярусів із наявністю “псевдоглинистості”, потребує комплексного відходу з проведенням свердловинних новітніх геофізичних методів ядерно-магнітного каротажу, високочастотного індукційного каротажного ізометричного зондування та акустичного каротажу.

Список літератури:

1. Посилання 1. Грицишин В.І. Петрофізична характери-стика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини. Івано-Франківськ, 2012. 272 с.

2. Посилання 2. Перспективи складнопобудованих гельветських відкладів Крукенецької западини за результатами геофізичних досліджень свердловин / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин [та ін.] // Нафтогазова енергетика. 2022. № 2. С. 7-15.

3. Посилання 3. Федоришин Д. Д. Оцінка геолого-геофізичних неоднорідностей при дослідженнях складнопобудованих порід-колекторів / Д. Д. Федоришин, В. Й. Прокопів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2003. № 2(7). С. 28–34.

ЕКОНОМІЧНІ НАУКИ

ЕНЕРГЕТИЧНА ОСВІТА 2.0: ІНТЕГРАЦІЯ ЗЕЛЕНИХ ФІНАНСІВ ТА ESG КРИТЕРІЇВ ДЛЯ ІННОВАЦІЙНОГО ПРОРИВУ

Андрусів Уляна Ярославівна
кандидат економічних наук, доцент,
завідувач кафедри фінансів,
обліку та оподаткування
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
andrusivu@ukr.net

Сучасний етап глобальної зеленої трансформації енергетичного сектору характеризується формуванням якісно нових вимог до професійної підготовки фахівців, які повинні органічно поєднувати фундаментальну технічну експертизу у сфері відновлюваних джерел енергії, енергоефективності та декарбонізації з глибоким розумінням складних механізмів сталого фінансування, інвестиційної привабливості проєктів з позицій ESG-критеріїв та специфіки функціонування міжнародних ринків зеленого капіталу. Згідно з аналітичними оцінками Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA), до 2030 року глобальний енергетичний сектор потребуватиме залучення понад 40 мільйонів висококваліфікованих працівників для реалізації амбітних цілей з декарбонізації та переходу на відновлювані джерела енергії, проте традиційні освітні програми технічного спрямування виявляються неспроможними забезпечити формування критично необхідних компетентностей у сфері застосування ESG-критеріїв, розуміння таксономії сталих інвестицій, механізмів зелених облігацій та інструментів кліматичного фінансування, що створює прогресуючий розрив між динамічними вимогами ринку праці та реальною пропозицією кваліфікованих талантів із необхідним міждисциплінарним профілем компетентностей.

Мета дослідження є науково обґрунтувати концептуальну необхідність та розробити системний підхід до інтеграції спеціалізованих компетентностей у сфері сталого фінансування, ESG-аналітики та інструментів зеленої економіки у процес професійної підготовки енергетичних фахівців з метою забезпечення їхньої здатності ефективно сприяти прискоренню зеленої трансформації галузі через залучення міжнародних інвестиційних ресурсів та імплементацію найкращих практик корпоративної відповідальності у енергетичному секторі.

Проаналізуємо ключові виклики сучасної енергетичної освіти [1]:

1. Структурний розрив компетентностей: аналіз сучасних тенденцій ринку праці у енергетичному секторі свідчить про те, що провідні енергетичні компанії, інвестиційні фонди та міжнародні фінансові інституції дедалі частіше формулюють вимоги до кандидатів, які передбачають не лише глибоке володіння технічними

аспектами проєктування, будівництва та експлуатації систем відновлюваної генерації, енергозберігаючих технологій та смарт-грідів, але й здатність комплексно обґрунтовувати інвестиційну привабливість енергетичних проєктів через призму багатовимірних ESG-метрик (екологічних, соціальних та управлінських показників), професійно готувати нефінансову звітність відповідно до вимог європейської таксономії сталих видів економічної діяльності, глибоко розуміти складні механізми емісії та обігу зелених облігацій, кредити з прив'язкою до ESG-показників та інших інноваційних інструментів зеленого фінансування, що вимагає принципово нової міждисциплінарної парадигми професійної освіти.

2. Трансформація вимог інституційних інвесторів: результати численних досліджень інвестиційної практики демонструють, що понад 90% інституційних інвесторів, які оперують на глобальних ринках капіталу у енергетичному секторі, систематично застосовують диференційовані ESG-критерії як невід'ємну складову процесу прийняття інвестиційних рішень, при цьому енергетичні проєкти, які не супроводжуються належним ESG-обґрунтуванням, комплексною оцінкою екологічного та соціального впливу та транспарентною нефінансовою звітністю, об'єктивно втрачають доступ до найбільш вигідних джерел капіталу з найнижчою вартістю залучення коштів, що суттєво погіршує їхню конкурентоспроможність та економічну ефективність.

3. Посилення регуляторного тиску та гармонізація стандартів: прогресуюче впровадження комплексу директив Європейського Союзу, зокрема Директиви про корпоративну звітність зі сталого розвитку (CSRD), Регламенту про таксономію ЄС щодо сталих видів економічної діяльності та Регламенту про розкриття інформації у сфері сталого фінансування (SFDR), формує якісно нові вимоги до енергетичних компаній щодо залучення до своїх команд висококваліфікованих спеціалістів, які демонструють глибоке розуміння складних вимог до нефінансової звітності, здатні ефективно інтегрувати ці вимоги у повсякденну операційну діяльність підприємств та забезпечувати комплаєнс із постійно еволюціонуючим регуляторним середовищем у сфері сталого розвитку.

Концептуальна модель Енергетичної освіти 2.0 передбачає фундаментальний парадигмальний перехід від традиційного монодисциплінарного підходу до професійної підготовки, який зосереджується виключно на технічних аспектах функціонування енергетичних систем, до інтегрованої, холістичної освітньої моделі, в якій класичні технічні дисципліни органічно доповнюються комплексними спеціалізованими модулями з питань сталих фінансів, методології ESG-аналітики та рейтингування, принципів циркулярної економіки, механізмів кліматичного фінансування та інструментів міжнародної cooperation у сфері декарбонізації енергетичного сектору [2. 3]. На рис. 1 наведено ключові структурні компоненти, які мають бути закладені в моделі Енергетичної освіти 2.0.

Запропоновані, на рис. 1, ключові структурні компоненти, які мають бути закладені в модель Енергетичної освіти 2.0 базується на чотирьох взаємопов'язаних компонентах, що забезпечують цілісність професійного профілю випускників. По-перше, систематична інтеграція спеціалізованих дисциплін з зеленого фінансування, ESG-рейтингування та управління вуглецевими викидами формує міцний теоретичний фундамент для розуміння сучасних механізмів фінансування екологічних проєктів.



Рисунок 1 – Ключові структурні компоненти, які мають бути закладені в модель Енергетичної освіти 2.0

По-друге, практико-орієнтована модель навчання через співпрацю з індустрією забезпечує безпосередній зв'язок освітнього процесу з реальними потребами енергетичного сектору та дозволяє студентам набувати досвіду роботи над актуальними галузевими завданнями. По-третє, розвиток спеціалізованих цифрових компетентностей відповідає вимогам діджиталізації енергетичної галузі та забезпечує володіння сучасними інструментами аналізу та моніторингу ESG-показників. По-четверте, формування soft skills створює передумови для ефективної взаємодії з міжнародними інвесторами, стейкхолдерами та партнерами у процесі реалізації проєктів зеленої енергетики.

Результати проведеного дослідження переконливо свідчать про необхідність фундаментальної трансформації системи енергетичної освіти. Ця трансформація передбачає комплексну інтеграцію спеціалізованих компетентностей у сфері зелених фінансів, ESG-аналітики та інструментів сталого розвитку. Модернізація освітніх програм виступає критичною передумовою та каталізатором успішної реалізації амбітних цілей з декарбонізації національного енергетичного сектору. Це особливо актуально в умовах глобального переходу до нульових вуглецевих викидів. Концептуальна модель Енергетичної освіти 2.0 формує стратегічний міст між технологічними інноваціями у сфері відновлюваної енергетики та складними механізмами мобілізації масштабних фінансових ресурсів. Ці ресурси є необхідними для практичної реалізації зелених енергетичних проєктів. Водночас нова освітня модель забезпечує підготовку якісно нового покоління висококваліфікованих фахівців-каталізаторів. Вони володітимуть унікальною комбінацією технічних та фінансових компетентностей для успішного здійснення зеленого прориву в енергетичному секторі України. Це, у свою чергу, сприятиме повноцінній інтеграції вітчизняної енергетики до європейського та глобального енергетичного простору на засадах сталого розвитку.

Список літератури

1. Андрусів У.Я. Інтеграція ESG-критеріїв в інвестиційні стратегії на фондовому ринку України. *Фінансові механізми та обліково-аналітичний інструментарій забезпечення сталого розвитку соціально-економічних систем*: колективна монографія за заг. ред. Андрусів У. Я. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2025. 343-385 с. 21,81 др.арк. (особисто автора 2,69 др. арк.). ISBN 978-966-694-493-4

2. Пшенична М.В. РОЛЬ ESG-інвестування в забезпеченні інклюзивного розвитку підприємств, регіонів, держави. *Науково-виробничий журнал «Бізнес-навігатор*. 2024. No 1(74). DOI:https://doi.org/10.32782/business-navigator.74-33

3. Макаренко, І. О. Інкорпорація ESG-критеріїв у діяльність компаній у контексті їх інвестиційного скринінгу. *Економіка, управління та адміністрування*, 2023. (2(104), 86–93. https://doi.org/10.26642/ema-2023-2(104)-86-93

OPERATIONAL MANAGEMENT OF THE ENTERPRISE IN THE CONTEXT OF STRATEGIC CHANGES IN THE GAS DISTRIBUTION SYSTEM OF UKRAINE

Lazarenko Vitaliy Viktorovych
Acting Director of the Mykolaiv Branch of "Gazmerezh"

Ovetska Olha Valeriivna
PhD in Economic Sciences, Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Management and Administration,
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
olha.ovetska@nung.edu.ua

Operational management as a type of practical activity structurally includes the following areas [1], in particular:

– management of the processes of creating and designing an operating system;

– management of the functioning of the operating system;

– management of transformations, changes and development of the operating system.

According to O. Tymkiv (2024) [2], the concept of "change management" should be understood as a process that allows an enterprise to transform any element of its structure in order to ensure a high level of efficiency in modern, rather changeable environmental conditions. After all, the main goal of change management is to achieve better performance of the business entity, as well as to implement the latest changes in the management system.

In order to develop and ensure the functionality, continuity of work, integrity, and stability of critical infrastructure facilities, including the continuous provision of consumers with natural gas distribution services, by decision of NJSC Naftogaz in September 2022, an autonomous and independent National Gas Distribution System Operator of Ukraine was created under the single brand "GAZMEREZHI" [3]. According to the Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine "On the Regulation of the Issue of the Use of Gas Distribution Systems or Their Components" [4], LLC "Gas Distribution Networks of Ukraine" put into operation state gas distribution networks (in particular, Mykolaiv [5] and other branches). The operational process for the operation of the gas pipeline includes the implementation by specialists of the branches of "Gazmerezhi" of a set of technical measures necessary to ensure the distribution of natural gas, the performance of technical maintenance work, inspection, survey, and elimination of emergency situations, which ensures stable gas distribution to consumers.

Studying the features of the course of changes in the domestic gas distribution system and the classification characteristics of strategic changes according to Pryymak N.S., 2020 [5] allows grouping changes in the operating system by a number of characteristics, taking into account the industry characteristics of the enterprises under study.

Classification of strategic changes in the gas distribution system by the scale of the consequences of strategic changes, depending on the goal and the achieved effect is presented in Table 1.

Table 1 – Classification of strategic changes in the gas distribution system

Sign of change	Characteristics of change
1. By the scale of the consequences of strategic changes	strategic changes of development (namely, revolutionary strategic changes of the second order) are mostly irregular and jumpy; characterize a cardinal breakthrough at the enterprise
2. Depending on the goal	complex strategic changes are aimed at the transition of the enterprise to a qualitatively new level of management, are a combination of all resources of the enterprise as well as the organizational abilities of the company's top managers to ensure the effectiveness of strategic changes
3 By the achieved effect	progressive strategic changes that lead to an improvement in the parameters of the company's activities, improvement of subjects and objects of strategic changes

It should be noted that complex strategic changes (as opposed to the category of "simple strategic changes", which are more reactive in nature), involve the maximum use of the company's potential for their implementation. At the same time, change management in the gas distribution system of Ukraine should be considered as the result of the targeted action of the management system on the gas distribution enterprise, in accordance with the defined strategic goals and key tasks regarding the continuity and stability of the operation of critical infrastructure facilities, formed by the specific operating environment and conditions.

References

1 Kramarchuk S.P., Lubkey N.P. The essence of operations management and the main stages of its development. *Market Infrastructure*. 2020. Issue 44. P. 83–86. DOI: https://doi.org/10.32843/infrastruct44-14

2 Tymkiv O. The essence and content of change management in the activities of enterprises. *Economy and Society*, 2024. (59). https://doi.org/10.32782/2524-0072/2024-59-156

3 About the company. *Official website of "GAZMEREZHA"*: website. URL: https://grmu.com.ua/about/ (access date 10/15/2025).

4 On regulating the issue of using gas distribution systems or their components: Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated November 25, 2022 No. 1335. URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/1335-2022-%D0%BF

5 About the company. *Official website of the Mykolaiv branch of "Gazmerezha"*: website. URL: https://mk.grmu.com.ua/

6 Pryymak N.S. Strategic change management: a manual. Kryvyi Rih: DonNUET, 2020. 131 p.

ЗЕЛЕНА ТРАНСФОРМАЦІЯ ЕНЕРГЕТИКИ: ВИКЛИКИ ТА ЕКОНОМІЧНІ МОЖЛИВОСТІ ДЛЯ УКРАЇНИ

Сімків Лілія Євгенівна,
д.е.н., професор,
професор кафедри туризму, рекреації та регіонального розвитку,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
e-mail: simkivlilya@gmail.com

Сімків Євгенія Василівна,
студентка групи ЕТ-24-4,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

Сучасний етап розвитку глобальної економіки характеризується трансформаційними процесами в енергетичному секторі, що зумовлені необхідністю переходу від традиційних викопних джерел енергії до відновлювальних альтернатив. Це, в свою чергу, детермінується як екологічними імперативами, пов'язаними з глобальними кліматичними змінами та необхідністю декарбонізації економіки, так і економічними факторами, серед яких вичерпність традиційних енергоресурсів, волатильність цін на енергоносії та прагнення до енергетичної незалежності набувають особливої актуальності в контексті геополітичних трансформацій сучасності.

Відновлювана енергетика є одним із напрямів світової енергетичної галузі, що динамічно розвивається. За темпами приросту встановленої потужності енергоустановок, що використовують відновлювальні джерела енергії (ВДЕ), вона посідає перше місце серед інших видів джерел енергії. У 2023 році глобальні потужності відновлюваної енергетики зросли на 50 % порівняно з 2022 роком, досягнувши рекордного приросту в 510 ГВт [1].

Україна, перебуваючи на перехресті європейських енергетичних коридорів та володіючи значним потенціалом відновлювальної енергетики, стоїть перед необхідністю здійснення комплексної зеленої трансформації енергетичного сектору. Така трансформація створює як численні виклики, пов'язані з необхідністю модернізації застарілої інфраструктури, залученням значних інвестиційних ресурсів та адаптацією регуляторного середовища, так і відкриває безпрецедентні можливості для економічного розвитку, створення нових робочих місць, залучення міжнародних інвестицій та інтеграції до європейського енергетичного простору.

Енергетичний сектор України, сформований переважно в радянський період, характеризується численними структурними проблемами, серед яких можна назвати наступні:

- критичний рівень зносу основних фондів, що за різними оцінками перевищує 60-70%;
- низька енергоефективність економіки, яка споживає в 2-3 рази більше енергії на одиницю ВВП порівняно з розвиненими європейськими країнами;

- високий рівень втрат у мережах електро- та теплопостачання, що досягає 15-20%;

- залежність від імпорту енергоносіїв, зокрема природного газу та ядерного палива, що створює значні ризики для енергетичної безпеки держави;

- обмежений розвиток відновлювальної енергетики, частка якої в загальному енергобалансі, попри динамічне зростання останніх років, залишається недостатньою для досягнення поставлених кліматичних цілей.

Додатковим чинником, що ускладнює ситуацію, є значні руйнування енергетичної інфраструктури внаслідок російської агресії, що призвело до втрати контролю над частиною генеруючих потужностей та пошкодження критичної інфраструктури. Попри все, Україна має унікальну можливість для відбудови енергетики на принципово нових, сучасних та екологічно орієнтованих засадах, що відповідає концепції Build Back Better та може прискорити зелену трансформацію сектору [2].

Україна володіє значним природним потенціалом для розвитку різноманітних видів відновлювальної енергетики, що створює об'єктивні передумови для масштабної зеленої трансформації енергетичного сектору та диверсифікації джерел енергопостачання. Однак незважаючи на значний потенціал та стратегічну важливість, процес зеленої трансформації енергетичного сектору держави характеризується наявністю численних структурних, технологічних, інституційних та соціально-економічних викликів, що потребують комплексного вирішення та координованих зусиль державних органів, бізнес-структур та міжнародних партнерів.

По-перше, критичною проблемою виступає необхідність масштабної модернізації та технологічного переоснащення електричних мереж. Існуюча енергетична інфраструктура не адаптована до інтеграції значних обсягів розподіленої генерації на основі відновлювальних джерел енергії, що обумовлює необхідність впровадження інтелектуальних енергетичних мереж (Smart Grid). Такі мережі забезпечують двосторонній обмін інформацією між постачальниками та споживачами, автоматизоване управління потоками електроенергії, можливість інтеграції систем накопичення енергії та електротранспорту, а також підвищення надійності та ефективності функціонування енергосистеми в умовах зростаючої складності та динамічності енергетичних процесів.

Для України впровадження Smart Grid має стратегічне значення, адже війна та системні пошкодження електромереж вимагають швидкого оновлення інфраструктури та підвищення її стійкості до зовнішніх факторів [3].

По-друге, нарощування частки змінних (інтермітентних) відновлювальних джерел енергії, зокрема вітрової та сонячної генерації, продукування яких характеризується значною волатильністю та залежністю від метеорологічних умов, загострює проблему забезпечення балансу виробництва та споживання електроенергії в режимі реального часу. Це вимагає розвитку високоманеврових генеруючих потужностей, здатних швидко компенсувати коливання виробництва ВДЕ, впровадження систем акумулювання електричної енергії різноманітних типів та потужностей (від промислових батарейних систем до гідроакумулюючих електростанцій). Важливим в цьому плані є і розширення міжнародних енергетичних інтерконекторів, що дозволяють використовувати балансуючі потужності сусідніх енергосистем та забезпечувати експорт-імпорт електроенергії залежно від поточної ситуації в національній енергосистемі [4].

По-третє, значний бар'єр для залучення інвестицій у розвиток відновлювальної енергетики створює інституційна нестабільність та непередбачуваність державної політики щодо підтримки ВДЕ. Фрагментарність взаємодії, обмежені компетенції профільних установ та відсутність системного підходу до екологічного управління значно ускладнюють процес імплементації успішних європейських практик розвитку «зеленої» економіки [5]. Тому вкрай важливим є формування стабільного, прозорого та передбачуваного інституційного середовища, яке забезпечує захист прав інвесторів, дотримання принципу верховенства права та надійність виконання договірних зобов'язань всіма учасниками енергетичного ринку.

По-четверте, структурна трансформація енергетичного сектору, що передбачає поступову декарбонізацію економіки та відмову від використання викопного палива, зокрема вугілля, неминуче породжує складні соціально-економічні виклики для регіонів, економіка яких історично формувалася навколо вугледобувної та вуглепереробної промисловості. Це зумовлює необхідність імплементації принципів справедливого переходу (just transition), які передбачають розробку та реалізацію комплексних програм соціального захисту працівників, що втрачають робочі місця внаслідок закриття вугільних підприємств, забезпечення їх перекваліфікації та перенавчання для працевлаштування в нових секторах економіки, диверсифікацію економічної бази вугільних регіонів через залучення альтернативних інвестицій та створення нових виробництв. Важливе значення матиме і залучення місцевих громад, профспілок та інших зацікавлених сторін до процесу прийняття рішень щодо трансформації регіональної економіки з метою забезпечення соціальної стабільності та мінімізації негативних наслідків структурних змін для вразливих категорій населення.

Таким чином, зелена трансформація енергетики України являє собою складний, багатовимірний та довгостроковий процес, що вимагає скоординованих зусиль держави, бізнесу, громадянського суспільства та міжнародних партнерів, послідовної реалізації комплексу реформ в регуляторній, інституційній та економічній сферах, а також мобілізації значних фінансових, технологічних та людських ресурсів. Стратегічними пріоритетами для забезпечення успішної зеленої трансформації виступають:

- створення стабільного регуляторного середовища, що забезпечує захист прав інвесторів та прозорі правила гри для всіх учасників ринку;
- розробка та послідовна реалізація довгострокової стратегії розвитку енергетичного сектору з чіткими цілями, термінами та індикаторами прогресу;
- мобілізація фінансових ресурсів з різноманітних джерел, включаючи міжнародні фінансові інститути, приватні інвестиції та інноваційні фінансові інструменти;
- впровадження комплексної програми енергоефективності, що охоплює всі сектори економіки;
- забезпечення справедливого переходу через підтримку регіонів та працівників, що постраждають від трансформації традиційних енергетичних галузей;
- розвиток людського капіталу шляхом підготовки кваліфікованих фахівців для нових секторів зеленої економіки;
- поглиблення міжнародного співробітництва та інтеграції до європейського енергетичного простору;
- стимулювання технологічних інновацій та розвитку локального виробництва обладнання для відновлювальної енергетики.

Список літератури:

1. Моісєєв В. Топ-5 подій у світовій енергетиці у 2023 році: вітер та сонце проти вугілля. URL: https://thepage.ua/ua/economy/top-podij-u-svitovij-energetici-u-2023-roci?utm_source=chatgpt.com (дата звернення: 23.10.2025)

2. Building back better — six investment criteria to drive a sustainable reconstruction of Ukraine's built environment. BUILD UP. The European portal for energy efficiency and renewable energy in buildings. 2024. URL: https://www.bpie.eu/wp-content/uploads/2024/02/FINAL-Reconstruction-of-Ukraine.pdf (дата звернення: 23.10.2025)

3. Smart Grid: Україна на шляху до енергетичної революції. URL: https://ua-energy.org/uk/posts/smart-grid-ukraina-na-shliakhu-do-enerhetychnoi-revoliutsii (дата звернення: 23.10.2025)

4. Інтеграція зростаючих обсягів ВДЕ у процес післявоєнної відбудови – можливість додаткової гнучкості енергосистеми України. URL: https://energytransition.in.ua/intehratsiia-zrostaiuchykh-obsiahiv-vde-u-protses-pisliavoiennoi-vidbudovy-mozhlyvist-dodatkovoi-hnuchkosti-enerhosystemy-ukrainy/

5. Глущенко А.М. Інституційне забезпечення розвитку «зеленої» економіки: досвід країн ЄС. *Сталий розвиток економіки*. № 1 (52). 2025. С. 167-172 URL: file:///C:/Users/Admin/Desktop/1164-%D0%A2%D0%B5%D0%BA%D1%81%D1%82%20%D1%81%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%82%D1%96-1116-1-10-20250226.pdf (дата звернення: 23.10.2025)

ESG-СТРАТЕГІЯ КОМПАНІЙ В УМОВАХ СТАЛОГО РОЗВИТКУ: ОСНОВНІ ЕТАПИ ТА ПРИНИЦИПИ ВПРОВАДЖЕННЯ

Витвицька Уляна Ярославівна
к.е.н, доцент, доцент кафедри фінансів,
обліку та оподаткування
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
uliana.vytvytska@nung.edu.ua

Андрійчук Ігор Васильович
к.е.н, доцент, доцент кафедри прикладної економіки
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
ihor.andriichuk@nung.edu.ua

Баскевич Назарій Олегович
здобувач вищої освіти магістерського рівня
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
nazarii.baskevych-fnm241@nung.edu.ua

Світ сьогодні стикається з безліччю глобальних проблем – від зміни клімату до соціальної та екологічної нерівності. Оскільки світова спільнота намагається вирішити ці проблеми, сталий розвиток набуває все більшого значення. Інвестиції в екологічні (environment), соціальні (social) та управлінські питання (governance) є одним із найперспективніших засобів досягнення цілей сталого розвитку.

Дослідники одностайно стверджують, що дотримання ESG-принципів в економічній діяльності стає ключовим чинником, який позитивно впливає на ділову репутацію та інвестиційну привабливість компаній, майбутню вартість інвестицій, та переконані, що нині це один із основних важелів впливу на прийняття інвесторами фінансових рішень [1-6].

Зокрема, Ганусич В. О. у дослідженні [7] було встановлено наявність зв'язку між ESG-рейтингом компаній та рівнем їх рентабельності: так, компанії з високими рейтингами мають один із найвищих показників Profit Margin – на рівні 26,4 %. У той час як у компаній з нижчими ESG-рейтингами середній рівень даного показника становить 13,12 %. Такі результати демонструють важливість ESG-рейтингів для прийняття інвестиційних рішень, оскільки вони дають уявлення про довгострокові ризики та можливості розвитку, а також стратегію компанії.

Слід зазначити, що ESG-інвестиції спрямовані на включення екологічних, соціальних та управлінських факторів в інвестиційні рішення. Ця стратегія визнає, що фінансове майбутнє, в довгостроковій перспективі, міцно пов'язане зі здоров'ям планети та людей, які її населяють. Включення міркувань ESG у інвестиційні стратегії дає змогу є інвесторам допомогти у вирішенні глобальних проблем, отримуючи при цьому довгострокові прибутки зі зменшеним ризиком. У серпні 2019 році впливова лобістська організація «Круглий стіл бізнесу» (КСБ), яка об'єднує СЕО найбільших компаній США й сприяє здійсненню державної політики у сфері підтримки бізнесу, запропонувала впровадження нової мети бізнесу – діяти не тільки

в інтересах акціонерів, а й усіх зацікавлених осіб (клієнтів, співробітників, постачальників, громад та ін.). Відповідну заяву підписали керівники 243 великих корпорацій Америки. Ними впроваджується нова стратегія ESG (Ecological, Social, Governance), тобто кожна компанія повинна забезпечувати не тільки фінансовий результат для акціонерів, але й демонструвати позитивний внесок для суспільства [8].

У сучасних умовах все більше компаній усвідомлюють, що відповідальне ведення бізнесу не лише сприяє захисту довкілля чи підвищенню соціальної справедливості, а й забезпечує довгострокову економічну вигоду. На практиці це втілюється у впровадженні ESG-стратегій, які охоплюють питання екології, соціальної відповідальності та корпоративного управління. Великі міжнародні корпорації дедалі частіше виступають лідерами у впровадженні таких стратегій, показуючи приклад відповідального бізнесу, здатного не лише генерувати прибуток, а й позитивно впливати на суспільство й довкілля.

У цьому контексті особливо цікавим є аналіз ESG-підходів, які реалізують провідні глобальні компанії, такі як Unilever, Nestlé та Coca-Cola HBC. Їхній досвід демонструє різноманітність механізмів управління ESG, ступінь інтеграції сталого розвитку в загальну корпоративну стратегію, а також практичні інструменти реалізації екологічних та соціальних ініціатив. Розглянемо докладніше, як саме ці компанії впроваджують принципи ESG у своїй діяльності.

Впровадження ESG-стратегії транснаціональними компаніями здійснюється через цілісні, але індивідуалізовані підходи, що враховують як внутрішню структуру, так і галузеві особливості. Компанії Unilever та Nestlé обрали порівняно схожі моделі ESG-інтеграції, де перші етапи зосереджені на стратегічному баченні, переосмисленні місії компанії, формуванні цінностей і визначенні екологічних та соціальних пріоритетів. Зокрема, у Unilever ESG- підхід повністю інтегрований у флагманську трансформаційну програму GAP 2030, що охоплює продуктову політику, інновації, кліматичні зобов’язання та культуру управління [9]. Nestlé ж акцентує увагу на оцінці ризиків у ланцюгах постачання, послідовному впровадженні принципів відповідального ведення бізнесу та прозорій звітності [10].

У свою чергу, Coca-Cola HBC пропонує ще більш структурований та багаторівневий підхід до ESG-управління, що заслуговує на виокремлення додаткового етапу – формування вертикальної системи підзвітності та багаторівневої координації ESG. У цій компанії стратегія сталого розвитку схвалюється на найвищому рівні – Радою директорів, при якій діють окремі комітети з соціальної відповідальності та аудиту ризиків. Роль виконавчого керівництва (CEO і Executive Leadership Team) є ключовою у забезпеченні виконання екологічних і соціальних цілей, а спеціальний орган – Керівний комітет зі сталого розвитку – координує впровадження ESG ініціатив, розподіл ресурсів, встановлення цілей та оцінку результатів [11].

Особливістю цієї моделі є системна взаємодія між корпоративним, регіональним та локальним рівнями, що дає змогу адаптувати глобальну стратегію до специфіки ринку кожної країни, зберігаючи при цьому єдині стандарти і прозору звітність. Це також забезпечує включення різних департаментів – від «Закупівлі» до «Люди та культура» у реалізацію ESG- політики, що робить її міжфункціональною і глибоко вкоріненою в операційну діяльність.

Таким чином, порівняльний аналіз дає змогу окреслити спільні ключові етапи ESG-впровадження: формування стратегічного бачення, ідентифікація ризиків,

впровадження політик та інновацій, моніторинг і прозора звітність. Водночас, приклад Coca-Cola HBC показує необхідність доповнення цієї структури окремим етапом, що стосується інституалізації ESG через систему багаторівневого управління, включення спеціалізованих комітетів та закріплення відповідальності як на глобальному, так і на локальному рівнях. Такий підхід забезпечує гнучкість, контроль і цілісність реалізації стратегій сталого розвитку в умовах складної транснаціональної структури.

На основі досвіду Unilever, Nestlé та Coca-Cola HBC, можна сформулювати універсальні етапи впровадження ESG-стратегії, які можуть слугувати шаблоном для будь-якої компанії, незалежно від галузі:

1. компанія має чітко визначити своє ставлення до екологічних, соціальних і управлінських аспектів та інтегрувати принципи сталого розвитку у свою місію, бачення й корпоративну культуру. Це передбачає переосмислення ролі бізнесу – не лише як джерела прибутку, а й як чинника позитивного впливу на суспільство та довкілля;

2. необхідно створити систему підзвітності, яка включає керівні органи (наглядову раду, комітети), виконавче керівництво та профільні робочі групи. При цьому слід чітко визначити роль та відповідальність за реалізацію ESG на всіх рівнях – від корпоративного до локального. Важливо також забезпечити регулярну координацію між підрозділами;

3. компанія має визначити ключові напрями ESG-діяльності (наприклад, зміна клімату, сталий ланцюг постачання, гендерна рівність, корпоративне управління тощо) та встановити конкретні кількісні цілі з чітко окресленими термінами їх досягнення. Усі цілі повинні відповідати міжнародним стандартам і бути перевіреними на досяжність і релевантність (наприклад, Science-Based Targets);

4. ESG-стратегія повинна бути інтегрована у всі ключові функції компанії: маркетинг, виробництво, закупівлі, рекрутинг, фінанси тощо. Це означає адаптацію бізнес-процесів під сталі принципи – наприклад, використання екологічних матеріалів, впровадження «зелених» технологій, просування етичних практик серед постачальників;

5. впровадження ESG неможливе без тісної взаємодії з усіма зацікавленими сторонами: працівниками, споживачами, постачальниками, громадами, інвесторами, державними органами. Важливо налагодити двосторонню комунікацію та залучати їх до розробки стратегій, ініціатив і прийняття рішень;

6. компанія повинна створити ефективні механізми оцінки результатів ESG-діяльності: регулярний збір і аналіз даних, зовнішню та внутрішню верифікацію, публікацію ESG-звітів за міжнародними стандартами (наприклад, GRI, SASB, TCFD). Це підвищує прозорість, довіру, інвестиційну привабливість та конкурентоспроможність;

7. оскільки зовнішнє середовище, технології та очікування суспільства змінюються, компанія повинна регулярно переглядати ESG-стратегію, впроваджувати інновації та підвищувати рівень своїх зобов'язань. Важливо вчитися як на власному досвіді, так і на прикладі лідерів галузі.

Отже, за результатами проведеного дослідження встановлено, що стратегія ESG відіграє ключову роль у забезпеченні сталого розвитку компаній, зменшенні ризиків та підвищенні їх конкурентоспроможності й інвестиційної привабливості на глобальному ринку. Аналіз практичного досвіду міжнародних корпорацій таких, як

Unilever та Coca-Cola HBC, продемонстрував, що впровадження ESG-принципів є системним процесом, який включає як стратегічне планування, так і багаторівневе управління, чітку звітність та інтеграцію у всі бізнес-процеси.

Unilever реалізує ESG-підхід через довгострокову стратегію GAP 2030, що передбачає розвиток інновацій, орієнтацію на споживача та підвищення екологічної відповідальності компанії. Coca-Cola HBC, натомість, акцентує на побудові жорсткої моделі корпоративного управління з багаторівневою відповідальністю за досягнення сталих цілей та виконання конкретних зобов'язань у межах ініціативи Mission 2025.

Також було виявлено, що ефективне впровадження ESG-стратегій можливе лише за умови наявності чітких внутрішніх механізмів контролю, сильної корпоративної культури, тісної взаємодії між підрозділами та підтримки з боку вищого керівництва. Компанії, які інтегрують принципи ESG у свою бізнес- модель, демонструють вищу адаптивність до викликів ринку, кращі фінансові показники у довгостроковій перспективі та підвищену довіру з боку інвесторів.

Таким чином, результати дослідження підтверджують, що ESG-стратегії є невід'ємною складовою сучасного корпоративного управління. Їх системне впровадження сприяє досягненню цілей сталого розвитку, забезпеченню економічної ефективності та соціальної відповідальності бізнесу у глобальному масштабі.

Список літератури:

1. Леус Д. В. Врахування ESG-критеріїв при здійсненні портфельного інвестування у сталий розвиток. *Інвестиції: практика та досвід.* 2014. № 2. URL: http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=UJRN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP_meta&C21COM=S&2_S21P03=FILA=&2_S21STR=ipd_2014_2_18

2. Макаренко І. О. Інкорпорація ESG-критеріїв у діяльність компаній у контексті їх інвестиційного скринінгу. *Економіка, управління та адміністрування*. 2023. №2 (104). С. 86-93. DOI:10.26642/ema-2023-2(104)-86-93

3. Андрусів У. Я., Чучук Ю. В. ESG-принципи у формуванні стратегій розвитку підприємств альтернативної енергетики України. *Національні інтереси України.* 2025. №8 (13). DOI: https://doi.org/10.52058/3041-1793-2025-8(13)-550- 562

4. Гречко А. В., Кавтиш О. П., Корогодова О. О. ESG-практики як передумова ефективного управління міжнародними проєктами підприємств. *БізнесІнформ.* 2024. № 8. С. 293 – 302. DOI: https://doi.org/10.32983/2222-4459-2024-8-293-302

5. Колесник О. О. ESG-стандарти управління в досягненні цілей сталого розвитку. Трансформація практики управління інноваційним розвитком соціально-економічних систем : колективна монографія / під заг. ред. Храпкіної В. В., Пічик К. В. ; Національний університет "Києво-Могилянська академія". Київ: Видавничий дім "Києво-Могилянська академія", 2024. С. 415-431. URL: https://ekmair.ukma.edu.ua/handle/123456789/29587

6. Лівошко Т.. Моніторинг за ESG-принципами та його вплив на конкурентоспроможність суб'єктів господарювання. *Вісник Хмельницького національного університету. Серія Економічні науки.* 2022. Том 310. №5(1). С. 158-164. URL: https://doi.org/10.31891/2307-5740-2022-310-5(1)-26

7. Ганусич В. О., Ганусич К. С. Аналіз ESG рейтингу технологічних компаній, акції яких торгуються на фондовому ринку, з метою прийняття інвестиційних рішень. *Інвестиції: практика та досвід*. 2025. № 2. С. 173-180. URL: https://www.nayka.com.ua/index.php/investplan/article/view/5490

8. Харченко Ю.А. ESG-стратегія управління розвитком відповідального бізнесу. Сталий розвиток: виклики та загрози в умовах воєнного стану: матеріали Міжнар. наук.-практ. Інтернет-конф., 09 черв. 2022 р. Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2022. С. 92–94. URL: https://reposit.nupp.edu.ua/handle/PoltNTU/12908

9. Нефінансовий звіт Nestle. 2024. URL: https://www.nestle.com/sites/default/files/2025-02/non-financial-statement- 2024.pdf#page=104

10. Річний звіт та фінансова звітність Unilever за 2024 рік. URL: https://www.unilever.com/files/unilever-annual-report-and-accounts-2024.pdf

11. Індекс змісту GRI Coca-Cola HBC за 2024 рік. URL: https://www.coca-colahellenic.com/content/dam/cch/us/documents/oar2024/gri-content-index-2024.pdf.downloadasset.pdf