

ISBN 978-617-8282-74-5



МІНІСТЕРСТВО
ОСВІТИ І НАУКИ
УКРАЇНИ



МІЖНАРОДНИЙ НАУКОВИЙ ФОРУМ НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

енергетичний перехід

ЗБІРНИК ТЕЗ



НАФТОГАЗ
УКРГАЗВИДОБУВАННЯ



UKRНАFTA
УКРНАФТА



Д.ТЕК

XP

Towards Sustainable
Upstream Operations



НАФТОГАЗ
УКРТРАНШНАФТА

ORANTA LTD



СТРИНАФОГАЗ



Асоціація
газовидобувних
компаній України



НАФТОГАЗ
ГРУПА

12-14
ЖОВТНЯ
2023

F&B Spa Resort
(Fomich Hotel)



UA TRANSMISSION
SYSTEM
OPERATOR



НАФТОГАЗ
УКРГАЗВИДОБУВАННЯ

**Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу**

**МІЖНАРОДНИЙ
НАУКОВИЙ ФОРУМ
НАФТОГАЗОВА
ЕНЕРГЕТИКА**

**INTERNATIONAL
SCIENTIFIC FORUM
OIL and GAS
POWER ENGINEERING**

ЗБІРНИК ТЕЗ

**Івано-Франківськ,
12-14 жовтня 2023 р.**

Івано-Франківськ, 2023

ЗМІСТ

СЕКЦІЯ А: Нафтогазова інженерія <i>(буріння свердловин, видобування нафти і газу;</i> <i>машини нафтогазового профілю, транспортування нафти і газу)</i>	12
Аналіз сучасного стану підходів до підвищення довговічності колон гнучких труб колтбінгових установок	12
<i>ВИТЯЗЬ Олег, НЕСПЛЯК Юрій, КРАВЧУК Сергій</i>	
Підвищення ресурсу насосних штанг з експлуатаційними дефектами	14
<i>КОПЕЙ Богдан, КРЕЧКОВСЬКА Галина, КОПЕЙ Ігор, МАРТИНЕЦЬ Оксана</i>	
Інтенсифікація видобутку та підготовки високов'язкої нафти Коханівського родовища з метою виробництва бітуму	20
<i>ШУМЛІН Тарас, КОНДРАТ Олександр</i>	
Дослідження характеристик спінування пар методом Росс-Майлса	21
<i>ГРИЦАНЧУК Андрій, ГРИЦАНЧУК Валентин, МАКСИМ'ЮК Денис</i>	
Встановлення норм витрат інгібіторів гідратуутворення	22
<i>ГРИЦАНЧУК Андрій, ІЛЬЧИШИН Василь</i>	
Дослідження норм витрат інгібітора корозії для протикорозійного захисту	23
<i>ГРИЦАНЧУК Андрій, ХОМАЗЮК Олександр</i>	
Закономірності випадання АСПВ у привибійній зоні пласта	25
<i>ГРИЦАНЧУК Андрій, ДУДНИК Олександр, МАЛИЙ Олег</i>	
Застосування гідродинамічного моделювання на етапі оцінки та аналізу інвестиційних проєктів	26
<i>ПЛІКА Микола, ГРИЦАНЧУК Андрій</i>	
Промислова фіксація діоксиду вуглецю	29
<i>ОРФАНОВА Марія</i>	
Врахування проблеми низькопроникних колекторів при експлуатації підземних сховищ газу	30
<i>ДУБЕЙ Наталія, МИСЛЮК Ірена, ДУБЕЙ Мар'ян</i>	
Освоєння свердловин виснажених родовищ	32
<i>КУПЕР Іван, МИХАЙЛИШИН Богдан</i>	
Підвищення ефективності розробки газових покладів в умовах нерівномірного споживання газу	36
<i>КОНДРАТ Олександр, ГОРОБЕЦЬ Петро</i>	
Апробація методу псевдозв'язків свердловини-пласта для моделювання багатостадійного гідророзриву в ущільнених газонасичених колекторах	36
<i>КОНДРАТ Олександр, ЛУКІН Олег</i>	

Можливості визначення деформацій (прогинів) відкритих ділянок трубопроводів методом цифрового знімання з БПЛА	37
<i>РІПЕЦЬКИЙ Євгеній, ІВАНЧУК Олег, НЕПЕЛЯК Олег, КОРОБКОВ Олег</i>	
Аналіз тенденцій розвитку нафтогазових ежекційних технологій	39
<i>ПАНЕВНИК Денис</i>	
Інтенсифікація розробки покладів високов'язких нафт	42
<i>СМОЛОВИК Ліана</i>	
Вплив стандартної температури на енерговитратність газових мереж та обсяг передачі енергії при транспортуванні газоводневих сумішей	44
<i>СЕРЕДЮК Марія, ВЕЛИКИЙ Сергій, МОТРУК Назарій</i>	
Майбутнє нафтогазової галузі Карпатського регіону: факти і перспективи	48
<i>МОНЧАК Лев, МИХАЙЛІВ Ірина, ХОМИН Володимир, ФЕДОРНЯК Мирослав</i>	
Основні критерії для проведення нагнітального тесту, для подальшої інтерпретації даних	53
<i>ГОЛОВАЧОВ Олександр</i>	
Рідини гідророзриву на гуаровій основі	55
<i>МИХАЙЛИШИН Богдан, КУПЕР Іван</i>	
Застосування рідин глушіння свердловин під час поточного та капітального ремонту свердловин	57
<i>КОНДРАТ Олександр, ХОМИН Тарас</i>	
Перспективи використання виснажених родовищ нафти і газу у геотермальній енергетиці України	59
<i>КОНДРАТ Олександр, ШИШКІН Олександр</i>	
Застосування кавітаційно-хвильової технології для інтенсифікація видобування високов'язких нафт	61
<i>ЯКИМЕЧКО Ярослав</i>	
Вибір області застосування плунжерного ліфта для експлуатації обводненої газової свердловини для різних значень водного фактора	63
<i>КОНДРАТ Роман, ДРЕМЛЮХ Наталія, МАТІЙШИН Лілія</i>	
Деградабельність цементного каменя в умовах кислотного діяння у нафтогазових свердловинах	66
<i>СТАВИЧНИЙ Євген, ТЕРШАК Богдан, ФЕМ'ЯК Ярослав, ІГНАТОВ Андрій, ПЯТКІВСЬКИЙ Станіслав</i>	
3D геолого-технологічне моделювання як інструмент аналізу ефективності впровадження технологій підвищення вуглеводневилучення та зберігання CO ₂ в нафтових покладах	69
<i>КОНДРАТ Олександр, ГЕДЗИК Назарій, БРАЖНИК Антон</i>	
Оцінка умов фонтанування обводнених газових і газоконденсатних свердловин за промисловими даними	70
<i>КОНДРАТ Роман, МАТІЙШИН Лілія, ДРЕМЛЮХ Наталія</i>	

Історія, сучасність і перспективи розвитку кафедри буріння свердловин	72
<i>МАРЦИНКІВ Олег, СЕНЮШКОВИЧ Микола, КОЧКОДАН Ярослав</i>	
Ефекти електротермічного контактного опору у парах тертя «метал – полімер» стрічково-колодкового гальма бурової лебідки	78
<i>ЖУРАВЛЬОВ Дмитро</i>	
Гідравлічна ефективність і енергетична характеристика газопроводів	80
<i>ГРУДЗ Володимир, ГРУДЗ Ярослав, ЗАПУХЛЯК Василь, САДЛІВСЬКИЙ Василь, БАВОЛЯК Василь, КАПУЩАК Ярослав</i>	
Проблеми та перспективи застосування капілярних систем на газових свердловинах родовищ Передкарпаття	85
<i>УГРИНОВСЬКИЙ Андрій, МОРОЗ Леся, ПОТЯТИННИК Тарас, ДИРІВ Ростислав, РУЩАК Василь</i>	
Дослідження впливу фільної, фобної і дисперсної фаз на продуктивність привибійної зони свердловин	88
<i>МОРОЗ Леся, ГРИГОРАШ Богдан</i>	
Проблеми збереження існуючих трубопровідних систем в умовах неповного завантаження	90
<i>ЗАПУХЛЯК Наталія, ВОЗНИЙ Віктор</i>	
Інтенсифікація припливу вуглеводнів з пласта сучасними методами	93
<i>ЯКИМЕЧКО Ярослав</i>	
Дослідження причин відкладення солей	95
<i>ВОЛЬЧЕНКО Дмитро</i>	
Видобуток залишкового газу з виснажених газових покладів нагнітанням у пласт неуглеводневих газів і рідин	96
<i>КОНДРАТ Роман, КОНДРАТ Олександр, МАТІЙШИН Лілія</i>	
Оцінка можливості та доцільності застосування свердловинних нагрівників	98
<i>ДЖУС Андрій, ДУМНИЙ Олександр</i>	
Фізико-механічні аспекти особливостей досліджень в нафтогазовій галузі	100
<i>ЧЕРНОВА Мирослава</i>	
Підвищення ефективності гідравлічного випробування противикидного обладнання	102
<i>ДЖУС Андрій, КОСТРИБА Іван, ЮРИЧ Андрій, ПАСТУХ Володимир</i>	
Особливості структуроутворення полікомпонентних тампонажних композитів	106
<i>БУРИЙ Андрій, КОВБАСЮК Михайло, СТЕЦЮК Роман, ФЕДИК Остап, ЧЕРНОВ Володимир</i>	
Сучасні аналітичні підходи щодо забезпечення точності бурильних замкових нарізей	109
<i>ОНИСЬКО Олег, МЕДВІДЬ Юлія</i>	

Енергоефективність газотурбінних установок на компресорних станціях <i>ГРУДЗ Володимир, ГРУДЗ Ярослав, ЗАПУХЛЯК Василь, КАЧАН Любомир, КАПУЩАК Ярослав</i>	114
Міжнародна сертифікація фахівців-буровиків – довготривалий інноваційний вектор діяльності ІФНТУНГ <i>КОЛІСНИК Василь, МОСОРА Юрій, ЮРИЧ Андрій</i>	118
Дослідження впливу міжфазного натягу на реологічні властивості водо-нафтових емульсій <i>ВОЛОШИН Юрій, КУЦІВ Олег</i>	120
Оцінка особливостей застосування насосного обладнання світових виробників у свердловинах різної конструкції та профілю <i>ДЖУС Андрій, КАСАТКІН Сергій</i>	122
СЕКЦІЯ В: Енергетика та цивільна інженерія майбутнього	126
Material requirements for photovoltaic converters <i>MAZUR Myroslav, MAZUR Tetiana</i>	126
Особливості розрахунку кількості неспожитої електроенергії, що генерується сонячною електростанцією, з метою встановлення еталону її відпускної одиниці постачальником <i>МИНДЮК Валентин, КЛИМ Роман</i>	127
Оптимізація рівнів напруг як засіб підвищення енергоефективності систем електропостачання нафтових промислів <i>СОЛОМЧАК Олег, СОЛОМЧАК Антін</i>	132
Цифрове моделювання морфометричних карт <i>КРАВЕЦЬ Олена, ГЕРА Оксана, БІДА Урина</i>	136
Ортофотоплани як геопросторові дані для детального планування територій громад <i>МАТИЩУК Андрій</i>	138
Модернізація системи електропостачання підприємства нафтогазової промисловості <i>ФЕДОРІВ Михайло, КУРЛЯК Петро, БАЦАЛА Ярослав, ГЛАДЬ Іван, КОРШОВСЬКИЙ Богдан</i>	141
Концептуальний проєкт енергоефективної житлової забудови <i>ВАСИЛИШИН Ярослав</i>	144
Екологічно орієнтоване будівництво <i>ВАСИЛИШИН Віталій</i>	147
Потенціал та перспективи використання технології “SOLAR ROOF” <i>КИСИЛИЧАК Олександр, БАЦАЛА Ярослав, ФЕДОРІВ Михайло, ЯРЕМАК Ірина</i>	149

Порівняння математичних моделей для прогнозування продуктивності фотоелектричних станцій	152
<i>БАНДУРА Андрій, БАЦАЛА Ярослав, КУРЛЯК Петро</i>	
Енергоефективність як вектор в архітектурному проектуванні об'єктів цивільної інфраструктури	155
<i>КОВАЛЬЧУК Юрій</i>	
Photovoltaic solar cells based on cadmium telluride films	157
<i>MAZUR Tetiana, MAZUR Myroslav</i>	
Студентоорієнтоване методичне забезпечення підготовки фахівців енергетики майбутнього	159
<i>БОДНАРЧУК Анастасія, ГОЦУЛЯК Михайло</i>	
Стандартизація у сфері відновлюваних джерел енергії	162
<i>ЗБРОЙ Анастасія, ВАЩИШАК Ірина</i>	
Основи розрахунку розсільного контура теплового насоса в умовах використання побутових стоків в якості джерела низькопотенційної енергії	164
<i>ЗАПУХЛЯК Василь, ГРУДЗ Володимир, МИКИТЮК Ігор, АНТОНЮК Назар</i>	
Оцінка довговічності відповідальних конструкцій довготривалого використання з урахуванням зміни інтенсивності навантаження	167
<i>АРТИМ Володимир, ДЕЙНЕГА Денис</i>	
Технологія підготовки до використання біогазу із сміттєзвалищ	169
<i>ДЕМ'ЯНЧУК Ярослав</i>	
Забезпечення резервного електропостачання приватних будинків і квартир	170
<i>ГЛАДЬ Іван, БАЦАЛА Ярослав, КІЯНЮК Олександр, ФЕДИНЯК Віктор, КРУГЛИЙ Олександр</i>	
Метрологічні аспекти обліку зволжених газоплинних вуглеводнів	174
<i>СЕРЕДЮК Орест, МАЛІСЕВИЧ Віталій, СЕРЕДЮК Денис</i>	
Оптимізація режимів роботи асинхронного електродвигуна за критерієм енергоефективності	176
<i>ЯРЕМАК Ірина, ФЕДЕНЬКО Віталій</i>	
Cross-border cooperation of Ukraine with the EU countries in the energy sector	178
<i>YAREMAK Iryna, YAREMAK Roman</i>	
Потенційні ризики трубопровідного транспортування водню з України до ЄС	181
<i>ПОБЕРЕЖНИЙ Любомир</i>	
Визначення за допомогою геопотенціальних чисел висот референсних станцій GNSS мережі	185
<i>ПИЛИП'ЮК Ростислав, ХАРЧУК Володимир</i>	
Багатоцільова оптимізація режимів регульованих електроприводних насосних агрегатів	189
<i>ЯРЕМАК Ірина, БАЦАЛА Ярослав, СКУЛА Володимир</i>	

Перспективні контактні системи автоматичних вимикачів	191
<i>ГАБЛЬОВСЬКА Надія, ПАВЛЕНКО Тетяна</i>	
Перспективні напрямки використання технічних рішень в електромеханічних пристроях та комплексах нафтогазової промисловості	193
<i>ПАВЛЕНКО Тетяна, ГАБЛЬОВСЬКА Надія, МАХМУТОВ Зінат, КАЛАМБЕТ Віталій</i>	
Вплив джерел альтернативної енергетики на архітектурний образ будівель і споруд	195
<i>АНДРУСЯК Уляна, ЯРИЧКІВСЬКИЙ Валентин</i>	
Розроблення BOND GRAPH моделі привода асинхронного двигуна для діагностики технічного стану	201
<i>КУРЛЯК Петро, ЧОРНИЙ Олексій, ТИТЮК Валерій</i>	
Створення основи водневого енергетичного переходу для досягнення кліматичної нейтральності Карпатського регіону	207
<i>ЯВОРСЬКИЙ Андрій, КАРПАШ Максим, СОРОКА Назарій-Андрій</i>	
Дослідження продуктивності енергетичних культур в контексті впливу внесення осаду стічних вод на деградованих землях в Україні	209
<i>ГРИЦУЛЯК Галина, КОЦЮБІНСЬКИЙ Андрій</i>	
Методика застосування Zenітального способу при визначенні складових відхилень прямовисних ліній	211
<i>ПИЛИП'ЮК Ростислав, БОДНАРУК Ірина, ПЕРОВИЧ Леся, ЛИСКО Богдан</i>	
Проектування складу суміші класу міцності бетону В10 рухомості Р4	214
<i>АНДРУСЯК Андрій, СІЛЬЧУК Денис</i>	
Ефективне використання інвестицій при розробці проєктів відбудови України та джерела фінансування	216
<i>ДОБРЯНСЬКИЙ Іван, ДОБРЯНСЬКА Любов, ПРОЦЬ Владислав, КЛИЦЬ Тетяна</i>	
Перспективні конструкції лінійних електродвигунів для автоматизованих електроприводних систем	218
<i>ПАВЛЕНКО Тетяна, ГАБЛЬОВСЬКА Надія, ШИНДАК Любов, КУБІЄВИЧ Юрій</i>	
Діяльність ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» як наукового метрологічного центру в рамках «зеленого» енергетичного переходу України	221
<i>КОРЖАК Олег, КЕПЕЩУК Тарас, МАЛІСЕВИЧ Віталій, СЕРЕДЮК Денис, ПЕЛІКАН Юрій</i>	
Вертикальні зміщення основ та центрування осей газоперекачувальних агрегатів магістральних трубопроводів	224
<i>ТРЕВОГО Ігор, ПРИХОДЬКО Микола, ІЛЬКІВ Євген, ГАЛЯРНИК Мирон, ЖИТАР Дмитро</i>	
Оцінка напруженого стану та умов руйнування магістрального газопроводу із зовнішніми осьовими дефектами	228
<i>ГРАБОВСЬКИЙ Роман, АРТИМ Володимир, ТУЦЬ Олег, ТИРЛИЧ Володимир</i>	

СЕКЦІЯ С: Технобезпека видобування вуглеводнів	233
До питання прогнозування фільтраційних та ємнісних властивостей порід-колекторів і порід-покришок на великих глибинах	233
<i>ТРУБЕНКО Олександр, ФЕДОРИШИН Дмитро, ФЕДОРИШИН Сергій, ТРУБЕНКО Андрій</i>	
Оцінка та контроль екологічних ризиків у нафтових компаніях	238
<i>ПОБЕРЕЖНА Любов, ШКІЦА Леся, ПОБЕРЕЖНИЙ Любомир</i>	
Техногенно-екологічні ризики при експлуатації нафтових і газових родовищ	243
<i>ПОБЕРЕЖНА Любов, ШКІЦА Леся, ПОБЕРЕЖНИЙ Любомир</i>	
Геолого-геофізичні чинники впливу мінеральної будови складнобудованих відкладів на результати радіоактивних методів	250
<i>ФЕДОРИШИН Дмитро Д., ТРУБЕНКО Олександр, ФЕДОРИШИН Сергій, ФЕДОРИШИН Дмитро С.</i>	
Природні умови Старунського геодинамічного полігону	253
<i>КАЛИНІЙ Тетяна, ОМЕЛЬЧЕНКО Валерій</i>	
Геотермодинамічна обстановка надр старунського геодинамічного об'єкту	255
<i>ОМЕЛЬЧЕНКО Валерій, КАЛИНІЙ Тетяна</i>	
Аналіз морфології геофізичних кривих для локалізації літологічних неоднорідностей пластів-колекторів	256
<i>ФЕДАК Ігор, КОВАЛЬ Ярослав, УСКОВ Віталій, ФЕДАК Іван</i>	
Формування моделі суспільних відносин, стійкої до викликів сьогодення	260
<i>ЯЦИШИН Теодозія</i>	
СЕКЦІЯ D: Соціально-економічні аспекти нафтогазової енергетики ..	264
Загальні та характерні риси туристичних нафтогазових дестинацій	264
<i>ЗАПУХЛЯК Іванна, СОХАН Олег</i>	
Комунікаційна політика у нафтогазовому секторі України	266
<i>ГАЛЮК Ірина, ГАМУЛЯК Назар</i>	
Особливості цифрового маркетингу в енергетичному секторі	267
<i>КОНЕВИЧ Софія, ДЮК Оксана</i>	
Концептуальні засади трансформації енергетики України в повоєнний період	269
<i>ДЗЬОБА Олег, СЛОБОДЯН Назар</i>	
Аспекти енергоефективності будівельної галузі в контексті глобальних цілей сталого розвитку	271
<i>ГАЛЮК Ірина, МИКИТЮК Олег, ЄЖАК Франко</i>	
Життєвий цикл для ЗВО через проєкцію екологічної бізнес-моделі	273
<i>ВЕРБОВСЬКА Леся</i>	

Передумови енергетичного переходу вітчизняних підприємств в умовах післявоєнного відновлення	275
<i>ПОЛЯНСЬКА Алла, МИХАЙЛИШИН Христина</i>	
Уникнення ефекту Даннінга-Крюгера як умова зростання газовидобутку в Україні	276
<i>КІСЬ Святослав, КІСЬ Галина, МАЛИНОВСЬКА Галина</i>	
Тенденції, виклики та перспективи розвитку людських ресурсів нафтогазових підприємств	279
<i>МАЛИНОВСЬКА Галина, ІВАСІВ Андрій, ПУКАЛЯК Василь</i>	
Особливості біржового механізму для регулювання ціноутворення енергоносіїв	281
<i>ПЕРЕВОЗОВА Ірина, НІЦЕНКО Віталій, ДАЛЯК Надія, НАУМЕНКО Володимир, ОРЛОВА Олена</i>	
Розвиток сектору ВДЕ в умовах військового стану	283
<i>УСТЕНКО Андрій, ОБЕЛЬНИЦЬКА Христина, МАЦІРУТА Мирослав, ДЕДЕЛЮК Олександр, ЖУК Ігор</i>	
Management strategies for energy companies during full-scale war: fostering resilience through systematic buffer creation	285
<i>KASHCHENKO Yurii, PSYUK Vladyslav, MARTYNETS Volodymyr</i>	
Основні напрями розвитку підприємств газовидобувного сектору України	287
<i>ГРИНІВ Петро, ЛАСТОВЕЦЬ Олексій, ВОЛОШИН Євген, РОМАНЮК Михайло, СТЕФАНІШИН Назарій</i>	
The need to ensure of energy security	289
<i>PAZYNICH Yuliya</i>	
Потенціал використання лісової біомаси як джерела енергії та її роль у забезпеченні енергетичної незалежності України	290
<i>МЕЛЬНИЧУК Іванна, ПЕТРАЩУК Микола</i>	
Опанування додаткових нафтогазонасичених об'єктів у західному регіоні України як новий напрям інвестиційного потенціалу нафтогазової бази країни	292
<i>ВАСИЛІВ Наталія, ЛЕШКО Володимир</i>	
AI approaches for managing complex systems	294
<i>PEREVOZOVA Iryna, GUBERNAT Taras</i>	
Формування моделі оцінки впливу інновацій підприємств нафтогазового сектору на критерії сталого розвитку	296
<i>ПОБІГУН Сергій</i>	
Фінансові інструменти стимулювання використання відновлюваних джерел енергії	299
<i>ТУЦЬ Ілона</i>	
Екологічне страхування: суть та необхідність впровадження в Україні	302
<i>КОРОЛЬ Світлана</i>	

Значення «розумних мереж» в електроенергетиці України	304
<i>ДОЛІШНІЙ Дмитро, БЕРЕЖНИЦЬКА Уляна, ДОЛІШНІЙ Богдан</i>	
Принципи інтерактивної взаємодії оператор – інформаційна система моніторингу об'єктів нафтогазової галузі.....	307
<i>ПРОЦЮК Галина, ПРОЦЮК Василь, МОГИТИЧ Іван</i>	

СЕКЦІЯ А:

Нафтогазова інженерія

(буріння свердловин, видобування нафти і газу;
машини нафтогазового профілю, транспортування нафти і газу)

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПІДХОДІВ ДО ПІДВИЩЕННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ КОЛОН ГНУЧКИХ ТРУБ КОЛТЮБІНГОВИХ УСТАНОВОК

Олег ВИТЯЗЬ,

д.т.н., професор, директор ІНГІ ІФНТУНГ

vytyaz@nung.edu.ua

Юрій НЕСПЛЯК,

аспірант ІФНТУНГ

Сергій КРАВЧУК,

аспірант ІФНТУНГ

Колтюрінг – одна з найбільш передових технологій ремонту нафтових і газових свердловин, головною особливістю якої є використання колони гнучких труб (КГТ). Термін служби гнучкої труби – важливий параметр, його необхідно постійно оцінювати в процесі експлуатації колтюрінгової установки. Важливим питанням є облік корозійних руйнувань у зв'язку із застосуванням різних хімічних реагентів, особливо кислотних розчинів для обробки привибійної зони пласта за допомогою колтюрінгу.

Підвищення довговічності колони гнучких труб (КГТ) забезпечується двома способами – підвищенням якості їх виробництва і правильною експлуатацією під час роботи. Правильна експлуатація КГТ – це ведення обліку режимів роботи окремих ділянок колони, зокрема, фіксація в документах кількості циклів «розмотування-намотування» для кожного інтервалу колонки із зазначенням величини внутрішнього тиску, при якому було досягнуто це число циклів.

Оскільки основними факторами, що впливають на довговічність трубної колони, є величина тиску рідини і кількість циклів роботи КГТ, то перед проведенням операцій, під час яких необхідно періодично переміщувати колону в межах інтервалу, що обробляється, перед опусканням або підйомом КГТ знижують тиск в трубі до мінімально можливого. Зниження тиску до 7 МПа, призводить до значного збільшення довговічності колони.

Практика використання КГТ свідчить, що поверхневі дефекти на зовнішній поверхні гнучкої труби у вигляді слідів корозії або раковин є центрами утворення втомних тріщин. Для збереження внутрішньої поверхні гнучких труб необхідно нейтралізувати розчин після кислотної обробки з подальшим промиванням водою, ретельно видалити залишки технологічної рідини в колоні труб після її намотування на барабан за допомогою продування або витіснення нейтральною рідиною [2].

В даний час, незважаючи на велику кількість накопиченої інформації про роботу КГТ, немає загальної теорії, що пояснює механізм їх руйнування в процесі експлуатації. Наявність теорії необхідно для правильної оцінки терміну служби труб і можливості прогнозувати їх довговічність в польових умовах. При нормальній експлуатації КГТ, відсутності заводського браку і позаштатних ситуацій в процесі експлуатації, їх довговічність визначається кількістю циклів спуску і підйому до втрати герметичності. Залежно від конкретних умов експлуатації гнучкої труби і режиму роботи колтюрінгової установки небезпечними поперечними перерізами є місця вигинів труб в зонах пластичної деформації при взаємодії з барабаном, направляючою аркою (гусаком) і виході з штовхача (інжектора) у вертикальній ділянці.

На даний час існує декілька підходів до оцінки експлуатаційної надійності КГТ. Аналіз [4] особливості й експлуатації КГТ засвідчує, що найбільш небезпечним фактором, який призводить до їх руйнування є значні циклічні пружно-пластичні навантаження металу під дією згину. Саме в процесі втомних навантажень згідно досліджень [1,5,6] відбувається деградація механічних характеристик конструкційних сталей.

У [6] вивчали закономірності зміни механічних характеристик найбільш поширеної колтюбінгової сталі GT-90 під впливом втомних навантажень. Досліджували зразки круглого поперечного перерізу за схемою кругового консольного згину. За результатами досліджень встановили [6], що закономірності зміни границі текучості, твердості, ударної в'язкості матеріалу КГТ, в умовах малоциклової втоми мають характерні ознаки, які пояснюють поетапний процес руйнування матеріалу:

- інкубаційний, що супроводжується збільшенням щільності дислокацій;
- етап локального накопичення пошкоджень в межах окремих зерен;
- момент зміни механізму адаптації матеріалу до зовнішніх впливів характеризується співвідношенням $\frac{N_i}{N_p} = 0,7$ (N_i – поточна кількість циклів навантаження, N_p – кількість циклів навантаження до повного руйнування матеріалу), при якому відбувається перехід процесу руйнування з мікро- на макрорівень;
- етап поширення магістральної тріщини починається в інтервалі $\frac{N_i}{N_p} = 0,7 \dots 1,0$

У [3,6] запропоновано методику прогнозування довговічності КГТ, яка, на відміну від відомих, здатна відобразити повну історію деформування і накопичення пошкодження конкретних об'єктів, необхідну для його моніторингу. В основу методики покладена система лабораторних і стендових механічних випробувань. У лабораторних умовах досліджували стандартизовані плоскі зразки вирізані з листового прокату сталі А606-4, який використовувався для виготовлення ГТ. За результатами випробувань визначали деформаційні і міцності характеристики сталі в умовах разового і циклічного знакозмінного навантаження. Стендові випробування з використанням промислової установки для дослідження фрагментів ГТ, проводили під тиском і без нього. За результатами експериментів враховували вплив геометрії і технології виробництва труб на їх механічні властивості. Також складовою методики є розроблені в пакеті ANSYS Mechanical спеціалізовані програмні модулі для розрахунку кінетики не пружного деформування фрагмента ГТ в стендових випробуваннях і ділянки ГТ при виконанні типової СПО. Зокрема визначали кути повороту, які повторюють згин та випрямлення ГТ при типовому експлуатаційному циклі враховуючи діаметр барабана, радіус кривизни направляючої, довжину труби в свердловині і тиск у трубі. В рамках експериментальних досліджень вище зазначені результати змінювали з кожним наступним циклом навантаження. Експерименти проводили до повного вичерпання ресурсу труби. Запропонована розрахунково-експериментальна методика прогнозування довговічності колони ГТ відображає індивідуальну історію не пружного деформування і накопичення пошкодження досліджуваної труби. Запропонований підхід дозволяє врахувати особливості роботи колтюбінга при різних величинах тиску та довжині розмотуваної у свердловину труби.

Список використаних джерел

1. Поліник М. М., Ясюк В. М., Яремійчук Р. С. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні. Львів: Центр Європи. 2014. 336 с.
2. Del Carmen Perez J., Lopez J., Martinez A., Solis U., Deolarte C. Evolution of coiled tubing industry in offshore mexico over the last decade. Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. 2014. P. 13–25.
3. Сиротюк А. М., Витязь О. Ю. Корозійно-втомна пошкоджуваність тривало експлуатованих гнучких труб колтюбінгових установок. Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій: 6-а міжн. наук.-техн. конф., 25–26 жовт. 2018 р.: тези доповідей. Львів: КІНПАТРИ ЛТД. 2018. С. 72–73.
4. Ньюман К. Рабочий ресурс непрерывной трубы (колтюбинга). Время колтюбинга. 2004. № 10. С. 48–52.
5. Belugina E. A., Popov S. I., Khudyakova N. A. Nonuniformity of distribution of residual microstrains during cyclic deformation. Strength of Materials. 1982. Vol. 14. P. 895–898.
6. Сиротюк А., Витязь О., Зяя Я. Корозійно-втомна пошкоджуваність гнучких труб колтюбінгових установок: методи та підходи до оцінювання. Mining of Mineral Deposits. 2017. Vol. 11, Is. 4. P. 43–50.
7. Витязь О. Ю., Грабовський Р. С. Оцінка характеристик опору поширення корозійно-втомних тріщин тривало експлуатованого металу буриньних труб. Прикарпатський вісник НТШ. Число. 2020. №1 (59). С. 111–122.

ПІДВИЩЕННЯ РЕСУРСУ НАСОСНИХ ШТАНГ З ЕКСПЛУАТАЦІЙНИМИ ДЕФЕКТАМИ

*Богдан КОПЕЙ,
Галина КРЕЧКОВСЬКА,
Ігор КОПЕЙ,
Оксана МАРТИНЕЦЬ
ІФНТУНГ*

Вступ

Насосні штанги є важливим елементом в системі приводу штангових насосів. Штанги насосні є одним з найбільш вживаних матеріальних ресурсів у нафтовій промисловості і від їх надійності та довговічності залежить величина видобутку нафти та її собівартість при експлуатації свердловин. Саме тому збільшення експлуатаційного ресурсу насосних штанг є одним з важливих факторів зниження матеріальних і фінансових витрат при видобутку нафти. В останні роки в нафтовій промисловості України постійно зростає діючий фонд механізованих свердловин, з яких більше половини складають свердловини, обладнані штанговими свердловинними насосами. Зростання числа аварій, що припадають на штангові колони, вказує на необхідність контролю стану штанг, особливо в процесі їх ремонту, що дозволить зменшити їх аварійність, а іноді і попередить її.

Стан проблеми та постановка задач досліджень

Зростання числа аварій, що припадають на штангові колони ШСНУ, вказує на необхідність якісного ремонту насосних штанг, що дозволить зменшити їх аварійність, а іноді і попередить її.

Змінні напруження у штангах змінюються за асиметричним циклом і приводять до явищ корозійної втоми. Корозійно-втомне руйнування насосних штанг характеризується зародженням, розвитком тріщини і раптовим обривом в ослабленому перерізі.

Забезпечення довговічності конструкцій – поняття, яке включає у себе як технологічні, так і конструктивні вимоги. Попередити аварійність насосних штанг за допомогою розроблення сучасних і водночас простих методів ремонту, які забезпечували би їх надійність та довговічність у процесі подальшої експлуатації.

Через значні дефекти велика кількість насосних штанг вибраковується. Необхідно визначити найбільш ефективний технологічний процес ремонту насосних штанг, який забезпечував би їх надійність та довговічність у процесі подальшої експлуатації. Це, в свою чергу, дозволить повернути значну частину насосних штанг в експлуатацію.

Шляхи вирішення

Захист від корозії та корозійної втоми - одна з головних проблем у вирішенні цього питання. Під впливом руйнівних впливів і агресивних середовищ металеві конструкції поступово втрачають первинний зовнішній вигляд і свої якості. У таких випадках дуже гостро постає питання про захист металу від корозії та корозійної втоми. Корозія роз'їдає метал, роблячи непридатним його подальше використання та експлуатацію. Корозійна втома полягає у зародженні та рості тріщин. З плином часу це призводить до зниження міцності, а в ряді випадків і до руйнування металевих виробів. Швидкість корозійно-втомних процесів залежить від умов, в яких виготовляються та експлуатуються вироби. Оскільки усунути вплив експлуатаційних чинників на металеві конструкції практично неможливо, то й корозію та корозійну втому слід визнати вічним супутником металу.

Пропонується використання під час ремонту штанг технології їх зміцнення шляхом нанесення захисного поліуретанового покриття. Описана технологія дасть можливість збільшити ресурс відремонтованої штанги в процесі подальшої її експлуатації.

Корозійні та корозійно-втомні процеси обладнання підземної частини штангових насосних установок для видобування нафти є причиною значних витрат коштів і часу на ремонт, заміну обладнання і виконання спуско-підій- мальних операцій. Це пояснюється високою концентрацією солей та кислих газів у продукції пласта, застосуванням корозійно-агресивних рідин, що закачуються в свердловину. Отже, корозія, корозійна втома, знос і парафінізація та відкладення АСР на поверхні підземної частини обладнання установки штангових насосів – важливі проблеми, вирішення яких дасть змогу знизити витрати на експлуатацію та ремонт обладнання. Знайомство з сучасною ситуацією на нафтовидобувних промислах України дає підставу стверджувати, що затребуваними на сьогодні методами профілактики та боротьби із корозійним руйнуваннями та парафінізацією мають бути:

- технологічно простими;
- такими, що можуть здійснюватись в умовах промислу без передання обладнання в капремонт чи замовлення спецтехніки;
- недорогими (маловитратними).

Захист від корозії, зношення, корозійної втоми шляхом застосування покриттів - найпоширеніший спосіб у промисловості. Ізоляція металу від корозійного середовища шаром нанесеного на нього захисного покриття перешкоджає діяльності гальванічних мікроелементів на поверхні металу і тим самим захищає від корозії та зношення.

Антикорозійні поліуретанові покриття – покриття, що мають високу адгезію до металів (алюмінієвим і магнієвим сплавам, сталі, титану, цинку) і неметалів (бетону, дереву, склопластикам), володіють достатньою пружністю, стійкістю до стирання і зносу, стійкістю до старіння, радіаційною стійкістю, стійкістю до дії атмосферних чинників, води, кислот, лугів, розчинників.

Поліуретани - один з нових видів полімерних матеріалів, що мають велике промислове значення. До поліуретанів відносять високомолекулярні сполуки, що містять значну кількість уретанових груп, незалежно від будови іншої частини молекул. Зазвичай ці полімери одержують при взаємодії поліізоціанатів з речовинами, що мають кілька гідроксильних груп.

Результати випробувань показали, що покриття на основі пенополіуретанів ППУ- 3Н і ППУ-304Н надійно забезпечують захист від корозії дуралюміну Д-16, а також вуглецевої сталі (кадмійованої і оцинкованої), але не забезпечують захист від корозії вуглецевої сталі, що не піддалась кадмуванню або цинкуванню (на деяких зразках після 3 місяців випробувань були виявлені сліди корозії). Пенополіуретан ППУ-304Н не забезпечує захист дуралюміну Д-16. Очевидно, для захисту від корозії цих металів необхідно розробити спеціальні рецептури пінополіуретанів, до складу яких входять відповідні інгібітори корозії.

Поліуретан може володіти різною твердістю, в тому числі і дуже високою (необхідної для багатьох механізмів), але одночасно зберігає деяку еластичність, яка дозволяє твердим частинкам переміщатися по поверхні деталі без подряпин і подальшого руйнування. Еластичне покриття так само в значній мірі нейтралізує вібраційні й ударні впливи, запобігаючи їх передачі на підшипники та інші частини обладнання та володіє значною стійкістю до дії кислот, різних розчинників, масел, бензину, озону, інших руйнівних речовин, що дозволяє захистити деталі механізмів, де постійно використовуються подібні речовини.

Поліуретанове покриття відрізняється дуже низьким зношуванням і високим опором до розриву і багаторазових деформацій. Покриття надовго продовжує термін служби деталей, а в разі його зносу, деталь очищається і покриття можна наносити знову. Пропонується використання комбінованого покриття для захисту насосних штанг від корозії, корозійної втоми, зносостійкості. Перший шар - металізаційне покриття, другий - склотканина, третій - поліуретан. Таке покриття разом з високими антикорозійними властивостями має добрі фізико-механічні властивості, а також володіє стійкістю до дії агресивних середовищ.

Для оцінки можливості відновлення ресурсу насосних штанг з експлуатаційними дефектами був проведений експеримент. Серію зразків з нових насосних штанг (5шт.) випробовували на опір корозійній втомі і вирощували в їх тілі тріщини при дії змінних напружень різної величини, що відповідали діапазону можливих експлуатаційних навантажень.

Під час контролю елементів штанг насосної колони використовували магнітопорошковий метод.

Для перевірки на наявність поверхневих дефектів типу «тріщина» було представлено три фрагменти насосних штанг, що включали головку штанги і частину тіла. Для їх ідентифікації на квадратних шийках нанесені позначення «1», «2», на двох штангах, та без позначення на третій штанзі. Матеріал штанг – вуглецева та низьколегована термооброблена сталь 20Н2М, що нормується ГОСТ 13877-96. За магнітними властивостями дана сталь відносять до магнітожорстких матеріалів.

Для намагнічування зразків штанг використовували магнітний дефектоскоп ПМД-70 (рис. 1) (блок управління № 396 та блок імпульсний № 378 по ТУ25-06.1604-79) для формування намагнічуючого струму з пристроями для намагнічування постійним магнітним полем, що входять в комплект дефектоскопа: соленоїд (рис. 1) – для намагнічування вздовж осі штанг та приставний електромагніт (рис. 2) для намагнічування поперек осі.

Для індикації та візуалізації місць розташування, визначення форми та протяжності дефектів типу порушення суцільності застосовували рідкий магнітний аерозоль (магнітну суспензію чорного порошку) MR 76 S фірми MR® Chemie GmbH (Німеччина). Для виявлення, огляду та аналізу дефектів застосовувалась оглядова лупа ЛПК-471 (2^х).



Рисунок 1 – Магнітний дефектоскоп ПМД-70



Рисунок 2 – Приставний електромагніт

Реалізація технології контролю проводилась у відповідності до:

- ГОСТ 21105 «Контроль неруйнівний. Магнітопорошковий метод»;
- ISO 6933;
- PrEN 13262;
- DIN EN ISO – 9934 – 1, 2, 3;
- AAR M 107.

У даних умовах проведення контролю забезпечувалась умовна чутливість магнітопорошкового контролю "В" згідно з ГОСТ 21105, що забезпечує виявлення поверхневих дефектів мінімальної умовної довжини 2 мм з шириною розкриття не менше 25 мкм.

Технологічний процес контролю заданих штанг включав такий перелік операцій:

1. Підготовка об'єктів контролю. З поверхні ділянок контролю штанг (тіло та піделеваторний борт) було видалено пил, продукти корозії і інші забруднення. Поверхні із залишками забруднення очищалися вручну за допомогою металевих щіток з незначними натискними зусиллями і мийних засобів. Оскільки дані об'єкти контролю характеризувалися темною поверхнею і передбачалося проводити контроль із застосуванням чорного магнітного порошку, то на очищену і знежирену контрольовану поверхню було нанесено фонове покриття завтовшки до 20 мкм аерозольною білою фарбою-контрастом MR 72 фірми MR® Chemie GmbH (Німеччина), що забезпечило необхідний контраст дефектів на фоні поверхні зразків.

2. Підключення, налаштування та перевірку роботоздатності дефектоскопа проводили згідно керівництва з експлуатації, що входить в комплект дефектоскопа. Перевірку роботоздатності дефектоскопу і якості дефектоскопічних матеріалів здійснили за допомогою стандартного зразка РСО-МД-15-09 згідно ГОСТ 21105-87.

3. Для намагнічування контрольованих зразків застосовували полюсне поздовжнє (соленоїдом) та поперечне (приставним електромагнітом) намагнічування для виявлення поперечних па поздовжніх відносно осі штанг тріщиноподібних дефектів. Враховуючи особливості матеріалу штанг, контроль проводився по залишковій намагніченості. Струм намагнічування – постійний, величини

струмів 15 А – при намагнічуванні приставним електромагнітом, 45 А – при намагнічуванні соленоїдом.

4. Магнітна суспензія наносилась після намагнічування аерозольним способом із аерозольного балона ємкістю 500 мл – так званий мокрий спосіб нанесення індикаторного порошку.

5. Після стікання залишків суспензії з поверхні контрольованих штанг проводився візуальний огляд поверхонь із застосуванням оглядової лупи двократного збільшення. Огляд проводився при комбінованому видимому освітленні яскравістю не менше 1000 лк.

6. Виявлені в ході контролю тріщиноподібні дефекти фіксувалися на цифрову фотокамеру і зберігалися в ПК для їх подальшого аналізу. Результати контролю представлені на фотознімку (рис. 3).



Рисунок 3 – Тріщини втоми, утворені в тілі штанг після випробувань при змінному напруженні $\sigma=140$ МПа

Випробовування штанг проводили на втомній машині ЗКШ-25 на протязі часу, який складає 50...75 % довговічності штанг з початку навантаження до поломки. На рис. 4 приведені криві втоми штанг до повного руйнування (крива 1) і з вирощеними в їх тілі дефектами до 50...75 % ресурсу (крива 2). Потім зразки знімали з машини, проводили дефектоскопію і робили нанесення поліуретанового покриття на поверхню штанги.

Наступні випробування відновлених таким методом штанг, які проводили при більш високих напруженнях (на 25 % вище раніше діючих), показали значне підвищення їх ресурсу в порівнянні з незміцненими зразками (крива 4 на рис. 4). Границя обмеженої витривалості відновлених штанг збільшилася в 1,5...2,0 рази при низьких рівнях напружень (70-150) МПа і в 4...10 раз при високих рівнях напружень (150-250) МПа. При дії змінних напружень біля 250 МПа ресурс відновлених штанг досягає ресурсу нових зміцнених штанг і навіть може перевищити його (крива 3 на рис. 4).

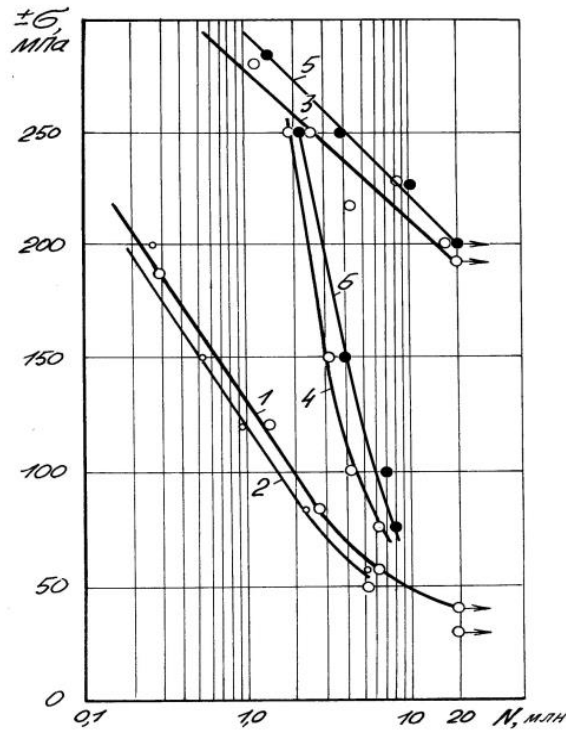
Випробування підтвердили можливість відновлення насосних штанг з експлуатаційними дефектами за рахунок значного гальмування їх росту. Ефективність ремонту штанг з дефектами визначали за формулою:

$$k = N_p/N, \quad (1)$$

де N_p – довговічність відремонтованих штанг, які мають дефекти типу втомних тріщин; N – довговічність нових стандартних штанг.

Відновлення технічних характеристик ШН і збільшення обсягів ремонту штанг після тривалої експлуатації можливо методом знімання верхнього шару металу шляхом проточування, тобто ліквідація наявних коротких тріщин, що утворилися в процесі експлуатації. Відомо, що короткі тріщини практично не впливають на межу втоми сталі і діаграма Кітагави показує, які дефекти можуть бути небезпечні з точки зору втомної міцності (рис. 5).

Експериментально доведено, що відновленню піддаються насосні штанги, які мають глибини корозійно-втомних тріщин до 2-3 мм, максимум до 4 мм, коли величина ефективності $k > 1$ (рис. 6).



1 – до повного руйнування, 2 – з вирощеними в тілі дефектами до 75-90 % повного ресурсу, 3,5 – нові штанги, та 3 поліуретанове покриття в повітрі, 4 – з тріщинами, відновленими поліуретановим покриттям та металізаційне цинкування, 6 – запропонованим методом

Рисунок 4 – Криві втоми (3,5) та корозійної втоми насосних штанг діаметром 22 мм з сталі 20Н2М серійних (1,2) і з поліуретановим покриттям (5,6)

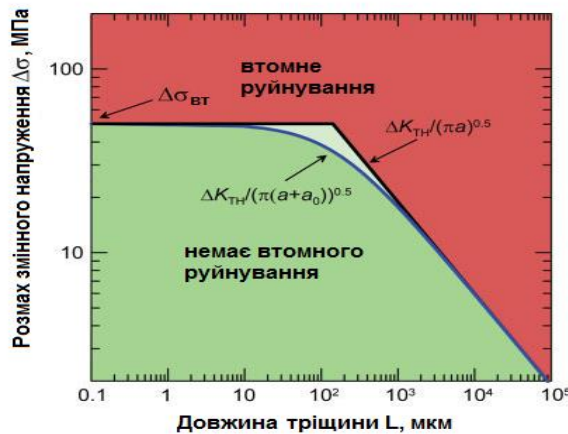


Рисунок 5 – Діаграма Кітагави для сталі при циклічному навантаженні до $N=10^6$ циклів пороговим розмахом коефіцієнта ΔK_{th} (межа втоми – $\Delta\sigma_{em}$)

Недопустимо відновлення комплексним методом насосних штанг з дефектами глибиною $h_e > 4$ мм. Наприклад, при $h_e = 6,2$ мм ефективність ремонту різко знижується і її значення складає величину менше 1 ($k = 0,84$), тобто ресурс зміцнених штанг з дефектом вказаної глибини менше ресурсу серійних штанг при нанесенні поліуретанового покриття допустимо відновлених.

Критичні розміри дефектів у даному випадку близькі до запропонованих раніше і можуть бути критеріями насосних штанг з дефектами до глибини 5 мм, відбракування при ремонті, які були в експлуатації.

На основі проведених експериментів запропоновано рівняння експоненційної регресії, яке дозволяє визначити ефективність ремонту k в залежності від глибини зміцненої втомної тріщини:

$$k = 5,65e^{-0,49h_e} \quad (2)$$

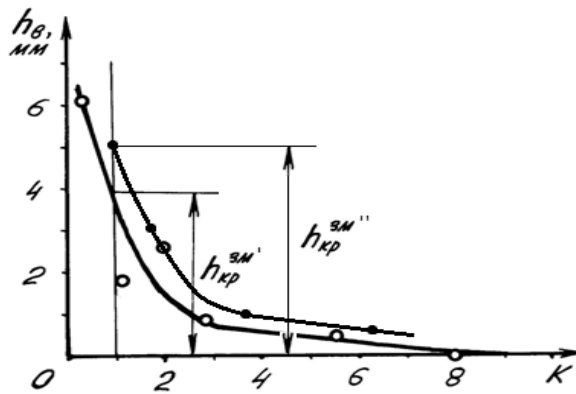


Рисунок 6 – Залежність ефективності ремонту k насосних штанг комбінованим методом від глибини корозійно-втомної тріщини h_0 , та нанесенням поліуретанового покриття

Насосні штанги, які проробили певний час у свердловині, також можливо відновити шляхом нанесення полімерних покриттів чи металополімерів. В таблиці 1 приведені результати лабораторних випробувань штанг, які відпрацювали в свердловинах.

Таблиця 1 – Довговічність відпрацьованих у свердловині насосних штанг після нанесення полімерного поліуретанового покриття

Діаметр штанг $d, \text{мм}$	Довговічність в стендових умовах N , млн циклів/величина змінного напруження, МПа	
	Без покриття	З покриттям
22	0,538/+140	>20/+140
	2,938/+140	>50/+140
25	4,00/+100	>28/+200
	13,52/+80	>20/+250

Висновок

На підставі аналізу результатів випробувань нових і відпрацьованих у свердловинах насосних штанг можливо зробити висновок, що нанесення поліуретанового покриття збільшує довговічність штанг в декілька раз. Таким чином, зміцнення нових і насосних штанг, які були в експлуатації, дозволяє значно підвищити довговічність перших і продовжити час роботи штанг, які проробили певний час в агресивних середовищах в нафтових свердловинах. Це, в свою чергу, дозволить скоротити витрату штанг, які вводяться в експлуатацію.

Список використаних джерел

1. Копей Б. В., Федорович Я. Т. Устранение технологических и эксплуатационных дефектов насосных штанг с одновременным их упрочнением. Обзорная информация, ВНИИОЭНГ. М., 1987. 42 с.
2. Копей Б. В., Копей В. Б., Копей І. Б. Насосні штанги свердловинних установок для видобування нафти. Монографія. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. 406 с.
3. Копей Б. В., Стефанишин О. І., Стефанишин А. Б., Підвищення ефективності нафтогазпромислового обладнання: монографія. Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2019. 375 с.

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ТА ПІДГОТОВКИ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ КОХАНІВСЬКОГО РОДОВИЩА З МЕТОЮ ВИРОБНИЦТВА БІТУМУ

Тарас ШУМІЛІН

*к.т.н, провідний інженер управління підготовки нафти і газу
науково-дослідного і проектного інституту (НДПІ)*

ПАТ "Укрнафта"

shumilintaras@gmail.com

Олександр КІНДРАТ

*д.т.н, професор, проректор з наукової роботи ІФНТУНГ
rengr@nung.edu.ua*

За результатами проведених досліджень, встановлено, що існуючі умови розробки родовищ високов'язких нафт в Україні, не сприяють розвитку видобутку такої нафти, зокрема, на такому родовищі, як Коханівське. Про це вказують поточні коефіцієнти нафтовилучення (треба вказати значення), система розробки родовища наявними на родовищі свердловинами. В цілому, такі родовища можуть стати цінним джерелом нової продукції – високоякісного бітуму. Для цього необхідно впроваджувати на родовищі комплексну технологію з видобутку, збору, підготовки та переробки нафти. Дана технологія потребує інноваційних рішень з вдосконалення процесу підготовки нафти на родовищі з врахуванням фізико-хімічних характеристик нафти, обводненості продукції свердловин та умов розробки родовища. Для інтенсифікації підготовки високов'язкої нафти Коханівського родовища на родовищі з метою виробництва бітуму запропоновано здійснити попереднє оброблення нафтової емульсії родовища хвильовим полем з застосуванням технології електрогідророзряду на основі ефекту Юткіна. Основні інноваційні рішення при впровадженні запропонованої технології під час підготовки високов'язкої нафти можуть бути наступні:

1. Генеровані хвильові поля при електрогідролінійній обробці можуть по різному впливати на важку нафту викликаючи нові ефекти, які будуть впливати на зміну в'язкості, густини, температури застигання її, тощо), які можуть бути в подальшому підґрунтям для розробки нових технологічних процесів.

2. Залежно від інтенсивності дії хвильового поля при електророзрядних обробках вуглеводневих рідин можливо утворення різноманітних вуглецевих матеріалів тип яких визначається вуглеводневою сировиною (нафтою) [23-30]. У роботі [23] та [24] наведений можливий механізм утворення деструкції молекул вуглеводневої сировини.

3. Слід очікувати що електророзрядна технологія заданої регульованої інтенсивності покращить підготовку високов'язкої нафти яка ведеться з застосуванням великої кількості хімреагентів – деемульгаторів а також позитивно вплине на якість бітуму який буде отриманий з підготовленої нафти.

Виробництво бітуму безпосередньо на території родовища забезпечить:

- інтенсивнішу розробку родовища з нарощування видобутку нафти, шляхом буріння і введення в дію нових свердловин;
- необхідність проведення додаткових геологорозвідувальних робіт покладів нафти та газу на ліцензійній ділянці родовища, з метою пошуку нової сировини;
- зменшення затрат на підготовку нафти та її транспортування;
- спрощення процесів переробки нафти на НПЗ;
- зменшення забруднення навколишнього середовища в результаті ліквідації викидів сірчистих сполук в атмосферу;
- цільове поєднання видобутку підготовки та переробки нафти на місці в одній технологічній точці;
- використання світлих дистилатів як розчинника важких нафтових залишків і високов'язких нафт, що дасть можливість збільшити об'єм видобутку нафти;
- раціональне використання природного потенціалу нафтових родовищ України;
- гарантований ринок збуту бітуму, як будівельного матеріалу для автодоріг Західного і Східного регіону України;
- організацію нових робочих місць.

ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК СПІНЮВАННЯ ПАР ЗА МЕТОДОМ РОСС-МАЙЛСА

Андрій ГРИЦАНЧУК

канд. техн. наук, доцент ІФНТУНГ

andrii.hrytsanchuk@nung.edu.ua

Валентин ГРИЦАНЧУК

викладач, полковник ІФНТУНГ

Денис МАКСИМ'ЮК

студент ІФНТУНГ

Основними статичними методами визначення піноутворюючих характеристик ПАР є : 1) метод по ГОСТ 6948-70 (згідно цього методу піну готують шляхом продування повітря і визначають кратність та стійкість піни); 2) метод Росс-Майлса (піну готують способом виливання, виливаючи 200 мл розчину ПАР на поверхню того ж розчину (50 мл) через калібрований капіляр діаметром $1,9 \pm 0,02$ мм з висоти 450 мм. Потім вимірюють в термостатованих умовах висоту стовпа отриманої таким чином піни (в мм) зразу ж після виливання (H_0) і через 3, 5 і 10 хвилин (H_3 , H_5 і H_{10} .); 3) визначення стійкості піни з використанням стволів ГВП-100 і ГВП-700.

Згідно першого методу – по ГОСТ 6948-70 – для проведення дослідів використовується лабораторна установка, що складається з градуйованої скляної колонки внутрішнім діаметром $20 \cdot 10^{-3}$ м із скляним пористим фільтром в нижній частині, в яку заливається $20 \cdot 10^{-6}$ м³ досліджуваного розчину ПАР. Для спінювання розчину через колонку знизу вгору пропускається повітря при постійному тиску і постійній температурі. Після проходження $1 \cdot 10^{-3}$ м³ повітря подача його в колонку припиняється і визначаються характеристики утвореної піни – кратність і стійкість піни.

Для оперативного визначення оптимальної концентрації різних спінюючих ПАР при певних умовах за значенням критичної концентрації міцелоутворення можна використати метод.

В.С.Воробйова та ін. запропонували використовувати на Оренбурзькому родовищі комплексний інгібітор гідратуутворення і корозії (КІГІК). Як інгібітор гідратуутворення використовується метанол, а як інгібітор сірководневої корозії - И-25-Д, Донбас - 1, Visco-904. Але у зв'язку зі збільшенням виносу пластової мінералізованої води з'явилося додаткове ускладнення – солевідкладення. Тому, до складу КІГІКа додатково вводиться інгібітор солевідкладення – нітрилотриметил-фосфоновна кислота (НТФ).

Харківським політехнічним інститутом розроблений комплексний інгібітор, до складу якого входять вспінювач АО, карбамід (мочевина) та інгібітор гідратуутворення – хлористий кальцій.

Перспективним напрямком досліджень в області боротьби з корозією газо- промислового обладнання та солевідкладеннями в умовах утворення гідратів та обводнення свердловин є розробка комплексних інгібіторів для одночасного захисту від корозії, гідратуутворення і солевідкладення та забезпечення виносу пластової води із вибою свердловини. Так, у ВНПІ розроблено інгібітор ІКІНГ. Він застосовується для захисту від корозії свердловинного обладнання газових і нафтових родовищ, що містять кислі компоненти (сірководень, вуглекислий газ, органічні кислоти). Розчин цього інгібітора у воді набуває властивостей комплексного інгібітора корозії і гідратуутворення. Інгібітор ІКІНГ відрізняється від імпортного інгібітора ВІСКО-904 тим, що не викликає ускладнень режиму роботи вітчизняного технологічного обладнання.

Список використаних джерел

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.
2. Розробка комплексного інгібітора для боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин. Р. М. Кондрат, М. О. Псюк, Я. Д. Климишин, І. В. Копач, С. В. Манюк. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Державний міжвідомчий науково-технічний збірник. Івано-Франківськ, 2002.
3. Інтенсифікація видобування вуглеводнів в ускладнених умовах експлуатації газових і газоконденсатних свердловин використанням комплексного інгібітору. Р. М. Кондрат, М. О. Псюк, І. В. Копач, В. І. Іваненко, А. Г. Кукуєв. Збірник наукових праць. Науково-практична конференція „Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України”. Івано-Франківськ, 2003.

ВСТАНОВЛЕННЯ НОРМУВАННЯ ВИТРАЧАННЯ ІНГІБОРИВ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ

Андрій ГРИЦАНЧУК

канд. техн. наук, доцент ІФНТУНГ

andrii.hrytsanchuk@nung.edu.ua

Василь ІЛЬЧИШИН

старший викладач, підполковник ІФНТУНГ

Уперше про газові гідрати, що ускладнюють експлуатацію газотранспортного і газопромислового обладнання, стало відомо 1934 р. із публікацій американського вченого І. Г. Гаммер-Шмідта, а згодом (1946 р.) І. Г. Стрижакова.

Як відомо зі світової практики, у нафтогазовій галузі для попередження утворення кристалогідратів і руйнування вже утворених кристалогідратів як реагент застосовують метанол.

Зокрема, в Україні для цього використовують більше ніж 10 тис. т метанолу на рік. Разом з тим, що метанол є найбільш ефективним реагентом під час здійснення технології видобування природного газу, він характеризується високою токсичністю та пожежонебезпечністю. Значна його частина потрапляє у навколишнє середовище, що може мати негативні наслідки для флори та фауни.

Пошук альтернативних інгібіторів гідратоутворення обумовлений високою токсичністю метанолу. В Україні з цією метою використовується розчин природного бішофіту, промисловий видобуток якого здійснюється на декількох родовищах. У той же час, наявність у складі такого розчину домішок сульфатних і карбонатних іонів ускладнює його застосування, внаслідок утворення нерозчинних сполук, в першу чергу – гіпсу. Неодноразово виникали проблеми, пов'язані з закупоркою технологічного обладнання.

Розчин бішофіту також широко застосовується в якості технологічної рідини на різних етапах закінчування свердловин. Видалення з його складу сульфатних і карбонатних іонів дозволяє знизити ризик забруднення продуктивних пластів.

Незважаючи на те, що впродовж багатьох років ведеться пошук реагентів-замінників [1-3], серед яких виділяють гліколи, солі (дихлорид кальцію, дихлорид магнію), на сьогодні не знайдено повноцінного аналога метанолу у технологічних процесах видобування і підготовки природного газу. Тому дослідження, спрямовані на часткову чи повну заміну метанолу, є важливими та актуальними не лише для вітчизняної нафтогазової промисловості.

Для запобігання утворенню та боротьби з газовими гідратами в системах збору і промислової обробки пропонується ряд вітчизняних аналогів метанолу:

1. «ІГК – інгібітор гідратоутворення комплексний» (ТУ У 14.4-23557449-006: 2008) [4].

ІГК отримують з розчину природного бішофіту, шляхом седиментаційного осадження сульфатних і карбонатних іонів внаслідок обробки хлоридом кальцію.

На відміну від традиційного ігібітора гідратоутворення на основі метанолу - не токсичний і екологічно повністю безпечний;

Відсутність у складі ІГК сульфатних і карбонатних іонів виключає утворення нерозчинних сполук і закупорювання технологічного обладнання;

Має низьку температуру замерзання (для розчинів з густиною 1280 кг/м³ - нижче 50°C).

Має порівняно низьку корозійну активність.

2. «РЕНА – КРИСТАЛ» (ТУ У 24.1.-30084964-006:2005) [5].

Крім цього, інгібітор гідратоутворення "РЕНА-Кристал" є ефективним інгібітором корозії.

Забезпечує у порівнянні з метанолом в 2,5 – 4 рази меншу норму витрат.

Не викликає корозію газопромислового устаткування.

Розкладається у ґрунті, не забруднюючи його.

Використання інгібітора дає можливість забезпечити:

- зменшення питомих витрат інгібітора гідратоутворення в порівнянні з метанолом;

- здешевлення транспортних витрат по доставці інгібітора;

- антикорозійний захист внутрішніх поверхонь газопроводу та обладнання.

Зменшити:

- ризик виникнення аварійних ситуацій екологічного характеру;

- шкідливі викиди в атмосферу та ґрунт.

3. «РЕНА – КРИСТАЛ» (концентрат) (ТУ У 24.1.-30084964-006:2005) [6].

Високоєфективний інгібітор гідратуутворення "РЕНА – Кристал" (концентрат) використовується у вигляді 3-5 %-го розчину пакету присадок, який розчиняється в метанолі.

Крім цього інгібітор гідратуутворення "РЕНА - Кристал" (концентрат) має антикорозійні властивості та є інгібітором асфальто - смолистих відкладень (АСПВ).

Забезпечує у порівнянні з метанолом в 2,5 - 4 рази меншу норму витрат.

Не викликає корозію газопромислового устаткування.

Розкладається у ґрунті, не забруднюючи його.

Використання інгібітора дає можливість:

– забезпечити зменшення питомих витрат інгібітора гідратуутворення в порівнянні з метанолом; здешевлення транспортних витрат по доставці інгібітора.

– зменшити ризик виникнення аварійних ситуацій екологічного характеру; шкідливі викиди в атмосферу та ґрунт.

4. Експериментальні інгібітори суміші Кінг 1–Кінг 12 [1]

Дослідженнями у лабораторних умовах встановлено, що за наявності деяких речовин при від'ємних температурах спостерігається збільшення часу утворення кристалогідратів води з вуглеводнями. Доведено, що створені композиції інгібують утворення кристалогідратів із захисним ефектом у межах 97–193 % порівняно з метанолом. Встановлено, що розробленими композиціями можна частково, а у деяких випадках повністю, замінювати метанол у технологічних процесах, в яких утворюються кристалогідрати. Показано, що розроблені інгібітори гідратуутворення також проявлять у досліджених середовищах властивості інгібіторів корозії, тому їх можна віднести до комплексних інгібіторів.

References

1. Мельник А. П., Кривуля С. В., Крамарев С. О., Малік С. Г., Марценюк Т. І., Діхтенко К. М. Дослідження інгібіторів гідратуутворення для заміни метанолу. Нафтогазова галузь України. 2014. № 5. С. 20-21.

2. Vu V.Q., Suchaux P.D., Fürst W. Use of a predictive electrolyte equation of state for the calculation of the gas hydrate formation temperature in the case of systems with methanol and salts. Fluid Phase Equilibria. 2002. V. 194–197. pp. 361–370.

3 Masoudi R., Tohidi B. Estimating the hydrate stability zone in the presence of salts and/or organic inhibitors using water partial pressure. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2005. V. 46. № 1–2. pp. 23–36.

4. Розробка і сервіс бурових промивальних рідин. Геосинтез Інженірінг. Електронний ресурс. <http://gse.ua/produktsiya/sistemi-promivalnikh-ridin/274-igk-ingibitor-gidratoutvorennya-kompleksnij.html>. <http://surl.li/kxpvw>.

5. Науково-виробнича компанія Галичина. Розробка та виробництво високоєфективних нафтохімічних продуктів. Рена. Електронний ресурс. <http://rena.ua/product/ingibitor-gidratoutvorennya--rena-kristal->

6. Науково-виробнича компанія Галичина. Розробка та виробництво високоєфективних нафтохімічних продуктів. Рена. Електронний ресурс. <http://rena.ua/product/ingibitor-gidratoutvorennya--rena-kristal--koncentrat->

ДОСЛІДЖЕННЯ НОРМ ВИТРАТ ІНГІБІТОРУ КОРОЗІЇ ДЛЯ ПРОТИКОРОЗІЙНОГО ЗАХИСТУ

Андрій ГРИЦАНЧУК

канд. техн. наук, доцент ІФНТУНГ

andrii.hrytsanchuk@nung.edu.ua

Олександр ХОМАЗЮК

викладач, майор ІФНТУНГ

Досить ефективним в боротьбі проти корозії та одночасно проти парафіновідкладення в нафтових і газоконденсатних свердловинах може стати наступний склад : продукт взаємодії блок-сополімера (БС) оксидів етилену (ОЕ) і пропілену (ОП) з фосфор – або фосфор - і азотвмісними

сполуками - – 20–60; оксіалкільований продукт конденсації алкілфенола з формальдегідвміщуючим компонентом (ФСК) – 20–60 і масло-розчинна неіоногенна поверхнево-активна речовина (мНПАР) – решта. Приведений вище склад розроблений ОАО "НИИПО нефтепром. химии" і характеризується комплексними властивостями : руйнує стійкі водонафтові (водоконденсатні) емульсії (або ж підвищує ефективність деемульгатора при руйнуванні стійких водонафтових емульсій смолистих і високопарафінистих нафт чи конденсатів) та захищає нафто- і газопромислове обладнання від асфальтени-смолопарафінових відкладів і корозії.

Рекомендуються для промислового застосування з метою захисту нафто-промислового обладнання такі реагенти, як СНПХ-6201 "А" і СНПХ-6438 [10]. Доведена можливість використання і висока ефективність нових марок інгібіторів корозії СНПХ на родовищах Західного Сибіру.

Перспективними є також інгібітор корозії ВФИКС-82 (може застосовуватись у водних середовищах з різною мінералізацією) та склад для інгібування корозії в нафтопромислових середовищах, що включає (%) : 65 – 90 продукту взаємодії моноетаноламіна з формальдегідом; 0,1 – 1,0 гідроксиду натрію або калію і решта – третинний аміноспирт і / або аліфатичний спирт С2 – С4. Як третинний аміноспирт склад містить триетаноламін.

Для запобігання та сповільнення корозії, солепарафіновідкладення, винесення рідини з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин розробляються реагенти комплексної дії на основі лугів та інших реагентів.

В різних умовах (різна мінералізація пластових вод, різний вміст діоксиду вуглецю та наявність чи відсутність в продукції свердловини конденсату) в газовій промисловості використовуються також такі інгібітори, як СЕКАНГАЗ-9Б, ГАЗОХИМ, РГУ-1, інгібітори корозії серії «НИИФОХ» (на основі відходів виробництва), інгібітори БКМ, БКФ, ВТІБФОЛ, ИФАНГАЗ, И-25-Д, И-1-А, "Нафтохім", Тарін, ТАЛ, інгібітори корозії – амідні нафтових кислот (АНК , НКТ-І, НКТ-ІІ, АО ; АФФ) , ИВС-4, ФААК і 4 інгібітори корозії (недорогі, нетоксичні, негорючі, нелеткі , що відповідають кращим світовим аналогам) , що були розроблені УкрНДІгазом для умов родовищ Східної України : "И1" – водорозчинний інгібітор, що містить до 95 % активної речовини; "И2-И11" — нерозчинні інгібітори, що володіють захисними властивостями в концентрації 1-1,5 міліграм/л; "1 НКО" – водомаслорозчинний інгібітор; "КИНГ" – комплексний інгібітор корозії і гідратуутворення. Інгібітори корозії УкрНДІгазу в комбінації з ПАР і розчинниками ефективно захищають свердловини від корозії і їх шлейфи від води, газоконденсату і твердих малодисперсних забруднень. Розроблені та випускаються хімічною промисловістю також чимало інших реагентів.

Ефективність дії інгібіторів корозії в промислових умовах визначають одним з таких способів: гравіметричним – за втратою маси зразків-свідків; аналітичним – за зміною концентрації іонів заліза у водяній частині видобутої продукції; електрохімічним – за допомогою корозиметра і давачів, встановлених у трубопроводах; візуальним – за кількістю розривів (загальною та питомою) трубопроводів внаслідок корозії та станом поверхні захищених труб і терміном їх фактичного відпрацювання. Кожний із зазначених способів має свої переваги і водночас недоліки і обмеження у застосуванні, які не завжди враховуються на практиці.

Для оперативного вибору кращого інгібітора корозії із наявних декількох виникає необхідність у створенні способу якісної оцінки інгібітора корозії в лабораторних умовах, який би не вимагав дорогого спеціального обладнання та матеріалів, висококваліфікованих працівників і головне – значних затрат часу. У зв'язку з цим запропоновано новий спосіб визначення ефективності дії інгібіторів корозії – спосіб якісної оцінки ефективності інгібіторів корозії

References

1. http://rena.ua/ingibitory_kor.html.
2. С. Monticelli, in Encyclopedia of Interfacial Chemistry, 2018.
3. Branko N. Popov, in Corrosion Engineering, 2015.

ЗАКОНОМІРНОСТІ ВИПАДАННЯ АСПВ У ПРИВИБІЙНІЙ ЗОНІ ПЛАСТА

Андрій ГРИЦАНЧУК

канд. техн. наук, доцент ІФНТУНГ

andrii.hrytsanchuk@nung.edu.ua

Олександр ДУДНИК

викладач, підполковник ІФНТУНГ

Олег МАЛИЙ

викладач, майор ІФНТУНГ

Боротьба з АСПВ ведеться в двох напрямках: попередження АСПВ введенням в потік нафти різних інгібіторів (зволожувачів, диспергаторів, модифікаторів); видалення АСПВ з допомогою хімічних реагентів і їх композицій.

Значна частка ускладнень при видобуванні нафти і газу відбувається через асфальтеносмолопарафінові відкладення в НКТ. В нафті досить часто міститься така кількість парафіну, який при певних умовах виділяється з неї і відкладається на забої свердловини, в підйомних трубах і у всіх поверхневих спорудах, по яких протікає нафта.

Асфальтеносмолопарафіністи речовини відкладається в ліфтових трубах при всіх способах експлуатації (фонтані, ергазліфтному і глибинно-насосному), зменшує перетин труб і приводить до зниження здобичі нафти. В певних умовах він може відкладатися у викидних лініях і колекторах, в призабійної зоні свердловин, а можливе, і безпосередньо в нафтовому пласті при його заводнюванні холодною водою.

Існують наступні методи видалення парафіну:

- 1) закачування в свердловину розчинників парафіну, наприклад бензолу, бензину, важких дистилатів; часто перед закачуванням розчинники необхідно підігрівати;
- 2) безпосередній підігрів для розплавлення парафінових відкладень;
- 3) попередній нагрів закачуваного газу;
- 4) застосування скребків для видалення парафіну;
- 5) використання вибухових речовин.

Теплові методи дії

Вітчизняна і зарубіжна практика показала, що на родовищах з в'язкою і важкою нафтою теплові методи дії на привибійну зону сприяють збільшенню продуктивності свердловин за рахунок зниження в'язкості нафти і очищення каналів фільтрацій від смолистих, парафінових і інших відкладень.

Відомі наступні способи теплової дії на привибійну зону:

- 1) періодичне закачування в привибійну зону підігрітої рідини (нафти, води, нафтопродуктів);
- 2) періодичне закачування пару;
- 3) періодична або постійна робота вибійних електронагрівачів;
- 4) прогрівання забою свердловини за допомогою газових або рідинних пальників;
- 5) термокислотна обробка привибійної зони.

Обробка паром і гарячою водою. При цьому способі обробки пласта і привибійної зони свердловин теплоносій — пар одержують від джерела пару полустационарних парових котельних і пересувних установок парогенераторів ППГУ-4/120М, «Такума», К.СК; при тиску нагнітання до 40 кгс/см³ використовують парові котельні загального типу з казаном ДКВР і устаткування свердловини (гирлова і внутрішня свердловина).

Отже, на даний час розроблено багато методик для запобігання відкладень асфальтеносмолопарафінових речовин.

Не дивлячись на великі наукові напрацювання вітчизняних і зарубіжних науковців в сфері боротьби з АСПВ, ще не знайдено універсального інгібітору їх видалення. Це пояснюється в основному, різницею в складах АСПВ по родовищам, їх зміні при русі нафти, так і в процесі розробки родовища.

В даний час пошук інгібіторів і розчинників АСПВ, як правило проводиться дослідним шляхом. Велика їхня кількість є досить дорогою, тому склад підбирають з врахуванням економічної рентабельності, наявності сировини в даному нафтоносному регіоні. На практиці для попередження і видалення АСПВ застосовуються різні методи. Серед них найбільш ефективними є механічні, хімічні, теплові та інші методи, як у при вибійній зоні пласта так і в свердловині.

Для боротьби з АСПВ випускаються різними заводами хімічні реагенти на основі органічних і неорганічних сполук різного складу і властивостей.

Наслідки утворення АСПВ вкрай негативні з економічної і технологічної точки зору і виражають в зниженні міжремонтного періоду роботи свердловин, необхідність постійного проведення заходів щодо запобігання і видалення відкладень і загальному подорожчанні процесів видобутку і транспортування нафти.

Нами розглянуто методи виносу важких вуглеводневих сполук у свердловині.

Механічні методи попередження відкладень в совбурі свердловини засновані на використанні труб з різними покриттями: зі скла, емалі, скло-емалі, бакелітно-епоксидних смол, полімерів і склопластикових труб. Для видалення АСПВ механічним методом застосовують скребки, які спускалися на дроті на всю глибину їх відкладення. Видалення АСПВ здійснюється без зупинки свердловини. Застосовуються різні методи приводу скребкових в дію. Найбільш поширені ручний привід, індивідуальний електропривод і пересувна лебідка. При видобутку нафти штангове насосною установкою скребки встановлюють на штангах.

Теплові методи попередження відкладень АСПВ засновані на підтримці температури потоку нафти вище температури насичення її парафіном. Це досягається застосуванням кабелю, що гріє, спуском електронагрівача в свердловину. Для ліквідації відкладень на глибинні застосовуються спеціалізовані пересувні агрегати для депарафінізації свердловин гарячою нафтою 1АДП-4-150 і пересувні парогенераторні установки (ППУ-3, ППУ-3М, 11УА-1200/100), а також метод впливу закачуванням агрегатами ЦА-320 підігрітою в пересувних установках нафти. Економічні показники різних способів, які отримали Найбільшого поширення, істотно розрізняються. Витрати на рік в середньому по Україні на скребки складають, що опускаються на дроті, складають 0,7 тис. грн., Повнота очищення досягає 100 %, на штангові скребки - центратори – 2 тис. грн, повнота - очищення до 100 %. Витрати в середньому по свердловинах складають на захисні покриття складають 5-11 тис. грн, на хімічні методи обробки – 10-15 тис. грн, на тепловий метод обробки – до 22 тис. грн. Аналіз економічних показників свідчить про те, що витрати на тепловий метод обробки більше в 10 раз і більше, ніж на очистку від АСПВ скребками.

Список використаних джерел

1. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах. В. С. Бойко, І. А. Франчук, С. І. Іванов, Р. В. Бойко. Монографія. Київ, 2004. 400 с.
2. В. С. Бойко. Технологія видобування нафти. Івано-Франківськ: Видавництво «Нова зоря», 2012. 827 с.
3. В. С. Бойко, В. Д. Середюк. Методологія експлуатації нафтових свердловин у випадку небезпеки парафіно відкладення ст. 109. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: Всеукраїнський щоквартальний науково-технічний журнал 4(49)/2013 /ISSN 1993 - 9973/173 с.

ЗАСТОСУВАННЯ ГІДРОДИНАМІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ НА ЕТАПІ ОЦІНКИ ТА АНАЛІЗУ ІНВЕСТИЦІЙНИХ ПРОЄКТІВ

Андрій ГРИЦАНЧУК

к.т.н, доцент ІФНТУНГ

andrii.hrytsanchuk@nung.edu.ua

Микола ПІЛКА

провідний інженер з розробки родовищ УГРР НДПІ

ПАТ «Укрнафта»

mykola.pilka@ukr.net

Основними шляхами забезпечення енергетичної незалежності України є нарощування власного видобутку вуглеводнів шляхом розширення можливих джерел видобування вуглеводнів та впровадження нових ефективних видобувних технологій. У сучасному світі одним із найпоширеніших та найякісніших інструментів при прийнятті оперативних рішень у процесі розробки нафтогазових родовищ є тривимірне техніко-геологічне моделювання. Дані моделі вуглеводневих родовищ та їх основна складова гідродинамічна модель дозволяють за короткий термін багатоваріантно оцінити довготривалі процеси розробки у різних технологічних умовах і таким чином побудувати раціональну стратегію подальшої розробки родовища (рисунок 1).

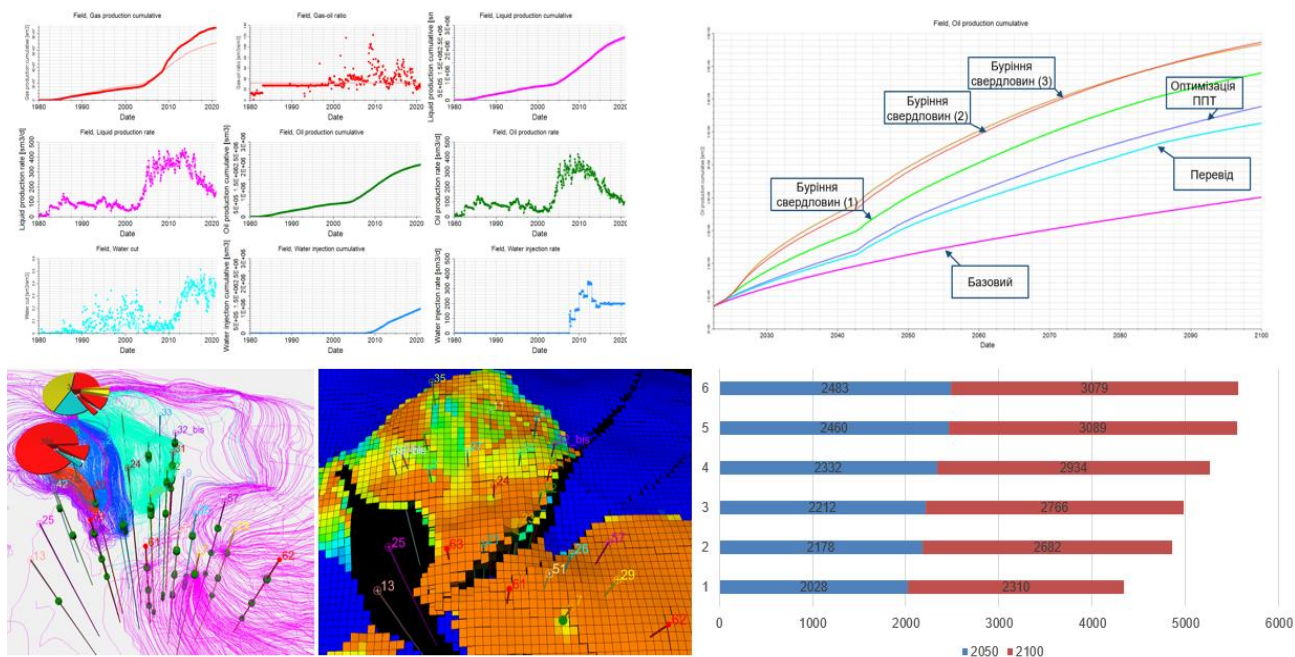


Рисунок 1 – Результати процесу гідродинамічного моделювання

Проте достовірність таких моделей безпосередньо залежить від точності вхідних даних, отриманих в результаті не тільки промислових досліджень, але й підходів до інтерпретації отриманої інформації. Побудова гідродинамічної моделі триває багато часу і вимагає високої кваліфікації інженерно-технічного персоналу, особливо при моделюванні великих об'єктів зі складною будовою та тривалою історією розробки [1].

Освоєння залишкових запасів вуглеводнів потребує відповідного функціонального наповнення системи їх управління. Необхідне виконання таких управлінських функцій: постійно діючий моніторинг розробки родовищ на підставі гідродинамічного моделювання; оперативне оцінювання технологічної ефективності систем розробки родовищ нафти і газу та формування першочергових рекомендацій, спрямованих на їх удосконалення; довгострокове прогнозування рівнів видобутку нафти і газу; застосування технологій локалізації невироблених зон пласта та оптимального розташування ущільнюючих свердловин; економічний моніторинг експлуатації видобувних свердловин у режимі онлайн та виділення фонду нерентабельних свердловин; вибір технологій і методів підвищення продуктивності свердловин [2].

Об'ємна цифрова геолого-технологічна модель нафтогазового родовища ДДз була створена з метою оцінки розподілу в об'ємі початкових запасів вуглеводнів, реалізації гідродинамічної моделі покладів, відтворення історії їх розробки та планування подальшої стратегії видобутку вуглеводнів на родовищі. При формуванні моделі одного з продуктивних покладів родовища з тривалою історією розробки (понад 40 років), було виконано динамічну переобробку та переінтерпретацію наявних сейсмічних профілів, стратиграфічне розчленування всього розрізу відкладів по всіх свердловинах, яке дозволило побудувати структурно-тектонічний каркас, а також по всіх свердловинах в межах родовища виконано поточкову інтерпретацію даних ГДС в інтервалі продуктивного розрізу. Таким чином, до процесу трьох вимірної моделювання нафтогазових покладів залучено кросфункціональну команду з різних напрямків: сейсміка, петрофізика, стратиграфія, геологія та гідродинаміка.

Аналізуючи історію розробки продуктивного покладу особливу увагу приділено організованій системі ППТ на родовищі. При оцінці ефективності процесу заводнення виділено три стадії (рисунок 2).

Перша – відновлення енергетичного потенціалу покладу. Тривалість даної стадії значно менша за наступні, поясненням такої ситуації може бути наявність у колекторі високопроникних фільтраційних каналів. Друга – стабілізація пластового тиску та досягнення піку видобутку нафти. Спостерігається значна розбіжність між дебітом нафти з системою ППТ та без впровадження нагнітання води, тобто наглядно видно значний позитивний вплив використання вторинних методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Третя стадія – поступове зниження об'ємів видобування нафти. Традиційно дана стадія найбільш розтягнута в часі і триває до моменту припинення розробки покладу.

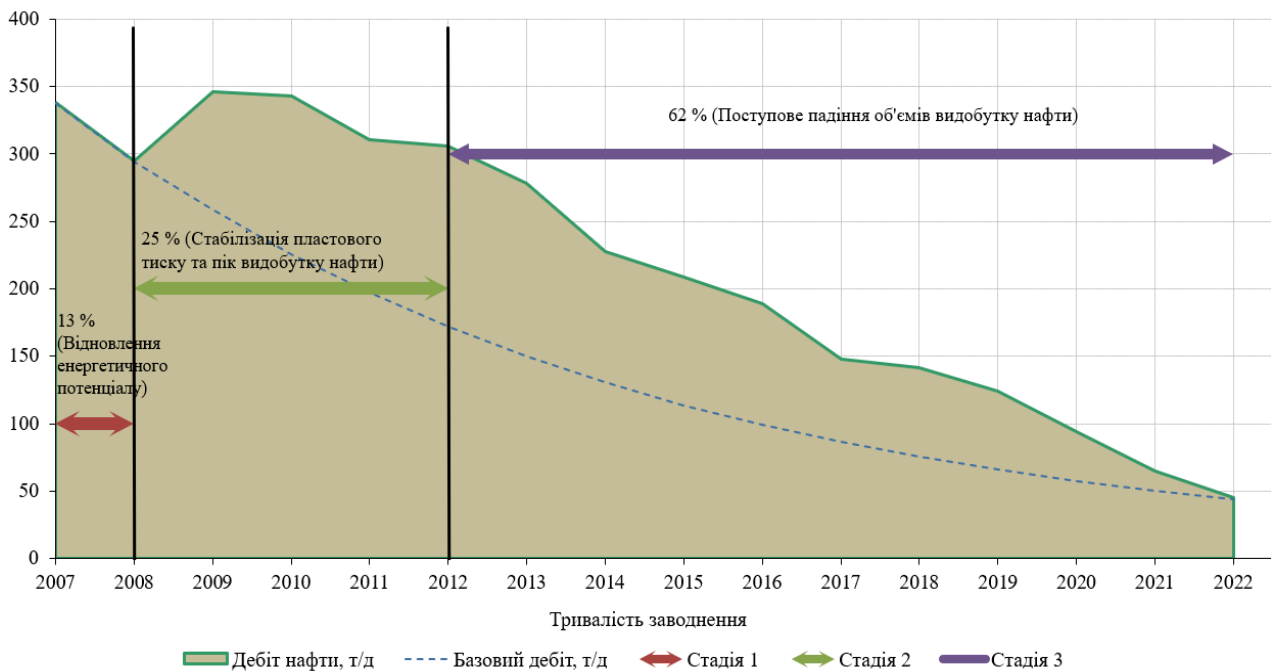


Рисунок 2 – Характеристика процесу заводнення

При формуванні стратегічного плану подальшої розробки продуктивного покладу було розглянуто ряд варіантів з різним набором нагнітальних та видобувних свердловин. Проте найефективнішим виявився варіант з існуючою системою ППТ. Слід зауважити, що при розрахунку прогнозних технологічних показників, накопичений видобуток по запропонованих варіантах є дуже близькими, тобто на даній стадії розробки покладу оптимізація системи ППТ без зміни режиму експлуатації видобувних свердловин не приведе до збільшення видобутку нафти. Таким чином процес гідродинамічного моделювання дозволив уникнути впровадження нерентабельних геолого-технічних заходів.

З метою збільшення кінцевих КВВ на родовищах ДДз, особливо продуктивні поклади яких відносяться до категорії важковидобувних необхідно впроваджувати третинні методи інтенсифікації видобування, а також горизонтальне буріння свердловин. Таким чином використовуючи сучасні інструменти гідродинамічного моделювання в рамках окремого проекту дорозвідки низькопроникних колекторів запропоновано буріння горизонтальної свердловини з довжиною горизонтальної ділянки 450 м та терміном окупності 8 років.

Для продуктивних покладів з високою в'язкістю нафти та активною законтурною водою на завершальній стадії розробки, запропоновано технологічно складний, проте ефективний метод – нагнітання вуглекислого газу. Даний ГТЗ дозволить одночасно зменшити активність пластової води, утворивши штучний бар'єр, а також збільшити рухомість залишкових запасів нафти в напрямку видобувних свердловин.

Діоксид вуглецю характеризується високими витісняючими властивостями завдяки: розчинності в пластових флюїдах (нафті, конденсаті) та, відповідно, збільшенню об'єму нафти при розчиненні в ній діоксиду вуглецю, збільшенню рухомості вуглеводневих флюїдів та зменшенні рухомості пластової води, зниженні міжфазного натягу на межі вуглеводневий флюїд – вода, покращенні змочуваності породи при розчиненні у вуглеводневому флюїді та воді та забезпеченні переходу нафти з плівкового стану в крапельний, збільшенні проникності окремих типів колекторів в результаті хімічної взаємодії карбонатної кислоти із складовими скелету породи [3].

Підсумовуючи викладене вище, варто зауважити, що використання 3D моделювання кросфункціональними командами значно зменшить ризики та підвищить імовірність успішності нафтогазових проектів. Аналіз та оцінка проекту з використанням інструментів гідродинамічного моделювання дозволить уникнути капіталовкладень в низькопродуктивні ГТЗ. Значний потенціал збільшення видобутку вуглеводнів знаходиться у важковидобувних запасах, розробка яких вимагає застосування третинних методів інтенсифікації видобутку. Процеси декарбонізації та інтенсифікації видобування нафти повинні бути взаємопов'язаними.

Список використаних джерел

1. Rapid method for oil-field development assessing / D. Khodanovich, R. Malkosh // Oil Industry Journal. – 2017. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.onepetro.org/journal-paper/OIJ-2017-06-084-087-RU
2. Петрунчак І. М. Організаційно-економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 5. С. 10-12.
3. Матківський С. В., Бікман Є. С., Кондрат О. Р., Бурачок О. В., Матіішин Л. І. Перспективи впровадження технологій підвищення вуглеводневилучення з використанням CO₂ на прикладі Гадяцького родовища. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2022. 3(84). С. 7-16.

ПРОМИСЛОВА ФІКСАЦІЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ

Марія ОРФАНОВА

к.т.н., доцент ІФНТУНГ

maria.orfanova@nung.edu.ua

За рівнем викидів діоксиду вуглецю Івано-Франківська область посідає 4 позицію в забрудненні території України. За даними, у 2021 р. в атмосферне повітря області з викидами надійшло 12,1 млн. т CO₂ [1].

Питання декарбонізації промисловості для підприємств паливно-енергетичного комплексу розглядається у таких основних напрямках [2]: виробництво «зеленого» водню як альтернативного палива, перехід від традиційних джерел енергії до альтернативних, удосконалення технологічних процесів із зменшенням обсягів утворення оксидів вуглецю, комплексне використання мінерально-сировинних ресурсів

Процес декарбонізації промисловості не можливий без вловлювання, захоронення (зберігання), утилізації CO₂, транспортування до місць зберігання або утилізації. І на кожному з цих напрямків виникають свої складності. В той же час кожен з них має свої перспективи, які базуються на оцінці можливостей та потенціалу використання вловленого CO₂.

Процес вловлювання є одним з найбільш важливих етапів декарбонізації, оскільки зменшується обсяги надходження діоксиду вуглецю в атмосферне повітря. При виборі системи вловлювання необхідно враховувати концентрацію CO₂ в газовому потоці та тиск потоку [3]. Удосконалення системи вловлювання діоксиду вуглецю після або до спалювання палива зможуть зменшити викиди газу приблизно до 90 % у порівнянні з стандартними установками. Проте основною проблемою є збільшення використання енергії на 10-180 % в залежності від напрямку використання CO₂ після його вловлювання. Екологічним наслідком буде збільшення кількості інших викидів при збільшенні використання палива. З іншого боку, збільшення використання енергії буде знижувати економічну ефективність технологічного процесу. І ще один момент, що збільшення відокремлення оксидів сірки і азоту буде значно знижувати ступінь вловлювання CO₂.

Діоксид вуглецю може бути використаний з метою підтримки пластового тиску та інтенсифікації нафтогазовидобутку вуглеводнів. Для його зберігання можуть бути використані виснажені нафтогазові родовища, а глибина зберігання має бути понад 800 м. Зберігання CO₂ у геологічних формаціях може викликати наступні екологічні проблеми:

- можливі витоки CO₂ через закинуті свердловини, що буди приводити до збільшення його концентрації у повітрі особливо в понижених формах рельєфу та на територіях із слабкою дією вітру, також можливе розосередженість витоків по території;
- збільшення концентрації CO₂ у верхньому шарі ґрунту, зменшення вмісту кисню та збільшення кислотності ґрунту, що матиме негативний вплив на рослинний покрив;
- можливе безпосереднє потрапляння CO₂ у водоносні горизонти, що сприятиме на зміння фізико-хімічних характеристик.

Тому, при зберіганні CO₂ у глибинних геологічних формаціях необхідне проведення комплексу природоохоронних заходів:

- визначення оптимальних місць зберігання CO₂ з мінімальною вірогідністю витоків CO₂ та визначення потенційних зон витоків CO₂;
- моделювання процесів, які можуть відбуватись у природних резервуарах для зберігання CO₂;

- моделювання процесу забруднення навколишнього середовища;
- розробка системи моніторингу.

Промислова фіксація CO₂ з використанням лужних та лужноземельних оксидів є перспективним напрямком декарбонізації. Для промислової фіксації 1 т CO₂ необхідно 1,6 – 3,7 т силікатної породи [4]. Лужні та лужноземельні оксиди входять до складу як силікатних порід, так і деяких відходів. Тому фіксація CO₂ дозволить зменшити як викиди газу, так й обсяги відходів.

Саме вміст деяких компонентів у золошлакових відходах може перевищувати кларкові значення [5]: CaO в 4-12 разів, Al₂O₃ в 2 рази, Fe₂O₃ – в 1,5-3 рази, MgO – в 2-3 рази. Тому фіксація CO₂ на золошлакових відходах може бути ефективною та перспективною з одночасною утилізацією відходів ТЕС. Вони можуть бути використанні у будівельній промисловості для виробництва будівельних виробів та у виробництві в'язучих компонентів будівельних сумішей. І відходи Бурштинської ТЕС можна розглядати як техногенну сировину для промислової фіксації діоксиду вуглецю.

Список використаних джерел

1. Статистичний щорічник України 2021 рік. Державна служба статистики України. URL: <http://surl.li/heekk>.
2. Орфанова М. Щодо питання декарбонізації та утилізації золошлакових відходів ТЕС. *Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування*. 2023. № 1(27), С.7–15. [https://doi.org/10.31471/2415-3184-2023-1\(27\)-7-15](https://doi.org/10.31471/2415-3184-2023-1(27)-7-15).
3. Матківський С. В. Технології уловлювання техногенного діоксиду вуглецю та перспективи його утилізації у виснажених нафтогазових родовищах. *Нафтогазова енергетика*. 2021. № 2 (36). С. 31-41.
4. Mineral carbonation and industrial uses of carbon dioxide. URL : <http://surl.li/henli>.
5. Яцишин А. В., Матвєєва І. В., Ковач В. О., Артемчук В. О., Каменева І. П. Особливості впливу золовідвалів підприємств теплоенергетики на навколишнє середовище. *Проблеми надзвичайних ситуацій*. 2018. № 2(28). С.57–68. URL : <http://surl.li/hekaw>.

ВРАХУВАННЯ ПРОБЛЕМИ НИЗЬКОПРОНИКНИХ КОЛЕКТОРІВ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

Наталія ДУБЕЙ

канд. геол.-мінер. наук, доцент кафедри ГРН. ІФНТУНГ

dubei0509@gmail.com

Ірена МИСЛЮК

асистент кафедри ГРН. ІФНТУНГ

irena_myslyuk@ukr.net

Мар'ян ДУБЕЙ

студент НУ «Львівська політехніка»

vezatrans@gmail.com

Підземні сховища газу (ПСГ) є важливою невід'ємною технологічною складовою газотранспортної системи України, оскільки виконують такі функції як забезпечення надійного та безперебійного постачання газу до внутрішніх споживачів та для транзиту.

Підвищення ефективності експлуатації підземних газосховищ, вивчення чинників впливу на їх роботу, в першу чергу геологічних, є важливими завданнями галузі.

Мережа ПСГ України включає 4 комплекси – Західноукраїнський (Прикарпатський), Північноукраїнський (Київський), Східноукраїнський (Донецький) і Південноукраїнський. Зв'язані в єдину систему мережею магістральних газопроводів, підземні сховища газу України забезпечують високу надійність газопостачання як внутрішніх споживачів, так і транзитне постачання газу до країн Європи. В Україні створено 13 підземних сховищ газу, проте на сьогоднішній [1] .

Мета досліджень – вивчення геолого-промислових особливостей експлуатації Опарського ПСГ.

Завдання досліджень:

- проаналізувати особливості геологічної будови Опарського ПСГ;
- виконати аналіз поточного стану експлуатації Опарського підземного сховища газу;
- оцінити вплив геологічних особливостей колекторів на роботу газосховища.

Метод дослідження – комплексний аналіз впливу сукупності геологічних, технологічних, технічних чинників на ефективність підземного зберігання газу в Опарському підземному газосховищі.

Опарське підземне сховище газу, друге за величиною в Прикарпатті, розташоване у Дрогобицькому районі Львівської області.

ПСГ створене на базі відкритих у 1946-1947 рр. покладів горизонтів НД-5, НД-7 та НД-8 нижнього сармату одноіменного газового родовища, які виснажилися в процесі довготривалої розробки.

У тектонічному відношенні Опарська структура розташована в північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони Зовнішньої (Більче-Волицької) зони Передкарпатського прогину.

Опарська антиклінальна складка витягнута в північно-західному напрямку. У склепінній частині горизонтів спостерігається незначний прогин, який співпадає з напрямком осі складки і утворює у склепінній частині два невеличкі підняття. У межах об'єктів ПСГ склепіння складки ускладнюється неглибокими синклінальними прогинами.

В геологічній будові пласта сховища переважають мезозойські (верхня юра) і кайнозойські (гельвет, тортон, нижній сармат) відклади. Нижній сармат, з яким пов'язані об'єкти ПСГ, представлений дашавською світою, розділеною на дві підсвіти: нижню і верхню.

Нижче горизонту НД-9 структурний план контролюється рельєфом розмитої поверхні гельветсько-мезозойських утворень та численними тектонічними порушеннями. З цією частиною розрізу пов'язане Летнянське газоконденсатне родовище.

Колекторами газу продуктивних горизонтів є пласти і пропластки пісковиків і алевролітів, які залягають серед однорідних глинистих пластів, що служать покриттями для ПСГ.

Горизонт НД-5 - залягає на глибинах 590 - 695 м. Поміж усіх експлуатаційних об'єктів ПСГ він є найбільш витриманий і потужний по всій площі газоносності. Загальна товщина його змінюється в межах 50-90 м. Горизонт НД-7 залягає на глибинах 700÷810 м і відділяється від горизонту НД-5 глинистою пачкою товщиною 20 - 40 м і є найменш витриманий по площі і по розрізу. Доля низькопроникних колекторів у розрізі свердловини досить велика і може досягати 50 – 70 %. Горизонт НД-8 залягає на глибинах 790 – 890 м і від горизонту НД-7 відділяються глинисто-алевролітовою пачкою, товщиною 22 – 60 м.

Мінливість колекторських властивостей пісковиків по площі і по товщині, якою характеризуються всі три горизонти, обумовлює значні труднощі в максимальному використанні ефективного порового об'єму при створенні ПСГ.

Опарське газосховище введено в експлуатацію в 1979 році. Створене на базі виснажених горизонтів НД-5, НД-7, НД-8 сарматських відкладів, які є окремими об'єктами зберігання газу і розбурені окремими сітками експлуатаційних свердловин. Свердловини розміщені рівномірно по структурі.

В історії створення і експлуатації Опарського газосховища можна виділити 3 етапи.

1-й етап. Створення газосховища (1979-1982 рр.).

2-й етап. Експлуатація з максимальними показниками (1983-1988 рр.).

3-й етап. Поступове падіння об'ємів експлуатації (1989-2020 рр.).

В результаті аналізу геолого-промислових показників роботи Опарського підземного газосховища встановлено, що експлуатація ПСГ проходить при показниках нижчих за проєктні.

Вже на першому етапі роботи Опарського ПСГ було встановлено, що забезпечити проєктний активний об'єм газу (2900 млн. м³) практично неможливо. Незважаючи на те, що різниця між максимальним і мінімальним пластовими тисками була вище проєктної (4,11 МПа) і складала по горизонту НД-5 - 4,13 МПа, НД-7 - 5,52 МПа, НД-8 - 4,93 МПа, активний об'єм газу досяг тільки 2195 млн. м³. В деякій мірі це пов'язано із значним обводненням горизонту НД-5. Основна причина зниження активного об'єму газу - неповне дренавання низькопроникних пластів і пропластків в процесі циклічної експлуатації. В розрізі продуктивних горизонтів, особливо НД-7-го, вони складуть від 25 до 60 % [2].

Контроль за режимом експлуатації газосховища здійснюється спостереженням за поточним положенням газоводяного контакту (ГВК) та змінами рівня рідини в п'езометричних свердловинах. Крім цього, з тою ж метою використовуються графіки залежності $P(t)/z$ від $\sum Q_{\text{ПСГ}}$.

Залежність представляє не пряму лінію, характерну для газового режиму роботи пласта, а цілу серію кривих, які відхиляються вправо по осі абсцис. Це явище пояснюється неповним дренаванням ємності сховища – утворенням „застійних зон”, які приурочені до низькопроникливих колекторів і приконтурних ділянок покладів. Наявність „застійних зон” призводить до зменшення рівня

дренування порового газонасиченого об'єму покладу і, як результат, до збільшення буферного об'єму газу. Відрізок, який відтинається результуючою прямою на осі $\sum Q_{\text{ПСГ}}$ характеризує об'єм газу, який не бере участь в циклічній роботі ПСГ. Проведена кількісна оцінка впливу низькопроникних колекторів на роботу ПСГ. Об'єм "застійних" зон становить 16,2 млн. м³. Тоді початковий газонасичений об'єм Ω_0 із врахуванням обводнення 5 % складе 31,4 млн. м³. Скорегована величина початкових записів газу Q_0 - 2368,8 млн. м³

Висновки. Виконавши геолого-промисловий аналіз роботи Опарського ПСГ, можна зробити висновок, що виведення його на проєктні показники обмежується, з одного боку, умовами дренування пласта, з другого боку, технологічними можливостями. Неврахування геологічних особливостей поріл-колекторів та пов'язане з ним погіршення технологічних показників роботи ПСГ спричинює невиправдані перевитрати (завищення кількості свердловин, потужності компресорної станції тощо) і різко знижує економічну ефективність його роботи. Рекомендується при складанні проєктів чи коректив експлуатації ПСГ враховувати можливість формування «застійних» слабодренованих зон і їх вплив на роботу ПСГ.

Список використаних джерел

1. Гімер Р.Ф. [2001] Підземне зберігання газу. Факел. Івано-Франківськ.
2. Войціцький І. В. [2003] Корективи до технологічної схеми створення Опарського ПСГ з визначенням умов підвищення продуктивності відбору газу. Фонди ПП «Газтехнологія». Львів.

ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ

Іван КУПЕР

канд.. техн.. наук, доцент ІФНТУНГ
ivankuper@ukr.net

Богдан МИХАЙЛИШИН

аспірант ІФНТУНГ
mykhailyshynbohdan@gmail.com

Однією з проблем, які виникають при освоєнні свердловин виснажених родовищ після виходу їх з буріння або ремонту є забруднення привибійної зони і, як наслідок, значне зменшення їх продуктивності. Особливо це стосується свердловин, які знаходяться в умовах низьких пластових тисків виснажених родовищ. Освоєння таких свердловин потребує вишукування ефективних методів впливу на привибійну зону, виклику припливу, а також проведення гідродинамічних досліджень.

Такі технологічні процеси, виконуються, як правило, відокремлено один від одного. При цьому залучаються сервісні виробничі засоби, додатковий обслуговуючий персонал і технологічно-транспортна техніка. Це все призводить до суттєвого здорожчання процесу освоєння і дослідження свердловин.

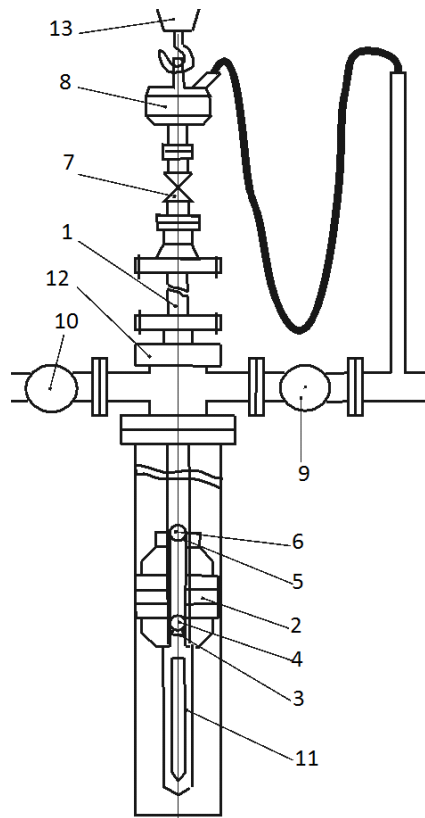
Метою нашої роботи було створення пристрою, який дав би можливість проводити виклик припливу, очищення привибійної зони пласта від кольматанту та проведення гідродинамічних досліджень в свердловинах з забрудненою привибійною зоною продуктивного пласта в умовах бурової чи в умовах ремонту свердловини, з використанням тільки наявного на свердловині обладнання для спуско-підйомних операцій.

Нами проведено огляд літературних джерел інформації з метою пошуку та вивчення існуючих конструкцій пристроїв поршневого типу для освоєння свердловин. В нафтогазовидобувній практиці для освоєння свердловин розроблені пристрої з використанням насосів, з використанням компресора, а також з використанням ефекту поршнювання. Оскільки ми задавалися метою створити пристрій для освоєння свердловин з застосуванням тільки підйомного агрегату бурової чи агрегату для капітального ремонту, то ми здійснили огляд тільки пристроїв поршневого типу. Проаналізовано конструктивні особливості кожного пристрою, його технічні характеристики, визначено переваги і недоліки, а також особливості технологічних процесів освоєння свердловин даними пристроями.

На основі аналізу конструкцій і принципу роботи існуючих в промисловій практиці, пристроїв проведено опрацювання технічних рішень, конструктивних особливостей та технічних вимог,

визначено основні діапазони габаритних та приєднувальних розмірів в залежності від умов експлуатації, основні вимоги до конструкції та конструкційних матеріалів, а також принцип дії та будову пристрою, який ми назвали пристроєм для освоєння і дослідження свердловин.

Схема пристрою показана на рис. 1.

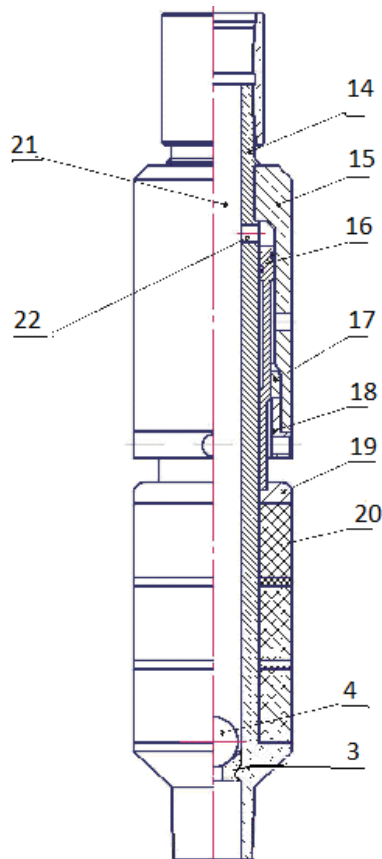


1-колона бурильних чи насосно-компресорних труб; 2- сваб; 3-зрізне сідло сваба під кульовий запірний елемент 4 ; 5-зрізне сідло клапана для відбирання кольматанта під кульовий запірний елемент 6; 7-засувка; 8-вертлюг; 9,10-засувки міжтрубного простору; 11-контейнер для встановлення глибинного манометра; 12- превентор; 13-галева система бурового верстата.

Рисунок 1 – Схема пристрою для освоєння і дослідження свердловин

Пристрій для освоєння та дослідження свердловин складається з колони бурильних чи насосно-компресорних труб (НКТ) 1 з свабом 2 у нижній частині. Колона труб 1 обладнана у нижній частині клапанами, що мають зрізні сідла 5 під кульові запірні елементи 6. Клапани в колоні призначені для вловлювання кольматанту, що виноситься з пласта під час свабування. Діаметри кульових запірних елементів 6 виконують із збільшенням діаметру знизу вгору. Це дозволяє кульовим запірним елементам 6, які призначені для перекриття нижніх сідел 5, вільно проходити розміщені вище сідла. Кількість клапанів у колоні труб 1 визначають в залежності від ступеню очікуваного забруднення привибійної зони (на схемі рис.1 приведено один такий клапан). За необхідності прямого промивання свердловини зрізають сідла 3 і 5 при створенні в колоні труб надлишкового тиску насосним агрегатом. Для запобігання неконтрольованого фонтанування передбачено превентор 12, а у верхній частині колони бурильних чи насосно-компресорних труб з цією метою та з метою регулювання дебіту свердловини при її запуску встановлено засувку 7. Приводом зворотньо-поступального переміщення колони труб з свабом є галева система 13 бурового верстата. Свердловинна рідина з колони труб під час освоєння свердловини поступає у факельну лінію через вертлюг 8 при закритій засувці 9, а при необхідності з міжтрубного простору при відкритій засувці 10, наприклад, в ємність чи амбар. Запис тиску і температури в процесі освоєння свердловини і проведення досліджень здійснюється манометром, розміщеним в контейнері 11.

Схема конструкції сваба наведена на рис. 2.



3-зрізне сідло сваба під кульовий запірний елемент 4; 14-корпус; 15-кожух; 16-поршень з штовхачем; 17-розрізна стопорна втулка; 18-регулююча гайка; 19-натискна втулка; 20-ущільнюючі елементи; 21-центральный осьовий канал; 22-радіальний канал;

Рисунок 2 – Схема конструкції сваба

Сваб 2 складається з корпусу 14, на якому встановлено кожух 15, що утворюють разом кільцевий простір, у якому встановлено поршень 16 з штовхачем. На поршні 16 з штовхачем з допомогою спеціальної різі встановлена розрізна стопорна втулка 17, а на кожуху 15 - регулююча гайка 18, що обмежує хід поршня. Натискна втулка 19 розміщена над ущільнюючими елементами 20. Центральний осьовий канал 21 сваба з'єднано радіальним каналом 22 з кільцевим простором, у якому встановлено поршень 16 з штовхачем. На зовнішній поверхні штовхача виконано різі, аналогічну різі розрізної стопорної втулки 17. Корпус 14 сваба у нижній частині обладнано клапаном із зрізним сідлом 3 під кульовий запірний елемент 4. Цей клапан сваба 2 (див фіг.1) призначений для створення тиску деформування ущільнюючих елементів після спуску в свердловину і для перекриття прохідного перерізу під час руху пристрою вверх.

Пристрій для освоєння і дослідження свердловини працює наступним чином.

Перед спуском у свердловину на стенді попередньо встановлюють величину деформації ущільнюючих елементів сваба. У центральний осьовий канал сваба 21 опускають кульовий запірний елемент 4. Створюють тиск в центральному осьовому каналі корпусу сваба 2, який через поршень з штовхачем 16 тисне на натискну втулку 19 і деформує його ущільнюючі елементи 20. Величину тиску та зміну розмірів еластичних елементів 20 встановлюють за допомогою розрізної стопорної втулки 17 і регулюючої гайки 18. Зазор між експлуатаційною колоною і ущільнюючими елементами сваба 2 задають з технологічних міркувань (шорсткості внутрішньої поверхні колони, наявності стиків і т.п.) і встановлюють регулюючою гайкою 18 і розрізною стопорною втулкою 17, що обмежує хід поршня з штовхачем 16 і дає можливість регулювати деформування ущільнюючих елементів 20.

З метою запобігання пошкоджень ущільнюючих елементів 20 під час спуску сваба 2 у свердловину тиск в середині сваба стравлюють і повертають ущільнюючі елементи 16 у вихідне положення.

Талевою системою 13 бурової установки на колоні труб 1 у свердловину через превентор 12 послідовно спускають контейнер з манометром 11, який налаштовують для запису перебігу тиску на

вибої свердловини за весь час робіт, сваб 2 і слідом за ним зрізні сідла 5 зворотних клапанів під кульові запірні елементи 6 для вловлювання винесених з пласта кольматуючих речовин. Після спуску на задану глибину верхню частину колони труб 1 обладнують засувкою 7 і вертлюгом 8 і приєднують до талевої системи 13 бурової установки. Сваб 2 встановлюють над інтервалом перфорації. В середину колони труб 1 вкидають кульовий запірний елемент 4 сваба і, після досягнення ним сідла 3, насосним агрегатом створюють тиск в колоні труб 1, який через радіальний канал 22 передається в кільцевий простір, утворений корпусом 14 і кожухом 15 для збільшення діаметра ущільнюючих елементів 20 та зменшення просвіту між свабом 2 та експлуатаційною колоною (умовно не позначена).

Під дією тиску, що створюють з поверхні насосним агрегатом, поршень 16 з штовхачем рухається вниз через розрізну стопорну втулку 17, що працює за принципом храповика за рахунок виконаної на зовнішній поверхні штовхача і внутрішній поверхні розрізної стопорної втулки 17 різі, стискаючи вузол еластичних елементів 20. Після зняття тиску регулююча гайка 18 утримує поршень 16 у заданому положенні, а, відповідно, і ущільнюючі елементи 20 у стиснутому стані. Ущільнюючі елементи 20 збільшуються в діаметрі і зменшують зазор між свабом 2 та експлуатаційною колоною. Потім всередину колони труб 1 вкидають кульові запірні елементи 6 клапанів, що розміщені в колоні труб 1, закривають засувку 9 і відкривають засувку 10. Талевою системою 13 бурового верстата здійснюють зворотно-поступальні переміщення сваба 2 в свердловині.

Під час руху вверх колони труб 1 під свабом 2 утворюється розрідження (депресія - перепад між пластовим та вибійним тиском). В результаті цього пластова рідина, вимиваючи кольматант, рухається з пласта до вибою свердловини. Пласт звільняється від кольматанта, його проникність зростає і збільшується продуктивність свердловини. Під час руху колони труб 1 вниз за рахунок ефекту поршнювання під свабом 2 тиск зростає, зворотні клапани відкриваються і рідина з кольматантом крізь них поступає в колону труб 1 і через засувку 7 і вертлюг 8 поступає у факельну лінію, ємність чи амбар. Під час руху вверх клапани закриваються, рідина з кольматантом, що заповнила колону труб затримується над клапанами, а з пласта висмоктується наступна порція рідини з кольматантом. Таким чином очищується привибійна зона. Пластова рідина з кольматантом в результаті свабування відкачується на поверхню. Гідростатичний тиск в результаті відкачування рідини з свердловини зменшується і збільшується депресія на пласт, яка сприяє прориву рідини чи газу з пласта в свердловину.

У період роботи по свабуванню свердловини манометром у контейнері 11 відбувається запис змін вибійного тиску (репресія, депресія) проводиться запис кривої відновлення пластового тиску під час циклів.

Цикли зворотно-поступальних переміщень здійснюються до появи нафти на поверхні чи виникнення фонтанування. При виникненні активного фонтанування (після досягнення певної величини швидкості потоку) зворотно-поступальні переміщення колони труб 1 припиняють, закривають превентор 5, а засувкою 7 регулюють дебіт свердловини з метою роздренування привибійної зони, винесення кольматанту з пласта і стовбура свердловини. Після певного терміну роботи свердловини, який визначається часом виносу забруднюючих речовин, свердловину закривають, фіксують криву відновлення пластового тиску з допомогою глибинного манометра, який знаходиться у контейнері 11.

Далі свердловину заповнюють рідиною глушіння. Виймають з свердловини пристрій для освоєння, обладнують її експлуатаційним обладнанням і приступають до експлуатації.

Технічний результат полягає у забезпеченні динамічного збудження свердловини, роздренування і очищення шляхом регулювання роботи свердловини на «само вилив» і проведенні гідродинамічних досліджень в процесі цих робіт з застосуванням обладнання бурової установки, що у свою чергу дозволяє зменшити час і витрати на освоєння свердловини.

Список використаних джерел

1. Патент 135359 UA, МПК E21B 33/13 (2006.01), C09K 8/56 (2006.01). [Текст] Купер І. М. заявл.28.01.2019; опубл.25.06.2019, бюл. № 12.

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ В УМОВАХ НЕРІВНОМІРНОГО СПОЖИВАННЯ ГАЗУ

Олександр КОНДРАТ
д.т.н, професор,
проректор з наукової роботи ІФНТУНГ
Петро ГОРОБЕЦЬ
аспірант ІФНТУНГ

Експлуатація газових свердловин в режимі регулятора під час сезонного використання з закачуванням надлишкових об'ємів газу в літній період у нижні горизонти родовища з подальшим його відбором в опалювальний сезон, дає можливість підвищити ефективність розробки газових покладів в умовах нерівномірного споживання газу та уникнути утилізацію надлишків природного газу та подовжити термін експлуатації родовища.

Наукові дослідження передбачають проведення комплексного аналізу геологічних умов, технологічних можливостей та економічної доцільності закачування надлишкового природного газу в резервуар родовища, для його зберігання та наступного відбору, а саме:

1. Аналіз геологічної інформації і вибір в межах одного існуючого родовища покладу (пачки/резервуару) для зворотної закачки природного газу для його зберігання та наступного відбору в опалювальний період.

2. Обґрунтування ємнісних і фільтраційних властивостей пачок перспективних для створення «міні» підземного сховища газу.

3. Проведення газодинамічних розрахунків прогнозних показників розробки та відповідних техніко-економічних розрахунків.

4. Аналіз існуючої бази нормативно-правових актів, розробка проектів змін до них з метою недопущення правових колізій в частині створення і експлуатації «міні» підземних сховищ газу на існуючих родовищах України.

Основними задачами є проведення досліджень та з врахуванням гідродинамічного моделювання, отримання додаткових критеріїв оцінки технологічних параметрів експлуатація газових свердловин в режимі «регулятора» під час сезонного використання з закачуванням надлишкових об'ємів газу в літній період у нижні горизонти родовища з подальшим його відбором в опалювальний сезон. Буде запропоновано зміни до нормативно-правової бази України стосовно розробки родовищ вуглеводнів і створення і експлуатації «міні» підземних сховищ газу.

АПРОБАЦІЯ МЕТОДУ ПСЕВДО ЗВ'ЯЗКІВ СВЕРДЛОВИНА-ПЛАСТА ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ БАГАТОСТАДІЙНОГО ГІДРОРОЗРИВУ В УЩІЛЬНЕНИХ ГАЗОНАСИЧЕНИХ КОЛЕКТОРАХ

Олександр КОНДРАТ
доктор технічних наук,
проректор з наукової роботи ІФНТУНГ
Олег ЛУКІН
магістр, інженер з розробки нафтогазових родовищ

Актуальність видобутку вуглеводнів з ущільнених колекторів, що є важливим джерелом енергії, збільшується на протязі останніх років. Комбінація горизонтального буріння та технології багатостадійного гідророзриву пластів (ГРП) широко використовується для створення сітки тріщин в ущільнених резервуарах з проникностями в мікро порядку.

Ціллю даного процесу є максимізація загального стимульованого об'єму (SRV), що відіграє важливу роль в успішності та економічній доцільності розробки покладів ущільнених колекторів. Тому постає питання в коректному моделюванні даного процесу для оптимального розміщення свердловини, вибору кількості та розміру стадій ГРП, так як гідророзрив пластів фундаментально змінює динаміку фільтрації в пласті.

Для збереження конфіденційності даних, що були використані в даному дослідженні, та демонстрації лише технічних аспектів запропонованої методології, ми будемо послуговуватись

покладом А, який був змінений у відповідності до умов, що зустрічаються на аналогічних родовищах ДДЗ. Поклад А – типовий низькопроникний (проникність - 0.001 – 0.5 mD) ущільнений (пористість - 1 – 8 %) газоконденсатний (КГФ - 0.0003 м³/м³) колектор на глибинах залягання ~ 3050 м.

Дослідження включає апробацію методу псевдо зв'язків свердловина – пласт та порівняння його із загально прийнятим методом локального зменшення розмірності сіт-ки симуляційної моделі під час моделювання багатостадійного ГРП. Результатом даного дослідження є вперше згенерована система псевдо-зв'язків типу свердловина-пласт для моделювання багатостадійного ГРП горизонтальної свердловини на покладі А, та результуюча калібрація на історичні дані видобутку та робочих вибійних тисків.

МОЖЛИВОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ ДЕФОРМАЦІЙ (ПРОГІНІВ) ВІДКРИТИХ ДІЛЯНОК ТРУБОПРОВІДІВ МЕТОДОМ ЦИФРОВОГО ЗНІМАННЯ З БПЛА

Євгеній РІПЕЦЬКИЙ

докт. техн. наук, доцент,

професор кафедри геодезії та землеустрою ІФНТУНГ

erip@i.ua

Олег ІВАНЧУК

докт. техн. наук, доцент,

професор кафедри геодезії, картографії і кадастру,

Волинський національний університет

ivanchuk_oleh@ukr.net

Олег НЕПЕЛЯК

Аспірант ІФНТУНГ

shnepsigorovich@gmail.com

Олег КОРОБКОВ

аспірант ІФНТУНГ

olehkorobkov@gmail.com

Трубопроводи як лінійні та протяжні інженерні об'єкти характеризується значною кількістю надземних переходів через різні природні та штучні перешкоди. Як правило, на ділянці надземного переходу трубопровід утворює прольотну конструкцію, яка складається з опор та додаткових кріплень, що підтримують трубопровід у підвішеному стані. В усіх прольотних конструкціях трубопроводи схильні до деформацій, які проявляються у переміщеннях осі трубопроводу. Це, в свою чергу, призводить до зміни напружено-деформованого стану, показники якого регламентують міцність та працездатність трубопроводу. Актуальність дослідження пов'язана із з появою критичних значень показників НДС в процесі експлуатації трубопроводів, що призводять до руйнування металу і виникнення аварійних ситуацій.

Достатньо відповідальними конструкціями є трубопроводи на ділянках надземного пролягання. На таких ділянках трубопровід нагадує прогінну конструкцію, о складається з двох крайніх опор, і, можливо, ще й додатковими по середині прогону

Напружено-деформований стан такої прогінної конструкції визначається процесом згину. Візуальним проявом процесу згину є деформації у вигляді лінійних переміщень деформаційної марки об'єкта, які фіксуються геодезичними методами. В результаті геодезичної зйомки отримується набір дискретних координат переміщень. Загальним підходом до визначення напружено-деформованого стану трубопроводу є знаходження зігнутої осі за результатами опрацювання дискретних даних.

Збір даних деформацій може здійснюватися як класичними наземними методами [1], так і сучасними технологіями з використання безпілотних літальних апаратів (БПЛА) [2].

Існуючі методи зйомки БПЛА дозволяють успішно розв'язувати задачі картографування наземної інфраструктури, такі як земельні ділянки, автомобільні та залізничні дороги, природі об'єкти. Розвиток технології використання БПЛА йде в напрямку підвищенням точності визначення координат точок наземних об'єктів. Цьому сприяють такі нові технічні рішення як покращення параметрів знімальної апаратури БПЛА, так і використання сучасного програмного забезпечення для опрацювання отриманих зображень.

Зйомка промислових конструкцій з використанням БПЛА відрізняється від картографування наземних об'єктів. По-перше, об'єкти поруч з горизонтальною зйомкою, яка властива картографування наземних об'єктів, додається необхідність проведення зйомки у вертикальній площині по висоті розміщення об'єкта. По-друге, інженерним об'єктам властиві деформаційні процеси. Тому акцент зйомки повинен робитися не тільки точності отримання координат, але на їх зміщення внаслідок деформацій.

Запропоновані підходи застосовано в технології використання БПЛА для контролю напружено-деформованого стану трубопроводів наземного залягання.

В цьому плані використання безпілотної зйомки дозволяє отримати зображення трубопроводу з більш чітким положенням його зігнутої осі. Крім того знімок дозволяє визначити координатилюбих точок, а не тільки обмеженою кількістю точок деформаційних маркерів [2].

Досягнуті результати відкривають нові можливості використання БПЛА для моніторингу і контролю технічних стану інженерних конструкцій різних галузей. І тут важливим є не тільки відтворення 3D моделей інженерних об'єктів, які несуть пізнавальну цінність, але й здійснювати на їх основі контроль за напружено-деформованим станом конструкції.

Під час експлуатації нафто- і газопроводів важливим є періодичний моніторинг стану деформацій (прогинів) відкритих ділянок трубопроводів між опорами, які спричинені як вагою металевої труби, так і вагою нафти чи газового конденсату, які транспортується, і які можуть досягати 0,2-0,4 м, залежно від діаметру труби, відстані між сусідніми опорами і її наповнення продуктами.

Фахівцям моніторингу необхідно знати величину максимального прогину труби з точністю 2–5 мм в залежності від її діаметру, довжини прольоту, характеру досліджуваної деформації тощо.

Метою цієї статті є дослідження можливості отримання такого роду деформацій з необхідною точністю фотограмметричним методом, а також встановлення відповідних технічних параметрів та розробка методики (технологічної схеми), яка би вирішила цю задачу.

Аерознімання відкритих ділянок трубопроводу необхідно виконати з БПЛА (квадрокоптер, октокоптер) з прикріпленою неметричною цифровою камерою [3]. БПЛА повинен рухатися на висоті трубопроводу на віддалі 5-10 м від його осі і виконати знімання з обох його сторін, а за потреби і на висоті 5-10 м над трубопроводом.

Приведемо ряд теоретичних розрахунків точності отримання просторових координат за цифровими знімками.

Автори мають у своєму розпорядженні цифровий фотоапарат Canon EOS M50. ПЗЗ матриця цього фотоапарату має розмір 21×14 мм, знімок має 6000×4000 пікселів, тобто 1 піксель має розмір $\Delta_{pxl} = 3,5 \times 3,5$ мкм. На фотоапараті можна встановити фіксовану фокусну віддаль $f=50$ мм.

Нехай (в гіршому випадку, без врахування геометричних спотворень знімка) точність вимірювань складає $m_{x(z)} = 3\Delta_{pxl} = 10,5$ мкм. Масштаб знімання з відстані $L=5$ м складає: $1/m_{zn} = f / L = 50 / 5000 = 1/100$.

Точність отримання просторових координат у цьому випадку складе:

$$m_{X(Z)} = m_{zn} \cdot m_{x(z)} = 1,05 \text{ мм.}$$

В таблиці 1 приведена точність отримання просторових координат в залежності від відстані БПЛА від осі трубопроводу.

Таблиця 1

<i>L</i>, м	5	10	15	20	25	30
<i>m_{X(Z)}</i>, мм	1,05	2,10	3,15	4,20	5,25	6,30

Таким чином, якщо ми хочемо досягти виміру деформації (прогину) трубопроводу з точністю $\pm 2-3$ мм, необхідно виконувати знімання з відстані **5-15 м** до нього.

При перекритті знімків $P_x = 65\%$ базис знімання складає: $b_x = l_x (100 - P_x) / 100 = 21 \text{ мм} (100-65) / 100 = 7,35$ мм, а в польоті з відстані $L=5$ м - $B_x = 7,35$ м.

Таким чином для знімання трубопроводу довжиною 50 м між опорами з цієї відстані буде отримано по 8 знімків (по 7 стереопар) з обох його сторін. Відповідно, з відстані 10 м – по 4 знімки (по 3 стереопари), що на наш погляд є найбільш оптимальним варіантом, який до того ж забезпечує отримання просторових координат, а отже й величини прогину (деформації) трубопроводу з точністю $m_{X(Z)} = 2,10$ мм.

Програмне забезпечення Digital ЦФС «Дельта» дозволяє завантажити цифрові зображення, їх технічні параметри, координати замаркованих точок і виконати у автоматизованому режимі

просторову фототріангуляцію, яка дозволяє отримати просторові координати великої кількості характерних точок трубопроводу. За ними можна виконати взаємне і геодезичне орієнтування стереопар та визначити величину прогину (деформації) трубопроводу з необхідною точністю. Для контролю цю ж процедуру можна виконати за знімками з іншого боку трубопроводу.

Крім того, фотограмметричний метод отримання стереопар дозволяє визначати деформації трубопроводу у двох взаємно перпендикулярних площинах.

Таким чином, для знімання трубопроводу довжиною 50 м між опорами з цієї відстані необхідно отримати по 8 знімків (по 7 стереопар) з обох його сторін. Відповідно, з відстані 10 м – по 4 знімки (по 3 стереопари), що є найбільш оптимальним варіантом, який до того ж забезпечує отримання просторових координат, а отже й величини прогину (деформації) трубопроводу з точністю $mX(Z)$, = 2,10 мм.

Список використаних джерел

1. Тревого І. С., Ільків Є. Ю., Кухтар Д. В. Геодезичний контроль деформацій споруд магістральних газопроводів. Монографія. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2019. 181 с.
2. Староверов В. С., Нікітенко К. О. Оцінка точності дистанційної діагностики трубопроводу із застосуванням БПЛА серії SUPERCAM/ Інженерна геодезія, 2018, вип. 65, С. 25–41.
3. Aibot X6 (геодезичний БПЛА). Режим доступу: <https://www.ltrade.com.ua/product/aibot-x6/>.

АНАЛІЗ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВИХ ЕЖЕКЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Денис ПАНЕВНИК
Ph.D., доцент ІФНТУНГ
den.panevnik@gmail.com

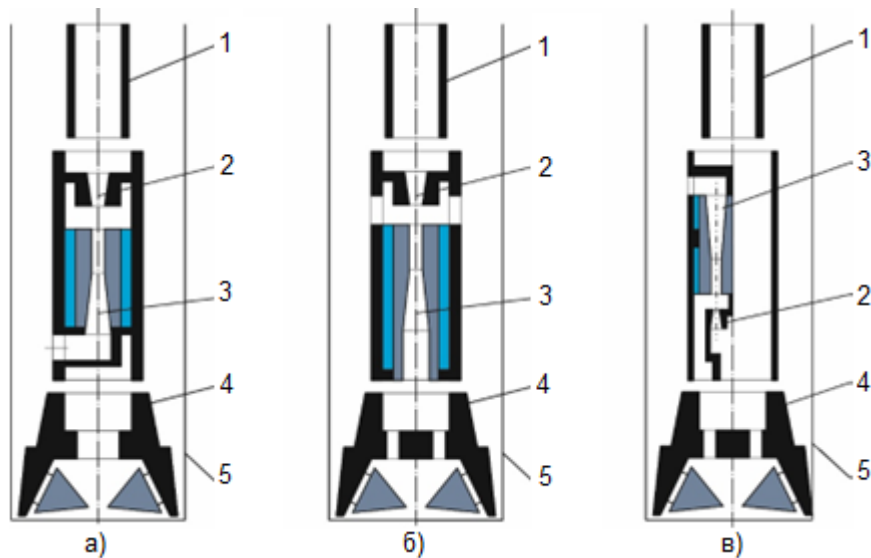
Свердловинні струминні насоси сьогодні використовують при бурінні свердловин, ліквідації ускладнень при бурінні, виклику припливу з продуктивного горизонту, видобуванні пластового флюїду, інтенсифікації нафтогазовидобутку, очищенні свердловин, в системах підтримування пластового тиску, збору та підготовки вуглеводнів [1-5]. Широкий спектр застосування нафтогазових ежекційних технологій зумовлений простою конструкцією та надійністю свердловинних струминних насосів, стійкістю до агресивних рідин та механічних домішок, здатністю зберігати працездатність за високого газового фактору та значної обводненості продукції свердловин. Зважаючи на особливості конструкції та ефективність експлуатації в складних гірсько-технічних умовах використання свердловинних струминних насосів поширюється на реалізацію нових технологічних процесів, що супроводжується зростанням частки застосування ежекційних технологій в процесах розробки нафтогазових родовищ. Універсальність, поширеність та здатність суттєво підвищити ефективність реалізації технологічних процесів розробки покладів вуглеводнів свідчить про світове значення нафтогазових ежекційних технологій та актуальність досліджень спрямованих на їх удосконалення.

Сьогодні використовують три основні типи конструкцій наддолотних ежекційних систем (рис. 1): всмоктувальні [6], нагнітальні та нагнітально-всмоктувальні [7], основними елементами яких є робоча насадка та камера змішування струминного насоса. Основним призначенням наддолотних ежекційних систем є первинне розкриття продуктивних горизонтів. При цьому зберігається природна проникність нафтогазонасиченого пласта та покращуються показники його подальшої експлуатації. Особливістю конструкцій сучасних наддолотних ежекційних систем є поєднання в єдиній компоновці струминних насосів та вихрових генераторів, спільне використання яких дозволяє інтенсифікувати процеси зниження тиску на вибої з одночасним підвищенням якості його очищення [8]. Включення до складу ежекційної системи гідравлічних вібраторів сприяє створенню пульсуючого режиму промивання вибою та періодичному зниженню тиску в наддолотній області. Другою тенденцією є поєднання в наддолотній компоновці декількох струминних насосів, функціональним призначенням яких є зростання фактичної місцевої витрати промивального розчину у додатковому привибійному контурі циркуляції та зниження тиску на вибої.

Розвиток теоретичних основ використання наддолотних ежекційних систем спрямований на побудову математичних моделей, які дають змогу враховувати обертний рух струминного насоса в свердловині. Одним з перспективних напрямків удосконалення математичних моделей свердловинних ежекційних систем є використання елементарних гідродинамічних функцій

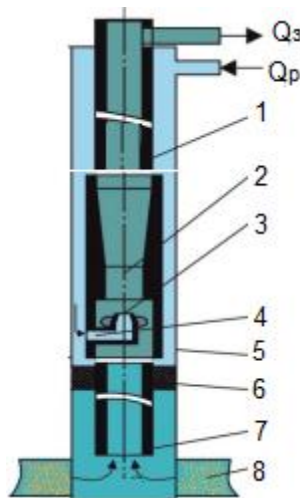
комплексної змінної. Зокрема, поєднання елементарних часткових розв'язків для радіальної, циркуляційної та однорідної функцій дозволяє отримати характеристику поступово-обертального руху робочого середовища у вигляді комплексного потенціалу тривимірного змішаного потоку.

При реалізації гідроструминного способу нафтовидобутку найбільш поширеною є пакерна схема встановлення струминного насоса в свердловині (рис. 2).



1 – бурильна колона; 2 – робоча насадка струминного насоса; 3 – камера змішування з дифузореом струминного насоса; 4 – долото; 5 – стінка свердловини (обсадна колона)

Рисунок 1 – Принципові схеми всмоктувальної (а), нагнітальної (б) та нагнітально-всмоктувальної (в) наддолотної ежекційної системи



1,7 – насосно-компресорні труби; 2 – камера змішування з дифузореом; 3 – робоча насадка; 4 – радіальні отвори; 5 – свердловина; 6 – пакер; 8 – продуктивний горизонт

Q_p, Q_z – витрата робочого та змішаного потоку

Рисунок 2 – Нафтовий струминний насос

У розвитку гідроструминного способу нафтовидобутку можна виділити декілька основних етапів. Результати проведених у Каліфорнійському університеті класичних експериментальних досліджень робочого процесу струминних насосів стали основою гідроструминного способу нафтовилучення. Розроблення технології заміни струминного насоса в свердловині гідравлічним способом значною мірою підвищило ефективність експлуатації нафтовидобувних ежекційних систем. Наступний етап розвитку гідроструминного способу нафтовидобутку визначається використанням газового приводу наземного насосного агрегата, який спрямовує робочий потік в свердловину. Оскільки живлення газового приводу здійснюється відсепарованим нафтовим газом гідроструминний спосіб експлуатації свердловин може застосовуватись у віддалених районах за відсутності електропостачання.

Подальше удосконалення гідроструминної експлуатації свердловин вимагає підвищення енергоефективності робочого процесу струминного насоса.

Енергетичні показники свердловинної ежекційної системи можуть бути підвищені шляхом створення в проточній частині струминного насоса вихрових циркуляційних течій. Циркуляційні течії в проточній частині струминного насоса доцільно створювати за допомогою направляючих елементів розміщених під кутом в робочому та інжектованому середовищах або шляхом використання пристроїв для тангенціального введення потоків в камеру змішування ежекційної системи. За результатами проведених експериментальних досліджень [9] зростання напору та ККД, викликане закручуванням потоку прямопропорційне коефіцієнту інжекції та куту нахилу направляючих елементів і обернено пропорційне величині основного геометричного параметра струминного насоса. Підвищення енергоефективності струминного насоса дозволяє подовжити тривалість експлуатації нафтової свердловини на величину $\Delta T = T_1 - T_2$. (рис. 3). На початкових стадіях розробки родовища величина витрат на підймання нафти для гідроструминного способу експлуатації перевищує витрати при застосуванні інших способів механізованого нафтовидобутку. При зростанні терміну експлуатації родовища збільшуються витрати, пов'язані із поточним обслуговуванням свердловин, обладнаних плунжерними глибинними насосами. Зважаючи на особливості технології експлуатації струминних насосів поточні витрати на їх обслуговування з часом залишаються практично незмінними. Різна швидкість зростання витрат в свердловинах обладнаних плунжерними та струминними насосами зумовлює існування точки рівної собівартості (точка А на рисунку 3) обох способів експлуатації свердловин. Якщо тривалість експлуатації родовища перевищує період, що відповідає однаковому рівню собівартості доцільним є використання струминних насосів. Закручування потоків в проточній частині струминного насоса дозволяє зменшити собівартість нафтовилучення та змістити положення точки А в напрямку початку координат.

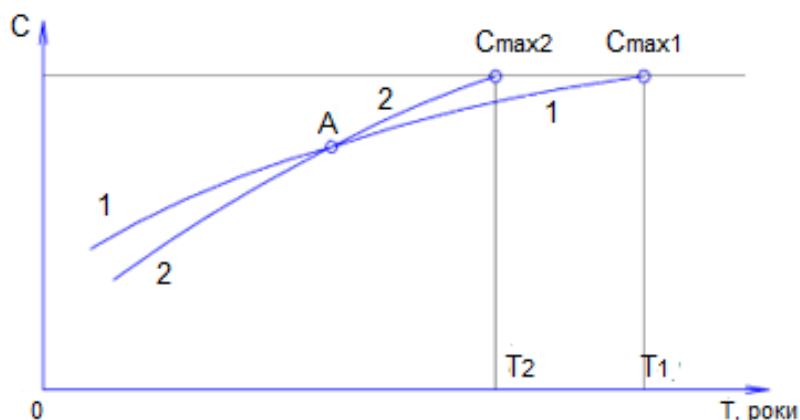


Рисунок 3 – Зміна собівартості нафтовидобутку в часі: 1 – гідроструминний спосіб експлуатації; 2 – інші механізовані способи експлуатації

Намагання подовжити тривалість рентабельної експлуатації нафтової свердловини викликало появу низки гібридних технологій нафтогазовидобутку [10]. Враховуючи світовий досвід розробки родовищ вуглеводнів розроблено схему класифікації гібридних систем нафтовидобутку, яка включає струминно-фонтанні, струминно-газліфтні, струминно-електроцентробіжні та струминно-штангові свердловинні компоновки. Основним недоліком гібридних методів експлуатації є відсутність надійних методів проектування та різке зниження продуктивності при зміні умов експлуатації.

Проведений аналіз дозволяє сформулювати основні шляхи удосконалення нафтогазових ежекційних технологій.

1. Перспективним напрямком розвитку наддолотних струминних насосів є поєднання в конструкції вибіної компоновки струминних насосів, завихрювачів потоку в наддолотній області та гідравлічних вібраторів. Застосування в математичних моделях робочого процесу ежекційної системи теорії функції комплексної змінної дає змогу враховувати наявність обертового руху струминного насоса в свердловині.

2. Підвищення енергоефективності нафтовидобувних ежекційних систем може бути досягнуто розміщенням в проточній частині струминного насоса направляючих елементів для закручування робочого та інжектованого потоку.

3. Застосування гібридних методів нафтовидобутку сприяє зниженню собівартості та подовжує термін експлуатації свердловин на пізніх стадіях розробки покладів вуглеводнів. Поширення гібридних методів нафтовидобутку вимагає удосконалення математичних моделей робочого процесу комбінованих свердловинних компоновок. Підвищення точності прогнозування характеристик нафтовидобувних ежекційних систем може бути досягнуто, зокрема, залученням для моделювання їх робочого процесу комп'ютерних програм-симуляторів та спеціальних прикладних засобів заснованих на використанні сучасних високорівневих мов програмування.

References

1. Chen X.-Y., Cao T., Yu K.-A., Gao D.-L., Yang J., Wei H.-S. Numerical and experimental investigation on the depressurization capacity of a new type of depressure-dominated jet mill bit. *Petroleum Science*. 2020. Vol. 17. P.1602–1615. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00472-8>.
2. Qi B., Cao P., Yang H., He W., Wang M., Chen B., Bo K., Zheng Z. Experimental and Numerical Study on Air Flow Behavior for a Novel Retractable Reverse Circulation Drill Bit of Casing-while Drilling (CwD). *Hindawi Geofluids*. 2021. Vol. 2021. 12 p. Article ID 3586572. <https://doi.org/10.1155/2021/3586572>.
3. Yong H., Lihong Z., Deyong Z., Hualin L., Jinying W., Jinshen Y., Yugang Z., Zhibin W. Study on structure parameters of reverse circulation drill bit secondary injector device based on injectors coefficient. Proceeding of the SPE/IADS Asia Pacific Drilling Technology Conference, Singapore, 22–24 august 2016. IADS/SPE–180539–MS. 9 p.
4. Ayna T., Dilibal S. Experimental and numerical analysis for improving the suction capacity of the manufactured water jet ejectors. *Journal of Vibroengineering*. 2022, Vol. 24. Issue 7. P. 1364–1376. <https://doi.org/10.21595/jve.2022.22518>.
5. Merrill R., Shankar V., Chapma T. Three-Phase Numerical Solution for Jet Pumps Applied to a Large Oilfield. Proceeding of Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 9–12 2020. Paper Number: SPE-202928-MS. 9 p. <https://doi.org/10.2118/202928-MS>.
6. Suryanarayana P.V., Hasan K., Hughes W.I. Technical Feasibility and Applicability of a concentric jet pump in underbalanced drilling. Proceeding of the SPE/IADS Underbalanced Technology Conference and Exhibition, Houston, USA, 11–12 October 2004. SPE/IADS 91595. 20 p.
7. Zhu H.-Y., Liu O.-Y., Wang T. Reducing the bottom-hole differential pressure by vortex and hydraulic jet methods. *Journal of Vibroengineering*. 2014. No 8. P. 2224–2249.
8. Zhu H.-Y., Deng J.-G., Zhao J.-Y. Vortex methods reducing the bottom-hole differential pressure. *Journal of Mines, Metals and Fuels*. 2012. Vol. 60. Issue 5. P. 81–90.
9. Panevnyk D.A. Simulation of a downhole jet-vortex pump's working process. *Nafta-Gaz*. 2021. No 9. P. 579–586. <https://doi.org/10.18668/NG.2021.09.02>.
10. Xuezi L., Guobua R., Xuekong W. Oil Production Technology of Jet Gas Lift Methods. *SPE Journal*. 1993. No 26291. 6 p.

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ

Ліана СМОЛОВИК

кандидат технічних наук,

доцент кафедри вищої математики ІФНТУНГ

lil02sm0@gmail.com

Важковидобувні джерела вуглеводнів відіграють важливу роль у поліпшенні паливно-енергетичного балансу. Їх видобування ускладнюється аномальними властивостями: високою в'язкістю і значним вмістом асфальтеносмолопарафінових речовин. Результати теоретичних і лабораторних досліджень, а також промислових робіт показують, що високоефективними напрямками підвищення коефіцієнта нафтовилучення та інтенсифікації розробки покладів високов'язкої нафти є застосування теплових методів, розчинників нафти, розчинів ПАР – понижувачів в'язкості нафти та інгібіторів парафіновідкладення та їх поєднання. Всі методи інтенсифікації видобування високов'язких нафт включають вплив на пласт, привибійну зону і стовбур свердловин (1, 2).

До методів впливу на поклад в цілому відноситься закачування у пласти різних теплоносіїв (нагрітої води, пари, водопарової суміші та інших), введення у пласти окислювачів (повітря, деяких хімічних сполук та інших) з метою здійснення внутрішньопластових окислювальних процесів, закачування перед фронтом витиснювального агента облямівки розчинника, а також організація термошахтового видобування нафти.

Вплив на привибійну зону свердловин може проводитися шляхом періодичного (циклічного) закачування в неї пари та нагрітої рідини (води, легкої нафти, вуглеводневого конденсату), періодичного промивання привибійної зони холодними чи нагрітими розчинниками нафти, прогрівання різними нагрівниками (електричними, вогневими) чи теплом, яке виділяється в процесі штучно створених хімічних реакцій при закачуванні у нафтові пласти реагентів, що взаємодіють між собою, застосування конверсійних вибухових речовин (рідких, порошкоподібних, суспензійних та ін.), ракетних і торпедних палив та їх компонентів для гідродинамічного і теплового впливу на продуктивні пласти, впливу на нафтові пласти акустичним і високочастотним електромагнітним полем за допомогою спеціальних випромінювачів.

Вплив на стовбур свердловини може здійснюватися за допомогою встановлених в нижній частині насосно-компресорних труб нагрівників (вогневих чи електричних – на основі малогабаритного блоку ТЕН) електрообігрівання лінійними нагрівниками (геофізичним кабелем, ТЕНами чи іншими нагрівниками, вмонтованими в муфтове з'єднання насосно-компресорних труб), обігрівання за допомогою періодичного закачування в затрубний простір нагрітих води, вуглеводневої рідини, пари, газоподібних агентів, газорідних сумішей, організації постійної циркуляції в стовбурі свердловини теплоносіїв, введення в потік пластової продукції розчинників нафти, газу високого тиску, ПАР – понижувачів в'язкості нафти та інгібіторів парафіновідкладення.

Нами виконано комплекс досліджень з впливу на пласт, привибійну зону і стовбур свердловин з метою інтенсифікації видобування високов'язких нафт.

Серед методів теплового впливу на пласти з високов'язкою нафтою до числа найефективніших відноситься внутрішньопластове горіння. Реалізація процесу внутрішньопластового горіння в межах всього покладу високов'язкої нафти вимагає значних витрат на буріння великої кількості нагнітальних і видобувних свердловин зі згущеною сіткою їх розміщення з метою охоплення розробкою всіх частин покладу і закачування в продуктивні пласти дуже великої кількості окислювача. 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 внутрішньопластового горіння 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 повторюють закачування 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. Нами розроблено математичну модель процесу циклічного внутрішньопластового горіння, з використанням якої 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. Виконані розрахунки свідчать про високу технологічну ефективність циклічного внутрішньопластового горіння. 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 2000⁰С, радіус зони теплового впливу перевищує 200 м. 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 закачаного повітря, при яких досягається максимальний технологічний ефект щодо сумарного видобутку нафти і тривалості роботи свердловини з підвищеним дебітом.

Ефективним напрямом теплового впливу на привибійну зону пласта є застосування вибійних електронагрівників. Результати розрахунків, виконаних за розробленою методикою для умов гіпотетичного пласта, показують, що, залежно від потужності електронагрівника, за 10 діб прогріву температура на стінці вибою зупиненої свердловини зростає у 1,8 – 3,8 разів, а радіус зони теплового впливу змінюється від 3,6 до 4,1 м, за 20 діб прогріву вибійна температура зростає у 2,1 – 4,4 разів, а радіус зони прогріву досягає 5,1 – 6,1 м. Після пуску в роботу свердловина тривалий час (до 20 діб і більше) працює з підвищеним дебітом і добувається додаткова кількість нафти, незважаючи на зупинку свердловини для прогріву пласта. За результатами виконаних досліджень встановлено вплив на характеристики процесу прогріву привибійної зони вибійним електронагрівником, тривалість роботи свердловини з підвищення дебітом нафти і додатковий видобуток нафти фізико-літологічних параметрів пластів, фізико-хімічних властивостей нафти, тривалості прогріву привибійної зони і потужності нагрівника. Результати проведених досліджень дозволяють підібрати оптимальні значення параметрів теплового впливу на привибійну зону свердловин вибійними нагрівниками з метою досягнення найбільшої ефективності процесу.

Іншим перспективним напрямом теплового впливу на високов'язкі нафти і збільшення дебітів свердловин є застосування лінійних постовбурних електронагрівників, наприклад, ТЕНів. При цьому їх можна встановлювати не по всій довжині колони насосно-компресорних труб, а тільки вище глибини, на якій температура газорідного потоку в трубах зменшується до певного значення, нижче якого починається істотне зростання в'язкості нафти. За результатами аналізу проб нафти із свердловини № 96 Яблунівського НГКР, наведена температура дорівнює 49⁰С, що відповідає глибині близько 1500 м. ТЕНи можуть стаціонарно встановлюватись в насосно-компресорних трубах і експлуатуватись неперервно чи періодично за заданою програмою або періодично за графіком спускатись у свердловину і впродовж певного періоду часу здійснювати тепловий вплив на газорідну суміш в зупиненій або працюючій свердловині. Розроблена методика розрахунку теплового впливу на газорідну суміш в насосно-компресорних трубах електронагрівниками, яка дозволяє вибирати місце встановлення електронагрівників, їх потужність, періодичність і тривалість теплової обробки.

Вищенаведене свідчить про можливість інтенсифікації розробки покладів високов'язкої нафти, зокрема з використанням засобів, розроблених в ІФНТУНГ.

Список використаних джерел

1. Нові методи підвищення нафтовилучення пластів: монографія / К.О. Оганов, В.М. Дорошенко, Д. О. Єгер [та ін.]. К.: Наукова думка, 2005. 350 с.

2. Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу: [монографія] / Гришаненко В. П., Зарубін Ю. О., Дорошенко В. М., Гунда М. В., Прокопів В. Й., Бойко В. С. [та ін.]. Київ: Науканафтогаз, 2014. 456 с.

ВПЛИВ СТАНДАРТНОЇ ТЕМПЕРАТУРИ НА ЕНЕРГОВИТРАТНІСТЬ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ ТА ОБСЯГ ПЕРЕДАЧІ ЕНЕРГІЇ ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ

Марія СЕРЕДЮК

*д.т.н., професор кафедри транспортування
та зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ*

mariia.serediuk@nung.edu.ua

Сергій ВЕЛИКИЙ

аспірант ІФНТУНГ

Sergii.Velykyi@ifgas.com.ua

Назарій МОТРУК

аспірант ІФНТУНГ

motruk1995@gmail.com

На думку вітчизняних та міжнародних експертів, газова промисловість України найбільш готова до практичного застосування газоводневих сумішей та водню, порівняно з іншими галузями. Вона володіє унікальною мережею магістральних та розподільних газопроводів зі значно вищою

потужністю передачі енергії, ніж лінії електропередачі. Зазначена мережа має значний потенціал для використання водню як на національному ринку, так і для експортних поставок [1]. Енергоефективність експлуатації будь-якого газопроводу залежить від фізичних та термодинамічних властивостей газової суміші, яка транспортується. Витрату газової суміші як у магістральних, так і розподільних газопроводах, прийнято вимірювати не у масових, а в об'ємних одиницях. Оскільки об'ємна витрата у газопроводі залежить від тиску і температури, то вводять стандартні умови вимірювання об'єму. Згідно з ДБН В.2.5-20:2018 [2] для розподільних газових мереж стандартний тиск дорівнює 101,325 кПа, стандартна температура 0 °С (273,15 К). У той же час для магістральних газопроводів стандартний тиск такий же, а стандартна температура прийнята рівною 20 °С (293,15). Така невідповідність спричинює певні труднощі при уточнених перерахунках об'ємів транспортованого газу з урахуванням його реальних властивостей. Як наслідок, деякі підприємства розподільних газових мереж при проведенні проектних та експлуатаційних розрахунків почали переходити від значення стандартної температури 0 °С до значення 20 °С. Це впливає на енерговитратність газових мереж та результати розрахунку обсягу передачі ними енергії.

Не дивлячись на наявність робіт, в яких розглядаються особливості газодинамічних режимів газових мереж при транспортуванні газодневих сумішей [3,4,5], питання впливу вибору стандартних умов вимірювання об'єму та згоряння газової суміші на енерговитратність газових мереж та передачу ними обсягів енергії споживачам висвітлені недостатньо.

Мета роботи – встановлення закономірностей впливу вибору стандартних умов вимірювання об'єму та згоряння газової суміші на енерговитратність газових мереж та обсяги передачу ними енергії до споживачів.

Для досліджень взято склад природного газу, який у 2022 році застосовувався при газопостачанні споживачів Івано-Франківської області. Природний газ містить 12 компонентів, основним із яких є метан з об'ємною часткою 94 %. На базі зазначеного природного газу формувались газодневі суміші з такою об'ємною часткою водню, % : 0, 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100. Для кожної газодневої суміші з певною об'ємною часткою водню здійснювали перехід від об'ємних часток до молярних з урахуванням реальних властивостей газів. Після цього з використанням комп'ютерної програми за методикою, що наведена у стандарті [6], виконували розрахунки властивостей газодневих сумішей, як реальних газів, для двох значень стандартної температури вимірювання об'єму 0 °С і 20 °С.

Для визначення обсягу енергії, що передається розподільним газопроводом до споживачів, знаходили вищу і нижчу об'ємну теплоту згоряння, вище і нижче число Воббе для двох зазначених вище значень стандартної температури вимірювання та значень стандартної температури згоряння 0 °С і 20 °С.

Рисунок 1 ілюструє результати визначення об'ємної теплоти згоряння газодневої суміші з різною об'ємною часткою водню для двох зазначених вище значень стандартної температури вимірювання та згоряння.

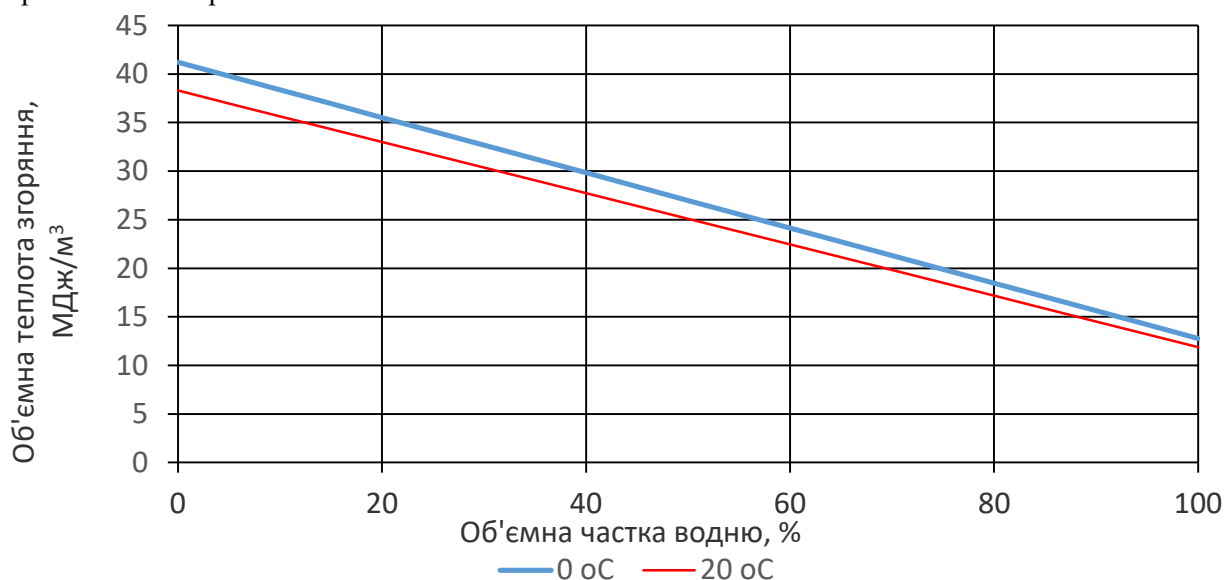


Рисунок 1 – Вплив об'ємної частки водню на об'ємну теплоту згоряння газодневої суміші для двох значень стандартної температури вимірювання та згоряння

Газодинамічна енерговитратність визначалась для сталевого газопроводу низького тиску діаметром 108x3 мм і довжиною 100 м. Аналізувався повний діапазон завантаження газопроводу, що відповідає реальним умовам експлуатації. Для зазначених газопроводів з метою характеристики газодинамічної енерговитратності застосовують поняття гідравлічного нахилу – це втрати тиску на одиниці довжини. Багатоваріантний газодинамічний розрахунок газопроводу низького тиску при транспортуванні газоводневих сумішей з різною об’ємною часткою виконувався за методикою, яка рекомендована чинним нормативним документом [2]. На рисунку 2 наведено приклад одержаних закономірностей впливу об’ємної частки водню на газодинамічну енерговитратність сталевого газопроводу низького тиску для двох значень стандартної температури вимірювання об’єму та згоряння газоводневої суміші.

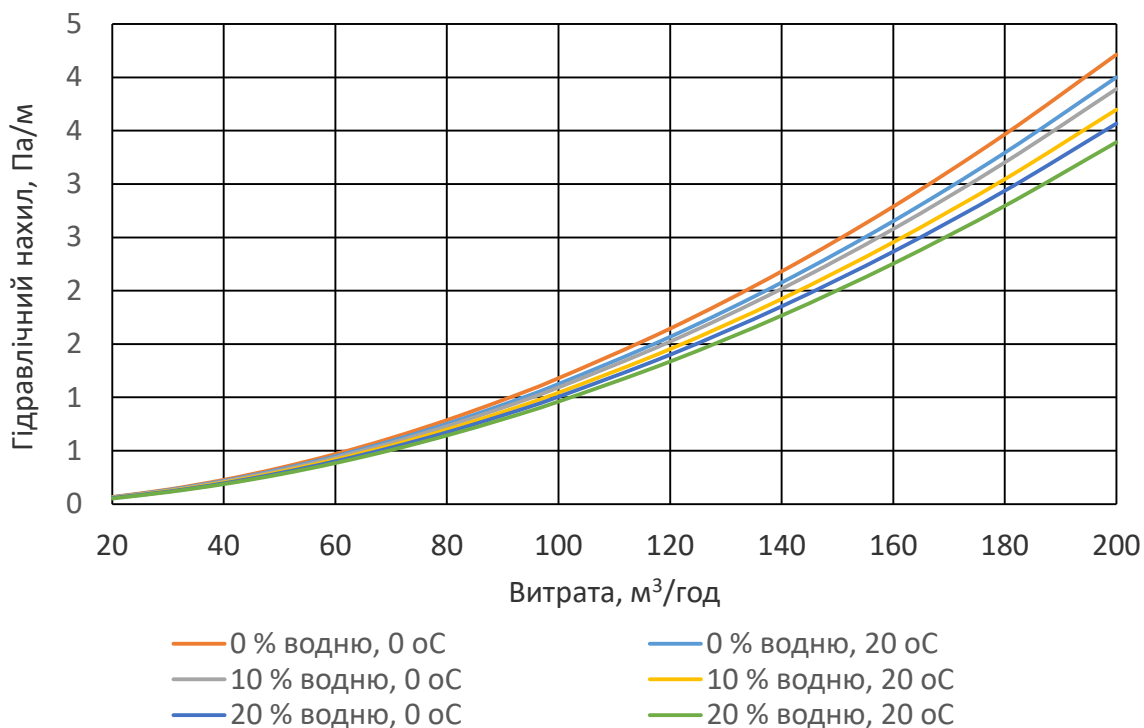


Рисунок 2 – Вплив об’ємної частки водню на газодинамічну енерговитратність газопроводу низького тиску при транспортуванні газоводневих сумішей для двох значень стандартної температури вимірювання та згоряння

Основною функцією розподільного газопроводу є подача споживачам певного обсягу енергії. Тому необхідно визначити, яку кількість енергії газопровід спроможний передати споживачам у випадку застосування замість природного газу газоводневих сумішей з різними об’ємними частками водню. Приймаємо, що витрати газових сумішей відповідають витратам для природного. Одержані результати характеризує рисунок 3.

Висновки

1. Результати досліджень засвідчили, що вибір стандартної температури вимірювання об’єму та стандартної температури згоряння помітно впливає на результати розрахунку густини, в’язкості, об’ємної теплоти згоряння як природного газу, так і газоводневих сумішей з різною об’ємною часткою водню.

2. Газодинамічна енерговитратність сталевого газопроводу низького тиску за однакових значень витрат, що відповідають турбулентному режиму руху, при використанні стандартної температури 20 °С замість нормативної 0 °С приблизно на 4 % менша як для природного газу, так і для газоводневих сумішей.

3. Обсяг енергії, що передається газопроводом до споживачів, помітно залежить від вибору стандартних температур вимірювання і згоряння. За умови збереження витрат, що мали місце при перекачуванні природного газу, використання газоводневих сумішей призводить до суттєвого зменшення обсягів передачі енергії газопроводом низького тиску.

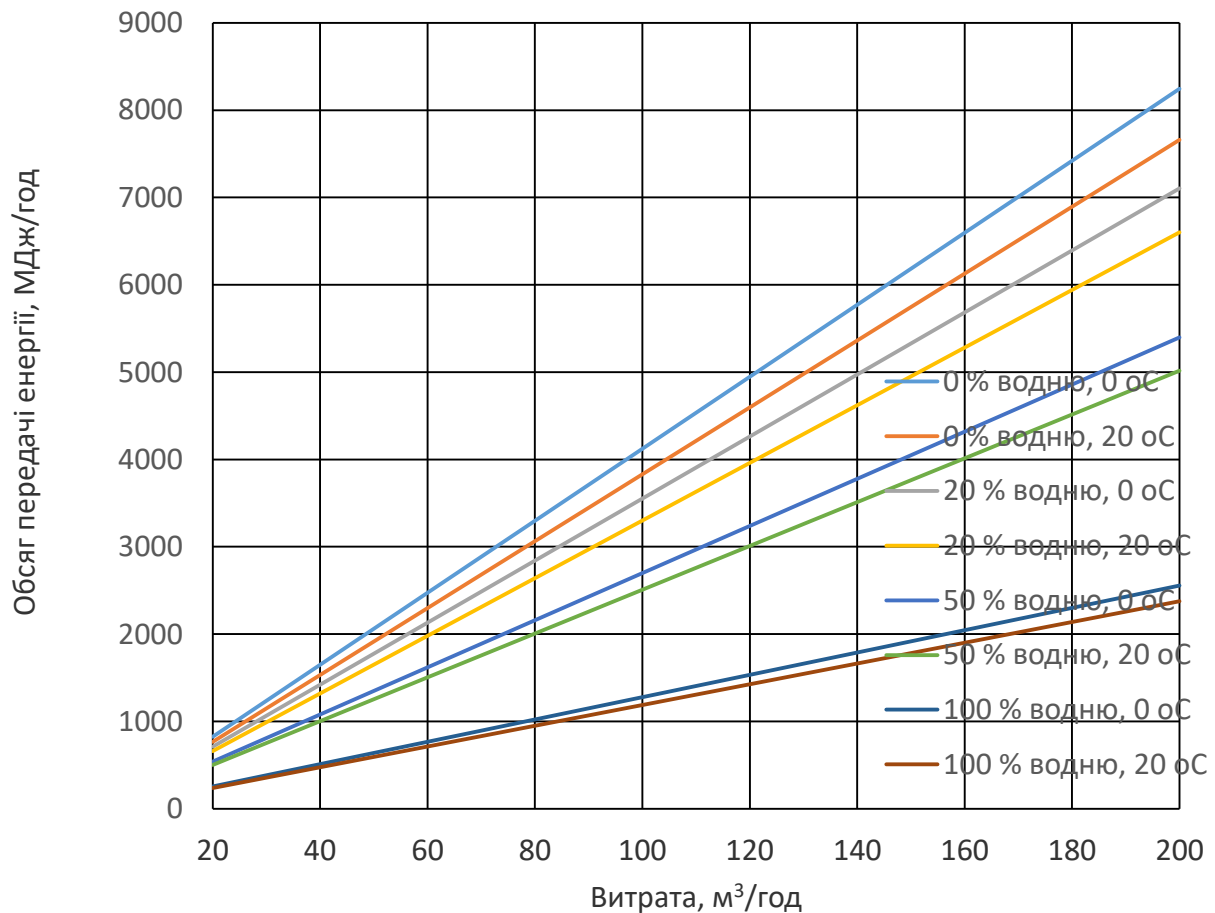


Рисунок 3 – Обсяги енергії, що подаються споживачам газопроводом низького тиску при транспортуванні газоводневих сумішей з різною об’ємною часткою водню для двох значень стандартних температур вимірювання і згоряння

Список використаних джерел

1. Проект дорожньої карти для виробництва та використання водню в Україні. URL: https://unece.org/sites/default/files/2021-03/Hydrogen%20Roadmap%20Draft%20Report_UKR%20March%202021.pdf.
2. ДБН В.2.5-20:2018. Газопостачання.
3. Середюк М. Д. Газодинамічні режими експлуатації газових мереж низького тиску при транспортуванні газо-водневих сумішей. *Міжнародний науковий журнал «Інтернаука»*, 2021. № 1 (101). Т.1. С. 52–62. DOI <https://doi.org/10.25313/2520-2057-2021-1-6822>.
4. Середюк М. Д. Особливості газодинамічних процесів у газових мереж середнього і високого тиску за транспортування газо-водневих сумішей. *Міжнародний науковий журнал «Інтернаука»*, 2021. № 2 (102). С.87–95. DOI <https://doi.org/10.25313/2520-2057-2021-2-6887>.
5. Середюк М. Д. Особливості газодинамічного розрахунку внутрішніх газових мереж при застосуванні газоводневих сумішей. *Міжнародний науковий журнал «Інтернаука»*, 2021. № 11 (111). С. 73–80. DOI:10.25313/2520-2057-2021-11-7484.
6. ДСТУ EN ISO 6976:2020 Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини та числа Воббе на основі компонентного складу.

МАЙБУТНЄ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ КАРПАТСЬКОГО РЕГІОНУ: ФАКТИ І ПЕРСПЕКТИВИ

*Лев МОНЧАК
Ірина МИХАЙЛІВ
Володимир ХОМИН
Мирослав ФЕДОРНЯК*

Стратегічним завданням держави України та її уряду є досягнення максимально можливого рівня забезпечення власними ресурсами нафти і газу як у воєнний, так і у післявоєнний час. Це забезпечить певну незалежність від зовнішнього світу та збереже значні валютні кошти у країні, не кажучи вже про розвиток інфраструктури промисловості, створення значної кількості робочих місць, у т.ч. вищої кваліфікації.

Видобування та використання нафти в Україні має давню історію, яка сягає часів Київської Русі. Уже тоді нафту використовували як ліки та мастило. У давнину нафту збирали на її природних виходах на денну поверхню, а часом почали рити неглибокі ями, колодязі та копанки [1].

Про видобуток нафти із поглибленої соляної шахти у Слободі Рунгурській відомо з 1771 р., а з колодязів у Ріпному – ще до 1786 р.

Карпатський регіон відноситься до найстаріших у Європі та світі районів видобутку нафти. Уже в 1860 р. підприємці видобували десятки тон нафти на місяць – а це вже зародження промисловості. Про використання нафти є письмові згадки з XVI, XVII та XVIII століть. Були свідчення і про її дистиляцію. У 1795 р. опублікована перша наукова праця Й. Мартиновича «Хімічні дослідження нафти Галичини». У 1820 р. опублікована стаття Й. Геккера [2], в якій описані спроби переробки нафти та її використання для освітлення. У 1853 р. був виданий патент Я. Зегу на очищення нафти хімічним способом, завдяки чому вона стала придатна для використання у технічних цілях, у т.ч. освітлення. У цьому ж році засвітилися перші гасові лампи [3].

Від тоді почався бурхливий розвиток нафтовидобутку, який досяг майже 2 млн т у 1909 р. Це відбувалося в основному за рахунок відкриття Бориславського нафтового родовища. У 1923 р. також почався видобуток газу. Галичина тоді займала третє місце у світі за видобутком після США та Росії. Потім почався спад...

Другий значний ріст видобутку нафти і газу у Карпатському регіоні припадає на 60-70-і роки минулого століття, що пов'язано з відкриттям найбільшого в Україні Долинського нафтового родовища. Після цього знову наступив спад видобутку, який триває і до сьогодні. Станом на 2021 р. видобуток нафти у регіоні склав лише 551 тис. т, газу – 1,506 млрд. м³. На наш погляд, причини очевидні – відсутність раціонального державного підходу до освоєння вуглеводневих ресурсів.

Одним із важливих напрямків розвитку геологорозвідувальних робіт у Карпатському регіоні є подальше розширене освоєння вже виявлених запасів нафти на невеликих глибинах, а також пошуки нових. Це економічно вигідно та демонструє швидкий результат у часі. У Західному регіоні зосереджено багато із виявлених родовищ нафти і газу на малих глибинах і ще є значні перспективи розширення ресурсної бази.

Протягом уже одного року можна отримати результат нарощення приросту видобутку нафти і газу за рахунок введення в дію законсервованих родовищ і свердловин. Наведемо приклади: Великокомістівське (Львівська область) – 500 млн м³, Коломийське (Івано-Франківська область) – до 100 млн м³ і т.д. Законсервованими є Кадобнянське газоконденсатне, Гринківське та Сеньківське нафтові родовища Івано-Франківської області та деякі родовища Закарпатської області. З кожної свердловини, що знаходяться на цих та інших родовищах можна видобувати 5-50 тис. м³ за добу.

Пошуки нафти і газу на малих глибинах хоч і є перспективними, проте вони не можуть кардинально вирішити проблему значного нарощення запасів нафти і газу. Проте, пошуки таких родовищ не вимагають значних затрат і можуть виконуватися невеликими компаніями.

За результатами аналізу геологічних, сейсмічних, геохімічних досліджень, а також зважаючи на результати буріння глибоких свердловин нами виділено цілий ряд піднять, що можуть бути перспективними у нафтогазоносному відношенні.

Для прикладу можна навести ряд таких структур, що приурочені до Скибової зони Передкарпатського прогину і є найперспективнішими, з нашої точки зору. Це Південносливкінське (рис. 1), Журавлівське та Максимецьке, що приурочені до Надвірнянського нафтогазоносного району, Ангелівське (рис. 2), Сиваківське у Долинському нафтогазоносному районі, а також Верхньогутинське, Перешпинське та Батинецьке у межах Бориславського нафтогазоносного району. Видобувні ресурси цих структур оцінюються нами в 13 млн тон, а геологічні – 65 млн тонн [4].

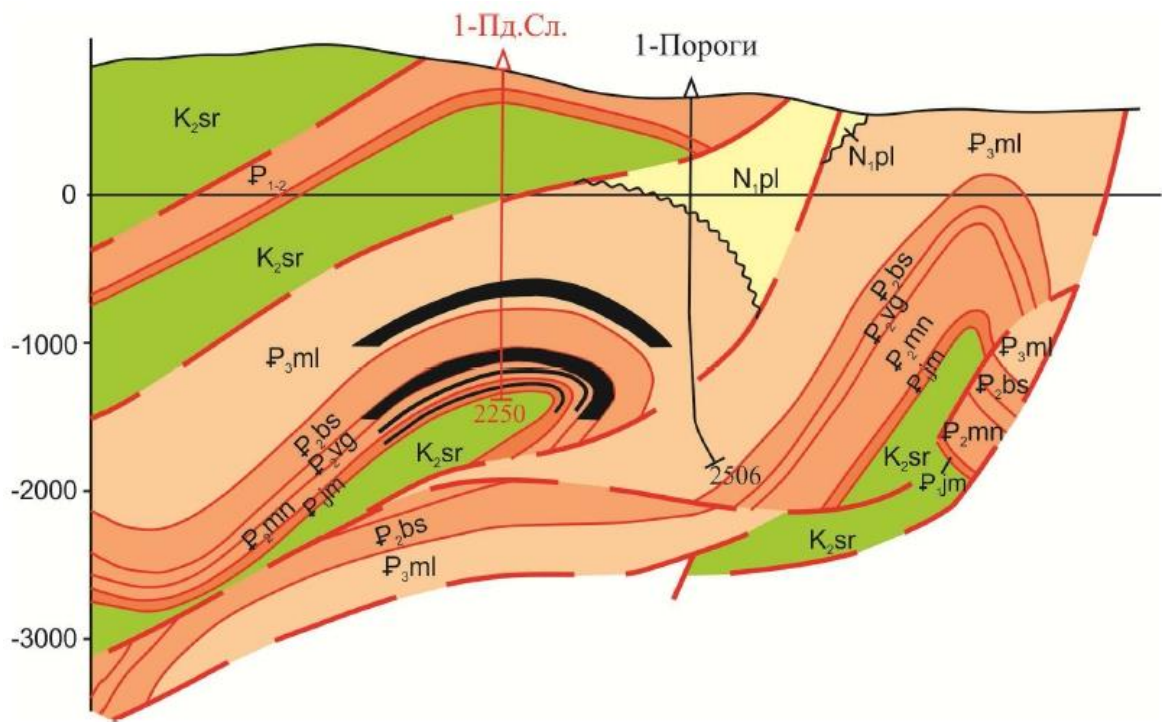


Рисунок 1 – Геологічний розріз через Південнослов'янську структуру

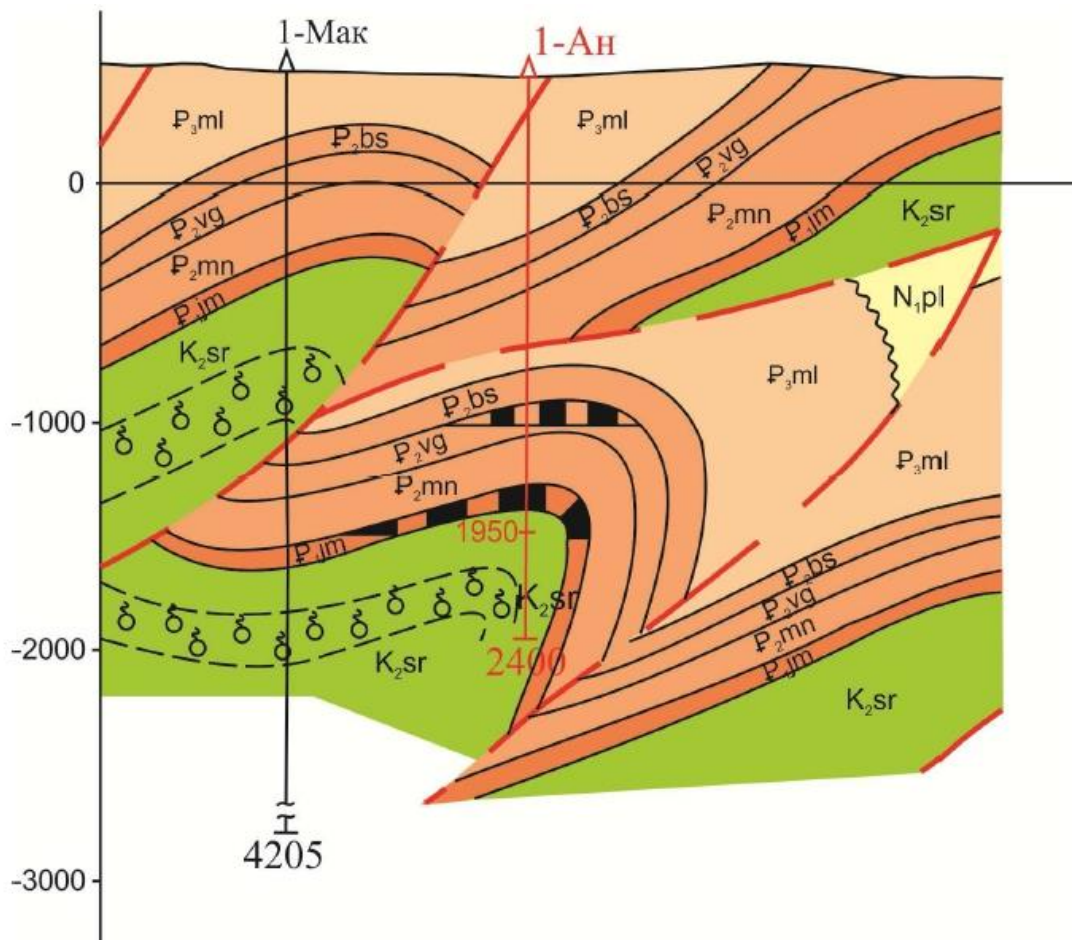


Рисунок 2 – Геологічний розріз через Ангелівську структуру

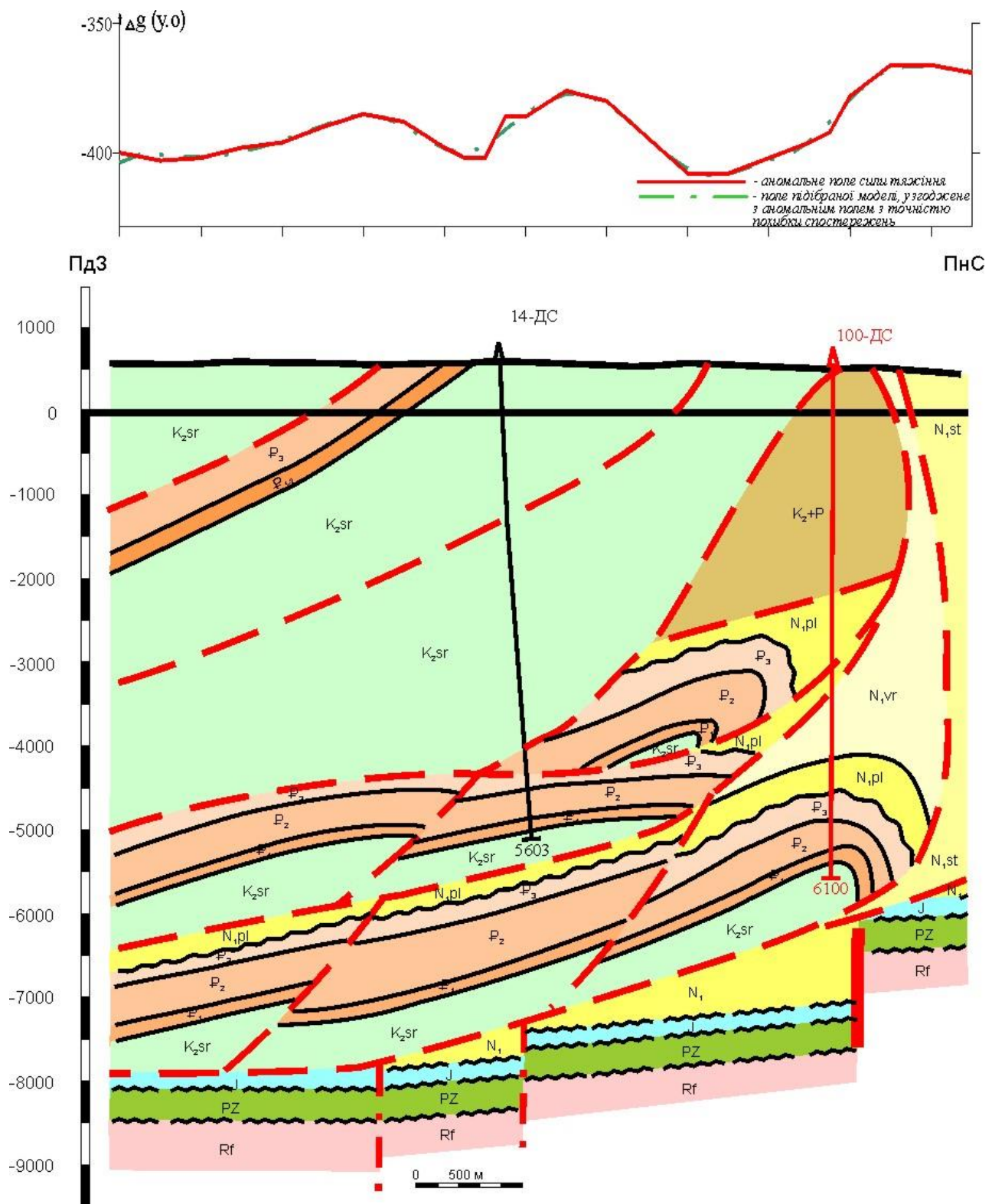


Рисунок 3 – Геологічний розріз через Доброміль-Стрільбицьку структуру

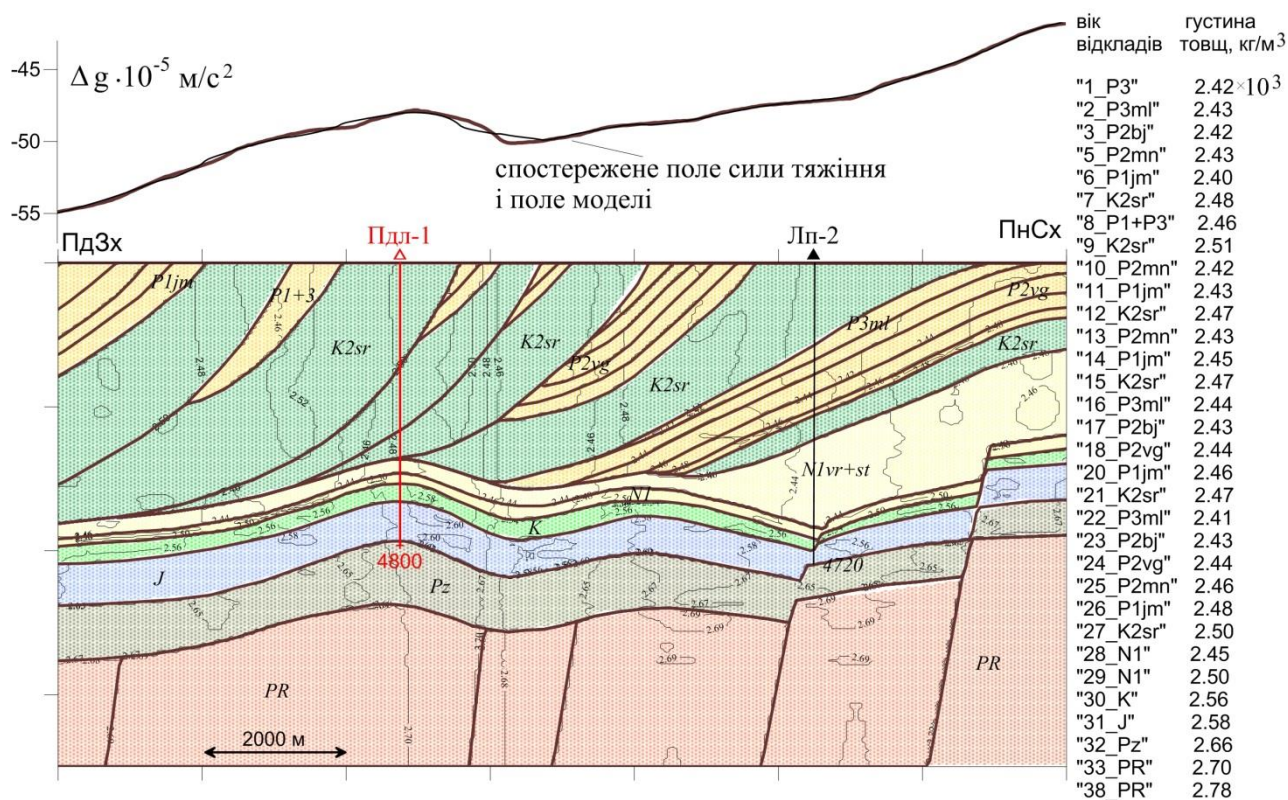


Рисунок 5 – Південнолопушнянська складка. Геолого-гравіметричний профіль по лінії I-I

У Бориславсько-Покутській зоні виявлено до 20 перспективних ділянок на глибинах до 2000-2500 м. За нашими підрахунками на тринадцяти ділянках ресурси становлять 115 млн т нафти, а видобувні запаси – близько 23 млн т. Ділянки є підготовленими до пошукового буріння, як, наприклад, Північні Опаки, Лицівська, Сливкінська, Акрешорська та ін.

Важливим напрямком нарощення потенційних ресурсів та запасів нафти і газу є освоєння великих глибин (понад 4,5-5 км), оскільки на менших глибинах вони значною мірою вичерпані. Залишились тільки окремі ділянки, що ще не освоєні.

Щодо пошуків нафти та газу на великих глибинах виникає декілька принципових питань. Чи є перспективні горизонти і на які глибини вони поширюються? Чи можуть існувати на цих глибинах породи-колектори нафти і газу промислового значення? З якими тектонічними зонами Західного регіону можуть бути пов'язані глибокозанурені об'єкти та їх місцезнаходження? Виконаний нами детальний аналіз геологічної будови Західного регіону України дає відповіді на ці питання [5]. У цій же публікації нами детально обгрунтовані дані, що однозначно вказують на наявність порід-колекторів на глибинах до 10 км.

Тут же зупинимось лише на розгляді кількох основних зон можливого відкриття родовищ нафти і газу на великих глибинах із значними запасами. Це передові складки у Бориславсько-Покутській зоні – Доброміль-Стрільбицька (рис. 3) і Підберезька (рис. 4), складки у піднасуві – Південно-Лопушнянська (рис. 5), а також складки у підложі Карпат.

Також особливу увагу слід привернути до відновлення ліквідованих свердловин. Більшість з них ліквідовано як малодобітні (переважно до 3 т/добу нафти та 5 тис. м³/добу газу). Затрати відповідно списані. Отже при відновленні на вартість продукції не нараховуються амортизаційні відрахування. Відповідно залишаються експлуатаційні витрати та витрати на відновлення. Це під силу також малому бізнесу, якщо усунути ряд бюрократичних перепон і дозволів.

Найбільша кількість ліквідованих свердловин знаходиться саме в Західному регіоні, адже тут видобуток нафти ведеться вже понад півтора століття.

Отже, у Західному регіоні є значні перспективи нафтогазоносності, але нарощення видобутку нафти і газу, пов'язуються переважно із нерозвіданими ресурсами. За нашими оцінками обсяги їх становлять не менше 60% від загальних по регіону.

На нашу думку, шляхів нарощення є декілька, які відрізняються між собою часом отримання позитивного результату, обсягами капіталовкладень та економічною вигодою:

- введення в дію всіх законсервованих родовищ і свердловин;
- відновлення ліквідованих свердловин;
- пошуки невеликих (малорозмірних) родовищ нафти і особливо газу;
- пошуки нафти і газу на великих глибинах;
- видобуток газу із тонкошаруватих ущільнених порід.

Проте для реалізації цих варіантів необхідним є бажання проведення радикальних змін у організаційно-правовому та законодавчому аспектах. Тоді майбутнє нафтогазової галузі України буде мати якісну перспективу.

Список використаних джерел

1. Л. Мончак, В. Хомин, А. Локтев, Ю. Мончак, І. Шутко Головні дати та документи з історії зародження нафтогазової промисловості Прикарпаття. Матеріали науково-практичної конференції «Культурна спадщина нафтової столиці Передкарпаття», Борислав-Східниця, 24-25 квітня 2017 р. Львів. 2017. С. 9–11.
2. Hecker J. Das Bergohl in Galizien // Jahrbuchern des kais. konig. Politechnischen Institut, Wien, II. Band, 1820. S. 335-345.
3. Zeh J. Pierwsze objawy prsemyslu naftowego w Galicyi // Czasopismo Towarzystwa Aptekarskiego. – 1889. №. 12. S. 201- 205., Мончак Л., Бойко Г. Львів – батьківщина нафтової освітлювальної лампи. Галицька брама. 1997. № 1 (25). С. 12-13., Мончак Л. С. Зародження нафтової промисловості Прикарпаття. Геолог України. 2003. № 3, 4. С. 93-98.
4. Мончак Л. С. Щодо реальних перспектив відкриття нових родовищ та нарощення видобутку нафти і газу у Західному регіоні України. Л. С. Мончак, С. Г. Анікеєв, Г. О. Жученко, Т. В. Здерка, Ю. Л. Мончак, В. Р. Хомин. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2019. № 2(71). С. 7-19. [http://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2\(71\)-7-19](http://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2(71)-7-19)
5. Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Українських Карпат. Маєвський Б. Й., Анікеєв С. Г., Мончак Л. С. та ін. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. 207 с.

ОСНОВНІ КРИТЕРІЇ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ НАГНІТАЛЬНОГО ТЕСТУ, ДЛЯ ПОДАЛЬШОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ

Олександр ГОЛОВАЧОВ

аспірант Київський національний університет
імені Тараса Шевченка
ННІ «Інститут геології»
o.holovachov@gmail.com

Нагнітальний тест (*DFIT – diagnostic fracture injection test*) – це тест який проводиться для порід з низькою проникністю, щоб надати інформацію про фільтраційно-ємнісні параметри пласту, а також параметри гідравлічного розриву. [1]

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) або коротко «фрєкінг» (*від англ. fracking*) – це технологічний процес закачування рідкої суміші під тиском, достатнім для розкриття природних чи утворення штучних тріщин у продуктивному пласті із подальшим закачуванням рідини (на водній або вуглеводневій основі, кислотні розчини тощо) із розклинювачем (пропант, пісок та ін.) або без нього для створення високої пропускної здатності з метою отримання припливу пластових флюїдів у свердловину після закінчення процесу.

ГРП служить одним з найбільш ефективних геолого-технічних заходів, метою якого є інтенсифікація припливу пластового флюїду для видобувних свердловинах. [2]

Під час нагнітального тесту вводиться відносно невеликий об'єм рідини в пласт (від 1 м³ до 50 м³ в залежності від розміру пласту та типу порід), створюючи гідравлічну тріщину. Після закінчення нагнітання тиск у свердловині контролюється протягом кількох годин або днів, приклад графіку нагнітального тесту на рис. 1. Вимірювання тиску використовуються для визначення властивостей формації, включаючи ефективність рідини, проникність, тиск закриття тріщин (який пов'язаний з величиною мінімального горизонтального напруження та чистого тиску), наявність природної

тріщинуватості та тиск формації. Це ключові параметри для проектування гідравлічного розриву та інтерпретації фільтраційно-ємнісних властивостей пласта.

Виконуючи нагнітальний тест, дуже важливо використовувати вимірювальні датчики з можливістю запису на високих частотах (1 вибірка на секунду), високій роздільній здатності (0,001 atm.) в залежності від температурних умов. Незначні зміни тиску протягом короткого періоду часу мають важливе значення для аналізу даних падіння.

Події, що спостерігаються під час процедури нагнітального тесту:

- Розрив вказує на початок нової тріщини;
- Перегин вказує на розширення існуючої тріщини;
- Тиск ін'єкції повинен бути стабільним при постійній швидкості;
- Покрокове пониження в кінці тесту для оцінки тертя на перфорації та звивистість тріщини;
- ISIP (не миттєвий) відображає тиск розширення тріщини;
- Може бути відкриття природніх тріщин, між тиском розширення та закриття тріщини;
- Резервуарні перехідні процеси можуть бути спостережені після закриття, якщо тест проводиться достатньо довго;
- Пластовий тиск завжди екстраполюється до нескінченного часу закриття.

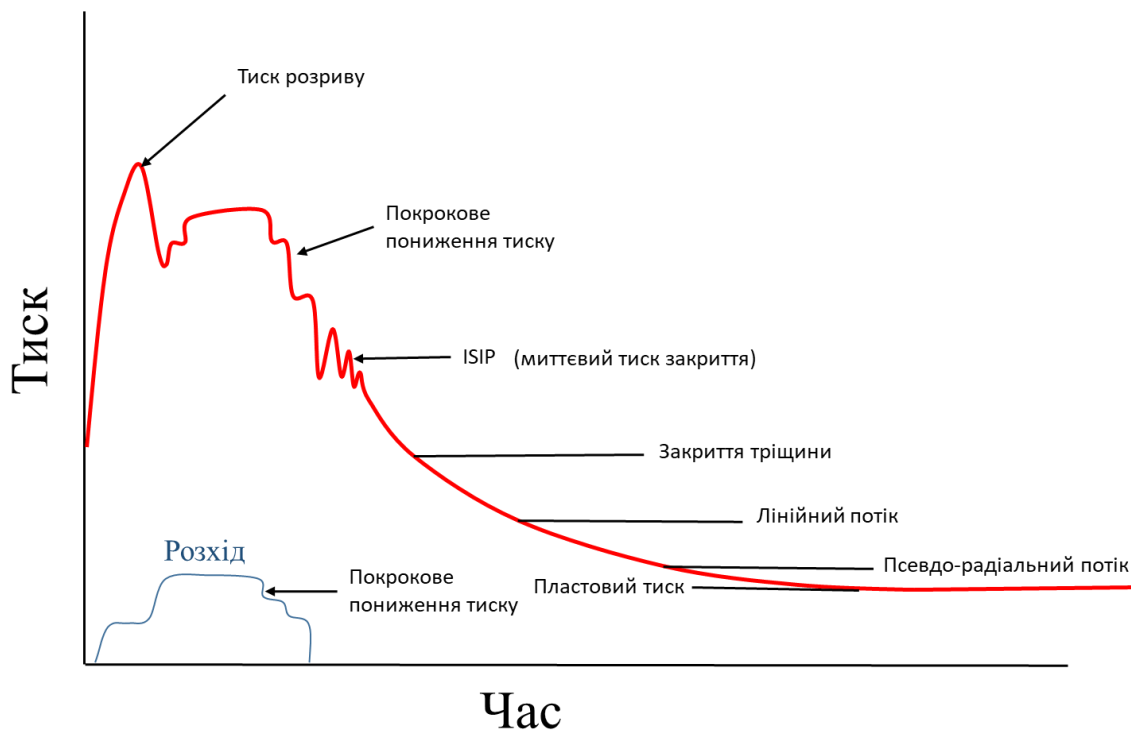


Рисунок 1 – Графік проведення нагнітального тесту

Наступні параметри визначаються за допомогою аналізу перед закриттям:

- Тиск закриття тріщини (PC) (тиск в тріщині, який утворюється, коли стінки тріщини закриваються);
 $p_c = \text{мінімальне горизонтальне напруження}$
- Миттєвий тиск закриття (ISIP);
 $\text{ISIP} = \text{Залишковий вибійний тиск закачування} - \text{компонент тертя (тиск після зупинки насосів)}$;
- Градієнт руйнування;
 $\text{Градієнт тріщини} = \text{ISIP} / \text{Глибину пласта}$
- Чистий тиск розриву (Δp_{net}) (відношення між тиском в будь-якій точці тріщини і тиском при якому тріщина закривається);
 $\Delta p_{net} = \text{ISIP} - \text{тиск закриття}$;
- Ефективність рідини гідророзриву (показує відношення об'ємів відфільтрованої рідини, до об'єму рідини, який залишився в пласті, в процентному відношенні).

Вище перелічені параметри визначаються програмно при аналізі кривих падіння тиску після зупинки закачування нагнітального тесту.

Існують різні техніки аналізу використовується під час аналізу та інтерпретації аналізу DFIT: G-функція Nolte, G-функція log-log і квадратний корінь з часу зупинки.

Кожен метод використовує різні діагностичні похідні криві, які допомагають визначити закриття тріщини, механізми витоку та режими фільтрації. [3]

На перший погляд, операція з нагнітального тесту не виглядає складною, але вимагає слідувати всім критеріям які описані, також важлива коректна робота всіх приладів, щоб вони відображали точну інформацію, без ніяких впливів зовнішніх чинників. Дотримання всіх рекомендацій, дозволить більш точно визначити параметри, що стосуються тріщини і подальшого дизайну ГРП, а також визначення фільтраційно-ємнісних властивостей пласта.

Список використаних джерел

1. Barree, R. D., Baree, V. L., Craig, D. P., 2009. Holistic fracture diagnostics: consistent interpretation of prefrac injection tests using multiple analysis methods. SPE Prod. Oper. 24 (3), 396–406. SPE-107877-PA. <https://doi.org/10.2118/107877-PA>.
2. Economides, M.; Nolte, K. Reservoir Stimulation, NY and Chichester, 3rd ed., Wiley, 2000.
3. Barree, R.D., Miskimins, J.L., Gilbert, J.V., Barree&Associates., 2014. Diagnostic Fracture Injection Tests: Common Mistakes, Misfires, and Misdiagnoses. SPE-169539-MS.

РІДИНИ ГІДРОРОЗРИВУ НА ГУАРОВІЙ ОСНОВІ

Богдан МИХАЙЛИШИН

аспірант ІФНТУНГ

mykhailyshynbohdan@gmail.com

Іван КУПЕР

доцент ІФНТУНГ

ivankuper@ukr.net

Гідравлічний розрив пласту – це технологія, яка використовується для збільшення продуктивності нафтових і газових свердловин. Для цього в породу пласта вводиться рідина під високим тиском, яка створює тріщини, що призводить до збільшення проникності породи колектора. Провідну роль у процесі гідравлічного розриву відіграє рідина гідравлічного розриву (рідина ГРП). [1]

Для успішного впливу на привибійну зони пласта (ПЗП) необхідно, щоб рідина гідравлічного розриву була хімічно інертною по відношенню до породи і сумісною з пластовими рідинами, мати достатню в'язкість для утримання та перенесення пропанту, мати низьке тертя, бути стабільною, не забруднювати пласт реагентами розпаду та економічно вигідною.[2]

З моменту появи рідини для гідророзриву постійно вдосконалювалися від простих масел до складних полімерних гелів. Найчастіше вона представляє собою рідину на водній основі, яка загущується з застосуванням високомолекулярних полімерів, прикладами яких є гуарова камедь зображена на рис. 1.

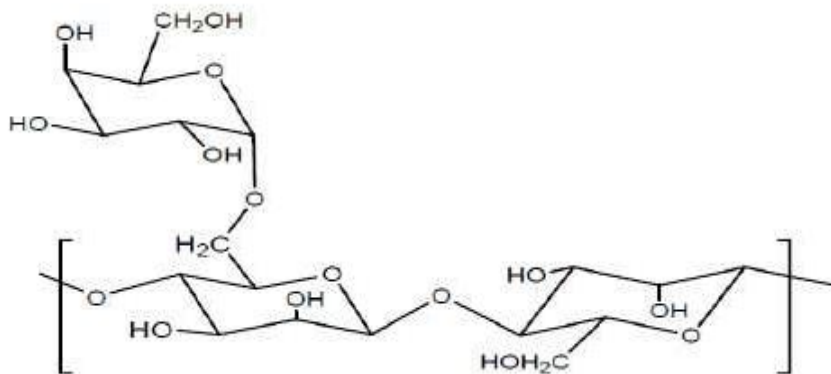


Рисунок 1 – Основна хімічна структура гуарової камеді

Рідина гідравлічного розриву повинна мати високу в'язкість, щоб створювати тріщини потрібної ширини. Однак, велика кількість полімерів у складі рідини ГРП може призвести до забруднення ПЗП і збільшення витрат. Щоб вирішити цю проблему, використовують зшивачі. Зшитий гель на основі гуарової камеді отримують шляхом зшивання молекул гуарової камеді борат-іонами. Зшивачі з'єднують ланцюжки полімерів, що дозволяє зменшити кількість полімерів у складі рідини ГРП без зниження її в'язкості. Цей процес відбувається при нейтральному рН. Як лінійна, так і зшита форми гуарової камеді широко використовуються в гідравлічному розриві пласта сьогодні. [3].

На рис. 2 зображено зшитий гель за допомогою боратного зшивача:

Варто відмітити, що у зшитому гелі при збільшенні температури значення рН зменшується. Це відбувається тому, що борат-іони розщеплюються на борну кислоту і гідроксид-іони. При цьому зменшується кількість борат-іонів, які можуть зв'язувати молекули гуарової камеді. В результаті цього рідина ГРП розріджується. При зменшенні температури значення рН знову збільшується. Це відбувається тому, що борна кислота знову зв'язується з гідроксид-іонами, утворюючи борат-іони. Ця унікальна властивість рідини ГРП на основі гуарової камеді дозволяє їй відновлювати свою в'язкість після того, як вона розріджується при підвищенні температури. Це є важливою перевагою, оскільки дозволяє використовувати рідину ГРП в умовах, де температура може змінюватися.



Рисунок 2 – Перевірка зшитого геля після додавання в нього зшивача

Зшитий гель сам по собі не здатний збільшити провідність тріщини, оскільки він не має достатньої міцності, щоб утримувати тріщину відкритою.[4-5] Тому він несе з собою пропант, який закріплюється в тріщині і утворює надійний фільтраційний канал між пластом і свердловиною. Пропант має високу міцність і здатний утримувати тріщину відкритою навіть під великим тиском. Завдяки цьому пропант значно підвищує провідність тріщини і сприяє ефективному вилученню нафти і газу. В'язка рідина, зшита або лінійна, і фільтраційний осад, що утворюється на поверхні породи, повинні бути деградовані, щоб досягти високої провідності тріщини. Полімери повинні бути розщеплені на фрагменти з невеликою молекулярною масою за допомогою деструкторів. Зазвичай окислювачі є найбільш часто використовуваним типом деструкторів. Амонійні, калієві та натрієві солі пероксидисульфату (персульфату) є поширеними окислювачами. Деструктори подаються в гель в рідкому або капсульованому вигляді. [6]

Добавка капсульованих деструкторів не завжди руйнує гуарову камедь, що може призвести до утворення надв'язкої гелеподібної маси, яка блокуватиме рух флюїду. Тому існує необхідність для комбінації рідких та капсульованих деструкторів для підбору необхідної концентрації .

Підсумувавши, можна зробити висновок, що майбутні напрямки дослідження повинні бути направлені на підбір рецептури рідин гідророзриву на водній основі з мінімально-допустимими параметрами полімерів та хімічних реагентів в комбінації з рідкими та капсульованими деструкторами. При цьому дані рідини повинні бути стабільними, відновлювати свої реологічні властивості після фазових навантажень та передчасно не руйнуватись. Реалізація цих напрямків дослідження дозволить підвищити ефективність технології ГРП і збільшити продуктивність нафтових і газових свердловин.

Список використаних джерел

4. Economides, M.; Nolte, K. Reservoir Stimulation, NY and Chichester, 3rd ed., Wiley, 2000.
5. Andrews, Anthony et al. (30 October 2009) (PDF). Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues (Report). Congressional Research Service. p. 7; <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R40894.pdf>. Retrieved 22 February 2012
6. Shah SN (1993) Rheological characterization of hydraulic fracturing slurried. Society of Petroleum Engineers, SPE Production & Facilities, pp 123–130
7. Bohlooli B, Pater CJ (2006) Experimental study on hydraulic fracturing of soft rocks: influence of fluid rheology and confining stress. J Pet Sci Eng 53:1–12
8. Bird RB, Armstrong RC, Hassager O (1987) Dynamics of polymeric liquids, 2nd edn. Wiley, New York, p 1
9. Almubarak, Tariq, et al. "Insights on potential formation damage mechanisms associated with the use of gel breakers in hydraulic fracturing." Polymers 12.11 (2020): 2722.

ЗАСТОСУВАННЯ РІДИН ГЛУШІННЯ СВЕРДЛОВИН ПІД ЧАСПОТОЧНОГО ТА КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН

Олександр КОНДРАТ

д.т.н, професор,

проректор з наукової роботи ІФНТУНГ

Тарас ХОМИН

аспірант за спеціальністю 185

Нафтогазова інженерія та технології ІФНТУНГ

Експлуатація газових та нафтових свердловин потребує періодичного проведення ремонтних робіт, серед яких це поточний ремонт з планової заміни підземного обладнання в свердловинах (ліфти НКТ, колони штанг, газліфт, ЕЦН, ШГН, гвинтові насоси), ремонту устьового обладнання або капітальний ремонт з ліквідації аварій у свердловинах, роботи з переходу на вищі (нижчі) горизонти, встановлення цементних мостів, ліквідація негерметичності експлуатаційних колон, буріння бічних стовбурів, ремонтно-ізоляційні роботи тощо (1).

Всі ці роботи потребують припинення експлуатації шляхом глушіння свердловин.

Рідини глушіння відіграють важливу роль в процесі виконання ремонтних робіт, обґрунтований вибір яких з урахуванням геолого-технічних умов свердловини дозволяє забезпечити попередження таких ускладнень, як: поглинання рідини глушіння продуктивним пластом, нафтогазоводопроявлення, корозійне руйнування підземного обладнання і головне ускладнення – зниження продуктивності свердловини в після ремонтний період тощо.

Для вибору ефективних рідин глушіння необхідне врахування ряду факторів: літологічні особливості колектора - наявність та концентрація глинистих мінералів, фільтраційні характеристики – пористість та проникність, термодинамічні характеристики – тиск та температура пласта, тип та фізико-хімічні характеристики пластових флюїдів, конструкція та стан свердловинного обладнання – наявність пакерних систем, глибинних насосів, цілісність НКТ; екологічні проблеми тощо.

На сьогодні розроблено багато типів та складів розчинів для тимчасового та довготривалого глушіння. Серед найбільш розповсюджених це водно-полімерні та вуглеводневі розчини. Найбільш розповсюдженими компонентами рідин глушіння є: рідина, закупаючі частинки, домішки різного призначення (2).

Для низькопроникних колекторів часто використовують рідини без твердої фази. Це можуть бути істинні розчини на водній основі чи вуглеводні або спирти.

Як істинні розчини застосовують водні розчини солей натрію, калію, кальцію, магнію, бромю та їх сумішів. Концентрація солей в розчинах забезпечує інгібуючу дію на глинисті колектори, попереджуючи їх набрякання та необхідну густину для створення заданої репресії на пласт. Проведені автором дослідження з інгібуючих властивостей сольових розчинів показали, що 7% розчини хлориду калію є найбільш ефективними інгібіторами набрякання глинистих (особливо монтморилонітових) мінералів.

Сольові розчини застосовують для короткотривалих ремонтів свердловин з високими пластовими тисками в умовах відсутності поглинання.

Для глушіння свердловин зі зниженими пластовими тисками можуть застосовуватись пінні системи. Ефективними дані системи є для неглибоких свердловин до 2000 – 2500 м. Для стабілізації пін їх іноді загущують полімерами та твердими наповнювачами, створюючи двофазні чи трифазні пінні системи. Глушіння пінами не дуже розповсюджене, хоч і ефективне, через необхідність наявності спеціальних пінних генераторів та стійких піноагентів.

Для глушіння свердловин з більш високопроникними колекторами застосовують в'язкі водні розчини з додаванням полімерів та кольматантів, або вуглеводневі розчини, загущування яких здійснюється емульгуванням.

Приготування полімерного розчину відбувається за додавання полімеру до істинного сольового розчину. Вибір типу полімеру ґрунтується в основному на термодинамічних характеристиках пласта та типі сольового розчину, щоб забезпечити тривалу стійкість полімеру під час ремонту свердловин. Зараз для створення полімерних розчинів використовують полімери: природні або натуральні, до яких відноситься велика група (крохмалі, целюлози); синтетичні – утворюються з природних полімерів шляхом їхньої хімічної модифікації (наприклад, при взаємодії целюлози з азотною кислотою утворюється нітроцелюлоза) чи штучні – утворені синтезом з низькомолекулярних речовин – мономерів (поліакриламід, полівініл хлорид, полівінілові спирти та ін.).

Однією з найважливіших характеристик штучних полімерів є розмір їх макромолекул, який характеризується ступенем полімеризації та впливає на в'язкість робочого розчину. Один і той самий полімер з різною молекулярною масою (обумовленою розміром макромолекул) за однакової концентрації утворює низько- чи високов'язку рідину (3).

Застосування полімерних розчинів для глушіння свердловин потребує ретельного підбору їх фізико-механічних характеристик та врахування всіх геолого-технічних характеристик свердловини. Часто невідповідність застосованого розчину призводить до значних втрат продуктивності через неможливість видалення розчину під час освоєння свердловин. Полімер за попадання в поровий простір різко зменшує проникність за рахунок своїх високих адгезійних характеристик. Тому перед використанням робочого полімерного розчину необхідно знати, які деструктори полімерного забруднення можна застосувати після освоєння.

Полімерні сполуки додають для загущення не лише водних розчинів, але й вуглеводневих. Для їх загущення часто використовують силікони та силани, які виконують роль емульгаторів. Вуглеводневі розчини глушіння застосовують в основному на безводних нафтових та газових свердловинах у зв'язку з тим, що нафтові емульсії мають недолік – за додавання будь-якого водного реагенту їх в'язкість катастрофічно зростає до стану нетікучості, що може стати причиною аварійної ситуації. Зараз зарубіжними компаніями, зокрема MI Swaco, створено зразки загущених стабільних емульсій на основі компресорного мастила, які за взаємодії з водою не змінюють в'язкісних характеристик.

На родовищах з проникностями колекторів вище 25 мкм^2 до рідин глушіння вносять кольматанти, в якості яких використовують широкий спектр елементів: глини, карбонатні наповнювачі, нерозчинні солі, відходи деревообробної галузі, графітні матеріали, латекси, тощо. Для тріщинних колекторів застосовують багаторівневі кольматанти та зшиті полімерні системи, що забезпечує блокування провідних каналів різних розмірів. Це також є важливим в умовах свердловин з низькими пластовими тисками розкритих колекторів, коли поглинання рідин глушіння є найбільш небезпечним через втрату продуктивності (4).

Всі зазначені розчини глушіння потребують повного заповнення свердловини під час виконання робіт з ремонту, а це в свою чергу вимагає або багатотонажного транспорту для перевезення готового продукту або монтування біля свердловини обладнання для приготування значних об'ємів розчинів. Однак, для мінімізації витрат можливо застосування блокуючих корків, які встановлюються лише в зоні розкритих горизонтів, а далі свердловину до гирла заповнюють технічною рідиною. Тому, існує потреба в розробці та застосуванні блокуючих корків, які надійно перекривають продуктивний пласт, забезпечуючи збереження фільтраційно-ємнісних характеристик колектора.

Для створення блокуючих корків найбільше відповідають мінеральні та полімерно-мінеральні склади, які одночасно утворюють нерозчинні мармуроподібні бар'єри, а полімерні складові надають корку в'язкопружних властивостей, збільшуючи тиски прориву блокуючих структур.

Роботи, які плануються виконувати в подальшому будуть спрямовані на розробку нових складів мінеральних та полімерно-мінеральних бар'єрів, технології їх приготування, дослідження та впровадження на підприємствах нафтогазової галузі.

Список використаних джерел

1. Бойко, В. С. Підземний ремонт свердловин: підручник. Івано-Франківськ: Факел, 2002. 465 с.
2. Лістовщик Л. К. Особливості використання рідин для глушіння нафтових свердловин під час їх капітального ремонту: матеріали першої міжнародної науково-методичної конференції «Проблеми вдосконалення машин та обладнання електромеханічних та мехатронних систем», КПІ, 2018 С. 62–64.
3. 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.
4. Andrusiak, A.M. and Haidamaka, A.V. (2009), “Systems of drilling mud containing organic-colloidal components”, *Naftova i Hazova Promyslovist*, no. 1, pp. 19–22.

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ У ГЕОТЕРМАЛЬНІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ УКРАЇНИ

Олександр КОНДРАТ

*доктор технічних наук, професор,
проректор з наукової роботи ІФНТУНГ
oleksandr.kondrat@nung.edu.ua*

Олександр ШИШКІН

*науковий співробітник
УкрГазВидобування
shyshkinoleksandr1@gmail.com*

В умовах дефіциту традиційних енергоносіїв (нафта, газ, вугілля) дуже актуальним є питання залучення нетрадиційних джерел енергії.

Геотермальна енергія - одне з відновлюваних джерел енергії, яка має важливий потенціал для України як відновлюване, стійке та екологічно чисте джерело.

Серед всіх альтернативних джерел електроенергії геотермальні – найменш потужні. Їм ще досить далеко до вітрових, сонячних, а тим більше гідро та атомних електростанцій.

З іншої сторони геотермальні електростанції наразі можуть повністю задовільняти потреби невеликих населених пунктів та мають великі перспективи розвитку в майбутньому.

Предметом геотермальної енергетики є методи, обладнання та засоби добування і використання теплоти Землі при експлуатації геотермальних ресурсів.

Геотермальні ресурси за фізичними особливостями можна поділити на петротермальні, тобто нагріті гірські породи, та гідротермальні (вода, пар).

За термогеологічними особливостями їх можна поділити на: глобальні – гірські породи верхніх шарів земної кори та поверхневі води й локальні – термальні води ($t > 36 \text{ }^\circ\text{C}$), субтермальні води ($25 \text{ }^\circ\text{C} < t < 36 \text{ }^\circ\text{C}$), геотермальні аномалії гірських порід, парогідротерми, магматичні осередки, нагріті гази [1].

Загальну класифікацію геотермальних ресурсів представлено на рисунку 1.

Способи добування геотермальних ресурсів із застосуванням термальних вод поділяються на фонтанний, з примусовим випомпуванням та із зворотним нагнітанням. Способи добування геотермальних ресурсів представлено на рисунку 2.

Найбільш поширеними й екологічно безпечними є геотермальні циркуляційні системи (ГЦС). ГЦС – це системи добування глибинного тепла Землі з проникних підземних шарів (колекторів) шляхом примусового руху геотермального теплоносія по замкненому контуру, що складається з однієї чи декількох підіймальних свердловин, проміжного теплообмінника (тепловіддавача) і однієї або декількох нагнітальних свердловин, які забезпечують запомпування відпрацьованого геотермального теплоносія в той самий проникний підземний колектор термальної води [1].

Циркуляційна технологія розробки геотермальних родовищ з природними колекторами успішно застосовується у Франції, має промислове поширення в Німеччині, Данії, Швейцарії, США, Польщі, Австралії та ін.

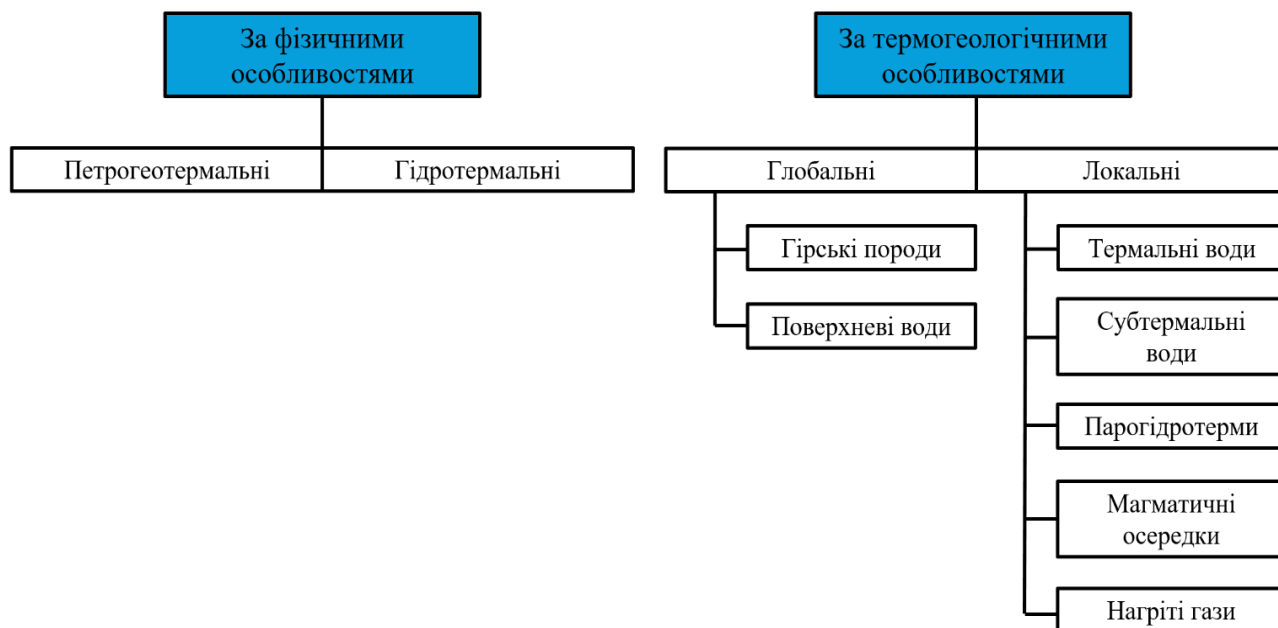
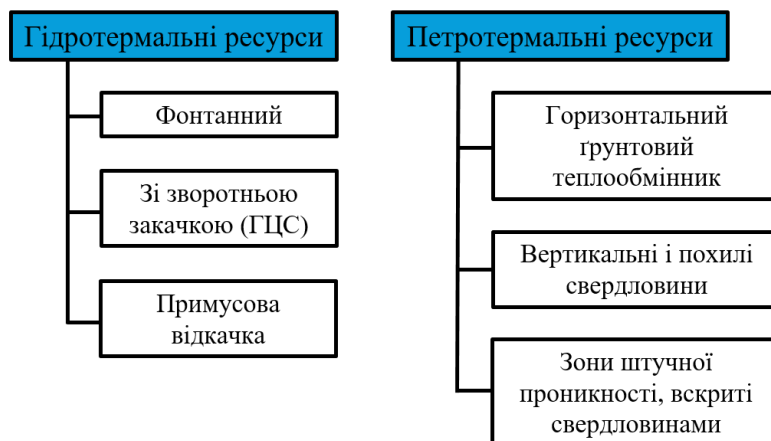


Рисунок 1 – Класифікація геотермальних ресурсів



Рисинок 2 – Способи добування геотермальних ресурсів

Практичне використання геотермальної енергії в Україні почалося в 1986 році з будівництвом першої ГЦС і геотермального теплового пункту в с. Ільїнка АР Крим. В подальшому, в АР Крим було споруджено ще декілька подібних об'єктів, які використовувалися, здебільшого, для теплопостачання об'єктів соціальної сфери.

Перспективними для розвитку геотермальної енергетики в Україні є регіони, пов'язані з видобутком вуглеводнів, а саме – східний нафтогазоносний регіон, західний нафтогазоносний регіон та Причорноморсько-Кримська провінція [2].

Згідно карти розподілу температур гірських порід на глибині 3 км, представленої на рисунку 3, температури гірських порід у нафтогазоносних регіонах України знаходяться в межах від 70 до 100 °С. Треба також зауважити, що деякі родовища нафти і газу можуть розташовуватися на глибинах у 5 – 6 км, де температури гірських порід можуть сягати 140 – 160 °С.

Отже, базуючись на світовому досвіді впровадження технологій геотермальної енергетики на виснажених нафтових та газових родовищах, та, беручи до уваги те, що ми маємо значну кількість таких родовищ і велику кількість свердловин, що вже не будуть використовуватися у нафтогазовому комплексі можна стреджувати, що питання впровадження технологій геотермальних енергетики для України є досить актуальним та перспективним.

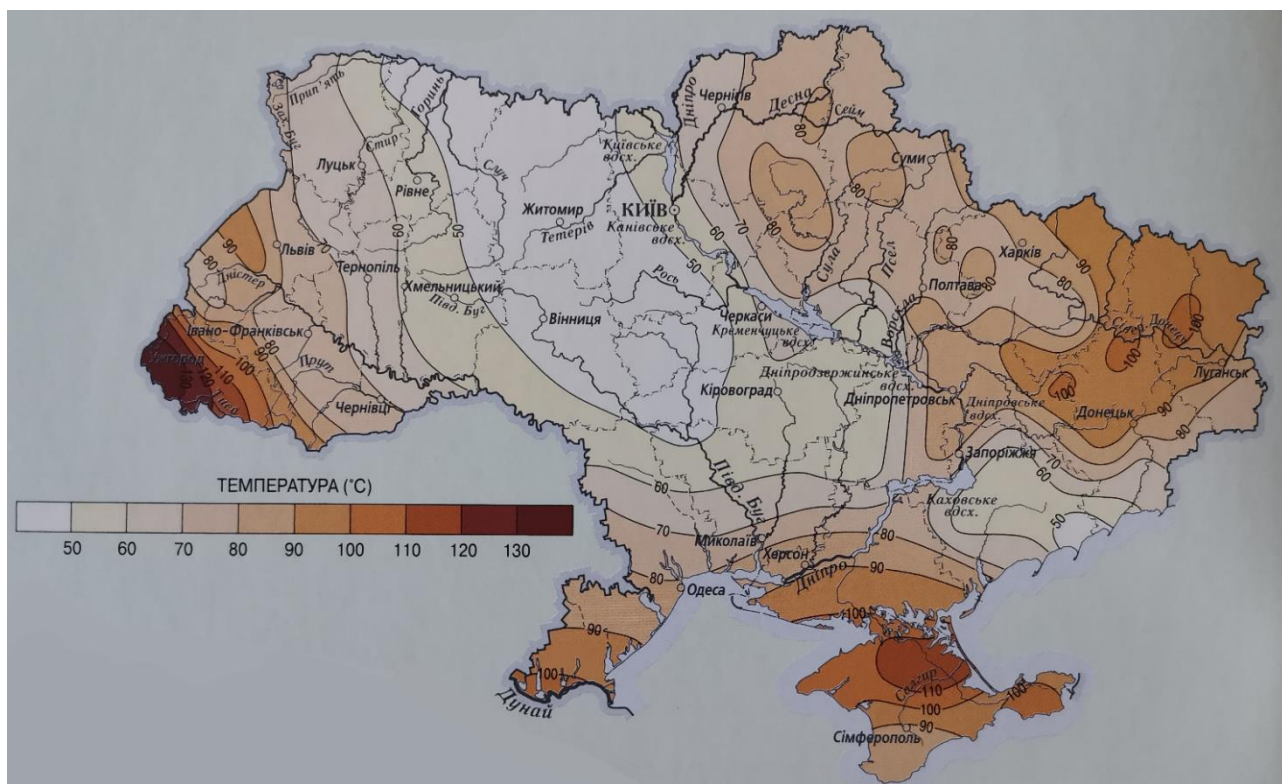


Рисунок 3 – Карта розподілу температур гірських порід на глибині 3000 м в Україні [3]

Список використаних джерел

1. Морозов Ю. П. Видобування геотермальної енергії: монографія. Ю. П. Морозов. Київ: ІВЕ, 2022. 245 с.
2. Палійчук У. Ю. Використання геотермальної енергії в Україні: можливості та перспективи. У. Ю. Палійчук. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2012. № 2. С. 37–40.
3. Національний Атлас України. Київ.: ДНВП „Картографія”. 2009. 440 с.

ЗАСТОСУВАННЯ КАВІТАЦІЙНО-ХВИЛЬОВОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУВАННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ

Ярослав ЯКИМЕЧКО

кандидат технічних наук, доцент
кафедри ВНГ ІФНТУНГ
yaroslav.yakymechko@nung.edu.ua

Використання кавітаційно-пульсаційної технології для зниження в'язкості важких нафт в свердловинних умовах на родовищах з високов'язкими вуглеводнями може забезпечити істотне збільшення дебіту свердловин та зниження витрат на їх експлуатацію [1]. Тому проблема більш ефективної експлуатації свердловин, що продукують високов'язкі нафти, за умов існування дефіциту енергоносіїв є актуальною і потребує подальшого вивчення.

Аналіз сучасного стану проблеми та висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Останнім часом виявлені термодинамічні ефекти, що виникають в пористому середовищі внаслідок дії на нього ультразвуком.

Ці та інші ефекти від дії акустичних коливань на високов'язку нафту можуть бути використані з метою інтенсифікації видобування нафти [2]. Перспективними в цьому напрямі є гідродинамічні випромінювачі.

Ефективність цих пристроїв часто залежить від комплексу одночасної дії не одного, а декількох факторів, які поодиночі не дають бажаного ефекту [3,4].

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Основні ускладнення під час експлуатації горизонтів з високов'язкими нафтами пов'язані з фізико-хімічними властивостями самих нафт [5]. Усунення цих недоліків дало б змогу збільшити видобуток високов'язкої нафти, чого можна досягти, поєднавши одночасну роботу струминного насоса і гідродинамічного кавітатора.

Формулювання цілей доповіді. Визначення частоти і амплітуди пульсацій тиску на виході з гідродинамічного пристрою- кавітатора; визначення впливу пульсацій тиску, які створюються, на процес зниження в'язкості нафти з метою інтенсифікації видобування високов'язкої нафти; оцінка динаміки зміни в'язкості нафти при її обробленні гідродинамічним кавітатором.

Висвітлення основного матеріалу дослідження. Гідродинамічний кавітатор встановлюється на вході у всмоктувальну лінію струминного насоса і, створюючи штучну кавітацію, руйнує механічну структуру високов'язкої нафти, яка всмоктується струминним насосом.

Дослідження роботи гідродинамічного кавітатора удосконаленої конструкції та його впливу на нафту було проведено на базі нафтогазовидобувного управління «Долина нафтогаз». Для цього за розробленою програмою і методикою було проведено експериментальні випробування [8, 9]

Висновки. Нами були отримані такі результати:

– встановлено можливість виникнення пульсацій і кавітаційних процесів у потоці робочої рідини при її проходженні через гідродинамічний кавітатор;

– встановлено характер пульсації потоку, який полягає у зменшенні величин тиску на виході з пульсаційної камери з частотою 10-12 Гц. Амплітуда коливань при роботі з комбінованим соплом діаметром 8 мм складала на вході в установку 4,6-7,0 МПа, на виході - 0,21-0,24 МПа, а з комбінованим соплом діаметром 6 мм відповідно 2,1-8,3 МПа і 0,21-0,28 МПа;

Проведені дослідження вказують на суттєвий вплив гідродинамічного кавітатора на параметри нафти і на доцільність застосування цього пристрою у технологічній схемі для видобування із свердловин високов'язких нафт.

Список використаних джерел

1. Y.Y. Yakymchko. Experimental research of hydrodynamic pulsator operation and its influence on oil parameters [Текст] / Y.Y. Yakymchko// Sworld. Научний взгляд в будущее. Одеса. 2019. Т 1, № 13. С. 80-91. IDEX COPERNICUS. DOI:10.30888/2415-7538.2019-13-01-042. ORCID:0000-0003-1954-721X.

2. Якимечко Я. Я. Використання енергії пульсуючих потоків при видобуванні високов'язкої нафти струминними насосами. [Текст]. Я. Я. Якимечко. Sworld. Modern Engineering and Innovative Technologies. Karlsruhe, Germany. 2019. Т 1, № 10 С. 65–69. IDEX COPERNICUS. DOI:10.30890/2567-5273.2019-10-01-010.

3. Y.Y. Yakymchko. Use of energy of pulsatiog flows while producing high viscosityoil by jet pumps / Y.Y. Yakymchko // Participant of the international scietific-practical conference, December 26-27 2019, Karlsruhe, Germany. 2019. Part № 1,(10-01), P. 65-69. <https://doi.org/10.30890/2567-5273.2019-10-01-010>.

4. Якимечко Я. Я. Дослідження закрученого потоку робочої рідини під час проходження її через гідродинамічний кавітатор [Текст]. Я. Я. Якимечко, Я. М. Фем'як. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. № 1(74). С. 53–71.

5. Якимечко Я. Я. Дослідження пульсаційно-кавітаційних процесів, що виникають під час роботи гідродинамічного кавітатора [Текст]. Я. Я. Якимечко. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2014. № 2(37). С. 161-169.

6. Патент 36439А Україна, МПК В06В1/20. Гідродинамічний кавітатор. / Р. С. Яремійчук, Т. Р. Шандровський, Я. Я. Якимечко; заявники і патентовласники: Р. С. Яремійчук, Т. Р. Шандровський, Я. Я. Якимечко. № 99126895; заявл. 17.12.1999; опубл. 16.04.2001, Бюл. № 3.

7. Патент 57331 Україна, МПК F04F 5/00 E21В 37/00. Спосіб роботи насосно-ежекторної свердловинної струминної установки з гідродинамічним пульсатором для видобування високов'язких нафт. Р. С. Яремійчук, Я. Я. Якимечко, Т. Р. Шандровський; заявники і патентовласники Р. С. Яремійчук, Я. Я. Якимечко, Т. Р. Шандровський. № u2010 08424; заявл. 05.07.2010; опубл. 25.02.2011. Бюл. № 4.

8. Якимечко Я. Я. Стендові випробування гідродинамічного пристрою-пульсатора та його вплив на параметри товарної нафти [Текст]. Я. Я. Якимечко. Нафтова і газова промисловість. 2009. № 5-6. С. 29–30.

9. Якимечко Я. Я. Вплив пульсацій тиску, створених гідродинамічним кавітатором, на параметри нафти. Я. Я. Якимечко, Я. М. Фем'як., С. О. Овецький, І. Я. Яремко. Тези допов. і повідомл. міжнар. наук.-техн. конф. «Нафтогазова енергетика – 2011», м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011 р. Івано-Франківськ: вид-во ІФНТУНГ, 2011. 48 с.

ВИБІР ОБЛАСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ПЛУНЖЕРНОГО ЛІФТА ДЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНОЇ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ ЗА РІЗНИХ ЗНАЧЕНЬ ВОДНОГО ФАКТОРА

Роман КОНДРАТ

*доктор технічних наук, професор кафедри
видобування нафти і газу ІФНТУНГ*
roman.kondrat@nung.edu.ua

Наталія ДРЕМЛЮХ

*андидат технічних наук, доцент кафедри
видобування нафти і газу ІФНТУНГ*
nataliadremluh@ukr.net

Лілія МАТІЙШИН

*Ph.D., доцент, в.о. завідувача кафедри
видобування нафти і газу ІФНТУНГ*
lilya.matiishun@gmail.com

Для отримання високих значень поточного видобутку газу і кінцевого коефіцієнта газовилучення з газових покладів в умовах водонапірного режиму потрібно забезпечити стабільну експлуатацію обводнених свердловин. У результаті відбувається повніше вироблення газонасичених прошарків у продуктивному розрізі свердловин і залучення в розробку залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок з початковою газонасиченістю, які пластова вода обійшла. У початковий період обводнення свердловини фонтанують завдяки використанню власної енергії пластового газу для винесення води з вибою. Продовжити фонтанний період експлуатації обводнених свердловин можна створенням відповідних швидкостей руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) шляхом зменшення діаметра НКТ або гирлового тиску. У подальшому у міру зростання водного фактора і виснаження пластової енергії застосовують фізико-хімічні і механізовані способи винесення рідини із свердловин.

Серед механізованих способів експлуатації обводнених свердловин заслуговує уваги застосування плунжерного піднімача.

Способів експлуатації свердловин за допомогою плунжерного піднімача є перехідним між фонтанним і газліфтним (насосним) способом. Типова конструкція плунжерного піднімача включає НКТ з верхнім і нижнім амортизатором і розміщеним між ними плунжером, який може бути двох видів: із зазором між тілом плунжера і внутрішньою стінкою НКТ і з ущільненням між ними. У процесі експлуатації свердловини плунжер циклічно переміщується в колоні НКТ вверх-вниз, виносячи при русі вверх рідину з вибою. Застосування плунжерного піднімача дозволяє продовжити період фонтанування свердловини завдяки підвищенню ефективності використання власної енергії пластового газу і зменшити витрату газліфтного газу при газліфтній експлуатації свердловини.

Значний інтерес представляє оцінка впливу дебіта води (водного фактора) на область застосування плунжерного піднімача. З цього питання недостатньо публікацій у вітчизняних і закордонних виданнях. Тому виконано додаткові дослідження для умов гіпотетичної (модельної) свердловини, яка експлуатується плунжерним піднімачем для таких даних: глибина свердловини (глибина опускання НКТ) – 2300 м; пластовий тиск – 6,2 МПа; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,146 м, відносна густина газу – 0,6; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: $A=0,25$ (МПа²·д/тис.м³) і $B=19 \cdot 10^{-4}$ (МПа·д/тис.м³)²; густина води – 1028 кг/м³, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; параметри роботи свердловини при надходженні на вибій тільки газу: гирловий тиск – 4,4 МПа, вибійний тиск – 5,4 МПа, дебіт газу – 30,1 тис.м³/д. Розрахунки виконували за постійного значення гирлового тиску (4,4 МПа) і різних значень водного фактора (10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 125 л/тис.м³).

З використанням двочленної формули припливу газу до вибою свердловини і формули Адамова Г. А. оцінено параметри роботи газової свердловини за відсутності рідини у пластовій продукції. Дебіт газу становить 30,1 тис.м³/д, вибійний тиск – 5,4 МПа.

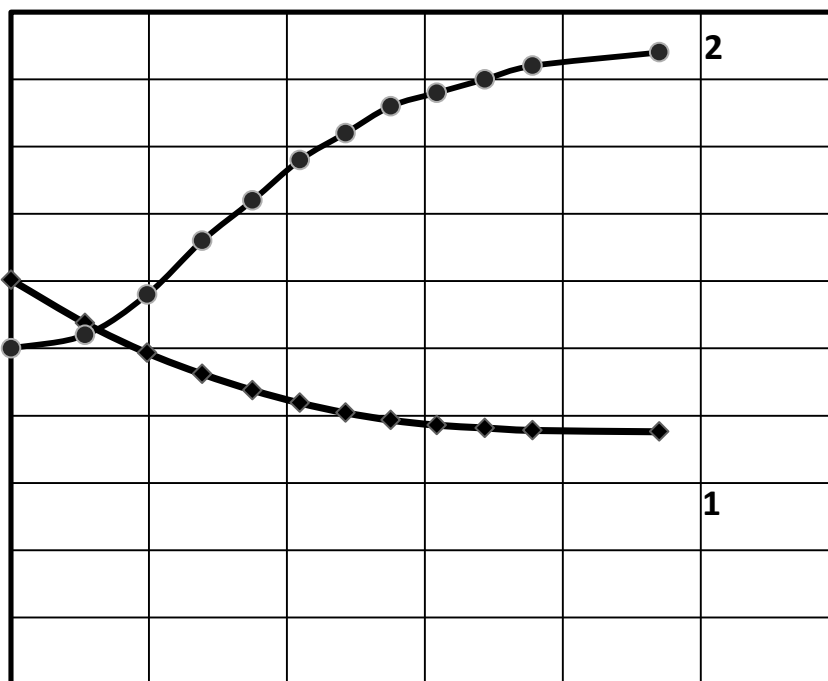
Для оцінки умов стабільної роботи обводненої газової свердловини визначено для різних значень дебіту води (водного фактора) дебіт газу, що припливає з пласта і відповідний йому вибійний тиск, мінімально необхідний дебіт газу для винесення води з вибою на поверхню. Дебіт пластового газу знаходили із спільного розв'язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловини і

формули Адамова Г.А., в якій додатково враховані втрати тиску при русі двофазного водогазового потоку, за методикою роботи [1].

Мінімально необхідний дебіт газу визначали за формулою отриманою Кондратом Р. М. і Петришаком В.С. за результатами статистичної обробки промислових даних з обводнених свердловин реального родовища [2].

На рисунку 1 наведено залежності дебіта пластового газу (1) і мінімально необхідного дебіту газу (2) від дебіту води.

$Q_{г}, Q_{м.н.г}$
тис.м³/д



Дебіт води, м³/д

Рисунок 1 – Залежності дебіту пластового газу (1) і мінімально необхідного дебіту газу (2) від дебіту води

Згідно з результатами досліджень із збільшенням дебіту води, що надходить із водоносного (обводненого) пласта зменшується дебіт пластового газу з 30,1 тис.м³/д до 18,8 тис.м³/д за дебіту води 2,35 м³/д і збільшується мінімально необхідний дебіт газу з 25,1 тис.м³/д до 47,2 тис.м³/д за дебіту води 2,35 м³/д. За дебітів води до 0,27 м³/д (водних факторів до 9 л/тис.м³) газова свердловина працює стабільно. За більших дебітів води (водних факторів) необхідно застосовувати методи інтенсифікації винесення води із свердловини. Значення дебіту води 0,27 м³/д (водного фактора 9 л/тис.м³) можна вважати нижньої межею застосування плунжерного піднімача. Варто зауважити, що права вітка кривої дебіту пластового газу за дебітів води, більших 0,27 м³/д “проведена умовно”, оскільки за цих дебітів води свердловина не працює.

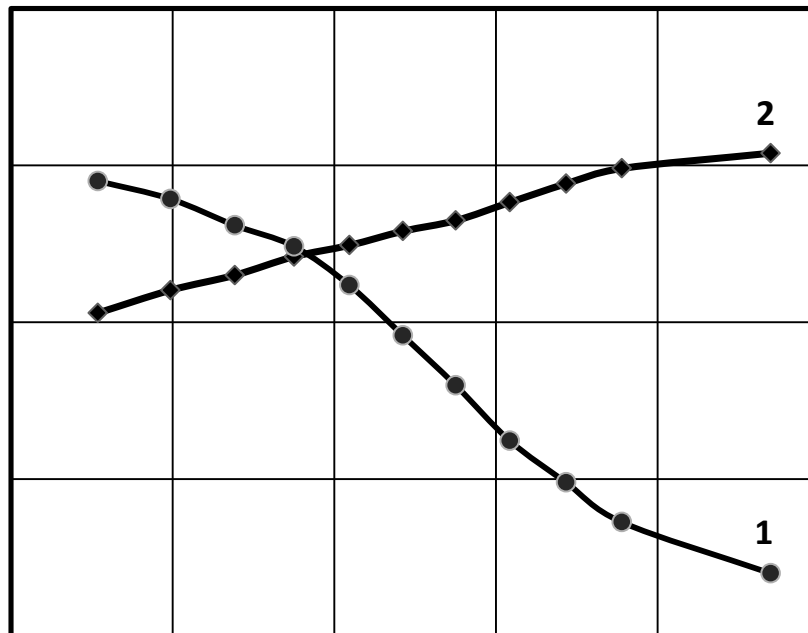
Для встановлення верхньої межі застосування плунжерного піднімача для умов експлуатації розглядуваної свердловини потрібно визначити для кожного значення дебіту води (водного фактора) необхідну кількість газу для піднімання плунжера і кількість газу, який надходить з пласта за час піднімання плунжера

Необхідна кількість газу на піднімання плунжера складається із об'єму газу, необхідного для заповнення НКТ до тиску газу під плунжером і об'єму газу, який проходить крізь зазор між плунжером і стінками НКТ.

Об'ємну кількість газу для піднімання плунжера і кількість газу, який надходить з пласта за час піднімання плунжера визначали за залежностями наведеними в роботі [3].

Результати розрахунків зображено на рисунку 2.

$$V_{г}, Q_{м.н}, \\ m^3/д$$



Дебіт рідини, м³/добу

Рисунок 2 – Залежності необхідної кількості газу для піднімання плунжера (1) і фактичної кількості газу, що надходить з пласта за час піднімання плунжера (2) від дебіту води

Згідно з результатами досліджень із збільшенням дебіту води зростає необхідна кількість газу для піднімання плунжера з 55 до 60,4 м³ і зменшується кількість газу, що надходить із пласта за час піднімання плунжера з 59,5 до 47 м³.

Плунжерний піднімач працює без підведеного з поверхні газу за дебітів води менших 0,88 м³/д (водних факторів менших 29,2 л/тис.м³). За більших дебітів води (водних факторів) застосування плунжерного піднімача є недоцільним.

Отже, для умов розглянутої свердловини область ефективного застосування плунжерного піднімача знаходиться в межах зміни водного фактору 9-29,2 л/тис.м³. При менших значеннях водного фактора свердловина стабільно фонтанує, а за більших значень водного фактора застосування плунжерного піднімача неефективне і для його роботи необхідно подавати додаткову кількість газу з поверхні.

Наведена методика дозволяє встановити область ефективного застосування плунжерного піднімача для продовження періоду стабільної роботи обводненої газової свердловини з використанням власної енергії пластового газу.

Список використаних джерел

1. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибій газу і води з різних пластів. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2018. № 1. С. 60–64.

2. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н.С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. 288 с.

3. Мищенко И. Т. Расчеты в добыче нефти : учеб. пособ. М.: Недра, 1989. 245 с.

ДЕГРАДАбельНІСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМЕНЯ В УМОВАХ КИСЛОТНОГО ДІЯННЯ У НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ

Євген СТАВИЧНИЙ

канд. техн. наук, начальник управління буріння,

ПАТ «Укрнафта»

yevhen.stavychnyi@ukrnafta.com

Богдан ТЕРШАК

канд. техн. наук,

ТОВ «Енерго Композит»

bogdan.tershak@ukr.net

Ярослав ФЕМ'ЯК

докт. техн. наук, професор ІФНТУНГ

yaroslav.femiak@nung.edu.ua

Андрій ІГНАТОВ

канд. техн. наук, доцент

національний технічний університет

«Дніпровська політехніка»

A_3000@i.ua

Станіслав ПЯТКІВСЬКИЙ

інженер з буріння, ПАТ «Укрнафта»

stanislav.piatkivskyi@ukrnafta.com

Збереження первинної проникності гірських порід привибійної зони свердловини (ПЗС) при розкритті колекторів карбонатного і теригенного типу, особливо в розрізі однієї свердловини, потребує розв'язку комплексної задачі: від моменту первинного розкриття до закінчення освоєння свердловини.

Репресія на продуктивні пласти у процесі споруджування свердловин під час первинного розкриття та цементування становить від 20 % до 150 %, а в окремих сягає і значно більших значень, що може спричинити кольматаційні процеси колекторів. Особливо гостро стоїть питання збереження природньої проникності порід колекторів під час проведення робіт в умовах малих кільцевих зазорів при забурюванні бокових стовбурів, що зумовлено значним гідродинамічним навантаженням на пласти.

Дослідженнями свердловин при стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації встановлено, що після закінчення бурінням і освоєнням їх продуктивність знижується в середньому удвічі, тобто коефіцієнт продуктивності свердловин становить 50 % від коефіцієнта продуктивності гідродинамічно досконалої свердловини [1].

Проведені роботи ПАТ «Укрнафта» під час забурювання бокового стовбура на свердловині № 16 Качанівського родовища при вибої 3180 м засвідчили про погіршення проникності порід-колекторів. При застосуванні бурового розчину полімеркалієвого типу коефіцієнт відновлення проникності ядра (β) становив $\beta = 65$ %, а метод зрізу робочого торця ядра довжиною 1 мм підвищення коефіцієнта відновлення проникності β не забезпечив, що могло свідчити про глибинну кольматацию. Моделювання методу солянокислотної обробки пласта забезпечило його зростання $\beta = 94,5$ %. Діяння на ядерний матеріал солянокислотою обробкою забезпечує практично повну декольматацию.

Напрямок кислотного діяння на пласти складає основу хімічних методів обробки свердловин і найбільш широко використовуються не тільки для очистки ПЗС, але і для інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Роботи з інтенсифікації видобутку вуглеводнів особливо актуальні для родовищ, які знаходяться на завершальній стадії розробки або належать до категорії важковидобувних.

Найбільшого застосування набули солянокислотна та глиноокислотна обробки, рідше використовуються інші кислоти. Основне завдання кислотного діяння – забезпечення максимального нафтовилучення. Зростання дебіту видобутку пластових флюїдів зі свердловини при здійсненні процесів кислотного діяння досягається завдяки збільшенню проникності пластів у ПЗС, утворення каналів роз'їдання в матриці породи, очищення пластів від різних видів забруднень, відновлення раніше зменшеної проникності пластів [2]. Зокрема особливої уваги потребує впровадження кислотного діяння та інших методів дії на привибійну зону колекторів у складних гірничо-геологічних умовах при наявності низькопроникних піщано-алевролітових пластів з прошарками глини і аргілітів. Фізико-хімічна дія на привибійну зону не може не зумовити підвищення

продуктивності свердловин. Вибір методу дії і технології її провадження повинні базуватися на ретельному і багатофакторному аналізі вивченні зв'язків між об'єктом дії – конкретною свердловиною з її геолого-технологічною характеристикою і предметом дії – способом обробки з його механізмом, технологією і регламентом застосування [3].

Так, протягом 2005 – 2015 років ПАТ «Укрнафта» здійснено 399 свердловино-операцій з кислотних обробок пласта. При цьому, додатковий видобуток нафти становив близько 580 тис. т. Впродовж 2017 – 2021 років проведено 160 кислотних обробок.

Проте, одночасно з такими процесами, кислотні діяння спричиняють і вплив на цементний камінь, що є основою формування ізоляційного екрану. Оксид кальцію, як основний оксид усіх стандартних цементних матеріалів, має особливо високу спорідненість до органічних та неорганічних кислот. Під час кислотного впливу на цементний камінь протікають деструктивні процеси, що призводять до зміни його фізико-механічних та хімічних властивостей. Передумовами для формування довговічного ізоляційного екрану є «створення композиту», що забезпечує синтез оптимальної мікроструктури цементного каменя, зменшення пористості й підвищення тріщиностійкості.

Асортимент базових і спеціальних тампонажних цементів, що виробляються вітчизняними підприємствами обмежений і не може забезпечити дотримання всіх вимог до тампонажного розчину і цементного каменя. Виробництво широкого асортименту тампонажних цементів в малих кількостях є технологічно і економічно не вигідним для виробника. Економічно доцільно застосовувати незначний ряд базових цементів, а необхідні властивості тампонажного матеріалу забезпечувати введенням модифікуючих домішок (стабілізаторів, пластифікаторів, крентів, газоблокаторів тощо) за спеціальними технологіями.

Під час приготування тампонажного розчину, внаслідок замішування цементного матеріалу з водою, протікають складні хімічні процеси гідролізу та гідратації мінералів цементного клінкеру, як наслідок, такі новоутворення є активні в різних середовищах, особливо в кислотному середовищі.

Для досліджень використано цемент типу ПЦТ І-100; суміші І-Г та мікрокремнезему (МК) та композиційних цементів ТС-100, Сем-С100 та DR-СТ100. Особливість застосування композиційних тампонажних матеріалів полягає в тому, що вони тужавіють повільніше, особливо в початкові терміни, а в подальшому вони набирають високої міцності. У пластових умовах міцність каменя з композиційного цементу з часом зростає та перевищує міцність цементного каменя на основі вихідного портландцементу на згин і на стиск. При їх гідратації спостерігається менше тепловиділення. Цементний камінь на основі композиційних цементів характеризується високою тріщиностійкістю. Окрім цього, композиційні цементні матеріали характеризуються низькою проникністю та підвищеною корозійною стійкістю [4, 5].

На відміну від традиційних матеріалів тужавлення композиційного цементу є наслідком гідратації клінкерної складової та хімічної взаємодії гідратних новоутворень з активними компонентами та модифікуючими домішками. Такі процеси є більш складними порівняно з твердненням портландцементів, оскільки в реакціях беруть участь декілька компонентів з різною гідравлічною активністю.

Результати досліджень основних параметрів тампонажного розчину та каменя на їх основі наведено в табл. 1. Формування взірців цементного каменя проведено при тиску 0,1 МПа та температурі 75 °С.

Таблиця 1 – Результати дослідження основних параметрів тампонажних матеріалів

№	Рецептура тампонажного розчину, м. ч.		Основні параметри тампонажного розчину			Міцність каменя, вік 1 доба, МН/м ²	
	цемент	вода	густина, г/см ³	розтічність, мм	водовідділення, мл	вигин	стиск
1	ПЦТ І-100 – 100	48	1,84	230	4,5	5,8	20,8
2	І-Г –75 + МК – 25	48	1,85	240	6,0	6,5	24,2
3	ТС-100	48	1,82	235	3,8	6,2	20,1
4	Сем-С100	48	1,83	245	3,2	6,7	20,0
5	DR-СТ100	48	1,84	230	3,0	6,4	19,2

Як бачимо, суміш матеріалів І-Г та кремнезему має дещо вищі міцнісні характеристики, проте, при цьому показник водовідділення тампонажного розчину більший у два рази ніж для

композиційного цементу DR-CT100, у 1,9 рази ніж для цементу Cem-C100, у 1,57 рази ніж для TC-100 та в 1,33 рази переважає портладцемент. Необхідно відмітити, що при понижень седиментаційній стійкості проходить міграція частини води замішування з тампонажного розчину, що суттєво погіршує умови формування цементного каменя, а в подальшому і його фізико-механічні властивості. При таких умовах, у матриці цементного каменя формуються пори та мікротріщини, що спричиняють до дефекту його структури. Наявність таких дефектів у матриці каменя є додатковим фактором для інтенсифікації деградабельності каменя, яка підсилюється в умовах дії агресивного середовища.

Доволі агресивним чинником впливу на ізоляційне цементне кільце є кислотне діяння на ПЗС. У результаті хімічної взаємодії цементного каменя з кислотами можуть виникати новоутворення, що не мають в'язучих та міцнісних властивостей, можуть розчинятись у воді та спричинити оголення внутрішніх шарів цементного каменя. При цьому кислота вступає в хімічну взаємодію з гідроксидом кальцію, утворюючи розчинні солі (наприклад CaCl_2) та солі, які збільшуються в об'ємі (CaSO_4). Під дією кислот можуть руйнуватися також і гідросилікати, гідроалюмінати і гідроферити кальцію, перетворюючись в кальцеві солі та аморфні безв'язкові маси $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$, $\text{Al}_2(\text{OH})_3$, $\text{Fe}_2(\text{OH})_3$.

Дослідження проведено для впливу на цементний камінь (рецептури з табл. 1) соляної (10 % HCl) та глинистої (10 % HCl + 3 % HF) кислот, які найширше використовуються під час обробки ПЗС у віці цементного каменя 180 діб.

За результатами досліджень підтверджено, що цементний камінь активно піддається корозійному впливу від кислотного діяння. Встановлено, що корозійна стійкість при моделюванні кислотного діяння для рецептур № 1 та № 2 становить менше 0,85 та, згідно з дослідженнями Данюшевського В.С. не відповідає критерію корозійної стійкості цементного каменя. Проте коефіцієнт корозійної стійкості (Ккс) з умови кислотного діяння для взірців цементного каменя на основі композиційних цементів є вищим. Так, при дії 10 % HCl на взірці цементного каменя на основі TC-100 (рецептура № 3) коефіцієнт корозійної стійкості становить 0,89, для Cem-C100 (рецептура № 4) – $\text{Ккс} = 0,91$, а для DR-CT100 (рецептура № 5) $\text{Ккс} = 0,92$. При моделюванні діяння композиції кислот (10 % HCl + 3 % HF) на взірці цементного каменя на основі тампонажної суміші TC-100 коефіцієнт корозійної стійкості становить $\text{Ккс} = 0,87$, для Cem-C100 – $\text{Ккс} = 0,92$, а для DR-CT100 – $\text{Ккс} = 0,91$. Отримані результати свідчать, що композиційні тампонажні суміші за коефіцієнтом кислотостійкості переважають базові порівнювальні матеріали.

На основі проведених аналітичних та експериментальних досліджень встановлено:

1. Моделювання кислотного діяння на ядерний матеріал дозволило в рази збільшити коефіцієнт відновлення проникності ядра. Такі роботи забезпечують як очистку ПЗС, так і дозволяють суттєво збільшити дебіт свердловин.

2. Ізоляційне кільце у свердловині працює під багатофакторним впливом складних статичних та динамічних процесів. Основні дослідження підтвердили високу деградабельність базового тампонажного матеріалу до кислотного впливу.

3. Встановлено, що композиційні тампонажні суміші здатні формувати цементний камінь з підвищеною стійкістю до впливу кислот.

4. Беручи до уваги підвищену кислотостійкість композиційних тампонажних матеріалів, на її основі будуть розроблені тампонажні системи для цементування свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

5. Комплексний підхід до оцінки стану свердловини як інженерної споруди, розроблення високоефективних тампонажних систем, оптимізація техніко-технологічних рішень під час кріплення свердловин забезпечать передумови до якісного формування корозійностійкого ізоляційного екрану та надійного розмежування продуктивних горизонтів.

Список використаних джерел

1. Возний В. Р. Аналіз методів інтенсифікації припливу вуглеводнів на родовищах НГВУ «Бориславнафтогаз» і оцінка коефіцієнта нафтогазовилучення. В. Р. Возний, О. В. Дудра. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2013. № 1(46). С. 215–225.

2. Рудий М. І. Кислотне діяння на нафтогазовий пласт. У 2 т. Т.1. Кислоти. М. І. Рудий, С. М. Рудий, С. В. Наследніков. Івано-Франківськ: ПП «Галицька друкарня плюс», 2011. 482 с.

3. Качмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину: наукове видання, Кн. 2 / Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. Львів: Центр Європи, 2005. 414 с.

4. Саницький М. А. Модифіковані композиційні цементы. М. А. Саницький, Х. С. Соболев, Т. Є. Марків. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. 132 с.

5. Ставичний Є. М. Композиційні тампонажні матеріали для цементування свердловин в умовах родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів // Innovations and prospects in modern science. Proceedings of the 3rd International scientific and practical conference. SSPG Publish. Stockholm, Sweden. 2023. PP. 126-131. Режим доступу URL:<https://sci-conf.com.ua/iii-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovations-and-prospects-in-modern-science-13-15-03-2023-stokgolm-shvetsiya-arhiv/>.

ЗД ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЯК ІНСТРУМЕНТ АНАЛІЗУ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ CO₂ В НАФТОВИХ ПОКЛАДАХ

*проф. Олександр КОНДРАТ
Назарій ГЕДЗИК
Антон БРАЖНИК*

Нафтогазовий сектор України наразі стоїть перед глобальними викликами, серед яких нарощення видобутку вуглеводнів та вихід нафтогазовидобувних компаній на рівень вуглецевої нейтральності. Для досягнення даних цілей необхідно вдосконалювати методи підвищення нафтовилучення, зменшення викидів нафтогазових активів та зберігання CO₂ в природних резервуарах. Однією з технологій, яка дозволяє досягнути очікуваних результатів є нагнітання вуглекислого газу у нафтогазові поклади з подальшим його захороненням.

У даній роботі проведено дослідження ефективності використання різних технологій підвищення нафтовилучення, розглянуто варіанти розробки нафтового покладу за різними сценаріями, а також здійснено оцінку процесу зберігання CO₂ в природному резервуарі. Дослідження проведено з використанням 3Д геолого-технологічного моделювання гіпотетичного нафтового покладу на основі синтетичної моделі, максимально наближеної до існуючих родовищ України. В процесі дослідження було порівняно декілька типових варіантів розробки покладу, які активно застосовуються нафтогазовидобувними компаніями України, проаналізовано проблематику вилучення важковидобувних запасів вуглеводнів та запропоновано ефективну технологію, що поєднує в собі одночасно як і підвищення ступеня вилучення нафти, так й захоронення значних об'ємів CO₂ – водогазова репресія.

Було розроблено методологію, яка поєднує в собі одночасно можливості проведення аналізу методів підвищення нафтовилучення та оцінки ефективності зберігання вуглекислого газу в нафтовому покладі. Даний підхід включає наступні складові:

- Огляд та аналіз існуючих технологій підвищення вуглеводневилучення методом нагнітання CO₂ в поклад вуглеводнів, технологій захоронення вуглекислого газу в природних резервуарах;
- Побудова геолого-технологічної 3Д моделі для проведення досліджень;
- Моделювання ряду сценаріїв розробки покладу вуглеводнів та оцінка ефективності їх впровадження;
- Дослідження існуючих технологій та технік закачування CO₂;
- Визначення тиску змішуваності CO₂ з нафтою, симуляція фазової поведінки флюїду та процесу одно- й багатоконтактної змішуваності;
- Аналіз впливу зміни фізико-хімічних властивостей пластового флюїду на ефективність підвищення нафтовилучення та захоронення CO₂;
- Дослідження впливу пластових умов на коефіцієнт нафтовилучення та ефективність зберігання газу;
- Аналіз чутливості та невизначеностей для підбору оптимального сценарію розробки покладу;
- Порівняння змішovanого та незмішovanого витіснення нафти;
- Дослідження впливу відносних фазових проникностей імбібіції та дренажу на ефективність розробки покладу та зберігання вуглекислого газу;
- Розрахунок б'єабороного об'єму CO₂ в процесі розробки нафтового покладу;
- Оцінка ефективності технології водогазової репресії з використанням різних робочих агентів.

На основі 3Д геолого-технологічної моделі були проведені розрахунки сценаріїв розробки нафтового покладу на виснаження, з впровадженням приконтурного заводнення та водогазової репресії. В результаті проведених досліджень, для найбільш оптимального варіанту розробки, – були

оцінені приріст видобутку нафти за рахунок впровадження технологій підвищення нафтовилучення, а також об'єм захороненого вуглекислого газу. Наведена технологія водогазової репресії може бути розглянутою для подальшого впровадження в Україні на родовищах вуглеводнів, а розроблена методологія оцінки впливу нагнітання CO₂ на ефективність вилучення нафти та зберігання вуглекислого газу, - може бути застосована з метою проведення детального аналізу даних методів. Результати дослідження чітко демонструють ефективність даних заходів, так як впровадження запропонованої технології дає можливість не тільки досягти високих коефіцієнтів нафтовилучення, а й захоронити значні об'єми вуглекислого газу, що в свою чергу неодмінно наближає нафтогазовидобувні компанії до рівня вуглецевої нейтральності.

ОЦІНКА ЗА ПРОМИСЛОВИМИ ДАНИМИ УМОВ ФОНТАНУВАННЯ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Роман КОНДРАТ

доктор технічних наук, професор кафедри
видобування нафти і газу ІФНТУНГ
roman.kondrat@nung.edu.ua

Лілія МАТІІШИН

Ph.D., доцент, в.о. завідувача кафедри
видобування нафти і газу ІФНТУНГ
lilya.matiishun@gmail.com

Наталія ДРЕМЛЮХ

доцент кафедри
видобування нафти і газу ІФНТУНГ
nataliadremluh@ukr.net

Розробка газових покладів в умовах прояву природного водонапірного режиму супроводжується поступовим обводненням видобувних свердловин, що призводить до зниження дебіту газу. У міру зростання водного фактора робота свердловин стає нестабільною з періодичними зупинками для накопичення енергії, щоб винести воду з вибою на поверхню, з подальшим припиненням природного фонтанування. Для продовження видобутку газу з обводнених свердловин потрібно забезпечити повне і безперервне винесення води з вибою. В цих умовах важливо оцінити можливість природного фонтанування свердловини і за необхідності своєчасно прийняти відповідні заходи щодо інтенсифікації винесення рідини із свердловини.

Запропоновано ряд залежностей для оцінки умов стабільного фонтанування обводнених газових і газоконденсатних свердловин, характеристика і аналіз яких наведена в роботі [1]. Значної уваги заслуговує залежність для критичної швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ), яка отримана Тернером шляхом статистичної обробки результатів багаточисельних лабораторних експериментів руху газоріднинної суміші у вертикальних трубах [2]:

$$W_{кр} = \frac{0,583 \cdot (\sigma \cdot 1000)^{1/4} \left(\frac{\rho_p}{16,02} - \frac{\rho_c}{16,02} \right)^{1/4}}{\left(\frac{\rho_c}{16,02} \right)^{1/2}}, \quad (1)$$

Формула для критичного дебіта газу має вигляд:

$$q_{кр} = 1,96 \cdot 10^5 \cdot W_{кр} \frac{P_{виб} \cdot d_{вн}^2}{Z_{виб} \cdot T_{виб}}. \quad (2)$$

де

$$\sigma = \frac{q_k \cdot \sigma_k + q_g \cdot \sigma_g}{q_k + q_g}, \quad (3)$$

$$\rho_p = \frac{\rho_k \cdot q_k + \rho_g \cdot q_g}{q_k + q_g}, \quad (4)$$

$W_{кр}$ – критична швидкість руху газу на вході в НКТ, за якої крапля рідини знаходиться в рівноважному стані під дією швидкісного напору газового потоку і сил тяжіння, м/с; $q_{кр}$ – критичний дебіт газової свердловини, який відповідає критичній швидкості руху газу на вході в НКТ, тис.м³/доб; q_v, q_k – дебіт відповідно води і конденсату, м³/доб; $\sigma, \sigma_v, \sigma_k$ – поверхневий натяг на межі розділу відповідно газ-рідина, газ-вода і газ-конденсат, Н/м (для води – 0,06 Н/м, для конденсату – 0,02 Н/м), ρ_p, ρ_v, ρ_k – густина відповідно рідини, води і конденсату, кг/м³; ρ_g – густина газу за вибієного тиску $P_{виб}$ і вибієної температури $T_{виб}$, кг/м³; $P_{виб}$ – вибієний тиск, МПа; $T_{виб}$ – вибієна температура, К; $d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, м.

За фактичних значень швидкості руху газу на вході в НКТ $W_z=W_{кр}$ і дебіта газу $q_z=q_{кр}$ робота свердловини є недоцільною, оскільки найменша зміна W_z і q_z в сторону зменшення може призвести до зупинки свердловини внаслідок накопичення рідини на вибої. Тому для забезпечення стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин фактичний дебіт газу повинен бути більшим критичного дебіта приблизно в 1,1 - 1,2 рази. Такий дебіт газу можна вважати мінімально необхідним дебітом газу для винесення рідини із свердловин.

З відомих залежностей найближчі значення мінімально необхідного дебіта газу до значень за формулою Тернера [2], збільшених 1,2 рази, отримано за залежністю ІФНТУНГ [1]:

$$q_{м.н.} = 2213 \cdot d_{вн}^{1.94} \cdot q_p^{0.22} \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\rho_g \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}}, \quad (5)$$

де $q_{м.н.}$ – мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини із свердловини, тис.м³/доб; q_p – дебіт рідини, м³/доб; $\bar{\rho}_g$ – відносна густина газу; $Z_{виб}$ – коефіцієнт стисливості газу за $P_{виб}$ і $T_{виб}$.

Формула (5) отримана за результатами статистичної обробки промислових даних по 29 свердловинах конкретного родовища, які припинили роботу внаслідок обводнення. Мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою приймали рівним середньодобовому дебіту газу, з яким свердловина стабільно працювала протягом одного місяця до зупинки.

Залежність (5) вигідно відрізняється від формули Тернера (2) тим, що вона ґрунтується на фактичних промислових даних, враховує дебіт рідини і не вимагає додаткового визначення поверхневого натягу на межі розділу газ-рідина. Для практичного використання рекомендується застосовувати залежність (5).

З використанням залежності (1) оцінено значення критичної швидкості руху газу на вході в НКТ у разі водогазового і конденсатогозового потоків. Для значень густини води 1050 кг/м³ і густини конденсату 760 кг/м³, відносної густини газу 0,60, вибієного тиску 10 МПа, вибієної температури 368 К. Критична швидкість руху газу для водогазового потоку становить 2,25 м/с, а для конденсатогозового потоку 1,71 м/с. Для стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин необхідно, щоб фактичні швидкості руху газу на вході в НКТ були більшими за критичне значення. Необхідну швидкість руху газу на вході в НКТ для винесення рідини з вибою можна забезпечити зменшення діаметра НКТ або гирлового тиску.

Список використаних джерел

1. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Матієшин Л. І. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ : ФОЛІАНТ, 2023. 536 с.
2. Кондрат Р. М., Матієшин 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.

ІСТОРІЯ, СУЧАСНІСТЬ І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ КАФЕДРИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Олег МАРЦИНКІВ

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

Микола СЕНЮШКОВИЧ

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

Ярослав КОЧКОДАН

*к.т.н., доцент кафедри
буріння свердловин ІФНТУНГ
yaroslav.kochkodan@nung.edu.ua*

Започаткування нафтогазової освіти в Україні невід’ємно пов’язане з бурінням свердловин. Передумовою створення кафедри був успішний розвиток нафтового промислу в Галичині, який потребував поповнення його висококваліфікованими інженерними кадрами. Тому у 1882 році на нафтовому конгресі в Перемишлі з ініціативи референта гірничого округу Леона Сирочинського було прийнято постанову про запровадження у Львівській політехнічній школі викладання основ нафтової геології, вертництва та переробки нафти. У цьому ж році професор Броніслав Павловський розпочав викладання хімічної технології, а в 1885-1888 рр. – хімічну технологію нафти і озокериту. У 1886 р. Б. Павловський організував науково-дослідну лабораторію для нафтового промислу, що дало можливість у повному обсязі досліджувати технологію та виробничі аспекти нафтового промислу. Це дозволило сенату Львівської політехнічної школи відкрити у 1886 р. дворічні підготовчі курси для кандидатів гірництва на механічному та металургії – на хімічному факультетах.

У 1887 році асистент Роман Залозецький захистив дисертацію в галузі технології нафти і озокериту, і в 1888 р. у Львівській політехнічній школі відкривається доцентура із цієї спеціальності, а у 1891 році – ще й з нафтового гірництва. Після цього доцент Р. Залозецький почав викладати хімічну технологію нафти і озокериту (на IV курсі інженерного, хімічного та механічного факультетів), а доцент Л. Сирочинський – на III курсі – глибоке буріння та експлуатацію копалин (на інженерному факультеті) і гірництво нафти і озокериту (на механічному та хімічному факультетах). У 1893 році сенат Львівської політехнічної школи прийняв ухвалу про перетворення дворічних підготовчих курсів на трирічні з нафтовим ухилом, на яких, окрім загальноосвітніх та загальноінженерних, викладались спеціальні та правові дисципліни, зокрема мінералогія, геологія, гірництво нафти і озокериту, будова машин, хімічна технологія нафти і озокериту, енциклопедія будівництва, бухгалтерія, право та державна адміністрація.

У 1897 році у Львівській політехнічній школі було створено кафедру гірництва, яку очолював професор Леон Сирочинський аж до виходу на пенсію. У 1917 році цю кафедру очолив професор Юліан Фабіанський, одночасно будучи деканом механічного факультету політехнічної школи (нині це національний технічний університет "Львівська політехніка").

Впродовж 1917–1918 навчального року на механічному факультеті Львівської політехнічної школи було відкрито нафтовий відділ, а з 1922 по 1923рр. – організовано кафедру "Буріння і видобування нафти" у Львівській політехніці, яку очолив професор Юліан Фабіанський. Тому саме 1922 рік вважається початком створення кафедри буріння нафтових і газових свердловин.

Становлення і розвиток кафедри характеризується такими періодами:

- **Львівський період:** 1922–1941 рр. у Львівській політехніці; 1944–1963 рр. у Львівському політехнічному інституті (у воєнний період кафедра не працювала, як і ЛПІ в цілому);

- **Івано-Франківський період:** 1963-1966 рр. в Івано-Франківському філіалі Львівського політехнічного інституту; з 1967 р. і до сьогодні в Івано-Франківському інституті нафти і газу (нині Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу).



Рисунок 1 – Кафедра буріння нафтових і газових свердловин Львівського політехнічного інституту (середина – кінець 50-х рр.)



Рисунок 2 – Викладацький склад кафедри буріння на початку Івано-Франківського періоду (1963/1964 н.р.)

Зліва направо: старший викладач О. В. Тищенко, доцент О. М. Скачедуб, старший викладач А. О. Федоров, асистент І. А. Васько

За 100 років функціонування кафедри її очолювали:

- професор Юліан Фабіанський (1922-1936 р.р.);
- професор Станіслав Паращак (1937-1941 р.р.);
- професор Єременко Терентій Юхимович (1945-1951 рр. та 1956-1963 р.р.);
- доцент Тирман Євген Мартинович (1951-1956 р.р.);
- доцент Скачедуб Олександр Минович (1963-1968 р.р.);
- доцент Стетюха Євген Іванович (1968-1970 р.р.);
- доцент Банатов Володимир Петрович (1970-1975 р.р.);
- професор Ясов Віталій Георгійович (1975-1984 р.р.);
- доцент Майдан Євген Павлович (1984-1989 р.р.);
- професор Коцкулич Ярослав Степанович (1989-2012 р.р.);
- професор Чудик Ігор Іванович (2012-2017 р.р.);
- професор Фем'як Ярослав Михайлович (2017-2023 р.р.);
- доцент Марцинків Олег Богданович – з липня 2023 р. до сьогодні.

На сьогоднішній день на кафедрі буріння свердловин ІФНТУНГ працює 17 викладачів, серед яких: два професори, доктори технічних наук (Мислюк М. А., Фем'як Я. М.), тринадцять доцентів, кандидатів технічних наук (Бейзик О. С., Богославець В. В., Васько А. І., Витвицький І. І., Ковбасюк І. М., Колісник В. І., Кочкодан Я. М., Марцинків О. Б., Сенюшкович М. В., Різничук А. І., Чарковський В. М., Юрич А. Р., Юрич Л. Р.), два асистенти (Волошин Ю. Д., Дудич І. Ф.). Шість чоловік навчально-допоміжного персоналу (завідувач лабораторіями Юрич Л. Р., провідний інженер Гораль Л. Р., інженери першої категорії Радзівіл І. М., Ткаченко Н. М., Карук О. Б., інженер другої категорії Захарук І. Л.).

Окрім навчання з студентів, кафедра здійснює підвищення кваліфікації і перекваліфікацію фахівців за спеціальністю "Буріння свердловин" та підготовку помічників бурильників з експлуатаційного і розвідувального буріння, міжнародну сертифікацію бурового персоналу за напрямком "Контроль стану свердловин. Керування свердловиною під час флюїдопроявлень при бурінні та капітальному ремонті свердловин" в тренажерному буровому центрі. Щорічно в цьому центрі проходять міжнародну сертифікацію 55-65 фахівців бурової справи на трьох рівнях: 2-й – вступний; 3-й – Driller; 4-й – Supervisor. В центрі навчались і отримали міжнародні сертифікати фахівці бурової справи з усіх структурних підрозділів НАК «Нафтогаз України», приватних нафтогазових компаній, що інвестуються зарубіжним капіталом та представники бурових компаній, які ведуть бурові роботи за кордоном.

На сьогодні кафедрою підготовлено вже близько 7300 висококваліфікованих інженерів-буровиків, які працюють не тільки на нафтогазових підприємствах України, а і в багатьох зарубіжних країнах.

На кафедрі функціонують комп'ютерний клас, 1 спеціалізований кабінет, 2 навчальні і 3 навчально-дослідницькі лабораторії, лекційні аудиторії.

У навчально-дослідницькій лабораторії бурових промивальних рідин кафедри буріння свердловин, починаючи з 2017 року, періодично проводились практично-лабораторні тренінги для фахівців ПАТ «Укргазвидобування» (а саме: Шебелинського ВБР, Хрестищенського ВБР, Полтавського ВБР, Стрийського ВБР, УкрНДІгаз), ТОВ «Шамір Кемікал», ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту» та ПрАТ «ВК «Укрнафтобуріння». Навчання виконувалось згідно з робочою програмою навчально-кваліфікаційного курсу «Бурові промивальні рідини за стандартами API» в обсязі 40 годин. Даний курс-тренінг призначений для навчання, підвищення кваліфікації фахівців бурових підприємств та їх атестації в органі сертифікації персоналу нафтогазової галузі, зареєстрованого в Державному комітеті України із стандартизації, метрології та сертифікації поза державною системою сертифікації УкрСЕПРО, реєстр. № ОДС-32. Проводили курси викладачі кафедри буріння свердловин професор Мислюк Михайло Андрійович та доценти: Колісник Василь Іванович, Бейзик Ольга Семенівна, Богославець Володимир Васильович. Навчання відбувалось протягом 5-ти днів. У заключний 5-ий день навчання всі учасники тренінгу здавали кваліфікаційний іспит, за результатами якого видавались сертифікати. Протягом навчання фахівці бурових підприємств мали змогу отримати практичні компетенції з питань приготування бурових промивальних рідин (БПР), їхньої хімічної обробки та проведення лабораторних досліджень властивостей згідно стандартів API. Значну увагу під час тренінгів було приділено практично-технологічним розрахункам, з якими доводиться систематично мати справу інженерам-технологам з бурових розчинів.



Рисунок 3 – Тренажерний буровий центр

Враховуючи побажання, специфіку та безперервний процес роботи працівників компанії ПрАТ «ВК «Укрнафтобуріння» викладачі кафедри буріння свердловин мали можливість провести тренінг безпосередньо на виробництві із застосуванням змішаної форми навчання. Професор Мислюк М.А. презентував учасникам тренінгу у середовищі Google Meet методи визначення реологічних властивостей промивальних рідин та сучасні методики обробки даних ротаційної віскозиметрії. Доцент Бейзик О.С. навчала у середовищі Google Meet фахівців виконувати практичні розрахунки, які стосуються підрахунку потреби в матеріалах для приготування промивальних рідин, реагентів для хімічної обробки та досягнення необхідних технологічних параметрів. Безпосередньо на виробництві, а саме в лабораторії з контролю виробництва ПрАТ «ВК «Укрнафтобуріння», доцент Богославець В.В. навчав учасників тренінгу практичних компетенцій з приготування промивальних рідин, їхньої хімічної обробки та проведення лабораторних аналізів за стандартами API.

Фахівці ПрАТ «ВК «Укрнафтобуріння» мали змогу закріпити теоретичні знання безпосередньо на свердловині 22-Сахалінська. Загалом за весь час проведення тренінгів про атестовано 186 спеціалістів бурових підприємств України.

На кафедрі функціонують наукові школи під керівництвом доцента Сенюшковича М.В. – «Кріплення нафтових і газових свердловин» та професора Мислюка М. А. – «Теоретичні основи прийняття технологічних рішень при бурінні свердловин в ускладнених умовах», а також розвиваються нові і сучасні наукові тренди в будівництві свердловин під керівництвом членів колективу кафедри.

За спеціальністю 185-Нафтогазоваінженерія та технології кафедра готує доктора філософії та доктора наук. Керівниками аспірантів та консультантами докторантів є висококваліфіковані науково-педагогічні працівники кафедри, такі як професор Чудик І. І., професор Мислюк М. А., професор Фем'як Я. М., доцент Богославець В. В., доцент Витвицький І. І., доцент Марцинків О. Б. та доцент Юрич А. Р.



Рисунок 4 – Навчально-дослідницька лабораторія бурових промивальних рідин



Рисунок 5 – Навчально-дослідницька лабораторія тампонажних розчинів



Рисунок 6 – Проведення практично-технологічних розрахунків
Зліва направо: доцент Богославець В.В., начальник відділу бурових розчинів БУ «Укрбургаз»
Ляменков С.В., професор Мислюк М.А., доцент Колісник В.І.



Рисунок 7 – Тренінг на виробництві

Кафедра готує фахівців за п'ятьма освітніми програмами:

- Буріння нафтових і газових свердловин першого (бакалаврського) рівня вищої освіти спеціальності 184-Гірництво;
- Буріння свердловин першого (бакалаврського) рівня вищої освіти спеціальності 185-Нафтогазова інженерія та технології;
- Буріння нафтових і газових свердловин другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності 184-Гірництво;
- Пошукове, розвідувальне та експлуатаційне буріння нафтових і газових свердловин другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності 185-Нафтогазова інженерія та технології;
- Нафтогазова інженерія та технології третього (доктор філософії) рівня вищої освіти спеціальності 185-Нафтогазова інженерія та технології.

В подальшому перед працівниками кафедри стоять амбітні завдання

- розширити співпрацю з провідними нафтогазовими компаніями в Україні і за кордоном та залучати їх комп'ютерні програми для використання в навчальному процесі усіх рівнів освіти.
- залучати до навчально-наукової роботи провідних фахівців галузі, розробити тематику проведення тренінгів та лекцій з ними.
- розширити мережу баз проведення практик для здобувачів вищої освіти.
- розширення академічної мобільності здобувачів вищої освіти в закладах вищої освіти України та за кордоном.
- залучати науково-педагогічних працівників кафедри для розробки нормативних документів та експертиз під час проєктування різних технологічних процесів спорудження свердловин.
- покращити зв'язок з провідними нафтогазовими компаніями України щодо залучення інвестицій та обладнання і приладів для оновлення матеріально-технічної бази кафедри.

ЕФЕКТИ ЕЛЕКТРОТЕРМІЧНОГО КОНТАКТНОГО ОПОРУ У ПАРАХ ТЕРТЯ «МЕТАЛ - ПОЛІМЕР» СТРІЧКОВО-КОЛОДКОВОГО ГАЛЬМА БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ

Дмитро ЖУРАВЛЬОВ

кандидат технічних наук,

доцент кафедри технічної механіки ІФНТУНГ

dmytro.2103@ukr.net

При електротермомеханічній фрикційній взаємодії плям контактів мікрорівнів пар тертя гальмівних пристроїв одним з основних експлуатаційних параметрів є контактний опір їх поверхонь [1]. Останні мають різні характеристики, викликані високим тепловим режимом, наявністю плівок і без них, потраплянням продуктів зносу на плями контактів мікрорівнів і зазори між ними, механічні коливання мікрорівнів фрикційних накладок, що знаходяться на стрічці гальма [2]. Як приклад розглянемо контакт двох коаксіальних циліндрів, верхній з яких є робочою поверхнею обода шківів стрічково-колодкового гальма, а нижній – камерою з рідиною для примусового охолодження верхнього циліндра [3]. Контактуючі циліндри є оболонки, навантажені зовнішнім імпульсним питомим тиском p_1 , викликаним фрикційною взаємодією мікрорівнів пар тертя гальма. З боку рідини діє питоме навантаження p_2 . Геометричні розміри, механічні та фізичні властивості матеріалів оболонок відомі. При цьому зовнішньому циліндру рівномірно розподілений тепловий потік (рис. 1).

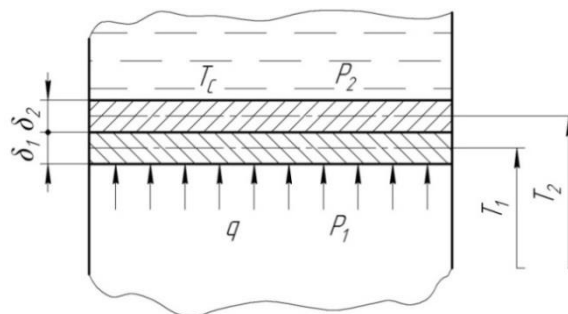


Рисунок 1 – Модель циліндричного контакту

З метою визначення питомих навантажень у контактній зоні за умови збереження контакту при пружних та термічних деформаціях складається рівняння радіальних переміщень оболонок. Виражаючи термічне переміщення через температуру, а пружне через питоме навантаження, отримуємо вираз

$$p = \gamma \Delta \theta + p^*,$$

де $\Delta \theta = \alpha_1 (T_1 - T_{01}) - \frac{r_2}{r_1} \alpha_2 (T_2 - T_{02})$ – безрозмірний параметр, що залежить від розподілу

температури в оболонках та співвідношення їх радіусів і мають сенс надмірної термічної деформації внутрішньої оболонки;

$$\gamma = r_1 \left(\frac{r_1^2}{\delta_1 E_1} + \frac{r_2^2}{\delta_2 E_2} \right)^{-1},$$

де γ – постійний коефіцієнт, E_1, E_2 – модуль Юнга матеріалів циліндрів.

$p^* = \left(\frac{r_1^2 p_1}{\delta_1 E_1} + \frac{r_2^2 p_2}{\delta_2 E_2} \right) \left(\frac{r_1^2}{\delta_1 E_1} + \frac{r_2^2}{\delta_2 E_2} \right)^{-1}$ – коефіцієнт, що відображає вплив зовнішнього

питомого навантаження; α_1 та α_2 – коефіцієнти лінійного розширення.

Після ряду перетворень критеріальне рівняння, яке характеризує залежність тиску на контактуючі циліндри від теплового потоку та фізико-механічних властивостей контакту:

$$\frac{p}{p_m} = Q \left(\frac{\alpha_{km}}{\alpha_\kappa} + H \right) + \frac{p^*}{p_m} + N, \quad (1)$$

де $Q = q \gamma \alpha_1 / p_m \alpha_{km}$ – безрозмірний критерій, який визначається величиною теплового навантаження; $N = \gamma \Delta \theta_0 / p_m$ – безрозмірний критерій, який визначається початковими умовами;

$H = \alpha_{1,2} \alpha_{km} / \alpha_1 \alpha$ – безрозмірний критерій, величина якого залежить від умов охолодження зовнішньої оболонки; p_m і α_{km} – максимальні величини тиску та теплової провідності контакту, що відповідають пластичній деформації матеріалу однієї з оболонок; α – коефіцієнт тепловіддачі теплоносія;

$$\alpha_{1,2} = \alpha_1 - \frac{r_2}{r_1} \alpha_2;$$

$\Delta \theta_0 = \alpha_{1,2} (T_0 - T_{02}) - \alpha_1 \Delta T_0$; T_c – температура теплоносія; $\Delta T_0 = T_{01} - T_{02}$, де T_{01} і T_{02} – температури першого та другого циліндрів, що відповідають відсутності термічних напружень.

Таким чином, наведена методика дозволяє з деякими припущеннями визначити величину контактного тиску в складових циліндричних конструкціях в залежності від теплового потоку, що проходить через оболонку, температури оболонки і фізико-хімічних характеристик матеріалів.

Список використаних джерел

1. Чичинадзе А. В. Тертя, знос та змащування (трибологія та триботехніка) / А. В. Чичинадзе, Е. М. Берлінер, Е. Д. Браун та ін. За заг. ред. А. В. Чичинадзе. М: Машинобудування. 2003. 576с.
2. Проектний та перевірений розрахунок фрикційних вузлів бурових лебідок. Стандарт / А. Х. Джанахмедов, О. І. Вольченко, М. О. Вольченко [та ін.]. Баку: Апострофф, 2016. 272 с.
3. Фрикційні вузли в машинобудуванні / К. Т. Набізаде, М. Я. Джавадов, Н. М. Фідровська та ін. Баку: APOSTROF-A, 2023. 460 с.

ГІДРАВЛІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ І ЕНЕРГЕТИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОПРОВІДІВ

Володимир ГРУДЗ

д. т. н., професор кафедри транспортування
та зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
srgg429@gmail.com

Ярослав ГРУДЗ

д. т. н., професор кафедри транспортування
та зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
srgg429@gmail.com

Василь ЗАПУХЛЯК

д. т. н., професор, завідувач кафедри
транспортування та зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
vasyl.zapukhliak@nung.edu.ua

Василь САДЛІВСЬКИЙ

аспірант кафедри транспортування та
зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
tzen@gmail.com

Василь БАВОЛЯК

аспірант кафедри транспортування та
зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
tzen@gmail.com

Ярослав КАПУЩАК

аспірант кафедри транспортування та
зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ

Рух газу в магістральних газопроводах характеризується дисипацією енергії, що виражається в перетворенні потенціальної енергії в кінетичну і далі у внутрішню енергію газу, яка внаслідок взаємодії з довкіллям розсіюється в ґрунт у вигляді тепла.

У загальному випадку нестационарний неізотермічний процес руху газу в трубопроводі може бути описаний системою диференціальних рівнянь, серед яких рівняння збереження імпульсу, рівняння нерозривності і рівняння енергії, наведені у векторній формі [1-4]:

$$\bar{g}\rho - \text{grad}\bar{P} + \mu\nabla^2\bar{W} - \rho\left(\frac{\partial\bar{W}}{\partial t} + \bar{W}\text{grad}\bar{W}\right) = 0,$$
$$\frac{\partial\rho}{\partial t} + \text{div}\bar{W} = 0, \quad (1)$$

$$\bar{W}\frac{\partial\bar{T}}{\partial t} + \text{grad}\bar{T} = -\frac{1}{\rho}\text{div}\bar{q} + \frac{1}{\rho}\frac{\partial\bar{T}}{\partial t} + \frac{1}{\rho}(\Phi + \bar{q}),$$

де ρ – густина газу як функція просторових координат і часу; \bar{P} – вектор тиску; \bar{W} – вектор швидкостей із проєкціями на просторові координати u, v, w ; \bar{T} – вектор температурного поля; \bar{g} – тепловий потік у навколишнє середовище; Φ – дисипативна функція Релея.

Останнє рівняння системи, яке відображає закон збереження енергії стосовно руху реального газу в трубопроводі, називають рівнянням енергії потоку газу. При цьому ліва частина рівняння містить члени, що враховують характер перетворення механічної енергії газового потоку у внутрішню енергію газу, а права частина відповідає розсіюванню внутрішньої енергії за рахунок теплообміну з довкіллям. Відношення останнього члена рівняння, який характеризує теплообмін з довкіллям, до першого члена, що характеризує процес перетворення механічної енергії в теплову, можна розглядати як основну характеристику термогазодинамічного процесу. Тому таке відношення можна використати в якості критерію подібності процесів дисипації енергії. Як показано в [5, 6], дане співвідношення шляхом приведення диференціальних операторів і нескладних перетворень може бути представлено у вигляді

$$\Lambda = \frac{k(T_{cp} - T)W}{P_{cp} c_p T_{cp}}. \quad (2)$$

В [5] приведено результати визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності і динаміки його зміни в часі в рамках довгострокового і довготривалого виробничого експерименту, що виконувався протягом 1999-2014 рр. на ділянках газопроводів "Братерство", "Союз", "Уренгой-Помари-Ужгород", "Прогрес". Для розрахунку коефіцієнту гідравлічної ефективності використовувалася методика, заснована на математичних моделях стаціонарної течії газу в трубах.

Аналіз вимірювання температур ґрунту в непорушеному тепловому стані показує, що на глибині закладення осі трубопроводу температура ґрунту в непорушеному тепловому стані протягом року змінюється в межах від 2.9 °С до 13.5 °С. При цьому мінімум температури характерний для березня, а максимум для вересня. В порівнянні з характером зміни температур повітря спостерігається запізнювання, приблизно на 60 діб, яке пояснюється теплопровідністю ґрунту і великою інерційністю системи. Діапазон зміни температури ґрунту на глибині залягання трубопроводу складає від 8 до 14 відсотків. Це означає, що сезонні зміни температури слід враховувати при розрахунках ефективності роботи газопроводу. Не врахування сезонних змін температури ґрунту призведе до збільшення випадкової похибки у визначенні коефіцієнта ефективності згідно з розрахунками на (1.5–2) відсотки.

Як і слід було очікувати, коефіцієнт гідравлічної ефективності в часі знижується. Проте, залежно від умов експлуатації газопроводу або системи характер падіння може бути різним.

Розрахунки показують, що значення коефіцієнта гідравлічної ефективності може істотно змінитися (на величину до 50 відсотків) протягом декількох годин. Окрім того, для нового газопроводу або після ретельного очищення значення коефіцієнта гідравлічної ефективності не досягає 100 відсотків, навіть при вимірюваннях в умовах стаціонарного режиму. Це означає, що математична модель для визначення ефективності не враховує всіх видів енергетичних втрат.

Згідно з законами класичної газової динаміки, температура і тиск є мірами енергії газового потоку. При цьому температура є критерієм внутрішньої енергії газового потоку, а тиск і швидкісний напір – критерієм механічної. Згідно з законами збереження і перетворення енергії, дисипація будь-якого його виду призводить до втрати загальної енергоємності замкнутої системи [2, 7, 8].

Коефіцієнт ефективності роботи газопроводів вказує на зниження енергоємності замкнутої системи (газового потоку) в результаті перетворення механічної енергії газового потоку в теплову, і подальших тепловтрат в навколишнє середовище.

Таким чином, величина теплопередачі від газового потоку в навколишнє середовище для магістрального газопроводу повинна бути тісно пов'язана з коефіцієнтом ефективності роботи газопроводу. Неврахування характеру і ступеня зміни внутрішньої енергії газу приводить до занижених значень коефіцієнта гідравлічної ефективності і збільшує його дисперсію навколо середнього значення. Отже, неврахування характеру та ступеня зміни внутрішньої енергії газу призводить до занижених значень коефіцієнта гідравлічної ефективності та збільшує його дисперсію навколо середнього значення.

За своєю природою гідравлічна ефективність є параметричною ознакою технічного стану внутрішньої порожнини газопроводу, і тому коефіцієнт гідравлічної ефективності не може принципово зростати в часі, якщо для цього не приймалися спеціальні заходи. Очевидно, що зростання коефіцієнта гідравлічної ефективності в літній період для газопроводів і протягом значного проміжку часу повинно мати своє фізичне пояснення. Зауважимо, що максимальні значення коефіцієнта гідравлічної ефективності спостерігаються для моментів часу, в яких температура ґрунту в непорушеному тепловому стані є максимальною (серпень-вересень), а найнижчі значення – відповідають мінімуму температури ґрунту (лютий-березень), причому діапазон зміни досягає (4–6) відсотків.

На рис. 1 приведено залежності зміни критерія Λ для умов траси газопроводів «Братерство» і «Союз» за 2012 рік експлуатації. Як бачимо, максимум тепловіддачі в довілля спостерігається для лютого-березня, а мінімум – для серпня-вересня, причому діапазон зміни внутрішньої енергії в часі складає приблизно (3-5) відсотків.

Це дозволяє стверджувати, що причиною зростання коефіцієнта гідравлічної ефективності в літній період є зниження величини розсіювання внутрішньої енергії внаслідок збільшення температури довілля, що не враховують математичні моделі для розрахунку ефективності.

Таким чином, для достовірності визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів необхідно проводити його розрахунки за методиками, які враховують не тільки зміну механічної енергії потоку газу в трубах, але й внутрішньої.

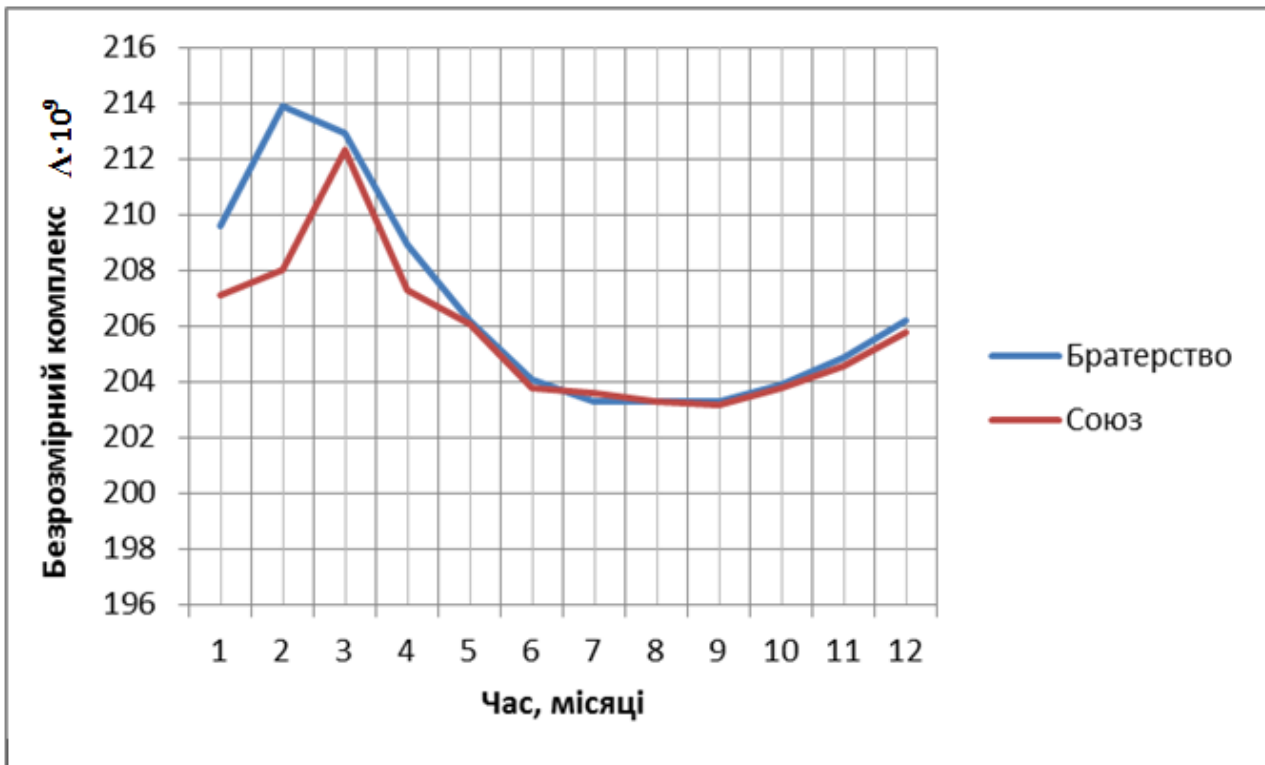


Рисунок 1 – Динаміка зміни критерія Λ протягом року.

Енергетичний баланс газового потоку в газопроводі описується рівнянням енергії, або узагальненим рівнянням Бернуллі, яке для випадку стаціонарної неізотермічної течії газу має вигляд [2, 4, 6]:

$$gh_1 + u_1 + \frac{P_1}{\rho} + \frac{w_1^2}{2} = gh_2 + u_2 + \frac{P_2}{\rho} + \frac{w_2^2}{2} + q + l, \quad (3)$$

де індекси «1» і «2» – відносяться до початкового і кінцевого перерізів газового потоку; h – геодезична позначка перерізу над площиною порівняння (питома потенціальна енергія положення); u – питома внутрішня енергія; $\frac{P}{\rho}$ – питома потенціальна енергія тиску; $\frac{w^2}{2}$ – питома кінетична енергія потоку; q – питома величина теплообміну; l – питома робота газового потоку.

Як відомо [1,4,14]:

$$u = c_v T = (c_p - R)T = \left(\frac{c_p}{c_p - c_v} - 1\right)RT = \frac{k}{k-1} \frac{P}{\rho}; \quad (4)$$

$$q = \frac{k_m \pi D x}{M} (T - T_{ep}); \quad \frac{P}{\rho} = zRT,$$

де k – показник адіабати; k_m – повний коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту; D – зовнішній діаметр відрізка газопроводу довжиною x ; M – масова витрата газу; R – газова стала; z – коефіцієнт стисливості газу; T, T_{ep} – температури газу і ґрунту, відповідно.

В диференціальній формі (3) з врахуванням (4) має вигляд

$$\frac{zRT}{k-1} \frac{dP}{\rho} - \frac{M^2 (zRT)^2}{F^2} \frac{dP}{P^3} + \left(gi - \frac{k_m \pi D}{M} (T - T_{ep})\right) dx + \frac{\lambda M^2 (zRT)^2}{2F^2 P^2 d} dx = 0, \quad (5)$$

де $i=h/L$ – геометричний нахил ділянки газопроводу внутрішнім діаметром d ; λ – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу; F – площа поперечного перерізу трубопроводу.

Після інтегрування (5) і нескладних перетворень в параметрах технологічного процесу транспорту газу отримуємо

$$\frac{(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M}) P_x^2 + \frac{\lambda}{d} \left(\frac{M z R T}{F} \right)^2}{(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M}) P_H^2 + \frac{\lambda}{d} \left(\frac{M z R T}{F} \right)^2} = \exp \left(- \frac{2(k-1)(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M})}{z R T} \frac{x + \frac{d}{\lambda} \ln \frac{P_x^2}{P_H^2}}{1 + \frac{2(k-1)(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M})}{z R T} \frac{d}{\lambda}} \right)$$

Отримана залежність дозволяє визначити тиск P_x в довільному перерізі газопроводу x при відомій витраті газу і початковому тиску P_H . Якщо в одержаній залежності прийняти $x=L$, то отримуємо тиск в кінці ділянки газопроводу $P_x = P_K$. Тоді одержимо залежність для визначення масової витрати газу

$$\frac{(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M}) P_K^2 + \frac{\lambda}{d} \left(\frac{M z R T}{F} \right)^2}{(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M}) P_H^2 + \frac{\lambda}{d} \left(\frac{M z R T}{F} \right)^2} = \exp \left(- \frac{2(k-1)(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M})}{z R T} \frac{L + \frac{d}{\lambda} \ln \frac{P_x^2}{P_H^2}}{1 + \frac{2(k-1)(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M})}{z R T} \frac{d}{\lambda}} \right), \quad (6)$$

де $\Delta T = T_{cp} - T_{ep}$.

Для розв'язання трансцендентного рівняння (6) використано графо-аналітичний метод, згідно з яким залежність представляється у вигляді двох функцій масової витрати газу

$$\frac{(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M}) P_K^2 + \frac{\lambda}{d} \left(\frac{M z R T}{F} \right)^2}{(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M}) P_H^2 + \frac{\lambda}{d} \left(\frac{M z R T}{F} \right)^2} = F_1(M), \quad (7)$$

$$\exp \left(- \frac{2(k-1)(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M})}{z R T} \frac{L + \frac{d}{\lambda} \ln \frac{P_x^2}{P_H^2}}{1 + \frac{2(k-1)(gi - \frac{\pi D k_m \Delta T}{M})}{z R T} \frac{d}{\lambda}} \right) = F_2(M).$$

За (7) будуються графічні залежності $F_1(M)$ та $F_2(M)$. Точка перетину кривих відповідає розрахунковій витраті газу (рис. 2).

Розраховані таким чином значення пропускної здатності складають 81,912 млн.м³/добу для умов розрахунку без врахування профілю траси і 80,289 млн.м³/добу з врахуванням його впливу. Розрахована за класичною методикою пропускна здатність складає 85,3147 млн.м³/добу. Розбіжність між результатами складає 3,99 відсотків в першому випадку і 5,89 відсотків у другому.

Результати проведених досліджень покладено в основу методики розрахунку коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів з врахуванням зміни внутрішньої енергії газового потоку.

За запропонованою методикою проведено розрахунки коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів «Братерство» і «Союз» за 12 місяців 2014 року. Результати приведено на рис. 3.

На тому ж рисунку приведено результати розрахунку коефіцієнта гідравлічної ефективності для вказаних газопроводів за класичною методикою, яка не враховує зміну внутрішньої енергії газу. Як видно з графіків, врахування зміни внутрішньої енергії газового потоку призводить до принципово відмінної тенденції зміни гідравлічної ефективності в часі, що відповідає апріорним уявленням про коефіцієнт ефективності як діагностичну ознаку.

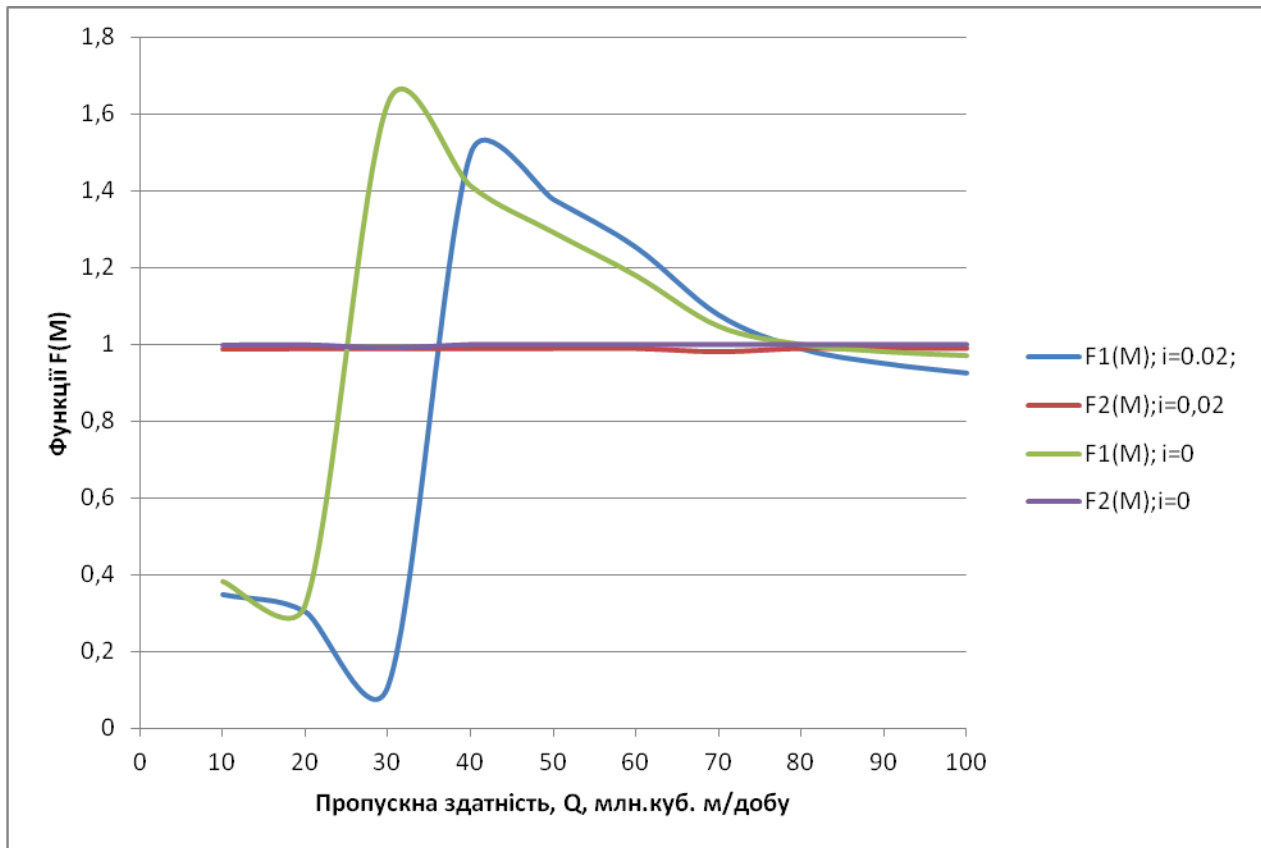


Рисунок 2 – Визначення пропускної здатності газопроводу.

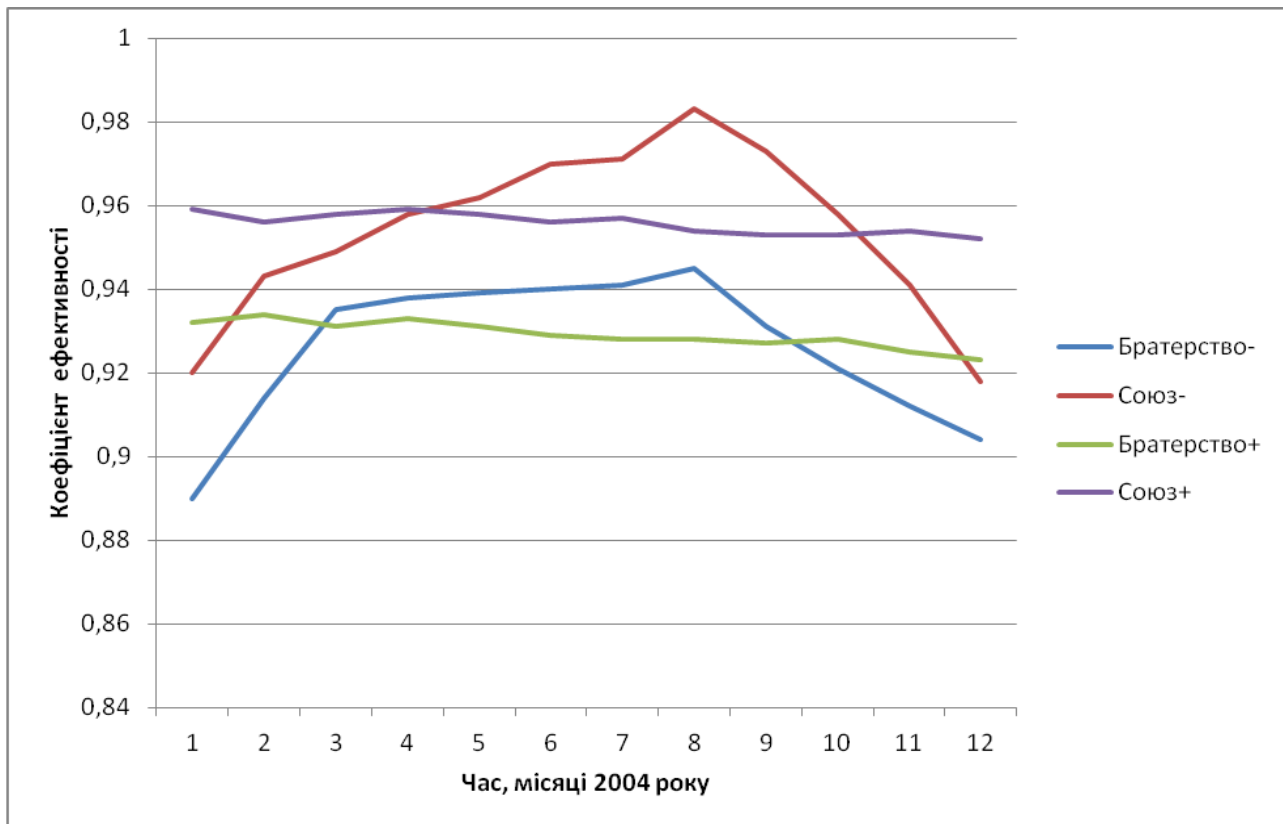


Рисунок 3 – Результати розрахунку коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів «Братерство» і «Союз» без врахування зміни внутрішньої енергії (-) та з її врахуванням (+).

Список використаних джерел

1. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко та ін. Київ : АренаЕКО, 2002. 600 с.
2. Технічна діагностика трубопровідних систем / В. Я. Грудз та ін. Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. 511 с.
3. Чарный И. А. Неустановившиеся движения реальной жидкости в трубах. Москва : Недра, 1975. 224 с.
4. Eakin B., Ellington R. Application of the BWR equation to hydrocarbon-carbon dioxide mixtures // *Thermody. Transp. Prop. Gas and Liquids., Sympos. Lafayette*, 1959. P. 195–204.
5. Ходанович И. Е. Об эффективности продувки газопровода // *Газовая промышленность*. 1958. №3. С. 24-25.
6. Gonzalez M., Lee A. Grafical viscosity correlation for hyarocarbons // *A. I. Ch. E. J.* 1968. V. 14. P. 242-244.
7. Обслуговування і ремонт газопроводів / В. Я. Грудз та ін.; під заг. ред. В. Я. Грудз. Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2009. 711с.
8. Яковлев Е. И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами // *Изв.вузов. Нефть и газ*. 1968. № 2. С. 72–76.

ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ КАПІЛЯРНИХ СИСТЕМ НА ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ РОДОВИЩ ПЕРЕДКАРПАТТЯ

Андрій УГРИНОВСЬКИЙ

канд.техн.наук, доцент ІФНТУНГ

andrewu@i.ua

Леся МОРОЗ

канд.техн.наук, доцент ІФНТУНГ

lesia.moroz@nung.edu.ua

Тарас ПОТЯТИННИК

канд.геологічних наук, менеджер з видобутку

ГПУ «Львівгазвидобування»

Taras.potiatynnyk@ugv.com.ua

Ростислав ДИРІВ

провідний інженер з механізованого видобутку

нафти й газу ТОВ «Везерфорд Україна»

rostyslav.dyriv@weatherford.com

Рушчак ВАСИЛЬ

головний фахівець з оптимізації видобутку

АТ "Укргазвидобування"

vasyl.rushchak@ugv.com.ua

До основних проблем, які ускладнюють процес видобування газу із свердловини можна віднести накопичення води та вуглеводневого конденсату на вибої. Ця проблема не є новою і особливо актуальна на завершальній стадії розробки родовищ, коли вже пластової енергії є недостатньо для створення високих швидкостей газового потоку.

Досить широке застосування в промисловій практиці, особливо останні кілька років, набув метод винесення рідини із вибою за допомогою спінуючих ПАР [1, 2].

Одним із найпростіших способів уведення рідких ПАР у свердловину є використання спеціального присвердловинного бачка (рис. 1).

Під'єднується бачок до засуви затрубного простору після попереднього демонтажу фланця-заглушки.

Такий варіант подачі ПАР є досить простим, ефективним, але вимагає частого залучення бригади з обслуговування свердловин у разі щодобової дозованої подачі ПАР.

Застосування насосного агрегата для уведення рідких ПАР є доцільним у випадку разового його уведення чи подачі в свердловину значної за об'ємом порції ПАР.

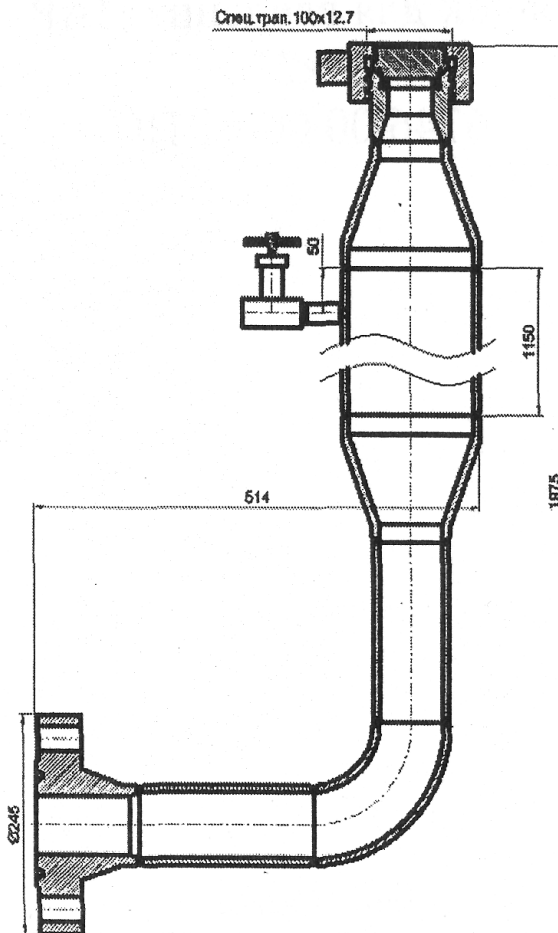


Рисунок 1 – Бачок для введення рідких ПАР у затрубний простір свердловини

Подавання ПАР з використанням цієї системи автоматичної подачі (рис. 2.) можливе як в трубний, так і в затрубний простори свердловини. До основних елементів АСП входять вибійний клапан, капілярна трубка, підвіска капілярної трубки, дозувальний насос, нагнітальний маніфольд, сонячна та акумуляторна батареї, контролер, а також резервуар для хімічного реагенту [3, 4].

Досвід застосування АСП на свердловинах родовищ Передкарпаття показав, що вони мають як переваги так і недоліки. До переваг можна віднести:

1. Широкий діапазон (від 1 до 140 л/д) регулювання подачі ПАР, причому витрату ПАР можна змінювати дистанційно.
2. Автономна робота від акумуляторної батареї з сонячною панеллю.
3. Автоматичне інформування персоналу в разі некоректної роботи установки.
4. Дистанційний моніторинг за параметрами роботи свердловини і установки (трубний і затрубний тиски, подача і рівень ПАР, заряд АКБ).
5. Монтаж АСПП за один день без глушіння свердловини і залучення бригади КРС.
6. Відносно не дороге обладнання, що забезпечує швидку окупність системи.

Недоліки:

1. При використанні АСПП з подачею ПАР на вибій, спущена капілярна трубка перешкоджає проведенню внутрішньо свердловинних операцій, також немає можливості закриття засув трубного простору та буферної засуви.

2. Необхідне пере налаштування вибійного клапана при значних змінах величини вибійного тиску.

3. Обмежений запас автономної роботи в зимовий період та за відсутності попадання сонячного проміння на сонячну панель.

4. Можливі несправності в роботі як електричної так і гідравлічної частини системи (залипання зворотнього клапана, вихід з ладу плунжера насоса, зношування щіток колектора електродвигуна насоса, розгерметизація лінії подачі ПАР).

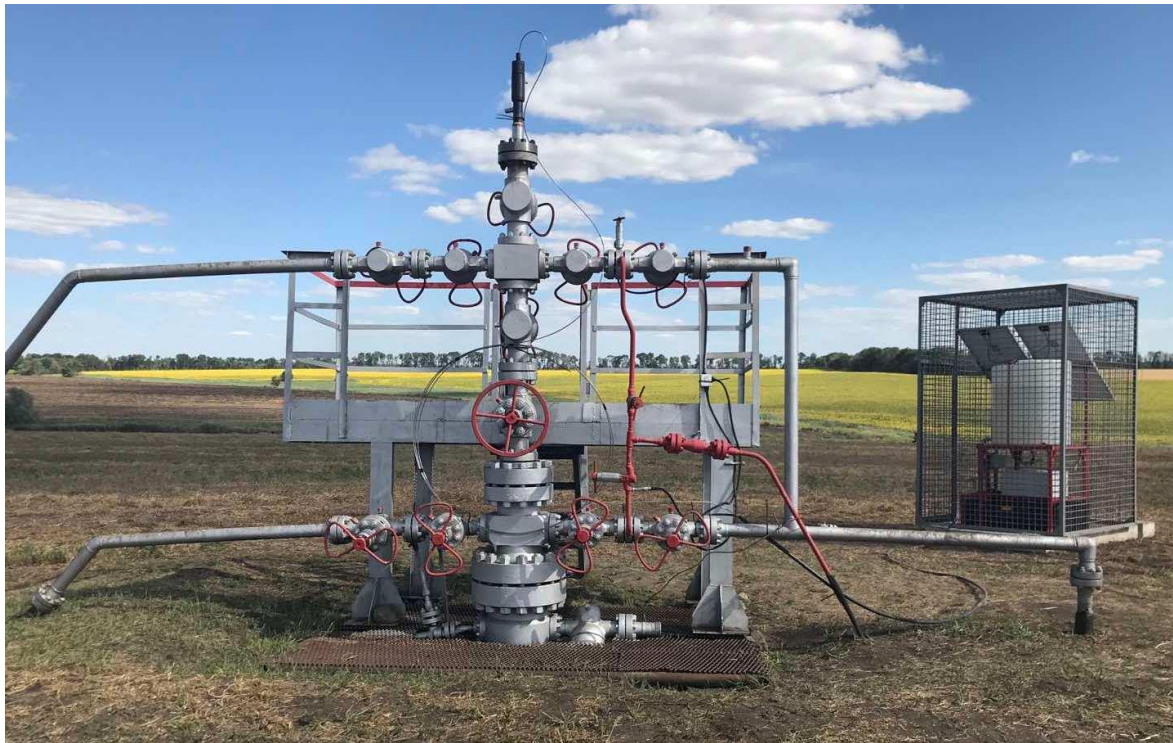


Рисунок 2 – Загальний вигляд АСП та фонтанної арматури свердловини

Висновки

Проблема накопичення рідини на вибої є характерною для більшості газових і газоконденсатних свердловин. Тому необхідно вживати заходи, спрямовані на винесення цієї рідини на поверхню. Одним із ефективних методів для боротьби із цією проблемою є застосування спінюючих поверхнево-активних речовин. Наведено можливі варіанти подавання поверхнево-активних речовин в свердловину з використанням як простого нафтопромислового обладнання, так і сучасних систем з можливістю дистанційного спостереження за параметрами роботи свердловини. На сьогоднішній день близько 100 свердловин родовищ Передкарпаття обладнані автоматичними системами подавання рідких чи твердих поверхнево-активних речовин. Наявність дистанційного моніторингу параметрів роботи свердловин, завдяки цим системам, дає змогу оперативно реагувати на зміну їх робочих тисків, дебіту газу, а також відповідним чином задавати необхідну витрату поверхнево-активних речовин для ефективного винесення рідини на поверхню. Спостереження за параметрами роботи свердловин в режимі реального часу значно зменшує затрати на їх обслуговування та дозволяє оперативно реагувати у випадку виникнення ускладнень під час роботи. Не дивлячись на ряд описаних в статті недоліків, які виникають в роботі автоматичної системи подавання поверхнево-активних речовин, ці системи зарекомендували себе досить простими в обслуговуванні і надійними в роботі, що вказує на доцільність і перспективність їх застосування.

Reference

1. Матківський С. В., Матішин Л. І. Оптимізація умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки. ISSN 2304-7399. Прикарпатський вісник НТШ. Число. 2022. № 17(64).
<http://lib.pnu.edu.ua:8080/handle/123456789/16759>
2. Serebrennikov I. V., Anashkina A. E., Mazitov R. F., Abdulin T. K., Korberg P. N. Conceptual model of fluid recovery from the gas well bottom-hole. Journal of mines, metals & fuels. 10.2020.
<https://www.informaticsjournals.com/index.php/jmmf/article/view/27808/20274>
3. Криський І. В. Шляхи підвищення ефективності експлуатації газових і газоконденсатних свердловин за наявності в продукції рідини: / І. В. Криський, А. В. Угриновський // Нафтогазова галузь України. 2016. №5. С 27-31.
4. Larry Harms, John Urlaub, Bruce Carrier, Billy Cremar. Optimizing Mature Gas Wells in South Texas—A Team Approach. New Orleans, Louisiana, October 2009. SPE-124911-MS.
<https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/09ATCE/All-09ATCE/147384>

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ФІЛЬНОЇ, ФОБНОЇ І ДИСПЕРСНОЇ ФАЗ НА ПРОДУКТИВНІСТЬ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ СВЕРДЛОВИН

Леся МОРОЗ

канд. техн. наук, доцент ІФНТУНГ

lesia.moroz@nung.edu.ua

Богдан ГРИГОРАШ

аспірант ІФНТУНГ

grbogdan30@gmail.com

Продуктивність нафтових, газових і газоконденсатних свердловин визначається якісним станом привибійної зони пласта, який погіршується ще на стадії первинного розкриття свердловини (буріння і обсаджування), на якій відбувається механічна кольматація привибійної зони свердловини буровими і цементуючими розчинами. В період всього терміну експлуатації свердловини відбувається кольматація привибійної зони пласта продуктами руйнування пласта і асфальтосмолопарафіністими відкладеннями, що призводить до подальшого зниження проникності продуктивного пласта, погіршення його гідродинамічного зв'язку зі свердловиною та зниження дебіту свердловини відповідно. На цей час хіміко-технологічні процеси є основою багатьох сучасних технологій збільшення видобутку вуглеводнів.

Проблема кольматації нафтових і газових свердловин залишається актуальною увесь час. Кольматація – процес природного проникнення або штучного внесення дрібних (головним чином колоїдних, глинистих) частинок і мікроорганізмів в пори і тріщини гірських порід, а також осадження в них хімічних речовин, що сприяє зменшенню їх водо- або газопроникності. Носієм кольматуючого матеріалу (кольматанта) можуть служити рідини і гази. Розрізняють кольматацію механічну, хімічну, термічну і біологічну.

Забруднення привибійної зони (кольматація) істотно впливає на продуктивність свердловин і проникність пласта. Високий фільтраційний опір в привибійній зоні свердловини може бути обумовлено геологічними характеристиками нафтового пласта, фізичними властивостями рідини, що видобувається (високов'язкі і високопарафіністі нафти) або факторами, що викликають часткову закупорку мікроканалів в пористому середовищі і, відповідно, погіршують проникність привибійної зони пласта в процесі різних технологічних операцій.

Під час розкриття продуктивного пласта бурінням відбувається проникнення глинистих частинок з бурового розчину в фільтраційні канали породи. Як правило, продуктивні пласти розкриваються при тисках, що значно перевищують пластовий. Для запобігання нафтогазопроявів при бурінні доводиться створювати гіростатичний тиск стовпа рідини (бурового розчину), що значно перевищує пластовий тиск. Величина гіростатичної репресії залежить від густини бурового розчину, висоти стовпа рідини і пластового тиску [1].

Крім гіростатичного тиску стовпа рідини при бурінні можуть виникати динамічні репресії на пласт, вони часто мають пульсуючий характер. Вони виникають при спуско-піднімальних операціях, пульсуючій подачі рідини, зупинці насоса. Встановлено, що динамічний перепад тиску підвищується з глибиною спуску бурильної колони, збільшенням швидкості спуску колони, зростанням числа спуско-піднімальних операцій. Особливо високі значення динамічних тисків виникають в процесі швидкого спуску бурильної колони, і вони можуть досягати 4-10 МПа. Набухання глинистих частинок є досить складним явищем, яке виникає при проникненні в пласт прісної води або води іншої мінералізації.

У певних умовах при контакті води з нафтою і нафти з водою може відбуватися коагуляція і осідання твердих частинок в привибійній зоні і поступова закупорка порового простору. Обважені речовини можуть відкладатися у вигляді плівки на внутрішній поверхні порового простору. Таке явище спостерігається як під час розкриття нафтового пласта, так і в процесі освоєння свердловини із застосуванням води або глинистого розчину. Внаслідок цього утворюється кірка, на стінках стовбура свердловини [2].

У процесах капітального і підземного ремонтів свердловин в якості рідин глушіння (РГ) найчастіше застосовуються вода або глинистий розчин. Якщо нафтовий колектор має низьку проникність, а також характеризується вмістом глинистих фракції, то фізичний контакт рідини глушіння (РГ) з породою пласта призводить до утворення в привибійній зоні дрібних піщинок і мулу. При певних умовах вони закупорюють частину порового простору породи.

При ремонтно-ізоляційних роботах, коли технологічна схема включає закачування робочих агентів в свердловину і продавлювання його в інтервал, який ізолюється, виникає складне гідродинамічне явище в привибійній зоні пласта, що обробляються обумовлена фізичним контактом ізоляційного матеріалу з породою.

Привибійна зона пласта є складним і багатограним об'єктом, де постійно проходять пошуки і нагромадження нових знань про пласт і його властивості, хоча ми нагромадили деяку їхню суму, іноді цих знань не вистачає, оскільки практика постійно ставить перед нами нові задачі і проблеми, які необхідно вирішувати. Під час розробки родовищ основним параметром, що визначає ефективність роботи свердловин, є приплив флюїдів, що залежить як від геологічних, так і від технологічних факторів.

У геологічному відношенні породи-колектори мають яскраво виражену неоднорідну будову з локальним розвитком зон різної продуктивності в межах одного експлуатаційного об'єкта, що призводить до складного розподілу фільтрації в різних зонах залежно від проникності та від депресії і репресії, що сильно утруднює визначення оптимального режиму розробки об'єкта. Крім того, у пластах-колекторах спостерігається низька абсолютна проникність.

Під час технологічного впливу на пласт у процесі розкриття, перфорації, освоєння відбувається як часткова, так і повна кольматация пористого середовища залежно від проникності породи твердою фазою бурового розчину і його фільтратом, а також різними речовинами у процесі проведення у свердловині ремонтних робіт. Кольмується привибійна зона пласта фільними і фобними речовинами, мехдомішками, продуктами корозії. Так, під час зміни термодинамічних умов відбувається забруднення асфальтосмолопарафіновими відкладеннями, солями, нафтопродуктами у процесі заводнення підтоварними водами, рідинами глушіння і пластовою водою під час обводнювання свердловин. Тобто кольматация привибійної зони пласта відбувається протягом усього періоду розробки родовища.

Таким чином, під час розкритті пласта і наступних операцій, пов'язаних з роботами на свердловинах, формується присвердловинна зона пласта, що відрізняється в більшості випадків заниженими фільтраційними здатностями порівняно із пластом. Зниження фільтраційної здатності привибійної зони пласта відбувається внаслідок проникнення різних рідин у пласт з утворенням зони кольматации, що супроводжується комплексом фізико-хімічних процесів, які фактично не припиняються на всіх стадіях будівництва свердловин: під час спуско-підймальних операціях бурильної колони, спуску і кріпленні обсадної колони, вторинному розкритті пласта, виклику припливу, капремонті й інших роботах.

Основною вимогою під час розкриття, випробування, глушіння свердловин, капремонту й інших роботах, проведених у привибійній зоні пласта, є забезпечення максимального збереження природного стану пористого середовища. Проте, на великий жаль, не можна цілком запобігти забрудненню пласта, скільки би ми не намагалися це зробити. Питання полягає в тому, що необхідно почати під час застосування різних технологічних впливів, по-перше, щоб якнайменше нанести шкоду пластові; по-друге, для відновлення проникності пласта застосовувати такі рідини і методи, за допомогою яких можна було б не тільки найбільш повно відновити природну проникність, але і поліпшити її природні характеристики.

Усі рідини впливу на пласт поділяються на дві групи: фільні і фобні. У першу групу входять прісні і пластові води, розчини мінеральних солей, глинисті розчини, гідрогелі, емульсії першого роду, мінералізовані розчини з додаванням інгібіторів, гідрофобізаторів та інших органічних і гетероорганічних сполук і т.п. Друга група включає емульсії другого роду, забруднену нафту, товарну нафту, вапняно-бітумні розчини і т.п.

Таким чином, є два типи рідин глушіння, що мають на пористе середовище як позитивний, так і негативний вплив. До позитивних рідин відносять ті, після впливу яких можна в короткий час відновити проникність. До них можна віднести:

- зворотні емульсії;
- гелі + гідрофобні речовини;
- товарну або загущену нафту;
- вапняно-бітумні розчини;
- гель + крохмаль + мармурову крихту;
- дизпаливо + воду + емульгатор + стабілізатор + крейду;
- метанол.

До рідин, що впливають на пористе середовище негативно, в основному відносять:

- прісну воду;

- підтоварну воду;
- розчин хлористого кальцію;
- розчин бішофіту;
- рапсу;
- глинистий розчин.

Негативно впливають на пористе середовище також такі фактори:

- утворення гідрозатворів;
- збільшення товщини граничних шарів;
- утворення осадів;
- закупорювання пористого середовища твердими частками;
- набрякання глинистих мінералів [3, 4].

Застосування нових реагентів не знижує актуальності проблеми. Це пов'язано з тим, що геолого-технічні умови розкриття час від часу стають складнішими не тільки під час буріння, але і глушіння свердловин. Наприклад, розкриття або глушіння свердловин в умовах аномально низьких пластових тисків; на виснажених родовищах; на режимі розробки багатопластових родовищ; освоєння родовищ зі складними геологічними умовами залягання продуктивних горизонтів, а також пластів з низькими колекторськими властивостями, що вважалися раніше малоперспективними.

References

1. Мислюк М. А. Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття. М. А. Мислюк, А. О. Васильченко // Нафт. і газова пром-сть. 2009. №1. С. 23-25.
2. Системи бурових промивальних рідин із органоколоїдними складовими. / Андрусак А. М., Гайдамака О. В., Тершак Б. А., Мрозек Є. Р. // Нафт. і газова пром-сть. 2009. № п 1. С. 19-22.
3. Рудий М. І. Технології дії на приви́бійну зону пласта видобувних свердловин із використанням поверхнево-активних речовин / М. І. Рудий, С. М. Рудий // Нафт. і газова пром-сть. 2009. № 1. С. 45-48.
4. Мороз Л. Б. Вибір умов застосування розчинів поверхнево-активних речовин з метою підвищення кінцевого нафтовилучення нафтових родовищ /Л. Б. Мороз // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2010. № 3. С. 46-50.

ПРОБЛЕМИ ЗБЕРЕЖЕННЯ ІСНЮЮЧИХ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

Наталія ЗАПУХЛЯК

*аспірант кафедри транспортування та
зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
tzen@gmail.com*

Віктор ВОЗНИЙ

*аспірант кафедри транспортування та
зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
tzen@gmail.com*

Неповне завантаження нафтопроводів та газопроводів України може бути обумовлене різними факторами:

- політичні та економічні конфлікти можуть призвести до зменшення транзиту нафти та газу через Україну. Наприклад, російсько-українська війна призвела до обмеження транзиту російського природного газу через Україну, що спричинило неповне завантаження газопроводів. Аналогічна ситуація і з нафтопроводами;
- диверсифікація маршрутів постачання енергоносіїв для забезпечення енергетичної безпеки та зменшення залежності від одного транзитного маршруту;
- зміни в споживанні енергоресурсів, падіння виробництва або зміни внутрішнього використання нафти та газу можуть призвести до меншого попиту на транзит через Україну;
- стан та пропускна спроможність існуючих інфраструктурних об'єктів (трубопроводів, терміналів, компресорних чи насосних станцій) може обмежувати обсяги транзиту;

- розвиток альтернативних джерел енергії, таких як вітряна та сонячна енергія, може зменшити попит на природний газ та нафту, що впливає на транзитні маршрути.

На сьогодні магістральні нафтопроводи України працюють зі значним недовантаженням, що змушує реалізувати на них режими роботи, які далекі від оптимальних. Робота насосів при малих подачах характеризується низькими коефіцієнтами корисної дії, що суттєво збільшує витрати електроенергії на транспортування нафти. З питаннями оптимізації режимів роботи нафтопроводів тісно пов'язано питання нормування питомих витрат електроенергії на транспортування нафти, яке є конкретним заходом з енергозбереження у трубопровідному транспорті нафти [1]. Проте, досить часто, при значному недовантаженні нафтопроводів, промисловість може вдаватися до повної зупинки окремих ділянок та виведення їх з експлуатації.

Газотранспортна система (ГТС) України, розрахункова пропускна здатність якої з урахуванням нерівномірності газоспоживання і гідравлічної ефективності складає 152 млрд.м³/рік, з 2007 року зазнає поступового падіння продуктивності системи з мінімумом 40,9 % у 2014 році, а 2022 році продуктивність склала 13,4 %. Така ситуація вважається неповним завантаженням газотранспортної системи. Тому важливими питаннями також є пошук альтернативних способів використання незадіяних елементів ГТС [2].

Отже, для збереження ділянок нафто- чи газопроводів з неповним завантаженням вони можуть бути використані для різних альтернативних цілей, спрямованих на оптимізацію використання інфраструктури та збільшення її ефективності. Наведемо окремі альтернативні шляхи їх використання:

- можуть використовуватися для зберігання газу, нафти чи інших енергоносіїв;
- можуть бути використані для проведення досліджень та розвитку нових технологій у сфері енергетики, транспорту або інших галузях;
- можуть бути використані, за умов реконструкції та модернізації існуючих мереж, з метою транспортування інших видів продуктів (таких як вода, хімічні речовини або інші рідкі і газоподібні речовини).

Останній шлях використання незадіяних ділянок трубопровідних систем є найбільш актуальним, оскільки дозволяє задіяти великі об'єми основних фондів.

Відомо, що у вересні 2022 року Україна та Польща уклали Меморандум щодо проекту з будівництва транскордонного трубопроводу, через який транспортуватиметься українська рослинна олія до порту міста Гданськ. Чотиристоронню угоду підписали Мінагрополітики, Мінінфраструктури, Міністерство сільського господарства та розвитку села Республіки Польща, а також Міністерство інфраструктури Республіки Польща [3].

Завдання проектування трубопроводу для перекачування рослинних олій в Україні поставлено вперше. Розв'язання цього завдання є складним через відсутність нормативних документів, які б регламентували проектування, будівництво та експлуатацію подібних нетрадиційних технічних об'єктів. Проте, виконавши попередні проектні розрахунки такого трубопроводу довжиною 600 км та продуктивністю 2,5 млн.т/рік згідно [4], було встановлено, що при перекачуванні високов'язких продуктів спостерігається зміна режиму перекачування від ламінарного, через перехідний до турбулентного, тому кількість насосних станцій (НС) не можна визначати за умов мінімальної робочої температури як це передбачено [4]. Тому, необхідно розрахувати загальні втрати тиску у трубопроводі для всіх місяців року, вибрати максимальне значення і за ним визначати проектне значення кількості НС. Як видно з рисунка 1 втрати тиску в трубопроводі, в залежності від сезону транспортування рослинної олії, змінюються, тому і виникає необхідність використання різної кількості НС для подолання цих втрат.

Слід відмітити, що розрахунки проводилися для трубопроводу побудованого зі сталевих труб. У випадку використання існуючого трубопроводу, за умов нанесення покриття на внутрішню стінку труби (рис. 2) чи реконструкції його способом санації трубами, що мають кращі властивості по пропускній здатності (рис. 3), можна зекономити кошти на будівництво нового трубопроводу (зокрема на земляні роботи) та отримати більш ефективні режими транспортування продукту з меншою кількістю НС чи насосів [5, 6].

На останніх двох рисунках наведено лише два способи ремонту, які можуть використовуватися при переведенні незадіяних ділянок трубопроводів на транспортування інших альтернативних видів продукції, з метою їх збереження. Зрозуміло, що ці способи мають ряд недоліків, такі як: незначні об'єми реконструкції за один прохід; неможливість застосування для високих робочих тисків в трубопроводі; неможливість використання способу ремонту в умовах перекачування продукту тощо.

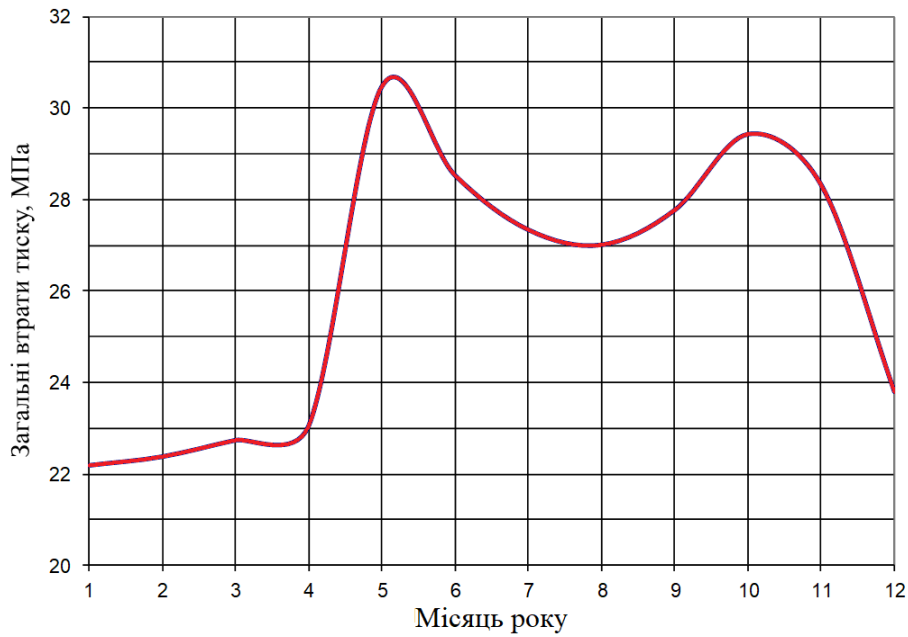
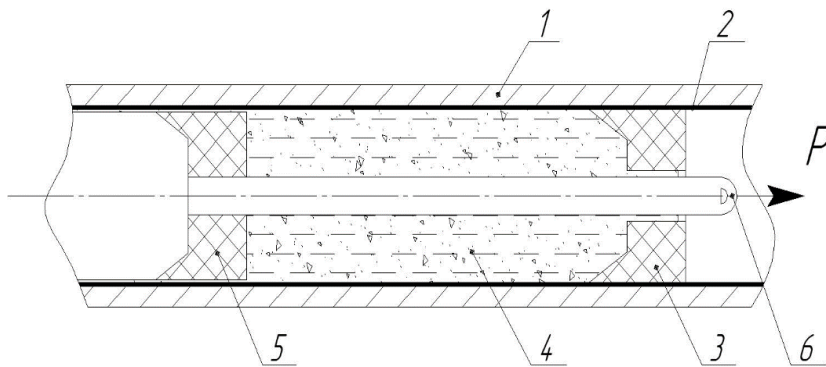
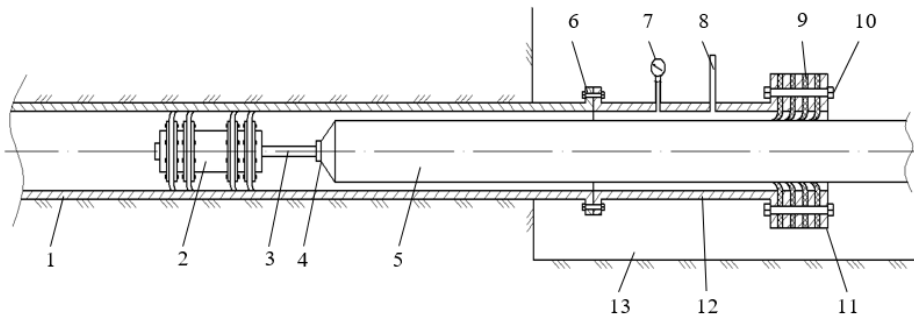


Рисунок 1 – Загальні втрати тиску в олієпроводі в залежності від пори року



1 – трубопровід, що ремонтується; 2 – еластичний рукав; 3 – передня частина поршня; 4 – рідина для нанесення на стінку; 5 – задня частина поршня; 6 – центральна тяга

Рисунок 2 – Технологія нанесення покриття на внутрішню поверхню трубопроводу



1 – зношений сталевий трубопровід; 2 – поршень; 3 – штанга; 4 – оголовок; 5 – поліетиленовий трубопровід; 6 – з'єднювальні фланці; 7 – манометр; 8 – патрубок для під'єднання компресора; 9 – гумові ущільнення; 10 – болти; 11 – фланці ущільнювальної системи; 12 – трубна котушка; 13 – котлован

Рисунок 3 – Схема протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий

Проте, аналізуючи наведену вище інформацію можна зробити такий висновок – для забезпечення збереження існуючої інфраструктури трубопроводів необхідно: провести детальний аналіз ринку різного виду продукції, яку можна транспортувати трубопроводами, та дослідити наявність незадіяних ділянок трубопроводів; удосконалити методи та способи реконструкції трубопроводів для транспортування того чи іншого виду продукції; вирішити ряд оптимізаційних задач, з метою встановлення найефективніших режимів роботи реконструйованих трубопроводів.

Список використаних джерел

1. М. Д. Середюк, В. Я. Грудз. Шляхи підвищення ефективності та зменшення енерговитратності процесів транспортування та зберігання нафти і газу. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 2(3). С. 24-31.
2. Reliability assurance of gas-hydrogen mixture transportation by gas pipeline system / V. Zapukhlyak, Yu. Melnychenko, I. Okipnyi, L. Poberezhny, Ya. Grudz, N. Drin, M. Chernetskyu // *Procedia Structural Integrity*. 2022. Volume 36. P. 378-385. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2022.01.049>
3. Жарикова А. Україна та Польща домовились про будівництво транскордонного трубопроводу для експорту олії. *Українська правда*. 2022. <https://www.epravda.com.ua/news/2022/09/7/691214/> (дата звернення: 20.09.2023)
4. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов: ВНТП-2-86 : Миннефтепром, 1987. 45 с.
5. Марчук О. М., Запукхляк В. Б., Мельник Р. М. Про ремонт підводних переходів трубопроводів. *Нафтогазова енергетика 2013 : Матеріали міжнародної науково-технічної конференції*, м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013. м. Івано-Франківськ, 2013. С. 440.
6. Пристрій для безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій: пат. 129088 Україна: МПК F16L1/028. № u 201802905; заявл. 22.03.2018; опубл. 25.10.2018, Бюл. № 20. 3 с. Автори: Дорошенко Я. В., Поляруш К. А., Запукхляк В. Б.

ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ З ПЛАСТА СУЧАСНИМИ МЕТОДАМИ

Ярослав ЯКИМЕЧКО

кандидат технічних наук,

доцент кафедри ВНГ ІФНТУНГ

yaroslav.yakymchko@nung.edu.ua

Під час тривалої експлуатації свердловини відбувається кольматація навколосвердловинного простору продуктивного горизонту, яка знижує продуктивність свердловини і продуктивну потужність інтервалу перфорації, що потребує періодичного очищення привибійної зони пласта. Неоднорідність колекторських властивостей приводить до нерівномірного нафтогазовилучення і зниження коефіцієнта нафтогазовилучення в цілому.

Інтенсифікація припливу флюїдів у свердловини є однією з першочергових проблем нафтогазовидобувної промисловості України. За останній час розроблена велика кількість сучасних методів інтенсифікації припливу вуглеводнів з пласта. Серед останніх досягнень світової науки у галузі підвищення продуктивності свердловин виділяються декілька методів.

Сучасні методи інтенсифікації припливу вуглеводнів з пласта. З метою очищення привибійної зони пласта (ПЗП) та збільшення коефіцієнта нафтогазовилучення розроблена технологія і технічні засоби ударно-хвильової дії на присвердловинну зону продуктивного пласта в інтервалі перфорації, що дозволяють в локальних об'ємах створювати дію на пласт, яка імітує геодинамічну дію [1]. Ударно-хвильова дія на пласт передбачає два види ефектів: безпосередня дія на ближню присвердловинну зону пласта з радіусом захоплення до 50 см від джерела пружних хвиль ультразвукового діапазону частот; віддалена дія, яка реєструється гідрофонами на віддалі 1-1,5 км від джерела, що генерує низькочастотні 0,2 Гц пружні хвилі. Як джерело ударного і низькочастотного хвильового навантаження в технології використовується свердловинний електророзрядний пристрій; як джерело високочастотних коливань розроблений свердловинний пристрій, що генерує пружні коливання в ультразвуковому діапазоні частот 18 - 25 кГц. Відновлення потенційної продуктивності видобувних і нагнітальних свердловин досягається за рахунок руйнування колоїдно-дисперсних

систем, які кольматують присвердловинну ділянку колектора, внаслідок чого утворюються шари пониженої проникності.

Одним з методів підвищення проникності у ПЗП є вплив на продуктивний колектор методами, що забезпечують тріщиноутворення. З цією метою можуть бути застосовані теплові методи [2], які базуються на використанні термічної напруги, що викликані у зв'язку зі зміною теплового стану тіл при їх нагріванні, охолодженні і тривалому перебуванні при підвищеній або пониженій температурі.

Технологія підвищення проникності ПЗП за рахунок створення мережі штучних тріщин може бути реалізована за допомогою теплового удару (наприклад, швидким нагнітанням у ПЗП газового конденсату, охолодженого «сухим льодом»). З цією метою можна використовувати наступні фактори: високу температуру продуктивного пласта; наявність перфораційних отворів в обсадній колонії, що концентрують теплові напруги; наявність порових каналів і природних тріщин для швидкого проникнення теплоносія в пласт; низьку пластичність матеріалу продуктивного пласта; різницю в коефіцієнті теплового розширення компонентів породи продуктивного пласта; різницю в коефіцієнті теплопровідності компонентів породи продуктивного пласта; можливість зміни температури теплоносія, поданого на вибій; можливість додаткового нагрівання ПЗП термохімічним способом перед закачуванням холодоагенту або навпаки.

Технологія струминно-вакуумної дії [3] на привибійну зону свердловини включає струминний насос та додатковий вакуумний модуль, який значно знижує вимоги до якості посадки пакера, а також його відсутність. Адаптивність системи полягає в зміні режимів функціонування вакуумного модулю по мірі падіння тиску в привибійній зоні. При цьому імпульсний режим вакуумної обробки привибійної зони переходить у високочастотний віброрежим поступового зниження гідростатичного тиску в привибійній зоні. Це сприяє більш повному видаленню забруднених частинок з пластової системи та поліпшення колекторських властивостей. Ефективність підвищення дебіту нафти для малобітних свердловин з високов'язкою нафтою - не менше 40 % від початкового видобутку з тривалістю ефекту на менше року.

Технологія інфрачастотної хвильової дії на пласт [4] призначена для обробки привибійної зони пласта з метою збільшення припливу рідини у видобувних свердловинах і збільшення приймальності нагнітальних свердловин. Поставлена мета була досягнута покращенням колекторських властивостей привибійної зони пласта шляхом очищення її від забруднюючих частинок, і створення у привибійній зоні мікротріщиноватості, а також генерації домінуючих резонансних частот в пластовому середовищі. В основі технології обробки привибійної зони пласта лежить синергічна дія на колектор пульсуючим тиском рідини, спеціально підібраними хімічними реагентами та кавітаційними струменями. Завдяки присутності рідини в порах колектора та пружності твердої фази колектора, коливання, які генеруються, поширюються з привибійної зони в пластове середовище.

Висновки. Були розглянуті сучасні методи інтенсифікації припливу вуглеводнів з пласта, техніка і технології, які базуються на створенні ударно-хвильової дії для відновлення фільтраційних властивостей порід продуктивної зони пласта.

Були отримані значні покращення фільтраційних властивостей колекторів завдяки синергічному впливу ударно-хвильової дії, ефект від яких зберігається терміном до року. Це дозволяє суттєво наростити дебіт свердловин.

Список використаних джерел

1. Кучернюк А. В., Кучернюк В. А., Давыденко С. М., Сова В. М., Максимчук М. Ю. Технологія ударно-волнового впливу на призабойну зону нафтяних і газових скважин // Матеріали міжнар. наук.-техн. конф. «Актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі» Київ: ВАТ „УкрНГП”. 2006. С. 47–48.
2. Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Іванків О. О. До питання термодеструктивної дії на породи продуктивних пластів // Матеріали міжнар. наук.-техн. конф. «Актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі» Київ: ВАТ „УкрНГП”. 2006. С. 52–55.
3. Шевчук С. П., Сліденко В. М., Саливон О. В. Технологічний адаптивний комплекс струминно-вакуумної дії // Матеріали міжнар. наук.-техн. конф. «Актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі» Київ: ВАТ „УкрНГП”. 2006. С. 46–47.
4. Сліденко В. М., Шевчук С. П., Лістовщик Л. К. Інфрачастотна хвильова технологія підвищення продуктивності нафтових свердловин // Матеріали міжнар. наук.-техн. конф. «Актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі» Київ: ВАТ „УкрНГП”. 2006. С. 45–46.

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИЧИН ВІДКЛАДЕННЯ СОЛЕЙ

Дмитро ВОЛЬЧЕНКО

докт. техн. наук, професор ІФНТУНГ
vol21@ukr.net

Солеутворення являють собою відкладення, що закупорюють перфораційні канали, обсадні і експлуатаційні колони НКТ, клапани, насоси, а також внутрішню поверхню свердловинного обладнання, засмічуючи, таким чином, свердловину і перешкоджаючи потоку рідини. Подібно накипу на поверхні домашніх чайників, солевідкладення утворюються у всіх місцях течії води - від насосного обладнання до обладнання, що знаходиться на поверхні.

Утворення відкладень неорганічних солей є однією з основних проблем нафтової і газової промисловості, оскільки багато родовищ знаходяться на пізній стадії розробки, і їх обводненість збільшується. Традиційно, солевідкладення розглядається як проблема, що виникає в привибійній зоні пласта (ПЗП), в нагнітальних і видобувних свердловинах, клапанах, штангово-глибинних насосів (ШГН), установках електровідцентрових насосів (УЕВН), насосно-компресорних трубах (НКТ), підземному і надземному обладнанні, і системах збору, транспорту та підготовки нафти і води, яка знижує коефіцієнт продуктивності видобувних свердловин [1, 2]. Карбонатні і сульфатні відкладення є найбільш поширеними видами солей.

Ефект, заподіяний солевідкладеннями, може бути сильним і раптовим: так, в одній з свердловин в Північному морі родовища Міллер інженери були здивовані, побачивши падіння видобутку з 30 000 бар/день (4770 м³/добу) до нуля за 24 години! І відповідні грошові витрати також були величезними. Усунення утворень солевідкладень щорічно обходиться галузі в мільйони доларів у вигляді втраченої продукції.

Існують різні причини відкладень неорганічних солей на різних родовищах внаслідок складних умов утворення солей. Перенасичення іонами пластової води є необхідною попередньою умовою відкладення мінералів. Автори робіт [3, 4] стверджують, що перенасичений стан розчину вважається первинною причиною утворення неорганічних солей, і відбувається, коли розчин містить розчинені матеріали, концентрація яких вище їх рівноважної концентрації. Ступінь перенасичення іонами розчинів є рушійною силою реакції осадження. Отже, стан високого перенасичення передбачає більш високу ймовірність утворення відкладень солей. Авторами робіт [3, 5] відзначено, що неорганічна сіль починає утворюватися, коли стан будь-якої природної рідини обурюється таким чином, що межа розчинності для одного або більше компонентів підвищується. Різні процеси при видобутку нафти неминуче ведуть до змін умов рівноваги [1, 3]. Якщо ці зміни дозволяють компонентам рідини знаходитися понад межі розчинності, то мимовільний процес осадження неорганічних солей відбувається за рахунок зміни температури і тиску.

У свердловинних умовах на механізм відкладення солей додатковий вплив чинять наступні фактори: виділення газу, характер водонафтової емульсії, швидкість, а також структура газорідинної суміші [2, 5].

Таким чином, основна умова солевідкладення - це утворення перенасичених розчинів попутної води. Конкретними причинами випадання солей в осад служать наступні процеси:

- 1) випаровування;
- 2) змішування несумісних вод;
- 3) розчинення гірських порід і газів;
- 4) зміна термобаричних умов;
- 5) дегазація води;
- 6) зміна загальної мінералізації води.

Прогнозування випадання твердих мінеральних осадів є одним з способів боротьби з солевідкладеннями. Першим етапом контролю солевідкладень є аналіз вод для визначення їх схильності до утворення сольових відкладень. Для проведення прогнозування оцінки солевідкладень необхідне знання хімічного складу вод і термобаричних умов пласта. На сьогоднішній день існує безліч моделей для визначення ймовірності випадання солей. Це використання індексу насичення (SI) та індексу стабільності (ST). Якщо $SI > 0$, то відбувається випадання солей, а якщо $SI < 0$, то ризик солевідкладень відсутній. Однак користування багатьма моделями дещо є незручним, оскільки у них використовуються позасистемні розмірності системи СІ.

Виконано прогнозування солевідкладень (випадання карбонату кальцію) за методикою Скільмена-Мак Дональда-Стиффа. Методика передбачає визначення індексу насичення (індексу

Ланжельє), яке виявилось більше за нуль ($SI_{CaCO_3} > 0$). Це у свою чергу свідчить про процес утворення солей, який можливий за даних термобаричних умов на Долинському нафтовому родовищі. Також проведено визначення здатності води до солеутворення за індексом стабільності. Розраховане значення індексу стабільності знаходиться в межах $6,4 > ST > 3,7$, а отже це означає, що буде мати місце виділення карбонату кальцію.

Список використаних джерел

1. Lorraine Scott Boak. Factors that impact scale inhibitor mechanisms, Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering, England October, 2012.
2. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р. С.Яремійчука. К.:Львів, 1996. 620 с.
3. French Creek Software 2011 DownHole SAT User Manual. French Creek Software Valley Forge, PA, USA, 2011.
4. Hebert J., Leasure J., Saldungaray P. Prevention of Halite Formation and Deposition in Horizontal Wellbores: A Multi Basin Developmental Study SPE-181735, Carbo Ceramics, Society of Petroleum Engineers, 2016.
5. Bond A., Palisch T. A Novel Technology for Providing Long Term Scale Prevention in a Alaskan North Slope Waterflood. SPE-1935326-MS, CARBO Ceramics Inc. This paper was prepared for presentation at the SPE Western Regional Meeting held in San Jose, California, USA, 23-26 April.

ВИДОБУТОК ЗАЛИШКОВОГО ГАЗУ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ НАГНІТАННЯМ У ПЛАСТ НЕВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ І РІДИН

Роман КОНДРАТ

*доктор технічних наук, професор кафедри
видобування нафти і газу ІФНТУНГ
roman.kondrat@nung.edu.ua*

Олександр КОНДРАТ

*доктор технічних наук, професор,
проректор з наукової роботи ІФНТУНГ
oleksandr.kondrat@nung.edu.ua*

Лілія МАТІІШИН

*Ph.D., доцент, в.о. завідувача кафедри
видобування нафти і газу ІФНТУНГ
lilya.matiishun@gmail.com*

Більшість газових покладів на родовищах України перебувають у періоді спадного видобутку газу і на завершальній стадії розробки. Виснажені поклади ще містять значні залишкові запаси газу і визначатимуть основний видобуток газу в Україні в найближчі роки. Тому актуальним є збільшення поточного видобутку газу і кінцевого газовилучення з виснажених покладів. До можливих напрямів підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів відноситься витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами. Як витіснювальні агенти можна використовувати азот, димові, вихлопні і штучні гази, воду, водогазові суміші, облямівки розчинів різних хімічних речовин, які переміщують по пласту подальшим нагнітанням неуглеводневих газів і водогазових сумішей, та інші

В ІФНТУНГ з використанням ліцензованої комп'ютерної програми проведено широкий комплекс досліджень витіснення з пористого середовища природного газу, окремі результати яких наведено у роботах [1-3]. У досліджах вивчався вплив на загальний коефіцієнт газовилучення і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом (на момент прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення 5 % об. вмісту азоту у пластовій продукції) тиску початку нагнітання азоту у пласт, темпу, тривалості і циклічності його нагнітання, системи розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин та технологічних режимів їх роботи. Розглядалося розміщення нагнітальних свердловин у вигляді колової батареї на зовнішньому контурі газонасності і видобувних свердловин у вигляді колової батареї у центрі родовища з різною відстанню між батареями

свердловин і свердловинами у батареях і площове розміщення свердловин за чотири-, п'яти-, семи- і дев'ятиточкової системах з нагнітальною свердловиною у центрі за різної відстані від нагнітальної до видобувних свердловин. Мінімальний пластовий тиск на момент припинення розробки родовища на природному режимі приймався рівним 0,1 від початкового тиску.

Згідно з результатами виконаних досліджень оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту у поклад змінюється в межах 0,29 – 0,31 від початкового пластового тиску. Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає із збільшенням відстані між нагнітальними і видобувними свердловинами і щільності сітки свердловин. Для покладу кругової форми з периферійним розміщенням нагнітальних свердловин і центральним розміщенням видобувних свердловин оптимальне відношення площі розміщення видобувних свердловин до загальної площі газоносності становить 0,56 – 0,59. Найбільший коефіцієнт газовилучення досягається за неперервного нагнітання азоту у поклад і значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1. Нагнітання азоту у виснажений поклад дозволяє вилучити 54 – 62 % залишкового газу.

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність витіснення залишкового природного газу азотом з виснажених газових родовищ. Одним із варіантів реалізації розглянутого методу підвищення кінцевого газовилучення з виснажених родовищ є поетапне нагнітання азоту на окремих ділянках родовища. Спочатку на одній ділянці центральну свердловину переводять у нагнітальну, а навколишні свердловини продовжують експлуатувати як видобувні. Після прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення 5 % об. вмісту азоту у пластовій продукції процес переносять на іншу ділянку родовища і т. д.

Технологію витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом апробовано для умов покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища. При її впровадженні коефіцієнт газовилучення за залишковим газом становить 34,29 %, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає від 72,25 % за існуючої системи розробки до 80,28 % (на 8,03 %).

Дослідження з іншими газовитіснювальними агентами (діоксид вуглецю, водогазові суміші) підтверджують технологічну ефективність застосування неуглеводневих газів і рідин для вилучення залишкового природного газу з виснажених газових покладів. Вибір витіснювального агенту здійснюється за результатами техніко-економічних показників.

Результати виконаних досліджень з використанням програмного комплексу CMG дозволяють для умов виснаженого газового покладу з конкретною геолого-фізичною характеристикою вибрати оптимальні параметри процесу нагнітання неуглеводневих газів і рідин з метою збільшення поточного видобутку газу і кінцевого газовилучення і скорочення тривалості дорозробки покладу.

Список використаних джерел

1. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2016. № 2(59). С. 51–57.
2. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт газовилучення. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2018. № 2(67). С. 70-74.
3. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив системи площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2019. № 1(70). С. 33–40.

ОЦІНКА МОЖЛИВОСТІ ТА ДОЦІЛЬНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ СВЕРДЛОВИННИХ НАГРІВНИКІВ

Андрій ДЖУС

д.т.н., професор кафедри НГО ІФНТУНГ

Andrii.Dzhus@nung.edu.ua

Олександр ДУМНИЙ

інженер УВНГ

Науково-дослідний і проектний інститут

ПАТ “Укрнафта”

Oleksandr.Dumnyi@Ukrnafta.com

Зважаючи на те, що зміна термобаричних умов під час експлуатації свердловин зумовлює виділення парафіну й накопичення відкладів вже навіть у привибійних зонах, пропозиції щодо застосування спеціальних свердловинних електричних нагрівників можуть бути обґрунтованими [1]. Підтвердженням цьому є досвід застосування теплових обробок нафтогазовидобувними підприємствами.

З огляду на зазначене вище, актуальним є завдання оцінки можливості та доцільності застосування нагрівників не тільки для прогріву привибійної зони, а й для недопущення відкладання парафінових та асфальтено-смолистих відкладів у насосно-компресорних трубах (НКТ) і трубопроводах. Важливим питанням при цьому є дослідження особливостей теплових процесів у свердловині.

Процес передачі тепла від потоку рідини до експлуатаційної колони (ЕК) і надалі до гірських порід суттєво залежить від конструкції свердловини, параметрів ЕК, колони НКТ та середовища між ними. В загальному випадку у працюючій свердловині на ділянці від інтервалу перфорації до динамічного рівня рідини середовище можна вважати рідинним, а від динамічного рівня до устя – газовим. Так як газове середовище є добрим теплоізолятором, коефіцієнт теплопередачі між НКТ і ЕК за наявності в кільцевому просторі газу буде суттєво нижчим, ніж при наявності рідини.

За відомими результатами досліджень для інтервалу з практично безводною пластовою рідиною значення коефіцієнту теплопередачі становить близько $45..50 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ [2]. З врахуванням результатів власного аналізу наявних досліджень термометрії свердловини можна вважати значення коефіцієнту теплопередачі приблизно рівним $45 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$. Коефіцієнт теплопередачі між НКТ і ЕК за наявності в кільцевому просторі газу суттєво залежить від ряду чинників, в тому числі від його температури і тиску. Тому для досліджень доцільно приймати не конкретні значення коефіцієнту теплопередачі, а виконувати їх для попередньо обґрунтованого діапазону. Таким є діапазон значень від 2,5 до $10 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$.

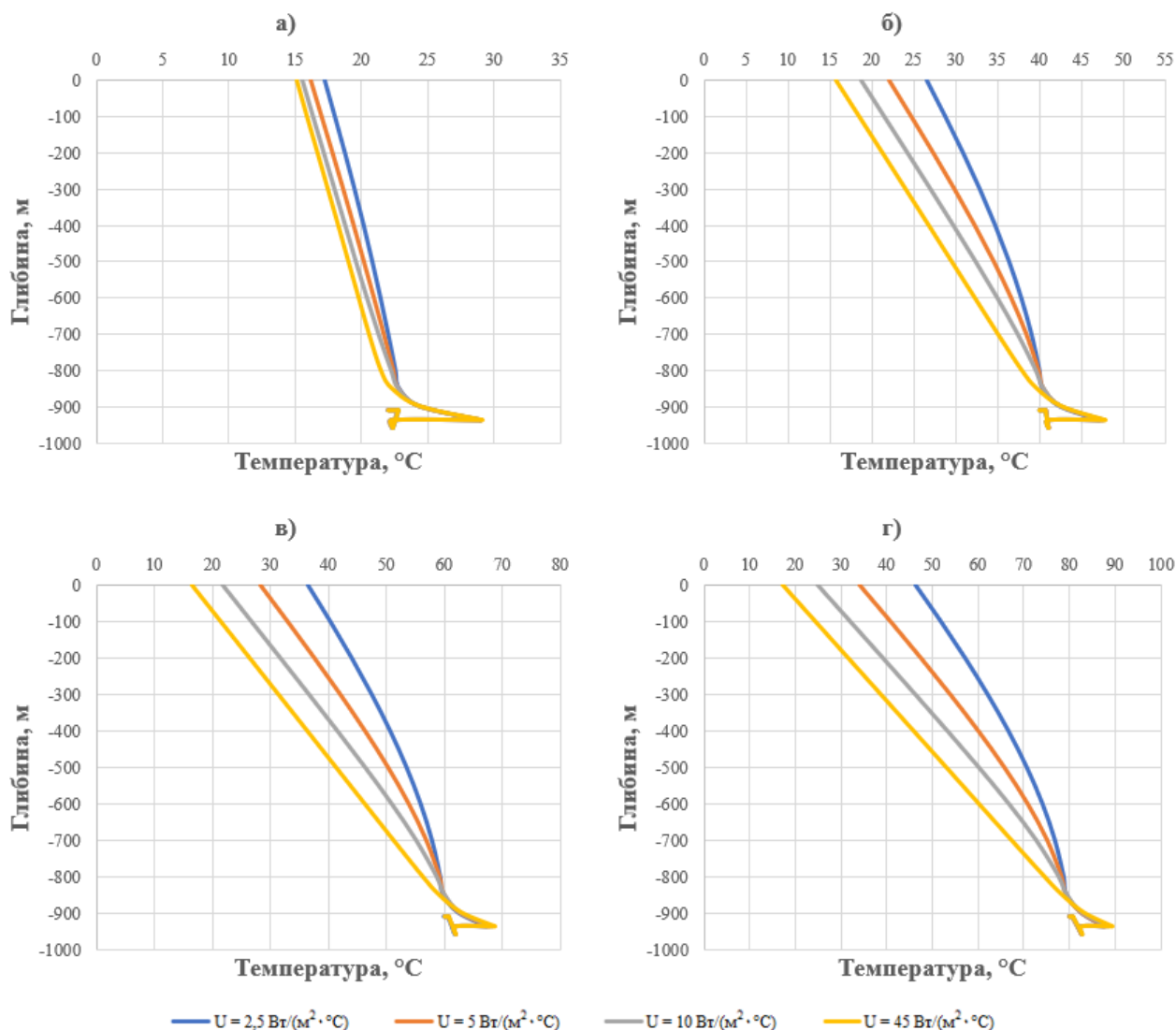
Враховуючи значення коефіцієнтів теплопередачі для окремих середовищ, подальші дослідження були проведені для умовної свердловини з такими параметрами: ЕК умовним діаметром 245 мм з товщиною стінки 11 мм і серединою інтервалу перфорації на глибині 910 м; НКТ діаметром 89 мм з товщиною стінки 6,5 мм спущені до глибини 960 м; свердловина експлуатується з допомогою штангового свердловинного насоса розташованого на глибині 940 м з дебітом практично безводної пластової рідини $20-24 \text{ м}^3/\text{добу}$.

Для моделювання роботи свердловини відповідно до зазначених вище умов прийнято також, що пластова температура становить лише $22 \text{ }^\circ\text{C}$, а температура ґрунту на усті свердловини рівна $15 \text{ }^\circ\text{C}$. Проведене моделювання дало змогу отримати результати розподілу температури рідини в колоні НКТ по глибині, що відповідають поточному режиму роботи свердловини (рис. 1, а).

При моделюванні процесу нагріву продукції свердловини в інтервалі перфорації шляхом застосування нагрівника отримано результати, які наведені на рисунку 1, б, в, г. При цьому нагрів відбувався відповідно на $40, 60$ і $80 \text{ }^\circ\text{C}$.

За результатами моделювання встановлено, що при низькому динамічному рівні, тобто за наявності в кільцевому просторі газового середовища, можна досягнути на усті свердловини результату, що характерний для свердловин із гріючими кабелями. Так при нагріві на $60 \text{ }^\circ\text{C}$ при коефіцієнті теплопередачі $2,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ температура рідини на усті свердловини становитиме більше $35 \text{ }^\circ\text{C}$. При нагріві на $80 \text{ }^\circ\text{C}$ отримаємо близький до зазначеного результат навіть при коефіцієнті теплопередачі $5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$.

З огляду на отримані результати, доцільним є продовження досліджень і розроблення конкретних пропозицій щодо застосування спеціальних свердловинних електричних нагрівників з врахуванням температурних режимів, необхідних для стабільної роботи свердловини або системи збору та підготовки продукції свердловин в межах окремо взятого родовища.



а – поточний режим роботи свердловини без нагріву; б – нагрів в інтервалі перфорації на 40 °С;
 в – нагрів в інтервалі перфорації на 60 °С;
 г – нагрів в інтервалі перфорації на 80 °С

Рисунок 1 – Розподіл температури рідини в колоні НКТ по глибині для різних умов роботи свердловини

Список використаних джерел

1. Копей І. Б., Середюк В. Д., Дем'янчук Я. М., Лялюк М. Я. Використання комплексної дії для запобігання та ліквідації асфальто-смоло-парафінових відкладів у стовбурі свердловини. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2021. № 2(51). С. 47-54
2. Бойко В. С., Поліщук С. П., Піта А. І., Грибовський Р. В. Підвищення ефективності теплових промивань фонтанних свердловин з метою депарафінізації ліфтових труб. *Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу*. 2005. № 2(11). С. 64-72.

ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ АСПЕКТИ ОСОБЛИВОСТЕЙ ДОСЛІДЖЕНЬ В НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ

Мирослава ЧЕРНОВА

*доктор технічних наук, професор кафедри
фізико-математичних наук ІФНТУНГ
myroslava.chernova@nung.edu.ua*

Геологічна розвідка і промислове освоєння родовищ нафти і газу, вибір технології буріння свердловин і застосування технічних засобів визначаються особливостями геологічної будови родовищ і літологічним складом гірських порід, їх твердістю, ступенем тріщинуватості, однорідності, анізотропії, пластичності, характером флюїдонасиченості, наявністю аномально високих або аномально низьких тисків і температур, кутами нахилу пластів та ін.

Гірська порода – це гетерогенна система, що складається з часток твердої фази у вигляді мінералів-діелектриків, напівпровідників, провідників, рідкої фази, яка утворює канали струмів провідності між частинками твердої, рідкої та газоподібної фаз, що заповнюють пори та порожнини тріщин.

У гетерогенних системах, якими є гірські породи, розрізняють силові взаємодії як у середині фаз, так і між фазами. Ці взаємодії між зернами твердої компоненти та всередині них, визначають стійкість гірських порід до механічних впливів на руйнування.

Між компонентами гірської породи діють різноманітні сили, зокрема:

- сили зв'язку, що мають хімічну природу – зумовлені електричною взаємодією між атомами і можуть бути іонними та ковалентними. Енергія зв'язку (кількість енергії, що виділяється під час утворення даного типу зв'язку між атомами) сил хімічної природи досягає 200÷1200 Дж/моль. Ці сили є близькодійчими, оскільки ефективний радіус порядку 10^{-10} м;

- молекулярні сили – зумовлені орієнтаційними (між полярними молекулами), індукційними (при поляризації неполярних молекул за рахунок поля полярних), дисперсними (при взаємодії між електронами молекул). Енергія зв'язку цих сил сягає 0,4÷12 Дж/моль. Ці сили є далекодійчими, оскільки віддаль дії становить $\sim 10^{-7}$ ÷ 10^{-6} м.

- електростатичні сили – зумовлені появою на поверхні мінералів електричних зарядів, що взаємодіють за законом Кулона. Ці сили є найбільш характерними для глинистих гірських порід через їх ізоморфізм;

- магнітні сили – зумовлені присутністю в гірській породі феромагнетиків, найчастіше виникають за наявності гематиту, гетиту, гідрометиту, що утворюють на поверхні глинистих мінералів тонкі плівки, які володіють жорстким магнітним моментом. Величина магнітних сил незначна.

Ці види сил забезпечують міцність адгезійного з'єднання різнорідних мінералів у структурі породи та когезійну міцність однорідних мінералів [1].

Характер зв'язку між частинками твердої фази лежить в основі класифікації гірських порід, тому за цією ознакою їх поділяють на два класи скальні та дисперсні.

Однією з найважливіших структурних характеристик гірських порід є величина об'єму пор в одиниці об'єму породи, яка називається пористістю.

Другою, не менш важливою структурною характеристикою гірських порід є проникність – здатність гірської породи пропускати крізь себе рідини або газу за наявності перепаду тиску.

Усі компоненти гірської породи перебувають у тісному взаємозв'язку одна з одною і утворюють фізико-хімічну систему зі змінною термодинамічною рівновагою, що спричинюється зміною зовнішніх умов.

Нафтогазові родовища України представлені трьома регіонами де ведуться пошуки та видобування нафти і газу – це Дніпрово-Донецька западина, Азово-Чорноморський регіон та Передкарпатський прогин.

Загальновідомо, що в тілі бурильної колони виникають поздовжні та поперечні коливання. Енергетичні затрати на поздовжні коливання низу бурильної колони досягають десятки кіловат, а резонансна амплітуда вібропереміщень долота при роторному способі буріння становить майже ~ 50 мм. За умов буріння із застосуванням вибійних двигунів амплітуда вібропереміщень зменшується у наслідок їх гасіння на гумових осьових опорах ГВД [2].

На основі аналізу результатів досліджень розроблялися та застосовувалися під час буріння свердловин різного типу пристрої для гасіння поздовжніх і поперечних коливань низу бурильної

колони. Промислові випробування показали, що застосування технічних пристроїв для гасіння вібрацій призводить до підвищення механічної швидкості буріння і проходки на долото.

Проте, на сьогодні відомо, що поздовжні коливання низу бурильної колони сприяють підвищенню механічної швидкості буріння, але в значній мірі впливають на довговічність опор шарошkových доліт. З метою ефективного використання енергії коливань низу бурового інструменту для руйнування гірських порід авторами відомі аналітичні і експериментальні дослідження механізму коливань бурильної колони.

В роботі [3] наведено результати експериментальних досліджень буріння тришарошковим долотом твердих і міцних порід без вібрації та з накладанням вібрацій створюваних ексцентричним центробіжним вібратором за умов навантаження на долото від 28 до 92 кН та частоті коливань вібратора від 50÷100 Гц. Таким чином було встановлено, що накладання повздовжніх коливань призводить до підвищення механічної швидкості буріння.

Досліджуючи буріння порід з різними механічними властивостями, було встановлено, що вплив накладання енергії повздовжніх коливань на механічну швидкість буріння зменшується зі зменшенням твердості породи. На основі аналізу результатів експериментальних досліджень встановлено, що за поперечних коливань бурильної колони найбільші величини віброприскорень бурильної колони існують за умов роторного способу буріння (за частот 10÷25 Гц) і становлять 24 м/с^2 , а вібропереміщення складають від 1 до 6 мм. Під час буріння із застосуванням ГВД (за тих же частот) віброприскорення складає $12,5 \text{ м/с}^2$, а вібропереміщення складають лише $0,35 \div 0,5 \text{ мм}$.

Для управління динамікою бурового інструменту науковцями було розроблено різноманітні конструкції наддолотних вібропристроїв, які включали елементи і вузли, що впливали на синхронність автоколивань бурового інструменту. Аналіз відомих вітчизняних конструкцій свідчить, що це в своїй більшості механізми клапанного або маятникового типу. Слід відзначити, що ці механізми конструктивно є складними, створюючи в основному лише низькочастотні коливання та володіють малою енергією ($0,5 \div 10 \text{ Дж}$).

Окрім цього існують великі розбіжності в оцінці ефективності розроблених пристроїв. Застосування вібропристроїв, на мою думку, призводить до підвищення механічної швидкості буріння свердловини роторним способом в межах від 2 до 8 разів, а авторами [3] зауважено, що під час буріння горизонтів складених з міцних та твердих порід відбувається підвищення механічної швидкості буріння на 25 %, а збільшення проходки на долото – на 38 %.

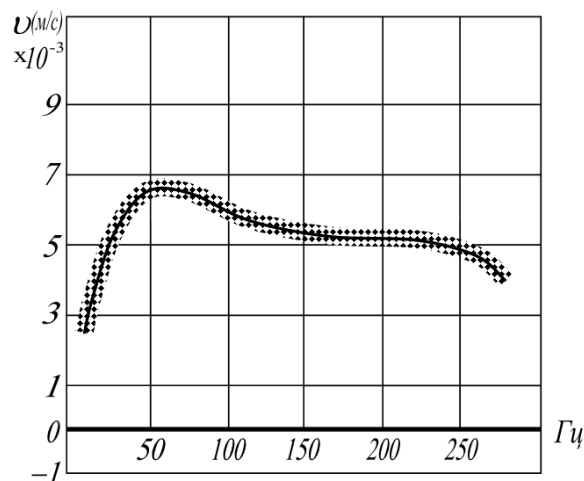


Рисунок 1 – Залежність швидкості поглиблення індентора в граніт від частоти впливу за ударно-обертового режиму

Висновки

На основі аналізу результатів експериментальних досліджень впливу частоти коливань на швидкість поглиблення індентора в гірську породу за вібраційно-обертового режиму встановлено, що швидкість поглиблення індентора в граніт зі збільшенням частоти дії до 80 Гц – зростає, а далі спостерігається плавне її зниження (рис.1).

При дослідженні поглиблення індентора в мармур максимальна швидкість поглиблення становить за частоти 125 Гц [4].

Для підвищення механічної швидкості буріння свердловин необхідно розробляти породоруйнівні інструменти в комплексі з гідроакустичними пристроями з частотним діапазоном до 150 Гц.

Список використаних джерел

1. Петрушка І. П. Сенів О. В. Механіка гірських порід України: монографія. Львівська політехніка, 2021. 156 с.
2. Лукаш О. А. ГВД в нафтогазовій промисловості. *Здобутки та досягнення прикладних та фундаментальних наук XXI століття*: матеріали III Міжнародної спеціалізованої наукової конференції, м. Черкаси 29 липня 2022 року. ISBN: **978-617-8037-78-9**/ С 1366-139.
3. Кунцяк Я. В., Експериментальні та промислові дослідження і прогнозування стійкості стовбурів горизонтальних свердловин в нестійких породах. / Я. В. Кунцяк, Р. Я. Кунцяк // Розвідка. 2011. № 1(38). С. 60-65.
4. Черепанко О. О. Вплив вібрацій на гідродинамічні системи: резонанси й усереднені системи: монографія, Львів, ЛНУ ім. І. Франка, 2020, 179 с.

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРАВЛІЧНОГО ВИПРОБУВАННЯ ПРОТИВИКИДНОГО ОБЛАДНАННЯ

Андрій ДЖУС

д.т.н., професор кафедри НГО ІФНТУНГ

andrii.dzhus@nung.edu.ua

Іван КОСТРИБА

к.т.н., доцент кафедри НГО ІФНТУНГ

ivan.kostryba@nung.edu.ua

Андрій ЮРИЧ

к.т.н., доцент кафедри БС ІФНТУНГ

andrii.yurych@nung.edu.ua

Володимир ПАСТУХ

*ачальник відділення ліквідації нафтогазових
фонтанів ДСНС України, м. Стрий*

vovapastukh95@gmail.com

Правилами безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України передбачено, що свердловини при проведенні ремонтів повинні бути оснащені противиکیدним обладнанням. Після встановлення противиکیدне обладнання випробується на максимально очікуваний тиск. Нерідко гідравлічні випробування проводять в умовах відкритого стовбура свердловини (при наявності зони перфорації експлуатаційної колони), що унеможливує дотримання вимог установленого регламенту гідравлічних випробувань [1].

Створення надійних технічних засобів для випробування приустьової частини обсадної колони разом із колонною обв'язкою та противиکیدним обладнанням є важливою складовою профілактики виникнення відкритих нафтових та газових фонтанів як при спорудженні, так і ремонті свердловин.

Проміжні та експлуатаційні колони обов'язково опресовуються з змонтованими на них колонними обв'язками і противиکیدним обладнанням. При цьому, через повторні опресування, зумовлені в тому числі заміною негерметичних вузлів противиکیدного обладнання, навантаження на колону може створюватись до 10 разів. Зусилля, що виникають під час опресування, передаються через колону на цементний камінь. За умови герметичності обсадної колони, з метою попередження руйнування цементного каменя, необхідно навантажувати його тиском опресування тільки один раз. А всі подальші опресування устьового обладнання проводити з використанням устьових пакерів.

Противиکیدне обладнання фірм Cameron, Shaffer, Hydril та інших виробників після монтажу на усті свердловини опресовують шляхом закачування рідини в затрубний простір при встановленому на спеціальному фланці пакері. Фланець розташовують між колонною обв'язкою і превенторами або в колонній обв'язці [2]. З'єднання пакера з фланцем герметичне, і тиск опресування не передається на обсадну колону. Але нормативні документи, якими послуговуються українські бурові підрядники, не передбачають виконання таких елементів в устьовому обладнанні.

Затратними і довготривалими є ремонтні роботи, пов'язані із розкриттям свердловини по верхньому фланцю колонної обв'язки. Для забезпечення фонтанної безпеки перед виконанням цих робіт у свердловині необхідно встановити цементний міст, хоча [3] передбачає виконання цих робіт із використанням пакера.

Ринок обладнання для спорудження чи експлуатації нафтових і газових свердловин характеризується різноманітністю конструкції пакерів на базі самоущільнювальних манжет. Серед наявних, найбільш вдало себе зарекомендували конструкції пакерів виробництва дочірнього підприємства «Воєнізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба «ЛКВО» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». Спеціалісти підприємства постійно працюють над удосконаленням існуючих та створенням нових конструкцій обладнання для забезпечення фонтанної та газової безпеки під час буріння та капітального ремонту свердловин. За останнє десятиліття запроваджено модернізований пакер устьовий типу ПГМ, розроблено пакер устьовий підсилений типу ПГП та пакер для герметизації устя механічний ПГГ-168М.

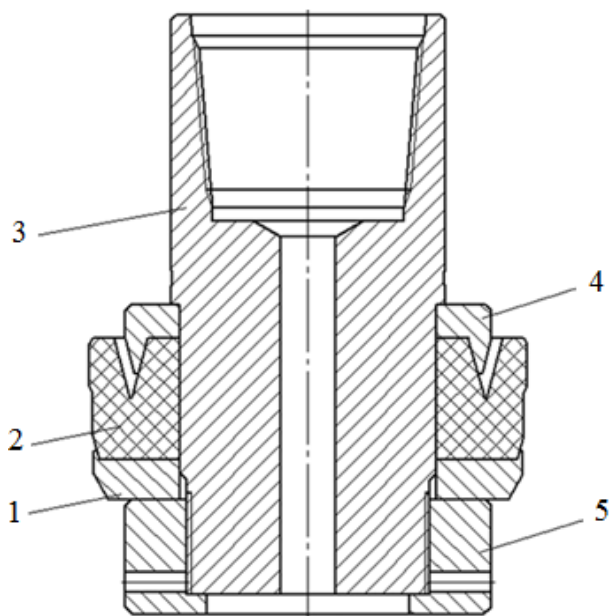
Пакер устьовий модернізований типу ПГМ призначений для перевірки герметичності приустьової частини обсадної колони разом із колонною обв'язкою та противикидним обладнанням під час буріння або капітального ремонту газових і нафтових свердловин (рис. 1).

Основною відмінністю пакера устьового модернізованого типу ПГМ від пакера устьового є те, що він спускається у колону, яку необхідно опресувати, з натягом 0,35 мм на кожен бік. Тому для створення тиску опресування немає необхідності створювати імпульсні навантаження для розкриття манжети.

Залежно від товщини стінки обсадної труби, упор 1 і манжету 2 пакера перед застосуванням необхідно проточити до розмірів, які зазначені у паспорті виробу.

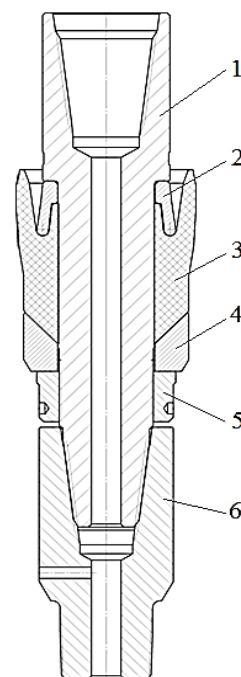
Пакери устьові модернізовані виготовляють ДП «ЛКВО» відповідно до чинних технічних умов. Пакер устьовий підсилений типу ПГП доцільно застосовувати для випробування приустьової частини обсадної колони, колонної обв'язки та противикидного обладнання, коли тиск опресування перевищує 50 МПа [4].

Провівши ряд комплексних досліджень герметизаційної здатності самоущільнювальної манжети авторами роботи [5] було розроблено та виготовлено вдосконалений устьовий випробувальний пакер типу ПВУ (рис. 2).



1 – упор; 2 – манжета; 3 – корпус;
4 – втулка опорна; 5 – гайка

Рисунок 1 – Пакер устьовий модернізований типу ПГМ



1 – корпус; 2 – втулка опорна;
3 – манжета; 4 – упор, 5 – гайка;
6 – перевідник

Рисунок 2 – Устьовий випробувальний пакер ПВУ

Устьовий випробувальний пакер має ряд конструктивних особливостей. Введення в конструкцію пакера регулювальної гайки між перевідником та упором дає можливість підвищити надійність нижньої приєднувальної різьби циліндричного корпусу в процесі експлуатації. Також введення в конструкцію регулювальної гайки дає можливість, шляхом її підтягування, підтримувати герметичність контактуючих між собою поверхонь внутрішньої робочої губи манжети та втулки опорної, що порушується при пластичних деформаціях манжети після неодноразового застосування пакера.

Виконання упора зі скошеною всередину поверхнею, а самоущільнювальної герметизуючої манжети з скошеною назовні поверхнею, при їх взаємодії по цій поверхні сприяє зменшенню концентрацій напружень в опорній частині манжети. Виконання зовнішніх стінок втулки опорної відігнутими назовні дає можливість збільшити простір між її зовнішньою поверхнею та зовнішньою робочою губою і сприяє кращому притисканню зовнішньої робочої губи манжети до внутрішньої стінки обсадної труби в режимі самоущільнення.

Виконання зовнішньої робочої губи манжети із звуженими по товщині закінченнями дає можливість підвищити її еластичність та в разі пакування у зношених обсадних колонах (або зі значною овальністю чи раковинами на поверхні обсадної труби) досягти гарантованої герметизації затрубного простору.

Описаний устьовий випробувальний пакер був розроблений на базі Полтавської воєнізованої частини ПАТ «Укрнафта». Пройшовши успішні промислові випробування на низці свердловин Бугруватівського нафтового та Рибальського нафтогазоконденсатного родовищ, був впроваджений у нафтогазовидобувному управлінні «Охтирканафтогаз» ПАТ «Укрнафта» [5].

З проведеного аналізу засобів, що застосовуються для випробування приустьової частини обсадної колони, колонної обв'язки та противикидного обладнання, можна зробити ряд висновків. Доволі поширеним є використання у складі цих засобів самоущільнювальних манжет. Однак, для їх застосування у обсадних колонах одного умовного діаметра із різною товщиною стінок необхідним є або створення великих миттєвих подач, які не завжди дають бажаний результат, або виготовлення набору манжет для застосування їх в експлуатаційних колонах з різним внутрішнім діаметром. При цьому також з метою зменшення витіснення гуми в зазор необхідно застосовувати упорні елементи різного зовнішнього діаметра.

Більш універсальними є пакери, що спроектовані і виготовлені на основі циліндричних манжет. Шляхом їх деформування в осьовому напрямку забезпечується збільшення зовнішнього діаметра із досягненням необхідних для різної товщини стінок експлуатаційної колони контактних напружень. Також застосування циліндричних манжет мінімізує ризики їх пошкодження при спуску у свердловину.

До недоліків розглянутих вище конструкцій необхідно віднести і те, що вони не можуть нерухомо встановлюватись у свердловині без труб НКТ, що є обов'язковою умовою при гідравлічному випробуванні перфораційної засувки.

З врахуванням зазначеного вище можна вказувати на доцільність розроблення чи вдосконалення засобів для випробування противикидного обладнання, які базуються на використанні циліндричних ущільнювальних елементів. При цьому потрібно забезпечити простоту конструкції, використання загальновідомих конструктивних елементів, швидке приведення в дію та деактивацію після виконання технологічних операцій.

Одним із варіантів герметизації прохідного перерізу експлуатаційної колони, як вже згадувалось вище, є встановлення спеціального пакера. Однак при цьому є свої особливості та обмеження щодо випробувань.

У різних конструкціях пакерів фіксуючі елементи (елементи заякорювального пристрою) мають різне виконання. Найбільш розповсюдженими є так звані плашки круглої або прямокутної форми з спеціальною насічкою на площині, що контактує з обсадною трубою. Іншим варіантом фіксуючих елементів є кульки, які вдавлюються у тіло колони. Герметизація такими пристроями веде за собою створення на експлуатаційну колону значних навантажень. Це може супроводжуватись її руйнуванням і має велику ймовірність при виконанні робіт у свердловинах із значним терміном експлуатації.

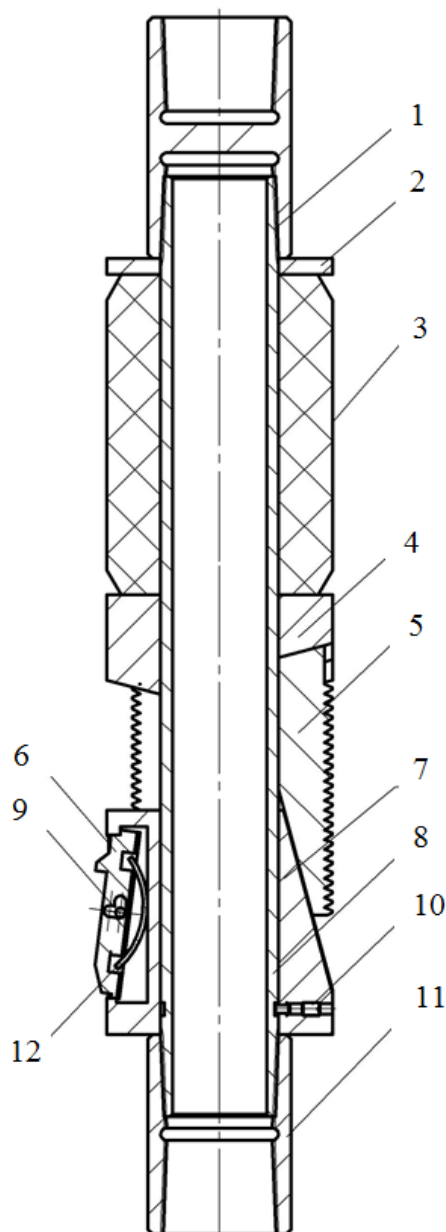
Одним із варіантів вирішення такої проблеми є використання пакера з опорою на вибій свердловини. Особливістю такого пакера є те, що основу для деформації ущільнюючих елементів та необхідне для деформації зусилля створюється колоною насосно-компресорних труб. Однак такі конструкції успішно застосовуються на близьких до вибою ділянках.

З огляду на це, альтернативним є розроблення пакера з циліндричним ущільнювальним елементом, що фіксується з допомогою плашок, які для зведення до мінімуму ймовірності пошкодження обсадної колони розташовуються в перерізі, що містить різьбове з'єднання обсадних труб.

Умовним вказівником місця розташування різьбового з'єднання може слугувати ділянка між торцями з'єднаних обсадних труб. Необхідне для герметизації навантаження може створюватись наявними в свердловині насосно-компресорними трубами. При цьому може бути також передбачено можливість обмеження дії навантаження на ущільнювальний елемент пакера. Такий пакер за

необхідності може бути залишений у свердловині на глибині розташування першого різьбового з'єднання обсадної колони. Цим створюються умови для випробування встановлених на усті свердловини засобів фонтанної безпеки, а саме плашкових превенторів з глухими плашками та перфораційних засувок.

Конструктивна схема пакера, що характеризується зазначеними вище властивостями, наведена на рисунку 3.



- 1 – муфта глуха; 2 – шайба упорна; 3 – манжета циліндрична;
 4 – плашкотримач; 5 – плашка; 6 – шліпс; 7 – конус; 8 – ствол; 9 – штифт;
 10 – гвинт зрізний; 11 – муфта; 12 – пружина

Рисунок 3 – Конструктивна схема запропонованого пакера

Пакер запропонованої конструкції приєднується безпосередньо до колони труб, що знаходиться у свердловині, або із застосуванням перевідника. При спуску у свердловину, а саме при потраплянні у першу трубу експлуатаційної колони, пакер починає контактувати з її стінкою нижніми скошеними поверхнями шліпсів 6, які поступово переміщуються у радіальному напрямку. Опустивши пакер у свердловину на 4-5 метрів, потрібно перемістити його у зворотному напрямку для звільнення шліпсів 6 від утримання елементами поверхні контакту з конусом 7. Подальше переміщення пакера вниз супроводжуватиметься контактом шліпсів 6 з поверхнею труби не тільки похилою поверхнею, а й виступом на ньому. При співпадині виступу із зоною між торцями труб експлуатаційної колони

створиться упор для конуса 7, який після зрізання гвинтів 10 почне переміщатися відносно ствола 8. Цим переміщенням буде зумовлене розширення плашок 5 у радіальному напрямку і створення умов для деформування циліндричної манжети 3. На успішне заякорення пакера вказуватиме суттєве зменшення ваги колони.

Забезпечення експлуатаційних параметрів пакерів необхідних для ефективної реалізації процесу випробування противикидного обладнання досягається шляхом виконання ряду розрахунків з врахуванням особливостей їх конструкції та умов застосування.

Таким чином запропоновано один із шляхів вдосконалення конструкції герметизуючих пристроїв, що зменшує ймовірність пошкодження їх ущільнювальних елементів і створює можливість застосування у обсадній колоні за різної її товщини стінки. Розроблення таких засобів слугуватиме забезпеченню фонтанної безпеки при проведенні ремонтних робіт на свердловинах.

Список використаних джерел

1. Костриба І. В. Бойкович Х. А. Підвищення рівня фонтанної безпеки в процесі ремонту газових свердловин. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2015», 21-24 квітня 2015 р.: Тези доповідей. ІваноФранківськ. 2015. С. 45 – 47.

2. Римчук Д. В. Нові технічні засоби ДП «ЛІКВО» для забезпечення фонтанної та газової безпеки під час буріння та капітального ремонту свердловин. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 6. С. 37–40.

3. СОУ 09.1–30019775–056:2015. Свердловини на нафту і газ. Монтаж і експлуатація противикидного обладнання при проведенні капітального ремонту свердловин. [Чинний від 20.05.2015]. К: ПАТ «Укргазвидобування», 2015. 58 с. (Стандарт організації України).

4. Пат. 9751 UA, МКІ E21B33/06. Пакер гирловий. Вайсберг Г. Л., Атаманчук І. С., Ленкевич Ю.С., Римчук Д. В.; Заявл. 28.03.2005; опубл. 17.10.2005, Бюл. № 10.

5. Дорохов М. А., Костриба І. В. Ущенко О. В. Розробка свердловинного пакера для випробування устьового та противикидного обладнання. *Нафтогазова енергетика*. 2016. № 1(25). С. 12–21.

ОСОБЛИВОСТІ СТРУКТУРОУТВОРЕННЯ ПОЛІ КОМПОНЕНТНИХ ТАМПОНАЖНИХ КОМПОЗИТІВ

Андрій БУРИЙ

аспірант ІФНТУНГ

mizer78@ukr.net

Михайло КОВБАСЮК

аспірант ІФНТУНГ

mykhailo225@gmail.com

Роман СТЕЦЮК

студент-стажист Ontario Tech University

roma.steciuk@gmail.com

Остан ФЕДИК

аспірант ІФНТУНГ

nauka.dfkg@gmail.com.

Володимир ЧЕРНОВ

аспірант ІФНТУНГ

9609283@gmail.com

Відповідно до сучасних світових тенденцій все більшого значення набувають композиційні цементи які в початкові терміни тверднуть повільніше, але в подальшому володіють підвищеною працездатністю, особливо в корозійно-активних середовищах. При їх гідратації спостерігається нижче тепловиділення, що особливо важливо для формування ізоляційних екранів навпроти хемогенних відкладів. Відповідно до європейського стандарту EN такі матеріали повині містити не менше від двох видів мінеральних добавок різної природи активності (гідралічної та пуцоланічної дії).

Тверднення композиційного цементу відбувається в результаті гідратації клінкерної складової та реакцій хімічної взаємодії гідратних новоутворень з активними компонентами. Ці процеси є більш складними у порівнянні з твердненням традиційних портландцементів, оскільки в реакціях беруть участь декілька компонентів з різною гідравлічною активністю.

Під час формування композиційного цементу камінь у своєму розвитку проходить кілька структурних станів, а процес гідратації умовно можна розділити на декілька періодів, які характеризуються різною кінетикою та відображають зміну властивостей цементного каменю, що утворюється. Насамперед спостерігається формування в системі коагуляційної структури за рахунок новоутворень на початковому етапі гідратації цементу. Далі відбувається руйнування коагуляційної структури внаслідок інтенсивної гідратації цементу, збільшенням у об'ємі тверднучої системи кількості гідратних новоутворень і формуванням перехідної коагуляційно-кристалізаційної структури. Третій етап характеризується зростанням ступеня завершеності структуроутворення, що пов'язано з формуванням кристалізаційного каркасу цементного каменю. Тому гідратацію композиційного цементу можна розглядати, як сукупність процесів, які протікають при взаємодії складових цементу з гідравлічними та пуцоланічними додатками в присутності води.

Керувати процесами структуроутворення композиційних систем можна застосуванням сучасних матеріалів модифікаторів, зокрема крентів, використання яких потенційно здатне забезпечити кероване вирощування армувальних кристалів забезпечуючи, своєрідний синтез каменю під час його тверднення та створюючи передумови до "самозаліковування" порушеної структури. Керуючи вирощуванням кристалів можна отримати самоармуючі композити, де роль матриці виконують гелеподібні, субмікростристалічні та ізометричні кристалічні продукти гідратації, а як зміцнююча арматура виступають нитковидні ($l/d > 100$) або голчасті кристали новоутворень.

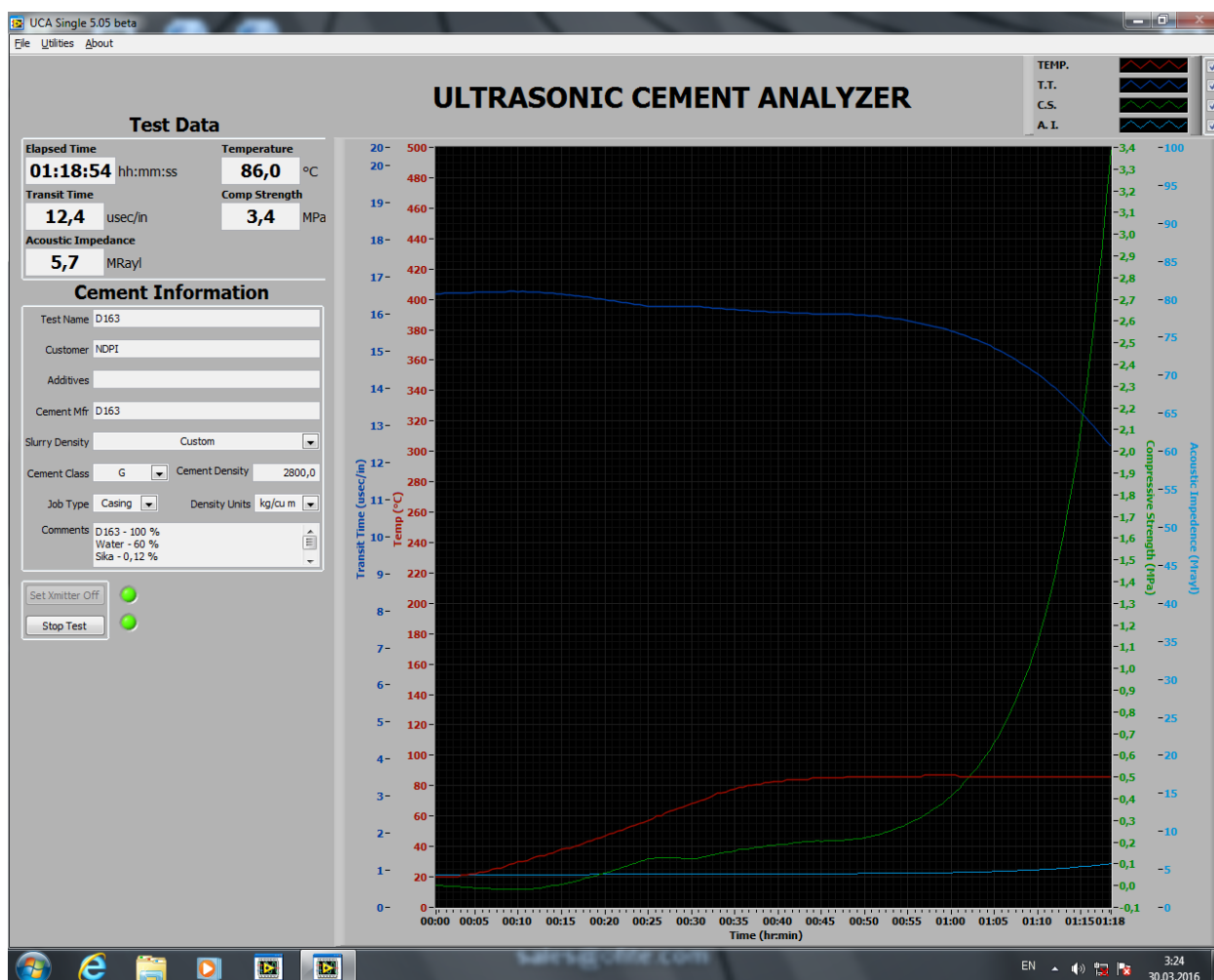
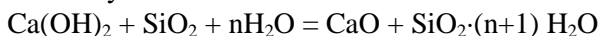


Рисунок 1 – Перебіг процесу структуроутворення модифікованого композиту за термобаричних умов.

Наприклад, формування в'язучого гідросульфоалюмінатного твердіння (ГСА-твердіння) складу ($C_3A + CaSO_4$) з добавкою надлишкової кількості гіпсу $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, сприяє утворенню пластинчастого моногідросульфоалюмінату кальцію $3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot CaSO_4 \cdot 12H_2O$, який, взаємодіючи з добавкою, утворює нову сполуку – волокнистий тригідросульфоалюмінат кальцію $3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 3CaSO_4 \cdot 32H_2O$, чи еттрингіт за схемою



У силікатних системах під час гідратації мінералів цементного клінкера або вапняно-кремнеземистого в'язучого в присутності лужних чи лужноземельних катіонів – це гідросилікати кальцію та змішані гідросилікати – волокнисті матеріали: TSH, ксонотліт, фошагіт, гілебрандіт. Останні формуються у випадку додавання до базового портландцементу добавок кремнезему, який зв'язує гідроксид кальцію, що виділяється при гідролізі мінералів портландцементу, з утворенням гідросилікату



В свою чергу SiO_2 створює передумови для перетворення нестабільного гідроксиду кальцію в кристалічний низько основний гідросилікат кальцію. За рахунок цього зростає щільність структури сформованого матеріалу, що забезпечує суттєве (20 – 85 %) збільшення його міцності та корозійної стійкості. Такий характер формування порової структури і кінетика набору міцності пояснюється армуванням і самоармуванням цементного каменю низькоосновними гідросилікатами. Високодисперсні субмікроскопічні часточки *Microsilica* служать центрами нуклеації та кристалізації, на яких відбувається осадження продуктів гідратації.

Позаяк кристали гідратів композиційних мінералів різні за формою і розмірами елементарних комірок, то в процесі їх росту інтенсивно утворюються лінійні дефекти структури – дислокації невідповідності та точкові дефекти-вакансії. Кристали розвиваються перпендикулярно до поверхні матриці в напрямку до найближчих гідратованих частинок в'язучого, та служать центрами нуклеації та кристалізації, та на яких в подальшому відбувається осадження продуктів гідратації.

Для композиту характерний більш рівномірний розподіл гідратів у гелевій масі гідросилікатів, краща впорядкованість контактних зон зростання та підвищення кількості зрощених волокон в блоках гідросилікатів. В цьому випадку результатом взаємодії компонентів системи є утворення AF_t -фази еттрингіту, AF_m -фази моногідросульфоалюмінату кальцію, гідрогеленіту. Характерно, що моногідросульфоалюмінат кальцію $3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot CaSO_4 \cdot 12H_2O$ в цьому випадку є основною сульфоалюмінатною фазою, яка стабільно існує за температури 75 °C та забезпечує тверднучій системі постійність властивостей без перекристалізації та спадів міцності.

При цьому, щільно упакована структура каменю забезпечується ростом і стабільним існуванням гідросилікатів кальцію і гексагональних AF_m -фаз та гідроксиду кальцію, які кольматують мікропори.

Для забезпечення керованості процесів гідратації і тверднення полімінерального композиту зазвичай використовують поліфункціональні хімічні добавки (стабілізатор, пластифікатор, адгезив, мікрфібра).

Вивчення особливостей процесу гідратації полікомпонентної тампонажної системи з зазначеними добавками з допомогою диференційно-термічного аналізу. На рис 2 наведено дериватограму досліджуваного складу, гідратованого 2 доби. Згідно даних термічного аналізу фіксуються інтенсивні ендоефекти в області 166 ° і 242°, що відповідають виділенню води з гідросилікатів і гідросульфоалюмінатів кальцію. Зміщення ендоефектів в більш високотемпературну область свідчить про ступінчасту дегідратацію МГСАК. На дериватограмі спостерігаються також незначної інтенсивності ендоефекти $Ca(OH)_2$ при 492 °C.

Слід зазначити, що введення в цементну композицію поліфункціональних добавок, не змінюючи фазового складу продуктів гідратації, призводить до зменшення ступеня закристалізованості системи.

Фізико-хімічні особливості процесів гідратації тампонажного композиту з поліфункціональними добавками визначаються процесами конкурентного адсорбційного ьмодифікування перш за все алюмовмісних гідратних фаз та стабілізації структурно-активних. Кінетика раннього структуроутворення модифікованих крентами композиційних цементів визначається, в основному, особливостями утворення AF_t і AF_m -фаз. У той же час кінетика набору міцності зумовлена гідратацією алітової фази та реакціями з адгезивом в неклінкерній частині в'язучого. Введення поліфункціональних добавок забезпечує належну пластичність цементної системи, а також досягти кращого розкриття потенційних властивостей композиту. Таким чином оптимальне поєднання полімінеральних компонентів різного генезису забезпечує при підвищених термобаричних умовах керований синтез цементного каменю з покращеними експлуатаційними властивостями.

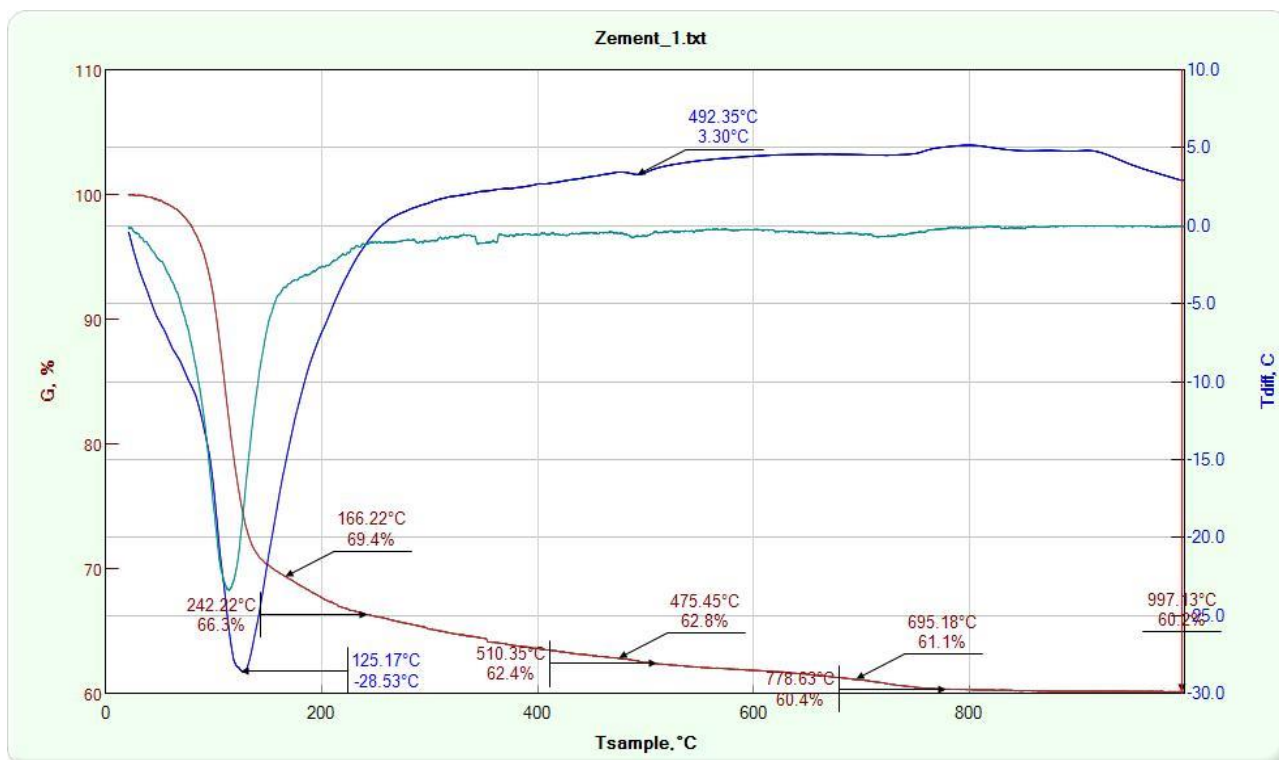


Рисунок 2 – Дериватограми модифікованого тампонажного композиту, гідратованого 2 доби при температурі +75°C

Модифіковані полікомпонентні тампонажні системи можуть розглядатись як перспективний напрямок підвищення надійності кріплення обсадних колон нафтогазових свердловин.

Список використаних джерел

1. Bulatov A.I., Proselkov Yu. M., Shamanov S.A., Technika i tehnologiya bureniya nefnianyh i gazovyh skvagin. // M.: ООО "Nedra-Biznescentr". 2003. 1007 с.
2. Sanytskyu M.A., Sobol Kh. S., Markiv T.Ye. Modyfikovani kompozyziyni cement. // NU "Lviv'ska polytechnica". 2010. 130 p.
3. Tershak B.A., Sobol Kh.S., Kovalchuk M.B. Struktura tamponagnyh cementiv modyfikovanyh crenamy // NAN Ukrainy. Fizyko-mechanichnyi instytut im. G.V. Karpenka. Mechanika i fizyka ruinuvannia budivel'nyh materialiv ta konstrukciy. Zbirnyk naukovykh prac'. Vypusk №10. Lviv. „Kameniar”, 2014. pp. 551-561.
4. ТУ У 26.6-3251045-001:2011 Суміші сухі тампонажні.

СУЧАСНІ АНАЛІТИЧНІ ПІДХОДИ ЩОДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТОЧНОСТІ БУРИЛЬНИХ ЗАМКОВИХ НАРІЗЕЙ

Олег ОНИСЬКО

д.т.н., проф. кафедра КМВ

oleh.onysko@nung.edu.ua

Юлія МЕДВІДЬ

аспірант ІФНТУНГ, асистент кафедра КМВ

medvid.yulya@ukr.net

З'єднання бурильних труб (інакше замкові з'єднання) це велико-крокові різьбові конічні з'єднання ніпель -муфта діаметром від 30 до 200 мм із трикутним профілем (рис 1).

Однією із вимог щодо точності замкової різьби є точність її пів-профільного кута α , який за стандартом [1] є однаковим для усіх її типорозмірів і становить $30^\circ \pm 0,75^\circ$ (рис. 1). Бурильні замки виготовляються з використанням токарних верстатів, а для точіння їхніх різьбових поверхонь

застосовують різьбові різці. Сучасні виробники рекомендують застосовувати різці з повним профілем який є аналогічний профілю та кроку P одного із типорозмірів замкового з'єднання [2]. При цьому виробники інструментів пропонують різноманітні матеріали і покриття різальних вставок, рекомендують різні схеми подачі інструмента для досягнення кращої продуктивності або стійкості різця. У наукових працях [3–4] досліджують методи врізання у процесі точіння різьби із важкооброблюваних нержавіючих сталей AISI 304L на стійкість різця. Водночас геометрія передньої поверхні різця ніколи не регламентується виробниками, тобто їхній передній кут фактично завжди дорівнює 0. Не дивлячись на усталений підхід виробників існують наукові дослідження, які вказують на доцільність застосування ненульового значення переднього кута γ для нарізеточіння у цілому і для точіння нафтогазових конічних різьб, зокрема нарізі виготовленої із високолегованої сталі із вмістом 13% Cr [5–6] (рис. 2).

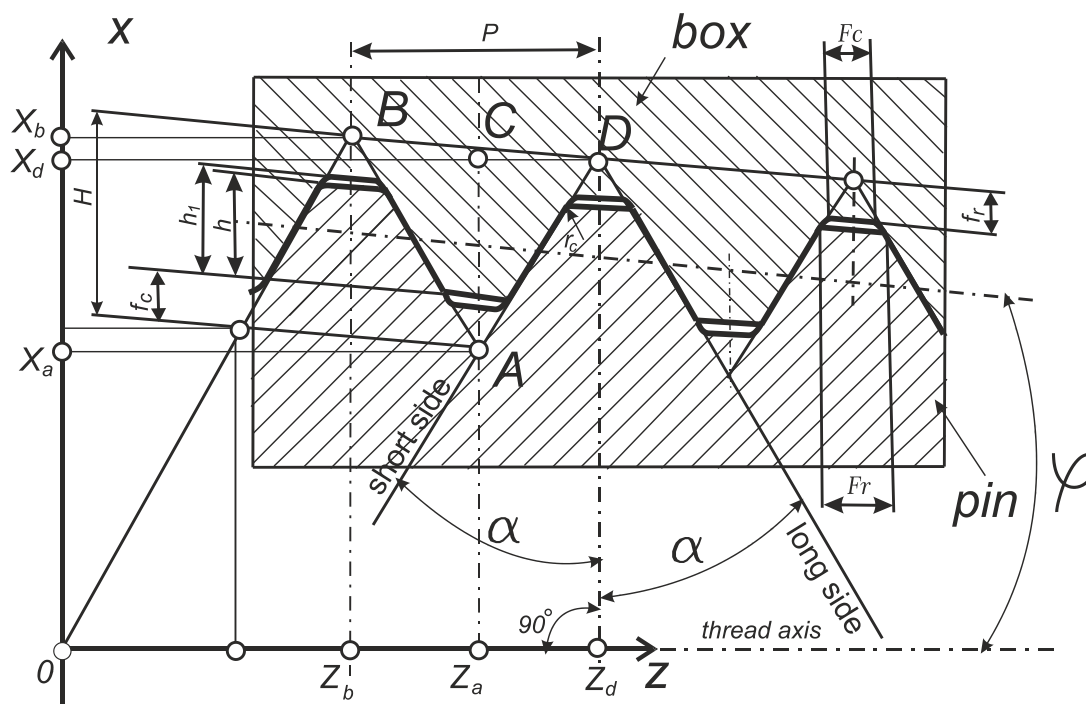


Рисунок 1 – Схема різьбового з'єднання за стандартом API7 із прив'язкою до прямокутної системи координат ZOX

Нульовий передній кут пропонується виробниками різців вочевидь пов'язаний із дотриманням регламентованої за стандартом [1] точності замкової нарізі. Теоретичні дослідження кінематики процесу точіння конічних замкових нарізей інструментом із ненульовим значенням переднього кута представлено у дослідженнях [7–8]. Проте наукові результати у цих роботах стосується аналітичних розрахунків точності кінематики токарної обробки нарізі [7] та її прогнозованого кута підйому [8], а не її профілю. Експериментальні дослідження впливу похибки установки різьбового різця на відхилення реального профілю нарізі проведено у роботі [9]. Вхідними даними у цьому дослідженні є тангенціальний відхил установки різця відносно осі різьби, а також кутове зміщення відносно повздовжньої осі інструмента. Аналітичне дослідження впливу кінематики інструмента на профіль гвинта здійснено авторами [10], проте об'єктом дослідження є циліндричний черв'ячний гвинт, а предметом профіль і кінематика кінцевої фрези, а не геометричні кутові параметри її різальної крайки. Робота [11] містить аналітичні залежності профіля інструмента у залежності від його переднього кута, але інструмент призначений для виготовлення roller-gear cam а не звичайного червячного (гвинтового) вала.

У різців із ненульовим переднім кутом прямолінійна ділянка різальної крайки інструмента не перетинає вісь нарізі (рис.2). У такому разі внаслідок гвинтового руху прямої твірної L , тобто прямої AD де розміщено пряму ділянку різальної крайки утворюється інша, аніж передбачено стандартом топологія поверхні, тобто замість архімедового гелікоїда (рис. 3) утворюється конволютний гелікоїд (рис. 4).

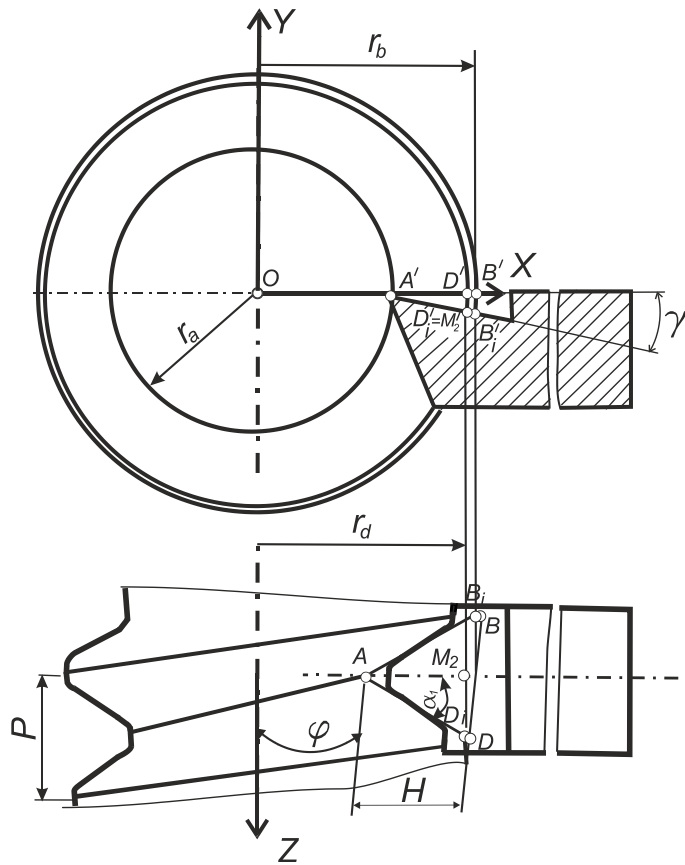


Рисунок 2 – Схема устанoвлення різьбового різця із не нульовим значенням переднього кута ($\gamma > 0$)

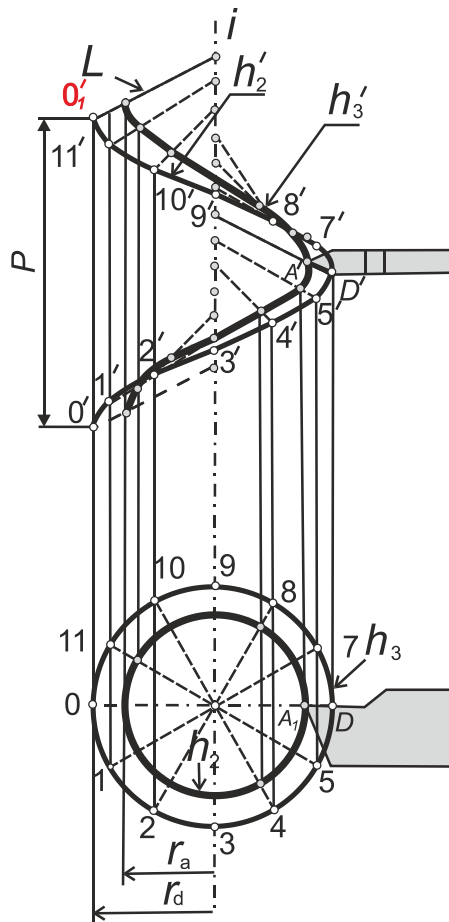


Рисунок 3 – Схема виконання різцем косо́го закритого гелікоїда

Напрямними гвинтів, як відомо є геліси, тому на креслениках рис. 3 і рис. 4 зображено внутрішню гелісу h_2 , на якій теоретично розміщено точки внутрішнього радіусу нарізі r_a і зовнішню гелісу h_3 , на якій теоретично розміщено точки зовнішнього радіусу нарізі r_d . Вісь гвинтів i відповідає нарізевій осі Z на рис. 2.

Додатковими характеристиками для коволютного гвинта є такі: вихідний циліндр з радіусом r_1 та геліса h_1 на ньому (рис. 4).

Аналогічні побудови стосуються і можуть бути виконані для іншої прямобічної ділянки нарізі, розміщеної на прямій AB , яку зображено на рис. 2.

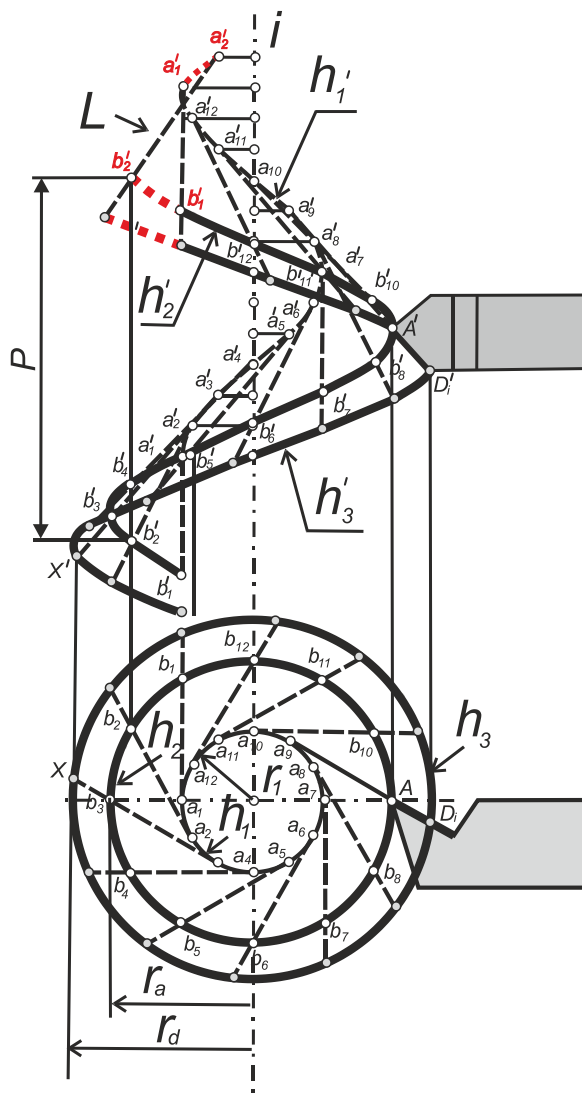


Рисунок 4 – Схема виконання різцем конволютного гелікоїда

Виходячи із даних кресленика стандарту [1] вихідною для проектування профілю різця є архімедова гвинтова поверхня, оскільки ліва AD і права AB його бічні сторони її профілю є прямолінійним і таку нарізь називають трикутною. Отже осьовий профіль цієї поверхні описується рівнянням алгебраїчної лінійної функції (рис.1)

$$z = \tan\alpha \omega x, \quad (1)$$

де кут $\alpha = 30^\circ$ – кут пів-профілю трикутної нарізі.

Для визначення теоретичної профілю нарізі сформованої різцем, різальна крайка якого не лежить у її осьовому перерізі необхідно мати аналітичну залежність осьового перерізу конволютного гвинта від величини переднього кута γ у вершинній точці інструмента та діаметра нарізі і здійснити його аналітичне порівняння з формулою профілю заданої нарізі (1).

Оскільки різьба є конічною, то у розрахунках слід враховувати змінний характер величин r_a , r_b , r_1 :

$$\begin{aligned}
 r_a &= r_{amin} \cdot l \cdot \cos(\varphi) \\
 r_b &= r_{bmin} \cdot l \cdot \cos(\varphi) \\
 r_1 &= r_{1min} \cdot l \cdot \cos(\varphi)
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

де r_{amin} , r_{bmin} , r_{1min} – мінімальними значеннями радіусів r_a , r_b , r_1 ; l – відстань від початку нарізі з найменшим радіусом до певного її витка.

Список використаних джерел

1. API SREC 7-2. Specification for Threading and Gauging of Rotary Shouldered Thread Connection. Second Edition. API: Washington, DC, USA, 2020.
2. Sandvik Coromant Corporation. Threading application guide. Threading. Tread turning tools. Sundwik Coromant.. URL: <https://www.sandvik.coromant.com/en-us/products/pages/thread-turning-tools.aspx> (Accessed 06 Aug 2023)
3. Costa, C.E., Wrt Polli, M.L.: Effects of the infeed method on thread turning of AISI 304L stainless steel. *J Braz. Soc. Mech. Sci. Eng.* **43**, 253 (2021). <https://doi.org/10.1007/s40430-021-02978-7>
4. Günay M. Investigation of the Effects on Screw Thread of Infeed Angle during External Threading. *Gazi University Journal of Science*. 2011; 24(1): 153-160. Gazi University Journal of Science GU J Sci 24(1):153-160 (2011)
5. Qing Long An, Guo Giang Guo, X.H. Zheng, Ming Chen, Gang Liu, Yun Shan Zhang: Experimental Study on Cutting Characteristics for Buttress Thread Turning of 13%Cr Stainless Steel. *Key Engineering Materials* (Volume 443). pp. 262-267 (2010). DOI:10.4028/www.scientific.net/KEM.443.262
6. Onysko, O., Kopei, V., Kusyi, Y., Pituley, L., Taras, I. (2023). Tool Wear in the Process of Drill-String Connector Thread Lathe Machining. In: Karabegovic, I., Kovačević, A., Mandzuka, S. (eds) *New Technologies, Development and Application VI. NT 2023. Lecture Notes in Networks and Systems*, vol 687. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-31066-9_11
7. ^{Iuliia Medvid,} Oleh Onysko, Vitalii Panchuk^{Lolita Pituley and Iryna Schuliar.} Kinematics of the Tapered Thread Machining by Lathe: Analytical Study. *Grabchenko's international conference on Advanced manufacturing Processes*. Volodymyr Tonkonogyi at al. (eds): «InterPartner» 2020. LNME, Odesa. P.555–565. doi: 10.1007/978-3-030-68014-5_54
8. Oleh Onysko, Vitalii Panchuk, V. B. Kopey, Yurii Havryliv and Iryna Sculiar. Investigation of the influence of the cutter-tool rake angle on the accuracy of the conical helix in the tapered thread machining. *International Conference on Applied Sciences. IOP Publishing Journal of Physics: Conference Series* 1781(2021) 012028 doi: 10.1088/1742-6596/1781/1/012028
9. Laurențiu Slătineanu, Miroslav Radovanovic, Margareta Coteață, Irina Beșliu, Oana Dodun, Ionel Coman, and Sergiu-Constantin Olaru. Requirements in designing a device for experimental investigation of threading accuracy. *MATEC Web of Conferences*. 2017. Vol. **112**. 01005. DOI: 10.1051/mateconf/201711201005
10. Piotr Boral, Rafał Gołębski. Technology of Manufacturing of ZC Cylindrical Worm. *Materials* 2022, 15(18), 6412; DOI:10.3390/ma15186412
11. Moeso Andriantoa, Yu-Ren Wua, Achmad Arifin. Mathematical modeling on a novel manufacturing method for roller-gearcams using a whirl-machining process. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology* (2023) 125:5015–5029. DOI:10.1007/s00170-023-10990-5

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОТУРБІННИХ УСТАНОВОК НА КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЯХ

Володимир ГРУДЗ

д. т. н., професор кафедри
транспортів та зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
srgg429@gmail.com

Ярослав ГРУДЗ

д. т. н., професор кафедри
транспортів та зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
srgg429@gmail.com

Василь ЗАПУХЛЯК

д. т. н., професор, завідувач кафедри
транспортів та зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
vasyl.zapukhliak@nung.edu.ua

Любомир КАЧАН

аспірант кафедри транспортів та
зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
tzen@gmail.com

Ярослав КАПУЩАК

аспірант кафедри транспортів та
зберігання енергоносіїв ІФНТУНГ
tzen@gmail.com

Енергоемність компресорних станцій магістральних газопроводів визначається приводом газоперекачувальних агрегатів, в більшості випадків яким є газотурбінна установка. Тому зниження показника енерговитрат на транспорт газу тісно пов'язане з показниками експлуатації газотурбінних установок (ГТУ).

Складність математичних моделей ГТУ, зокрема камери згоряння, пояснюється багатогранністю фізичних процесів, що в ній відбуваються. Основними з них є процес горіння палива в повітряному середовищі і процес змішування продуктів згоряння з вторинним повітрям. Крім того, необхідно врахувати дуже складні процеси теплообміну з навколишнім середовищем. Характер зазначених процесів нестационарний. Тому зміну параметрів роботи камери згоряння варто розглядати з урахуванням фактора часу [1, 2].

Теплоенергетичний режим роботи ГТУ визначається якістю палива, яким служить транспортований природний газ [2, 3]. На сучасному етапі розвитку паливно-енергетичної бази, альтернативою природного газу вважаються його суміші з воднем. Не вдаючись в проблеми впливу газоводневої суміші на технічні показники ГТУ, розглянемо вплив домішок водню до природного газу на енергоефективність ГТУ.

Однією з головних характеристик палива є теплотворна здатність – кількість тепла, що виділяється 1 кг або 1 м³ палива при його повному згорянні [1, 4]. Прийнято розділяти поняття теплотворної здатності палива на «нижчу» Q_p^H і «вищу» Q_p^B . Необхідність такого розподілу пов'язана з наявністю в продуктах згоряння водяної пари, яка утворюється при згорянні водню, а також при випаровуванні вологи, що міститься в деяких сортах палива. У ГТУ втрата тепла на пароутворення є безповоротною, так як температура продуктів згоряння в межах газотурбінного циклу всюди перевищує температуру випаровування води. Таким чином, Q_p^H – теплотворна здатність палива, обчислена з урахуванням втрат тепла на випаровування вологи в продуктах згоряння. Зв'язок між Q_p^H і Q_p^B має вигляд:

$$Q_p^H = [Q_p^B - Q_n(9H_T + W_T)],$$

де Q_n – тепло, що витрачається на випаровування 1 кг (або 1 м³) вологи при відповідному парціальному тиску водяної пари; H_T і W_T – відповідно частки водню і вологи, що містяться в паливі.

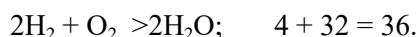
При тепловому розрахунку камери згоряння визначають склад продуктів згоряння і їх теоретичну температуру.

Об'єм камери згоряння ГТУ за характером процесів, що відбуваються ділиться на дві основні зони [4, 5]. Перша називається зоною горіння; в ній підтримується висока температура, що забезпечує досить інтенсивне протікання хімічних реакцій горіння. У цю зону подається менша частина повітря (25-30 відсотків кількості повітря, що стискається компресором). У другій зоні (так званій зоні змішання) здійснюється зниження температури продуктів згоряння до величини, що забезпечує нормальні умови роботи лопаткового апарату турбіни шляхом додавання решти повітря, яке не брало участі в горінні. Для стислості повітря, що подається в першу зону, називається первинним, а в другу – вторинним. Кількість присутнього в продуктах згоряння надлишкового повітря (на додаток до теоретично необхідного для повного згоряння палива) характеризується коефіцієнтом надлишку повітря

$$\alpha = \frac{L_0 + L}{L_0},$$

де L_0 – кількість повітря, теоретично необхідне для повного спалювання 1 кг (або 1 м³) палива, [кг/кг] (або [м³/м³]); L – надлишкова кількість повітря, віднесена до 1 кг (або 1 м³) палива, що спалюється, [кг/кг] (або [м³/м³]).

Склад продуктів згоряння і кількість повітря, теоретично необхідна для повного спалювання 1 кг (або 1 м³) палива при відомому його елементарному складі, визначається з таких міркувань. У використовуваних для ГТУ паливах горючими елементами є вуглець, водень і сірка. Окиснювачем є кисень, що міститься в повітрі. Кінцевими продуктами згоряння є вуглекислий газ (CO₂), пари води (H₂O). При цьому, можуть бути написані такі реакції і відповідні їм масові співвідношення [6]:



З цих співвідношень випливає, що для повного спалювання 1 кг вуглецю необхідно 8/3 кг кисню, для повного спалювання 1 кг водню необхідно 8 кг кисню. З огляду на те, що в самому паливі може перебувати кисень, який також буде використаний в процесі окислення, кількість кисню, теоретично необхідна для повного спалювання 1 кг палива, складе 1/100 (8/3 C_T + 8H_T - O_T) кг/кг. Оскільки в 1 кг сухого повітря міститься 0,231 кг кисню, то кількість повітря, теоретично необхідна для повного спалювання 1 кг палива, складе:

$$L_0 = \frac{1,293}{21\rho} \left[0,5(CO) + 0,5(H_2) + 2(CH_4) + \right. \\ \left. + \sum (m + n/4)(C_m H_n) + 1,5(H_2S) - (O_2) \right].$$

Масовий склад продуктів згоряння, що утворюються при повному спалюванні 1 кг палива в теоретично необхідній кількості повітря також визначаються з стехіометричних співвідношень елементарних реакцій [1, 7]:

$$M_{CO_2} = \frac{0,44}{22,4} \left[(CO_2) + (CO) + \sum m(C_m H_n) \right],$$

$$M_{H_2O} = \frac{0,18}{22,4} \left[(H_2) + 2(CH_4) + \sum \frac{n}{2}(C_m H_n) \right],$$

$$M_{N_2} = 0,769L_0\alpha^{(1)},$$

$$M_{O_2} = 0,231L_0(\alpha^{(1)} - 1).$$

Масові складові продуктів згоряння, віднесені до 1 кг палива:

$$m_{CO_2} = M_{CO_2} / M''; \quad m_{H_2O} = M_{H_2O} / M'';$$

$$m_{O_2} = M_{O_2} / M''; \quad m_{N_2} = M_{N_2} / M''.$$

Маса продуктів згоряння, віднесена до 1 кг палива:

$$M'' = M_{CO_2} + M_{H_2O} + M_{N_2} + M_{O_2}.$$

Зв'язок між коефіцієнтом надлишку повітря і температурою продуктів згорання визначається рівнянням балансу тепла в камері згорання. Якщо знехтувати втратою тепла, що віддається корпусом камери згорання в навколишнє середовище, то рівняння балансу складається з наступних складових, віднесених до 1 кг палива [1, 8]:

1. Фізичне тепло, що вводиться в камеру згорання з повітрям з компресора:

$$Q_{\Phi}^{\Pi} = \alpha L_0 I_{\Pi}^0,$$

де $I_{\Pi}^0 = C_p^{\Pi} t_{\Pi}$ – ентальпія повітря, відповідна його температурі t_{Π} , розраховується за середньою масовою теплоємністю повітря при постійному тиску в інтервалі температур від 0 до t_{Π} .

2. Фізичне тепло, що вводиться в камеру згорання з паливом:

$$Q_{\Phi}^T = C_T t_T,$$

C_T – середня масова теплоємність палива в інтервалі температур від 0 до t_T (температура палива перед подачею в камеру згорання).

3. Тепло, що виділяється в камері згорання при спалюванні 1 кг палива:

$$Q_3 = Q_P^H \eta,$$

де η – повнота згорання в камері, яка формулюється величиною хімічного і механічного недопалювання палива. Зазвичай для сучасних камер згорання її приймають рівною (0,97–0,99).

4. Тепло, яке мають чисті продукти згорання (без домішок надлишкового повітря), що залишають камеру згорання при температурі t_{PT}

$$Q^{ПЗ} = (L_0 + 1) I_{ПЗ},$$

де $I_{ПЗ}$ – ентальпія чистих продуктів згорання, що підраховується як сума ентальпій складових газів з урахуванням їх масових часток в суміші:

$$I_{ПЗ} = I_{CO_2} r_{CO_2} + I_{H_2O} r_{H_2O} + I_{N_2} r_{N_2}$$

Величини I_{CO_2} , I_{H_2O} , I_{N_2} визначаються за відповідними середніми масовими значенням теплоємності в інтервалі температур від 0 до t_{PT} .

$$I_{CO_2} = C_p^{CO_2} t_{PT}; I_{H_2O} = C_p^{H_2O} t_{PT}; I_{N_2} = C_p^{N_2} t_{PT};$$

5. Тепло, яким володіє чисте надлишкове повітря, яке залишає камеру згорання при температурі t_{PT}

$$Q^{HAD} = (\alpha - 1) L_0 I_{\Pi},$$

де I_{Π} – ентальпія повітря (в визначається за формулою $I_{\Pi}^0 = C_p^{\Pi} t_{PT}$). Тут C_p^{Π} – середня масова теплоємність повітря при постійному тиску в інтервалі температур від 0 до t_{PT} .

Таким чином, рівняння балансу тепла в камері згорання може бути записано в наступному вигляді:

$$Q_{\Phi}^{\Pi} + Q_{\Phi}^T + Q_3 = Q^{ПЗ} + Q^{HAD}.$$

Після підстановки і перетворень отримаємо вираз для визначення коефіцієнта надлишку повітря:

$$\alpha = \frac{Q_H^p \eta_k + C_{\Pi} t_{\Pi} - C_p'' t_3}{L_0 (C_p'' t_3 - C_p t_2)}.$$

Теплоємність робочого тіла:

$$C_{pm}'' = m_{CO_2} C_{pm}^{CO_2} + m_{H_2O} C_{pm}^{H_2O} + m_{O_2} C_{pm}^{O_2} + m_{N_2} C_{pm}^{N_2}.$$

Внутрішній ККД газотурбінної установки

$$\eta_b = \frac{\tau(1 - \varepsilon^{-m})\eta_T - (\varepsilon^m - 1)\frac{1}{\eta_K}}{\tau - 1 - (\varepsilon^m - 1)\frac{1}{\eta_K}},$$

де η_T, η_K – відносні ККД турбіни і осьового компресора; τ – відношення максимальної і мінімальної температур циклу; ε – ступінь підвищення тиску в осьовому компресорі.

За приведеною методикою виконано розрахунки залежності внутрішнього ККД ГТУ від ступеня підвищення тиску в осьовому компресорі при використанні в якості палива: а) чистого метану; б) його суміші з воднем в масовій пропорції 80 % CH_4 +20 % H_2 . Одержані залежності у вигляді графіків приведено на рисунку 1.

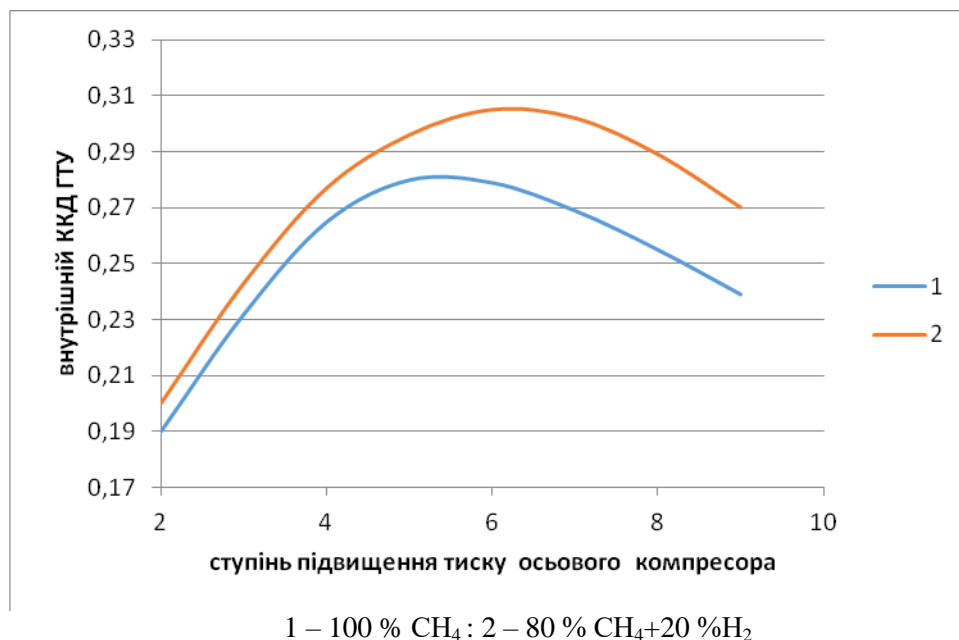


Рисунок 1 – Залежність внутрішнього ККД ГТУ від ступеня підвищення тиску в осьовому компресорі.

Змішування метану з воднем в заданій пропорції дозволило підняти теплотворну здатність палива на 29,1 %, в той час як максимальне значення внутрішнього ККД ГТУ зросло 0,28 до 0,306, тобто на 8,5 %. Відносно несуттєве зростання внутрішнього ККД ГТУ пояснюється зменшенням масової витрати робочого тіла в розрахунку на 1 кг палива при заміщенні відносно важкого вуглекислого газу порівнянно легкою водяною парою. Зростання теплоємності суміші при цьому компенсується збільшенням коефіцієнта надлишку повітря для охолодження робочого тіла до максимальної температури циклу. Тому використання газоводневих сумішей для приводу ГТУ не призведе до суттєвого покращення енергоефективності.

Список використаних джерел

1. Трубопровідний транспорт газу. М. П. Ковалко та ін. Київ : АренаЕКО, 2002. 600 с.
2. Грудз В. Я., Костів В. В. Вплив властивостей газу на режим роботи поршневого газомотокомпресора // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Івано-Франківськ. 2001. № 1(2). С. 79-82.
3. Капцов И. И. Особенности работы головных компрессорных станций магистральных газопроводов // Нефть и газ. М.: МИНХиГП им. И. М. Губкина. 1971. С. 147-149.
4. Козак В. Р. Техніка і технологія діагностування основних вузлів компресорних установок і допоміжного устаткування // Нафтова і газова промисловість. 1997. №2. С. 43-44.
5. Chong M., Watson H. Prediction of Heat and mass transfer during compression in reciprocating compressors. Proceedings on the 1976 Purdue compressor Technology Conference. West Lafayette. Purdue University. 1976. 466-472.
6. Gopal V. N. Gas Z-factor equations developed for computer // Oil and Gas Journal. 1977. 8. p. 58-60.
7. Katz D. L., Coats K. H. Underground Storage of Fluids. // Ann Arbor, M I. 1968. 575 p.
8. Tek M. R. Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability. // Penn-Well Publishing Co. 1996. 425 p.

МІЖНАРОДНА СЕРТИФІКАЦІЯ ФАХІВЦІВ-БУРОВИКІВ – ДОВГОТРИВАЛИЙ ІННОВАЦІЙНИЙ ВЕКТОР ДІЯЛЬНОСТІ ІФНТУНГ

Василь КОЛІСНИК

*к.т.н., доцент кафедри буріння
свердловин ІФНТУНГ
vikolisnyk@ukr.net*

Юрій МОСОРА

*асистент кафедри нафтогазових
машин і обладнання ІФНТУНГ
yura_mosora@ukr.net*

Андрій ЮРИЧ

*к.т.н., доцент кафедри буріння
свердловин ІФНТУНГ
andrii.yurych@nung.edu.ua*

Підприємства нафтогазового комплексу України різних форм власності, на сьогоднішній час, як ніколи, визначають стан енергобезпеки, економічної ситуації в Україні та забезпечують життєдіяльність громадян. Тому на перший план виробничо-економічної діяльності нафтогазових компаній виходять заходи спрямовані на збереження кількісних і якісних енергетичних показників. Для цього необхідне кадрове забезпечення виробничого персоналу, який займається видобутком вуглеводнів та бурінням свердловин, висококваліфікованими фахівцями. Нафтогазова галузь в умовах глобалізації ринкового середовища і науково-технічного прогресу висуває нові вимоги до рівня компетентності працівників з метою підтвердження їх високої кваліфікації. Інтегрування нашої економіки в міжнародне співробітництво зобов'язує нафтогазові підприємства надавати суттєво новий формат існуючим вимоги, як до освітньо-кваліфікаційного рівня працівників, так і до рівня практично-фахових компетенцій працівників, як найважливішого чинника професійної компетентності та конкурентоспроможності персоналу і самого підприємства. Очевидно, що ефективне функціонування нафтової та газової промисловості України на основі сучасних енергозберігаючих технологій, значною мірою, визначається станом професійної підготовки працівників усіх рівнів і насамперед тих із них, діяльність яких тісно пов'язана з виробничо-технологічними процесами. Повноцінне забезпечення нафтогазових підприємств кваліфікованими кадрами дає змогу залучити вітчизняних конкурентоспроможних фахівців до роботи в міжнародних проєктах. Для підтвердження фахової компетенції нафтогазового персоналу в економічно розвинутих країнах світу діє система сертифікації, згідно з якою кваліфікація працівника підтверджується сертифікатом відповідності, що визнається на міжнародних ринках праці. Важливо зазначити, що в таких країнах процедура сертифікації персоналу є обов'язковою, адже диплом про освіту, отриманий у навчальному закладі, засвідчує тільки освітній рівень фахівця і сама сертифікація в жодному разі не підміняє чи замінює освітньо-кваліфікаційний рівень фахівця. Інтенсивний розвиток нафтогазової промисловості з кожним роком висуває до фахівців нові вимоги до рівня знань модернізованої техніки, удосконалених технологій, проєктно-нормативних документів. Ці реалії обумовлюють необхідність у періодичній перевірці професійних компетенцій і кваліфікацій на відповідність прийнятим поточним перебігом часу критеріям. Особливо це стосується фахівців, які мають справу з земними надрами, тобто із бурінням свердловин та видобутком нафти, газу чи газоконденсату. Одним з найбільш популярних і актуальних способів оцінювання рівня теоретичних знань та практичних вмінь працівників є сертифікація. Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу (ІФНТУНГ) вже з 2001 року є складовою міжнародної системи сертифікації кадрів нафтогазової галузі, яка містить розробку відповідних навчальних програм, тестових та іспитових завдань, професійно-кваліфікаційних характеристик персоналу для різних виробничих секторів нафтогазового комплексу. А з кінця 2004 року в тренажерному буровому центрі (ТБЦ) ІФНТУНГ проводиться навчання та сертифікація згідно міжнародних стандартів IWCF (International Well Control Forum) спеціалістів бурових підприємств України та інших держав за напрямом «Контроль стану свердловин. Керування свердловиною під час флюїдопроявлень». Оскільки специфіка ведення бурових робіт вимагає від фахівців бурової справи прийняття швидких та правильних, а часом і неординарних рішень, то міжнародна сертифікація для спеціалістів бурових підприємств України є вимогою сучасного підходу до процесу спорудження свердловин в найрізноманітніших геолого-технічних умовах буріння. Необхідність такої сертифікації зумовлена,

насамперед, флюїдопроявленнями, які вимагають, негайної реакції персоналу бурових компаній в критично-екстремальних технологічних обставинах. За такої ситуації недостатня кваліфікація основних виконавців та невиконання ними першочергових дій під час флюїдопроявлень, а нерідко і паніка можуть призвести до виникнення відкритого нафтогазового фонтану. Якщо і вдається уникнути при цьому людських жертв, то погіршення екологічної ситуації на навколишній території та значні матеріальні затрати є неминучими. Наявність в університеті сучасної матеріальної бази та кваліфікованих кадрів, які підтвердили свій фаховий і викладацький рівень у зарубіжних сертифікаційних центрах, а також встановлення та введення в експлуатацію тренажера-імітатора бурових процесів DRILLSIM 5000 стали основними чинниками, реалізація яких дає змогу систематично акредитувати університет на міжнародному рівні. Освітні послуги за стандартами міжнародного форуму свердловинного контролю сучасний та цілком сформований інноваційний вектор діяльності ІФНТУНГ, який протягом останніх 20-ти років забезпечує та реалізує в Україні передову і актуальну систему міжнародної сертифікації фахівців-буровиків, які безпосередньо виконують бурові роботи та відповідають за їх виконання. Діяльність університету в сфері сертифікації спеціалістів-буровиків за міжнародними стандартами сприяє розвитку цього важливого напрямку в удосконаленні практичних компетенцій персоналу бурових підприємств та посилює тісне співробітництво університету з нафтогазовою галуззю. Слід зазначити, що ця діяльність університету повністю відповідає вимогам міжнародного стандарт ISO/IEC 17024:2012 призначеного для гармонізації процесу сертифікації персоналу по всьому світі. Цей міжнародний стандарт є підставою для визнання органів з сертифікації персоналу на державному та міжнародному рівнях. Акредитовані експерти-інструктори IWCF разом з обов'язковим залученням унікального імітаційного обладнання, яким є повномасштабний тренажер-імітатор бурових процесів «DRILLSIM 5000» та компактний портативний ТІ «DrillSim-20», для проведення практично-імітаційних занять з кандидатами на міжнародну сертифікацію за стандартами IWCF дають можливість університету інтенсивно поширювати передовий досвід впровадження новітніх навчальних технологій для підготовки висококваліфікованих фахівців нафтогазовому комплексу України. Навчальний процес із кандидатами на міжнародний сертифікат IWCF здійснюється за трирівневою системою:

- теоретичний курс;
- відпрацювання практичних навиків на тренажері-імітаторі;
- кваліфікаційний іспит з застосуванням цифрових технологій.

Тож першочерговим завданням тренажерного бурового центру є забезпечення спеціалістів, які займаються бурінням свердловин, відповідним рівнем теоретичних знань і практичних навиків для запобігання флюїдопроявів та керування свердловиною у випадку їх виникнення. Після виконання навчальної програми кандидати на міжнародну сертифікацію здають кваліфікаційні іспити, результати яких є підставою для отримання міжнародного сертифіката. Слід зазначити: для нафтогазових компаній, що ведуть бурові роботи у різних країнах світу, наявність у працівників сертифікату IWCF третього чи четвертого рівня є обов'язковою.

Нафтогазові підприємства, фахівці яких пройшли міжнародну сертифікацію мають можливість користуватися такими пріоритетами:

- позиціонувати себе, як компанію, що відповідає вимогам міжнародних ринків праці з надання послуг своїм персоналом для спорудження свердловин;
- забезпечити вимоги замовника робіт в питаннях технологічної дисциплін процесу спорудження свердловин та гарантування безпеки навколишнього середовища, здоров'я та майна, що обумовлено компетентністю сертифікованого персоналу;
- отримувати перевагу в інвестуванні та кредитуванні підприємства;
- забезпечити одну із обов'язкових умов участі в міжнародних тендерах/проектах (наявність сертифікованого персоналу);
- підтвердження іміджу підприємства та можливість реалізації надання послуг для спорудження свердловин за обґрунтованими цінами;
- демонструвати факт доказу замовникам та партнерам по нафтогазовому бізнесу своєї конкурентоспроможності;
- можливість отримати фактичну оцінку фахової компетентності та професійної придатності персоналу.

Таким чином, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу реалізовує міжнародну сертифікацію фахівців-буровиків в Україні згідно стандартів IWCF, як довготривалий інноваційний вектор своєї діяльності. Цим самим ІФНТУНГ, забезпечує нафтогазові підприємства професійно компетентним та конкурентоспроможним персоналом, а їх роботодавцям надає реальну

можливість користуватися вагомими пріоритетами, які сприяють укладанню вигідних та тривалих контрактів. Систематична міжнародна сертифікація працівників нафтогазових підприємств з різною формою власності забезпечує високу якість знань та практичних навичок і надає вагомого авторитету нафтогазовій галузі України у міжнародному співтоваристві.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ МІЖФАЗНОГО НАТЯГУ НА РЕОЛОГІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ВОДОНАФТОВИХ ЕМУЛЬСІЙ

Юрій ВОЛОШИН

асистент кафедри буріння свердловин ІФНТУНГ
yurii.voloshyn@nung.edu.ua

Олег КУЦІВ

аспірант кафедри буріння свердловин ІФНТУНГ
olegkutsivv@gmail.com

Освоєння свердловин є одним з найбільш відповідальних етапом спорудження свердловини [1]. Технологічні рідини, що використовуються при виконання операцій з освоєння повинні максимально зберігати колекторські властивості продуктивних горизонтів. Фільтрат технологічних рідин при контакті з пластовими флюїдами і породоформуючими мінералами порушує гідродинамічну, фізико-хімічну і електролітичну рівновагу в системі продуктивного покладу, що провокує кольматацію ПЗП. Так, наприклад, наслідком цих процесів є формування водонафтових емульсій, що значно утруднює виклик припливу при освоєнні [1,4] через високі реологічні властивості [3]. Тому актуальним завданням при підборі компонентів рідин глушіння є виконання вимоги попередження формування стійких водонафтових емульсій шляхом зміни складу їх фільтрату.

Відомо, що процес формування стійкої водонафтової емульсії полягає в диспергуванні однієї рідини в іншій з утворенням нової поверхні розділу між ними [5]. Часто даний процес проходить у присутності емульгаторів, стабілізаторів, що можуть міститися в вуглеводневій чи водній фазі, або самій породі пласта. Так дослідженнями багатьох авторів [2,4,5] встановлено, що стабілізацію водонафтових емульсій забезпечують: розчинені солі, нафтенові чи жирні кислоти; асфальтени, асфальтогенові кислоти та їх ангідриди; парафініні смоли; тверді високодисперсні речовини мінерального і органічного походження (глина, мул, пісок, нерозчинені солі).

В'язкість водонафтових емульсій може бути знижена за допомогою поверхнево-активних речовин [4]. Тому нами було прийняте рішення про вивчення закономірностей зміни міжфазного натягу на межі фільтрат рідини глушіння–нафта Бугруватівського родовища від вмісту неонулу та сольпену, у такому їх поєднанні, яке забезпечувало б мінімальний міжфазний натяг. Важливою при цьому є оцінка зміни реологічних властивостей отриманих емульсій за присутності ПАР у фільтраті рідини глушіння.

Для описаних досліджень було приготовлено біополімерну рідину глушіння базового компонентного складу (мас. %) : Duovis – 0,5%, PAC-R – 0,3%, NaCl – 30%. Також була приготовлена оптимальну рецептура, яка додатково містила композицію ПАР неонулу та сольпену. Після термостатування протягом 1 години за температури 70 °С на фільтр-пресі відбирався фільтрат даних рецептур. З отриманими фільтратами та нафтою Бугруватівського родовища готувалися емульсії різної концентрації фільтрату з нафтою (0; 0,1; 0,2;...; 1,0) шляхом диспергування на високошвидкісній мішалці постійної швидкості OFITE модель 20 та вивчалися їх реологічні властивості при температурі 70 °С, яка відповідає пластовій.

Після того, як емульсія була отримана додатково оцінювалася її стабільність з допомогою “bottle tests” спочатку при кімнатній температурі на протязі 7 діб, а потім тест був повторений при термостатування (70°C) протягом 8 год. Всі отримані емульсії виявилися стабільними в статичних умовах.

З проведених досліджень бачимо (рисунок 1), що в'язкість водонафтової емульсії кратно більша за в'язкість безводної нафти, сильно залежить від температури і співвідношення об'ємів фільтрату технологічної рідини та нафти. Так при формуванні емульсій з вмістом фільтрату 10-20 % їх реологічні параметри є не набагато більші за аналогічні для чистої нафти. Цікавим є спостереження, що для такої кількості фільтрату в емульсії фільтрат оптимальної рецептури, у якому присутні ПАР

володіє вищою реологією ніж фільтрат базової рецептури і чиста нафта. З ростом вмісту фільтрату до 30–50 %, нами спостерігалось максимальне зростання реологічних характеристик.

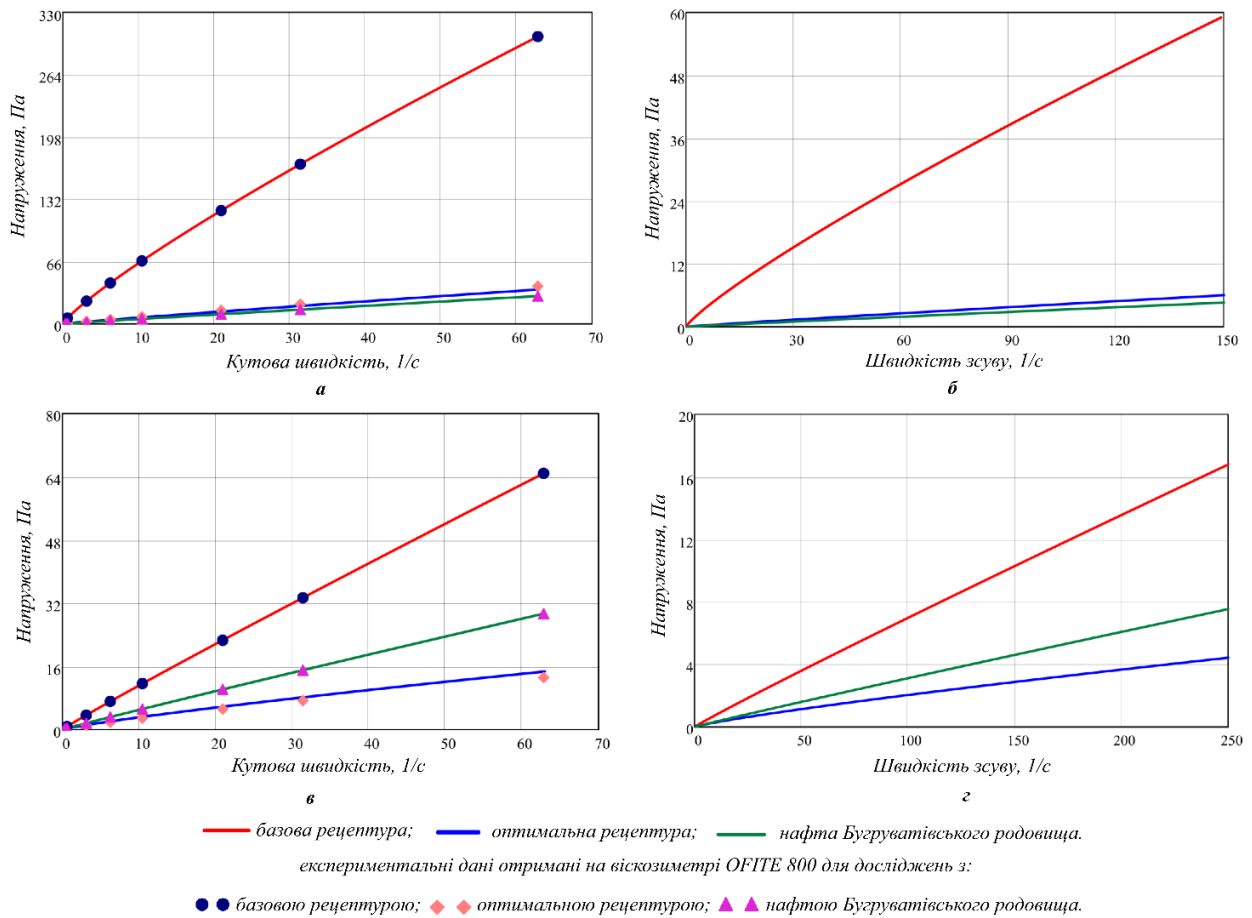


Рисунок 1 – Реограми (а,в) та реологічні криві (б,з) для отриманих емульсій із W/O 50:50 (а,б) і 60:40 (в,з)

При вмісті фільтрату 30 % в'язкість емульсії отриманої з фільтратом оптимальної рецептури знаходиться приблизно посередині між в'язкістю нафти і в'язкістю емульсії отриманої з фільтратом базової рецептури. Проте зі збільшенням вмісту фільтрату до 40 %–50 % в'язкість емульсії отриманої з фільтратом оптимальної рецептури наближається до в'язкості нафти, у той же час в'язкість емульсії отриманої з фільтратом базової рецептури є вищою в декілька раз . При вмісті фільтрату 60 % в'язкість емульсії отриманої з фільтратом базової рецептури залишається високою, однак в'язкість емульсії отриманої з фільтратом оптимальної рецептури різко знижується і її величина стає навіть меншою за в'язкість «сирої» нафти. Таке явище, на нашу думку, можна пояснити високою активністю ПАР у фільтраті рідини глушіння при високій температурі в 70 °С.

Як видно з рисунку 1 вміст ПАР у фільтраті рідини глушіння сильно впливає на реологічні характеристики водонафтових емульсій, при високому вмісті фільтрату.

При дослідженнях реологічних властивостей за пластової температури емульсії з вмістом фільтрату 80 % і 90 % при спробі заміру розшарувалися і їхні параметри встановити не вдалося. Очевидно, що дестабілізації сприяла висока температура з одночасним інтенсивним перемішуванням (більше 600 об/хв у режимі Stir). Додатково за методом П. А. Ребіндера була оцінена агрегативна стійкість отриманих емульсій, тобто їх здатність зберігати ступінь дисперсності внутрішньої фази у стані спокою. Розшарування решти емульсій при кімнатній температурі відбулося тільки через 1,5 роки. Тому явище розшарування емульсій з високим вмістом фільтрату пов'язане з високою активністю ПАР у фільтраті на межі розділу фаз через що порушується їх стабільність.

З проведених експериментальних досліджень по впливі міжфазного натягу на реологію і стабільність водонафтових емульсій ми бачимо, що добавки ПАР у рецептури рідин глушіння є ефективними з точки зору попередження формування стійких та високов'язких емульсій у привибійній зоні нафтових свердловин.

Список використаних джерел

1. Мислюк М. А., Рибчич І. Й. Буріння свердловин : довідник. Київ : "Інтерпрес ЛТД", 2012. Т. 4 : Завершення свердловин. 608 с.
2. Gachuz-Muro H., Sohrabi M. Effects of brine on crude oil viscosity at different temperature and brine composition - heavy oil/water interaction. *EAGE annual conference & exhibition incorporating SPE europeec*, London, UK. 2013. URL: <https://doi.org/10.2118/164910-ms> (date of access: 09.10.2023).
3. Husin H., Taju Ariffin T. S., Yahya E. Rheological behaviour of water-in-light crude oil emulsion. *IOP conference series: materials science and engineering*. 2018. Vol. 358. P. 012067. URL: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/358/1/012067> (date of access: 09.10.2023).
4. Our current understanding of water-in-crude oil emulsions. / J. Sjöblom et al. *Advances in colloid and interface science*. 2003. Vol. 100-102. P. 399–473. URL: [https://doi.org/10.1016/s0001-8686\(02\)00066-0](https://doi.org/10.1016/s0001-8686(02)00066-0) (date of access: 09.10.2023).
5. Stockwell A., Taylor A. S., Thompson D. G. The rheological properties of water-in-crude-oil emulsions. *Surfactants in solution*. Boston, MA, 1986. P. 1617–1632. URL: https://doi.org/10.1007/978-1-4613-1833-0_39 (date of access: 09.10.2023).

ОЦІНКА ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ НАСОСНОГО ОБЛАДНАННЯ СВІТОВИХ ВИРОБНИКІВ У СВЕРДЛОВИНАХ РІЗНОЇ КОНСТРУКЦІЇ ТА ПРОФІЛЮ

Андрій ДЖУС

д.т.н., професор кафедри НГО ІФНТУНГ

Andrii.Dzhus@nung.edu.ua

Сергій КАСАТКІН

аспірант кафедри ВНГ, провідний інженер УВНГ

Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ "Укрнафта"

Serhii.Kasatkin-a18522@nung.edu.ua

З метою підтримання встановлених обсягів видобутку продукції свердловин доволі часто виникає необхідність збільшення глибини спуску насосного обладнання. Одним із обмежень при цьому є наявність у свердловинах локальних інтервалів зі збільшеною інтенсивністю викривлення. Основні ускладнення при роботі установок штангових свердловинних насосів у таких свердловинах обумовлені збільшенням сил тертя. Як наслідок інтенсивного зношування штанг, штангових муфти і насосно-компресорних труби, що зменшує тривалість їх експлуатації. Для таких свердловин виправданим є застосування установок електровідцентрових насосів (УЕВН). Однак, їх експлуатація теж супроводжується ускладненнями, серед яких і ті, що зумовлені особливостями конструкції свердловин і застосовуваних установок.

На сьогодні нафтогазовидобувні підприємства перебувають на етапі зміни постачальників і виробників обладнання. Вітчизняним виробником обладнання для УЕВН є ПрАТ "ХЕМЗ-ІРЕС" [1]. Однак, в повній мірі наявні потреби галузі за номенклатурою та характеристиками обладнання цим виробником не забезпечуються. Тому неминучим є використання відповідного обладнання світових виробників, яке за цілим рядом параметрів відрізняється від застосовуваного вже тривалий час нафтогазовидобувними підприємствами. Насамперед інакшим практично для всього обладнання, що входить до складу установок, є підхід до формування типорозмірного ряду. Необхідно зазначити, що номенклатура пропонованого обладнання в певній мірі зумовлена особливостями конструкцій свердловин в регіонах, які є основними його споживачами.

Щодо застосовуваного на сьогодні обладнання, то найбільш поширеними є електронасосні агрегати габаритної групи 5 (насос діаметром 92 мм, двигун діаметром 103 мм або 117 мм) та 5А (насос діаметром 103 мм, двигун діаметром 117 мм або 103 мм) [2]. Найближчими їх аналогами серед пропонованих світовими виробниками є агрегати, складені із насоса 338 серії та двигуна 375 серії і насоса 400 серії та двигуна 450 серії. Необхідно також зазначити про технічну можливість компонування агрегатів із насоса 400 серії та двигуна 375 серії. Діаметральні габаритні розміри насосних агрегатів, що є визначальними щодо їх застосовності у свердловинах з експлуатаційними колонами різних умовних діаметрів і товщин стінок, залежать також і від товщини кабельних подовжувачів. Значення товщини для різних виробників з врахуванням розмірів струмопровідних частин (10 мм² і 16 мм²) знаходяться в діапазоні від 10,3 мм до 13,2 мм (табл. 1).

Таблиця 1 – Діаметральні габаритні розміри насосних агрегатів та їх елементів

Виробник УЕВН	Габарит- на група (ОД ЗЕД) або серія ЕВН/ЗЕД	ЕВН	ГС	Прот. (ГЗ)	ЗЕД	КП		Габаритний діаметральний розмір УЕВН, мм	ЕК		Зазор Δ, мм												
		ОД (серія), мм	ОД (серія), мм	ОД (серія), мм	ОД (серія), мм	роз- мір, калібр	s, мм		Дум, мм	s, мм													
№ 1	5 (103)	92	92	92	103	3×10	10,3	110	140	9,2	11,3												
							12,3	112		7,7	12,3												
							5 (117)	103	103	103	117	3×10	10,3	110	146	12,7	10,7						
													12,3	112		10,7	14,7						
													5A (103)	103	103	103	117	3×10	10,3	117	140	6,2	10,3
																			12,3	118	146	9,5	10,1
	5A (117)	103	103	103	117	3×16	12,8	125	168	12,7	25,9												
							13,2			125	12,1	27,1											
	№ 2	338/375	85,9 (338)	85,9 (338)	82,6 (325)	95,3 (375)	AWG7	10,3	103	140	12,7	11,3											
										146	10,5	15,7											
										140	12,7	17,7											
		400/375	101,6 (400)	101,6 (400)	101,6 (400)	115,8 (450)	AWG6	11,4	122	140	7,0	10,7											
146										9,5	12,1												
400/450		101,6 (400)	101,6 (400)	101,6 (400)	115,8 (450)	AWG6	11,4	122	146	7,0	10,1												
№ 3	338/375	85,9 (338)	85,9 (338)	85,9 (338)	95,3 (375)	AWG6	10,92	104	140	12,7	10,3												
									146	10,5	14,7												
									140	12,7	15,7												
	400/375	101,6 (400)	101,6 (400)	101,6 (400)	114,3 (450)	AWG6	10,92	116	140	6,2	11,3												
									146	11,91	117	146	9,5	10,1									
	400/450	101,6 (400)	101,6 (400)	101,6 (400)	114,3 (450)	AWG6	10,92	121	146	7,0	11,1												
									168	12,7	21,9												
									146	11,91	122	12,1	23,1										
												146	7,0	10,1									
AWG5	12,16	122	122	168	12,7	20,9																	
					12,1	22,1																	
					12,7	20,9																	
									12,1	22,1													

Примітка. Скорочення, застосовані в таблиці 1: УЕВН – занурений електронасосний агрегат установки електровідцентрового насоса; ЕВН – електровідцентровий насос; ГС – газовий сепаратор; Прот. (ГЗ) – протектор (гідрозахист); ЗЕД – занурений електродвигун; КП – кабельний подовжувач; ЕК – експлуатаційна колона; ОД – зовнішній діаметр; s – товщина (КП, стінки ЕК); Дум – умовний діаметр ЕК; Δ – зазор між ЕК і УЕВН.

Таблиця 2 – Габаритні розміри насосних агрегатів з подібними напірно-витратними характеристиками

ЕК		Виробник УЕВН	ЕВН	ЗЕД	КП		Габаритні розміри УЕВН		Зазор Δ, мм	Прогин УЕВН DFL, мм	
Дум, мм	s, мм		типорозмір, модель	ОД, мм, серія	розмір, калібр	s, мм	ОДгаб, мм	L, мм			
146	9,5	№ 1	ЕВН5-30-3250	103	3×10	10,3	110	30	17	0	
			№ 2				1080-338 WA-550	375	AWG7	103	41
		904-400 WD-150			115		31			12	6
		№ 3	1028-338 DC550		AWG6	11,9	105	37	22	4	
			744-400 P3				117	29	10	6	
		146	9,5		№ 1	ЕВН5-35-2400	103	3×10	10,3	110	22
№ 2	850-338 WA-550			375		AWG7				103	33
	778-400 WD-150				115			27		12	11
№ 3	810-338 DC550			AWG6	11,9	105		30	22	7	
	592-400 P3					117		24	10	9	
146	9,5			№ 1	ЕВН5-50-1800	103		3×10	10,3	110	19
		№ 2	510-338 WA-550		375		AWG7			103	23
			582-400 WD-450	115				25		12	15
		№ 3	514-338 DC550	AWG6	11,9		105	21	22	0	
			356-400 P4				117	20	10	7	
		146	9,5	№ 1	ЕВН5-50-3250		103	3×10	10,3	110	29
№ 2	850-338 WA-550				375	AWG7				103	34
	970-400 WD-450			115				39		12	17
№ 3	922-338 DC550			AWG6	11,9	105		35	22	1	
	568-400 P4					117		28	10	5	
146	9,5			№ 1	ЕВН5-80-2950	103		3×10	10,3	110	31
		№ 2	890-338 WA-550		375		AWG7			103	36
			776-400 WD-650	115				40		12	16
		№ 3	894-338 DC550	AWG6	11,9		105	34	22	0	
			423-400 P6				117	25	10	1	
		146	9,5	№ 1	ЕВН5-125-2200		103	3×10	10,3	110	29
№ 2	760-338 WA-900				375	AWG7				103	33
	435-400 WD-850			115				28		12	4
№ 3	572-338 DC950			AWG6	11,9	105		30	22	0	
	360-400 P10					117		30	10	8	
168	12,1			№ 1	ЕВН5-125-2600	117		3×10	10,3	117	31
		№ 2	370-400 WD-1000		450		11,4			122	32
			468-400 WD-850	AWG6		122		27	22	0	
		№ 3	390-400 P10			11,9	122	25	22	0	
146	9,5	№ 1	ЕВН5-200-1500	103		3×10	10,3	110	27	17	0
			№ 2		550-338 WA-1500			375	AWG7	103	42
		276-400 WD-1750			115	28				12	6
		№ 3	590-338 DC1250		AWG6	11,9	105	36	22	8	
			300-400 P12				117	28	10	8	
		168	12,1		№ 1	ЕВН5-200-1850	117	3×10	10,3	117	29
№ 2	334-400 WD-1750			450	AWG6	11,4	122	31	22	9	
№ 3	360-400 P12					11,9	122	24	22	0	

Примітка. Скорочення, додатково застосовані в таблиці 2: L – довжина; DFL – прогин УЕВН.

Наведені в таблиці 1 результати щодо поширених на сьогодні габаритних груп вказують на можливість застосування агрегатів групи 5А з двигуном діаметром 103 мм та агрегатів групи 5 з двигуном діаметром 117 мм в експлуатаційній колоні умовним діаметром 146 мм з товщиною стінки 9,5 мм і менше. Щодо агрегатів групи 5 з двигуном діаметром 103 мм необхідно зазначити, що вони можуть бути застосовані в експлуатаційних колонах умовним діаметром 140 мм з максимальним значенням товщини стінки 9,2 мм. Агрегати групи 5А з двигуном діаметром 117 мм підлягають застосуванню тільки в колоні умовним діаметром 168 мм.

Для згаданих вище аналогів розглянутих габаритних груп характерними є дещо ліпші діаметральні габарити. Так в експлуатаційній колоні умовним діаметром 146 мм з товщиною стінки 9,5 мм може бути застосовано насоси серії 338 і 400 у поєднанні з двигунами серії 375. А для насосів серії 400 з двигунами серії 450 можливим є застосування в колоні умовним діаметром 146 мм з товщиною стінки 7,0 мм.

За наявності у свердловинах локальних інтервалів зі збільшеною інтенсивністю викривлення поруч із діаметральними габаритами суттєвого значення набувають і довжини насосних агрегатів. Для порівняння в таблиці 2 наведено ряд насосних агрегатів різних виробників з подібними напірно-витратними характеристиками.

Необхідно зазначити, що для розглянутих типорозмірів спостерігається суттєве збільшення довжини насосного агрегату. Через це їх застосування взамін базовим (виробник № 1) доволі часто супроводжується наявністю прогину насосного агрегата. Вихідними для порівняння взято умови, а саме інтенсивність викривлення свердловини, за якої базовий варіант не зазнає викривлення. Критерієм для оцінки порівнюваних агрегатів був саме прогин пропонованих виробниками № 2 та № 3 насосних агрегатів.

Для значної кількості аналогів застосування супроводжуватиметься наявністю прогинів, що набувають значень від 1 мм до 17 мм. Переважно це стосується насосних агрегатів з малою подачею ($30 \text{ м}^3/\text{д}$ та $35 \text{ м}^3/\text{д}$). Необхідно зазначити, що для насосних агрегатів з подачею $125 \text{ м}^3/\text{д}$ та $200 \text{ м}^3/\text{д}$ більш ймовірним є застосування аналогів без прогину.

Таким чином, за результатами проведеного аналізу встановлено необхідність детальної оцінки та врахування профілю свердловини при підборі обладнання для її експлуатації з допомогою УЕВН. Особливої актуальності це питання набуває з огляду на перспективи масового використання насосного обладнання світових виробників, що характеризується нетиповими габаритними розмірами у порівнянні із властивими для застосовуваного на сьогодні вітчизняними нафтогазовидобувними підприємствами.

Список використаних джерел

1. Занурювальне обладнання для видобутку нафти. Насоси, електродвигуни, гідрозахист. Каталог продукції ПрАТ "ХЕМЗ-ІРЕС", 2018.
2. СОУ 11.1-00135390-079:2008 Видобування нафти. Глибинонасосний спосіб експлуатації свердловин. Установки електровідцентрових насосів.

СЕКЦІЯ В:

Соціально-економічні аспекти нафтогазової енергетики

MATERIAL REQUIREMENTS FOR PHOTOVOLTAIC CONVERTERS

Myroslav MAZUR,
PhD (Phys.&Math. Sci), docent,
head Institute of Architecture, Construction and Power Engineering,
myroslav.mazur@nung.edu.ua

Tetiana MAZUR,
PhD (Physics and astronomy), docent,
docent department of General and Applied Physics,
tetiana.mazur@nung.edu.ua

Most solar modules use silicon as the main material for photovoltaic conversion, even though silicon is not an ideal material for this purpose. The spectrum of solar radiation can be approximated as a blackbody spectrum at the temperature of the Sun, which is about 5900 K. This approximation means that solar radiation has a very wide spectrum of frequencies, which includes ultraviolet, visible and infrared radiation.

Of course, a wide spectrum of solar radiation frequencies is a key factor in ensuring maximum solar energy harvesting by photovoltaic inverters. It is noted that photovoltaic converters must be able to absorb different frequencies of light for efficient conversion into electrical energy [1]. In this context, silicon, although it has its limitations, remains a relatively efficient material for the production of solar modules. There has been research and development over the years that has helped improve its effectiveness in this context.

But it is important to consider that semiconductors have a limited ability to absorb light only with a certain energy corresponding to the band gap. Lower energy photons cannot be absorbed, and those with higher energy reduce the overall contribution to photogeneration of charge carriers. This characteristic causes the efficiency curve of photovoltaic converters to reflect the maximum efficiency relative to the semiconductor band gap.

Silicon, although it does not reach maximum efficiency, is still close to this maximum. An important characteristic of silicon is the fact that it is an indirect semiconductor, which means that it absorbs light much less than direct semiconductors. This is important to consider when considering photoenergy generation, where for example 1 mm GaAs (direct semiconductor) absorbs about 90% of the light compared to 100 mm Si. This indicates that solar module materials should be selected based on their efficiency in absorbing solar radiation and converting it into electrical energy. The photogenerated carriers must reach the p-n junction, which is closer to the front surface. The diffusion lengths of minority charge carriers should be 200 μm , or at least twice the thickness of the silicon wafer [1]. Thus, the material must be of very high purity and high crystalline perfection. Due to these physical limitations, it is quite surprising that silicon plays such a dominant role in the market. The main reason is that silicon technology was already well developed before the arrival of solar energy and the high-quality material is now being produced in large quantities for the microelectronics market.

Of course, in the context of the above, considerable attention is now being paid to the search for new materials for solar cells that would meet the high requirements for optimal use of solar energy. An ideal solar cell material must meet the following key criteria [2]:

Band-gap: The material should have a band-gap ranging from 1.1 to 1.7 electron volts (eV). This characteristic determines the way a material absorbs light and generates electrical current.

Direct band structure: The material must have a direct band structure that promotes efficient generation of electron-hole pairs when exposed to light.

Non-Toxic and Availability of Materials: The ideal material should be made from non-toxic and readily available raw materials to ensure safe and affordable production.

Ease of Manufacturing: The material must be compatible with lightweight and scalable manufacturing technologies. This means that material deposition processes must be simple and repeatable across large production areas.

High photovoltaic efficiency: The material must have high photovoltaic efficiency to maximize the collection of solar energy and convert it into electrical energy.

Long-term thermal stability: It is important that the material is resistant to temperature changes and other factors that may affect its effectiveness and service life.

And even with high standards and requirements for materials for solar cells, to date the ideal material has not yet been found that meets all of the specified criteria. However, there are important steps and approaches to get as close as possible to achieving these standards [3].

One way to achieve a high light absorption coefficient is to use “thin film materials”. This means that to create solar cells, materials are used that have a very thin active layer - approximately 1 micrometer [2]. This is different from crystalline silicon, which requires much more material to create a battery.

An additional advantage of thin-film materials is that they can be connected in series into integrated solar panels on a single substrate in large quantities. An additional advantage of thin-film materials is that they can be easily daisy-chained into integrated solar panels on a single substrate in large quantities. This makes it possible to make more efficient use of the available surface area for collecting solar energy and creates the possibility of producing more scalable solar systems.

Although the ideal material has not yet been found, such technologies and approaches are helping to make solar energy more accessible and efficient for use in various industries, especially in the energy sector.

References

1. Freik D.M., Chobanyuk V.M., Galushchak M.O., Krunutcky O.S., Mateik G.D. Photoelectric converters of solar radiation. Achievements, current state and development trends (Review). *Physics and chemistry of solid state*, 2012, Vol. 13(1), P. 7-20.

2. Mazur M.P., Dzundza B.S., Mazur T.M., Prokopiv V.V. Method of research of photoelectric parameters of high impedance semiconductor films. *Journal of New Technologies in Environmental Science*. 2019. Vol. 3, No. 1. P. 30-36.

3. Mazur T.M., Slyotov M.M., Prokopiv V.V., Slyotov O.M., Mazur M.P. Light emitters based on II-VI chalcogenides with nanostructured surface. *Molecular Crystals and Liquid Crystals*. 2023, 752(1), P. 95–102.

ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ КІЛЬКОСТІ НЕСПОЖИТОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ЩО ГЕНЕРУЄТЬСЯ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ, З МЕТОЮ ВСТАНОВЛЕННЯ ЕТАЛОНУ ЇЇ ВІДПУСКНОЇ ОДИНИЦІ ПОСТАЧАЛЬНИКОМ

Валентин МИНДЮК,
к.т.н., доцент кафедри ЕМТД,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
valentyn.myndiuk@nung.edu.ua

Роман КЛИМ,
студент групи ЕТМм-22-2,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

Для розрахунку обсягу електричної енергії, не відпущеної одиницею відпуску (генерації) виробника, який здійснює продаж електричної енергії за «зеленим» тарифом, або виробника, який за результатами аукціону набув право на підтримку відновних джерел енергії (далі – ВДЕ з підтримкою), у результаті виконання ним команди оператора системи передачі на зменшення навантаження використовується спеціальна «Методика розрахунку обсягу не відпущеної електричної енергії виробником, який здійснює продаж електричної енергії за «зеленим» тарифом або за аукціонною ціною, у результаті виконання команд оператора системи передачі».

Вказана методика передбачає використання таких термінів:

– еталонна одиниця відпуску (далі - ЕОВ) – це одна або декілька одиниць відпуску (інверторів або вітрових турбін), що мають окрему точку комерційного обліку та використовуються для розрахунку не відпущеної електричної енергії за еталонним методом. Точка комерційного обліку ЕОВ погоджується з оператором мережі, до якого приєднана одиниця відпуску ВДЕ з підтримкою;

– еталонний метод – це метод розрахунку обсягу електричної енергії, не відпущеної одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою, при якому використовуються дані комерційного обліку еталонної одиниці відпуску;

– одиниця відпуску ВДЕ з підтримкою – одиниця відпуску (генерації) виробника, який здійснює продаж електричної енергії за «зеленим» тарифом», або одиниця відпуску (генерації) виробника, який за результатами аукціону набув право на підтримку;

– період обмеження – період між часом початку дії диспетчерської команди та часом закінчення її дії або часом початку дії наступної диспетчерської команди;

– розрахунковий метод – це метод розрахунку обсягу електричної енергії, не відпущеної одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою, при якому використовуються виключно дані за попередні періоди;

– резервна еталонна одиниця відпуску (далі - резервна ЕОВ) – це одна або декілька одиниць відпуску (інверторів або вітрових турбін), що мають окрему точку комерційного обліку та використовуються для розрахунку не відпущеної електричної енергії за еталонним методом у випадку неможливості використання даних комерційного обліку ЕОВ. Точка комерційного обліку резервної ЕОВ погоджується з оператором мережі, до якого приєднана одиниця відпуску ВДЕ з підтримкою.

Розрахунковий метод використовується в тому випадку, якщо неможливо здійснити розрахунок з використанням еталонного методу. Розрахунок обсягу електричної енергії, не відпущеної одиницею відпуску ППВДЕ, здійснюється сукупно за кожен період обмеження окремо в розрахунковому місяці.

Розглянемо особливості еталонного та розрахункового методів розрахунку та проведемо порівняльні дослідження отриманих з їх допомогою результатів.

Еталонний метод розрахунку передбачає розрахунок обсягу електричної енергії, не відпущеної одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою внаслідок виконання диспетчерської команди, за формулою

$$\Delta W_{e,j} = \sum_1^n \left[\frac{W_e^{i0}}{W_{EOB}^{i0}} \cdot W_{EOB}^i - \max\left(\frac{W_{red}}{60} \cdot t_i; W_e^i\right) \right], \quad (1)$$

де W_{red} – обсяг відпуску електричної енергії за 1 годину відповідно до команди диспетчера, кВт·год;

W_{EOB}^{i0} – обсяг виробітку електричної енергії еталонною одиницею відпуску за період часового ряду даних комерційного обліку, що передує часу початку дії диспетчерської команди;

W_e^{i0} – обсяг відпуску електричної енергії одиницею відпуску ППВДЕ e за період часового ряду даних комерційного обліку, що передує часу початку дії диспетчерської команди, кВт·год;

W_{EOB}^i – обсяг виробітку електричної енергії еталонною одиницею відпуску за період часового ряду даних комерційного обліку i , в якому діє диспетчерська команда;

W_e^i – обсяг відпуску електричної енергії одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою за період часового ряду даних комерційного обліку i , в якому діє команда диспетчера.

Якщо у періоді часового ряду даних комерційного обліку, що передує часу початку дії диспетчерської команди, надавались інші команди на зменшення навантаження, то для розрахунку використовується обсяг відпуску електричної енергії одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою та еталонною одиницею відпуску або резервною ЕОВ за останній період часового ряду даних комерційного обліку, в якому не надавались диспетчерські команди.

Розрахунковий метод розрахунку обсягу не відпущеної одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою внаслідок виконання диспетчерської команди передбачає розрахунок за формулою

$$\Delta W_{e,j} = \sum_1^n \max \left[0; W_e^{i0} - \max\left(\frac{W_{red}}{60} \cdot t_i; W_e^i\right) \right]. \quad (2)$$

Якщо у періоді часового ряду даних комерційного обліку перед командою, щодо якої здійснюється розрахунок, діяли інші команди на зменшення навантаження, при яких ЕОВ або резервна ЕОВ залишаються повністю в роботі, то для розрахунку використовується обсяг відпуску електричної енергії одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою W_e^{i0} , що визначається за формулою:

$$W_e^{i_0} = \frac{W_e^0}{W_{EOB}^0} \cdot W_{EOB}^{i_0}, \quad (3)$$

де W_e^0 – обсяг відпуску електричної енергії генеруючою одиницею у періоді часового ряду даних комерційного обліку, що є останнім, в якому не виконувалася команда диспетчера, кВт·год;

W_{EOB}^0 – обсяг відпуску електричної енергії ЕОВ або резервної ЕОВ у періоді часового ряду даних комерційного обліку, що є останнім, в якому не виконувалася команда диспетчера, кВт·год;

i_0 – період часового ряду даних комерційного обліку при виконанні ВДЕ з підтримкою команди диспетчера на розвантаження, що передує команді, щодо якої здійснюється розрахунок.

Якщо період обмеження для одиниці відпуску ВДЕ з підтримкою (енергії сонця) перевищує одну годину та неможливо здійснити розрахунок за формулою [3], обсяг відпуску електричної енергії одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою за базовий період часового ряду комерційного обліку i_0 визначається як середнє значення обсягів відпуску за той же період часового ряду доби попередніх 5 днів, в яких не надавались диспетчерські команди в зазначені періоди часу доби.

Якщо протягом попередніх 30 календарних днів відсутні 5 днів, в яких не надавались диспетчерські команди в зазначені періоди в таких попередніх 5 днях, розрахунок здійснюється з урахуванням даних комерційного обліку відповідних 30 календарних днів у попередньому році, а у випадку відсутності генерації СЕС у вказані дні - відповідно до графіка генерації, заявленого ВДЕ з підтримкою.

Розглянемо результати розрахунку обсягу не відпущеної електричної енергії одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою за даними генерації сонячної електростанції «Х» потужністю 5,92 МВт за жовтень 2022 року.

На рисунку 1 наведені результати генерації СЕС «Х». Жовтим кольором виділені дані, які були застосовані в подальшому розрахунку.

	00:00 - 01:00	01:00 - 02:00	02:00 - 03:00	03:00 - 04:00	04:00 - 05:00	05:00 - 06:00	06:00 - 07:00	07:00 - 08:00	08:00 - 09:00	09:00 - 10:00	10:00 - 11:00	11:00 - 12:00	12:00 - 13:00	13:00 - 14:00	14:00 - 15:00	15:00 - 16:00	16:00 - 17:00	17:00 - 18:00	18:00 - 19:00	19:00 - 20:00	20:00 - 21:00	21:00 - 22:00	22:00 - 23:00	23:00 - 00:00
01.10.2022	7116	0	0	0	0	0	0	5	295	652	1272	1576	635	1298	744	178	277	174	10	0	0	0	0	0
02.10.2022	10976	0	0	0	0	0	0	7	40	206	1751	1185	1020	1503	1310	1363	1848	581	162	0	0	0	0	0
03.10.2022	9723	0	0	0	0	0	0	19	322	800	1162	1642	2023	1525	1123	531	255	259	62	0	0	0	0	0
04.10.2022	13694	0	0	0	0	0	0	6	447	934	737	1305	2090	1906	2402	1640	1571	539	117	0	0	0	0	0
05.10.2022	23634	0	0	0	0	0	0	33	652	2111	2221	2846	2983	3573	3445	2752	1948	897	173	0	0	0	0	0
06.10.2022	28592	0	0	0	0	0	0	42	693	1649	2938	3472	4234	4369	4194	3265	2378	1207	151	0	0	0	0	0
07.10.2022	10960	0	0	0	0	0	0	7	488	1001	2102	2177	499	754	1265	1003	714	818	132	0	0	0	0	0
08.10.2022	28911	0	0	0	0	0	0	46	599	1891	3064	3771	4158	4253	4025	3466	2558	1041	39	0	0	0	0	0
09.10.2022	8488	0	0	0	0	0	0	27	174	226	535	603	646	443	972	2762	891	1015	194	0	0	0	0	0
10.10.2022	6452	0	0	0	0	0	0	24	709	1812	50	36	3	4	4	3	2190	1417	200	0	0	0	0	0
11.10.2022	2780	0	0	0	0	0	0	17	694	228	50	64	62	57	45	48	1017	440	58	0	0	0	0	0
12.10.2022	1382	0	0	0	0	0	0	0	42	112	4	5	7	12	14	320	635	226	5	0	0	0	0	0
13.10.2022	9575	0	0	0	0	0	0	1	183	597	958	968	1929	1930	1440	815	555	186	13	0	0	0	0	0
14.10.2022	5513	0	0	0	0	0	0	0	88	219	320	822	1436	1088	644	439	323	134	0	0	0	0	0	0
15.10.2022	12344	0	0	0	0	0	0	2	182	463	777	3048	3246	70	64	1167	2268	1002	55	0	0	0	0	0
16.10.2022	14493	0	0	0	0	0	0	9	487	1813	2928	3684	4097	339	69	68	69	868	62	0	0	0	0	0
17.10.2022	4712	0	0	0	0	0	0	8	495	1846	259	58	67	66	60	50	1037	721	45	0	0	0	0	0
18.10.2022	24684	0	0	0	0	0	0	4	475	1840	2891	3535	3888	3850	3143	2776	1664	564	54	0	0	0	0	0
19.10.2022	11175	0	0	0	0	0	0	0	67	151	425	1353	2979	3046	606	1792	311	439	6	0	0	0	0	0
20.10.2022	20503	0	0	0	0	0	0	4	461	1962	2576	2115	2842	2692	3734	2472	1072	540	33	0	0	0	0	0
21.10.2022	13684	0	0	0	0	0	0	1	447	1946	3106	3909	690	73	66	452	2293	698	3	0	0	0	0	0
22.10.2022	13775	0	0	0	0	0	0	0	141	1584	2177	2275	3128	2774	599	596	400	101	0	0	0	0	0	0
23.10.2022	8708	0	0	0	0	0	0	0	25	91	230	1224	1383	1600	669	2364	922	200	0	0	0	0	0	0
24.10.2022	21391	0	0	0	0	0	0	6	337	692	1933	3501	3671	3355	3296	2738	1492	370	0	0	0	0	0	0
25.10.2022	3029	0	0	0	0	0	0	0	49	244	316	486	464	162	341	345	397	220	5	0	0	0	0	0
26.10.2022	12659	0	0	0	0	0	0	0	119	710	1316	1410	1909	2119	1661	2082	972	361	0	0	0	0	0	0
27.10.2022	23890	0	0	0	0	0	0	0	156	1048	2715	3268	3550	3890	3640	2970	2002	651	0	0	0	0	0	0
28.10.2022	21963	0	0	0	0	0	0	0	223	1404	1819	2817	3377	3477	3295	2924	1982	645	0	0	0	0	0	0
29.10.2022	16107	0	0	0	0	0	0	0	219	1441	2351	2923	2038	3042	2462	1027	494	110	0	0	0	0	0	0
30.10.2022	2670	0	0	0	0	0	0	0	60	259	182	495	646	315	319	209	155	30	0	0	0	0	0	0
31.10.2022	2563	0	0	0	0	0	0	0	55	195	26	51	60	60	54	122	1565	375	0	0	0	0	0	0

Рисунок 1 – Показники генерації електроенергії СЕС «Х»

Результати розрахунку відшкодування за 7-е жовтня вказаного періоду розрахунковим методом наведені на рисунку 2.

В результаті розрахунку було отримано:

- сума;
- середнє значення;
- потужність, яка залишилась після команди;
- Відшкодування за годину за формулою [2]:

$$(\text{=ROUND}(\text{MAX}(0;\text{AVERAGE}(M2:M6)-\text{MAX}(M1/60*60;M10));0)).$$

Аналогічно були проведені розрахунки відшкодування за 17-е жовтня за вказаний період часу розрахунковим методом, результати яких наведені на рисунку 3.

	00:00 - 01:00	01:00 - 02:00	02:00 - 03:00	03:00 - 04:00	04:00 - 05:00	05:00 - 06:00	06:00 - 07:00	07:00 - 08:00	08:00 - 09:00	09:00 - 10:00	10:00 - 11:00	11:00 - 12:00	12:00 - 13:00	13:00 - 14:00	14:00 - 15:00	15:00 - 16:00	16:00 - 17:00	17:00 - 18:00	18:00 - 19:00	19:00 - 20:00	20:00 - 21:00	21:00 - 22:00	22:00 - 23:00	23:00 - 00:00
01.10.2022	7116	0	0	0	0	0	0	5	295	652	1272	1576	635	1298	744	178	277	174	10	0	0	0	0	0
02.10.2022	10976	0	0	0	0	0	0	7	40	206	1751	1185	1020	1503	1310	1363	1848	581	162	0	0	0	0	0
03.10.2022	9723	0	0	0	0	0	0	19	322	800	1162	1642	2023	1525	1123	531	255	259	62	0	0	0	0	0
04.10.2022	13694	0	0	0	0	0	0	6	447	934	737	1305	2090	1906	2402	1640	1571	539	117	0	0	0	0	0
05.10.2022	23634	0	0	0	0	0	0	33	652	2111	2221	2846	2983	3573	3445	2752	1948	897	173	0	0	0	0	0
06.10.2022	28592	0	0	0	0	0	0	42	693	1649	2938	3472	4234	4369	4194	3265	2378	1207	151	0	0	0	0	0
07.10.2022	10960	0	0	0	0	0	0	7	488	1001	2102	2177	499	754	1265	1003	714	818	132	0	0	0	0	0

а)

=ROUND(MAX(0;AVERAGE(M2:M6)-MAX(M1/60*60;M10));0)

E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	
0	0	0	7	488	1001	2102	2177	499	754	1265	1003	714	
							1185	1020	1503	1310	1363	1848	
							1642	2023	1525	1123	531	255	
							1305	2090	1906	2402	1640	1571	
							2846	2983	3573	3445	2752	1948	
							3472	4234	4369	4194	3265	2378	
							1 -	10450	12350	12876	12474	9551	8000
							2 -	2090	2470	2575,2	2494,8	1910,2	1600
							3 -	505	505	505	1019	1019	1019
							0	=ROUND(I	1821	1230	891	581	
							Сума =	6488	кВт*год				

б)

Час отримання СКО	Час відміни СКО	Р, момент отримання, кВт	dP, кВт	W red, кВт
11:34:02	13:50:38	3771	-3266	505
14:05:27	16:40:44	4416	-3397	1019

в)

Рисунок 2 – Результати розрахунку відшкодування за 7-е жовтня

	00:00 - 01:00	01:00 - 02:00	02:00 - 03:00	03:00 - 04:00	04:00 - 05:00	05:00 - 06:00	06:00 - 07:00	07:00 - 08:00	08:00 - 09:00	09:00 - 10:00	10:00 - 11:00	11:00 - 12:00	12:00 - 13:00	13:00 - 14:00	14:00 - 15:00	15:00 - 16:00	16:00 - 17:00	17:00 - 18:00	18:00 - 19:00	19:00 - 20:00	20:00 - 21:00	21:00 - 22:00	22:00 - 23:00	23:00 - 00:00	
01.10.2022	7116	0	0	0	0	0	0	5	295	652	1272	1576	635	1298	744	178	277	174	10	0	0	0	0	0	0
02.10.2022	10976	0	0	0	0	0	0	7	40	206	1751	1185	1020	1503	1310	1363	1848	581	162	0	0	0	0	0	0
03.10.2022	9723	0	0	0	0	0	0	19	322	800	1162	1642	2023	1525	1123	531	255	259	62	0	0	0	0	0	0
04.10.2022	13694	0	0	0	0	0	0	6	447	934	737	1305	2090	1906	2402	1640	1571	539	117	0	0	0	0	0	0
05.10.2022	23634	0	0	0	0	0	0	33	652	2111	2221	2846	2983	3573	3445	2752	1948	897	173	0	0	0	0	0	0
06.10.2022	28592	0	0	0	0	0	0	42	693	1649	2938	3472	4234	4369	4194	3265	2378	1207	151	0	0	0	0	0	0
07.10.2022	10960	0	0	0	0	0	0	7	488	1001	2102	2177	499	754	1265	1003	714	818	132	0	0	0	0	0	0
08.10.2022	28911	0	0	0	0	0	0	46	599	1891	3064	3771	4158	4253	4025	3466	2558	1041	39	0	0	0	0	0	0
09.10.2022	8488	0	0	0	0	0	0	27	174	226	535	603	646	443	972	2762	891	1015	194	0	0	0	0	0	0
10.10.2022	6452	0	0	0	0	0	0	24	709	1812	50	36	3	4	4	3	2190	1417	200	0	0	0	0	0	0
11.10.2022	2780	0	0	0	0	0	0	17	694	228	50	64	62	57	45	48	1017	440	58	0	0	0	0	0	0
12.10.2022	1382	0	0	0	0	0	0	4	42	112	4	5	7	12	14	320	635	226	5	0	0	0	0	0	0
13.10.2022	9575	0	0	0	0	0	0	1	183	597	958	968	1929	1930	1440	815	555	186	13	0	0	0	0	0	0
14.10.2022	5513	0	0	0	0	0	0	0	88	219	320	822	1436	1088	644	439	323	134	0	0	0	0	0	0	0
15.10.2022	12344	0	0	0	0	0	0	2	182	463	777	3048	3246	70	64	1167	2268	1002	55	0	0	0	0	0	0
16.10.2022	14493	0	0	0	0	0	0	9	487	1813	2928	3684	4097	339	69	68	69	868	62	0	0	0	0	0	0
17.10.2022	4712	0	0	0	0	0	0	8	495	1846	259	58	67	66	60	50	1037	721	45	0	0	0	0	0	0

а)

Час отримання СКО	Час відміни СКО	Р, момент отримання, кВт	dP, кВт	W red, кВт
10:03:57	16:23:29	2491	-2769	0

б)

Рисунок 3 – Результати розрахунку відшкодування за 17-е жовтня

Для порівняння результатів розрахунку відшкодування було проведено розрахунок відшкодування не використаної електроенергії за 7-е та 17-е жовтня еталонним методом за формулою [1].

На рисунку 4 наведено результати розрахунку відшкодування за 7 жовтня еталонним методом розрахунку не відпущеної електричної енергії.

Підсумкові порівняльні результати розрахунку обсягу електричної енергії, не відпущеної одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою внаслідок виконання диспетчерської команди наведені в таблиці на рисунку 5.

	00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
Обсяг не відпущеної електричної енергії при виконанні команди диспетчера, кВт*год												1866	3916	154	2677	2781	0							
Обсяг відпуску електричної енергії за 1 годину відповідно до команди диспетчера, кВт*год												505	505	505	1019	1019	1019							
Тривалість дії команди диспетчера, хв.												25,967	60,000	50,633	54,550	60,000	40,733							
Обсяг відпуску ППВДЕ, кВт*год	0	0	0	0	0	0	0	7	488	1001	2102	2177	499	754	1265	1003	714	818	132	0	0	0	0	0
Обсяг виробітку ЕОВ, кВт*год	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,007	0,188	0,427	0,833	1,602	1,752	0,360	1,562	1,506	0,365	0,349	0,060	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сума												11394	кВт*год											

Рисунок 4 – Результати розрахунку відшкодування за 7-е жовтня еталонним методом

	Еталонний метод	Звичайний метод	Різниця в кВт	Різниця в грн
07.Жов	11 394,00	6 030,00	5 364,00	24 897,54
10.Жов	8 293,00	12 498,00	- 4 205,00	- 19 517,93
11.Жов	30 508,00	15 956,00	14 552,00	67 544,56
12.Жов	2 996,00	16 849,00	- 13 853,00	- 64 300,08
15.Жов	11 375,00	4 753,00	6 622,00	30 736,68
16.Жов	13 277,00	6 465,00	6 812,00	31 618,58
17.Жов	23 753,00	10 521,00	13 232,00	61 417,65
21.Жов	14 686,00	7 860,00	6 826,00	31 683,56
22.Жов	4 323,00	3 282,00	1 041,00	4 831,91
31.Жов	17 227,00	11 634,00	5 593,00	25 960,47
Сума	137 832	95 848	41 984	194 872,9344

Рисунок 5 – Порівняльні результати еталонного і звичайного методу розрахунку обсягу не відпущеної електроенергії

Як видно з результатів порівняльних розрахункових досліджень особливостей обліку електричної енергії, не відпущеної одиницею відпуску ВДЕ з підтримкою, більш актуальні дані отримуються в результатів використання еталонного методу розрахунку, який враховує фактичні дискретні дані генерації електроенергії за визначений період часу з урахуванням природних умов генерації.

Список використаних джерел

1. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13 квітня 2017 року, № 2019-VIII.
2. Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року, № 307.

ОПТИМІЗАЦІЯ РІВНІВ НАПРУГ ЯК ЗАСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НАФТОВИХ ПРОМИСЛІВ

Олег СОЛОМЧАК

*к. т. н., доцент кафедри ЕЕМ,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу
olegsolom@gmail.com*

Антін СОЛОМЧАК

*Аспірант
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу
antin.xopc@gmail.com*

Сучасні нафтові промисли (НП) є одними з енергоємних споживачів електроенергії і за характером і за режимом роботи. Вони відрізняються:

- моноструктурою виробництва;
- тісними технологічними зв'язками між споживачами комплексу в рамках обширних територій;
- високою щільністю добових режимів електроспоживання;
- розкиданістю споживачів на великих територіях і відповідно великою довжиною ліній електропередач;
- значними втратами потужності в електричних мережах НП та великими відхиленнями величини напруг від номінальної.

Живлення всіх електроприймачів НП здійснюється від підстанцій 110/35/6 кВ, або 35/6 кВ. Розподіл електроенергії здійснюється на напругах 35 і 6 кВ. Всі електричні мережі експлуатуються як розімкнені, в окремих випадках з можливістю кільцювання.

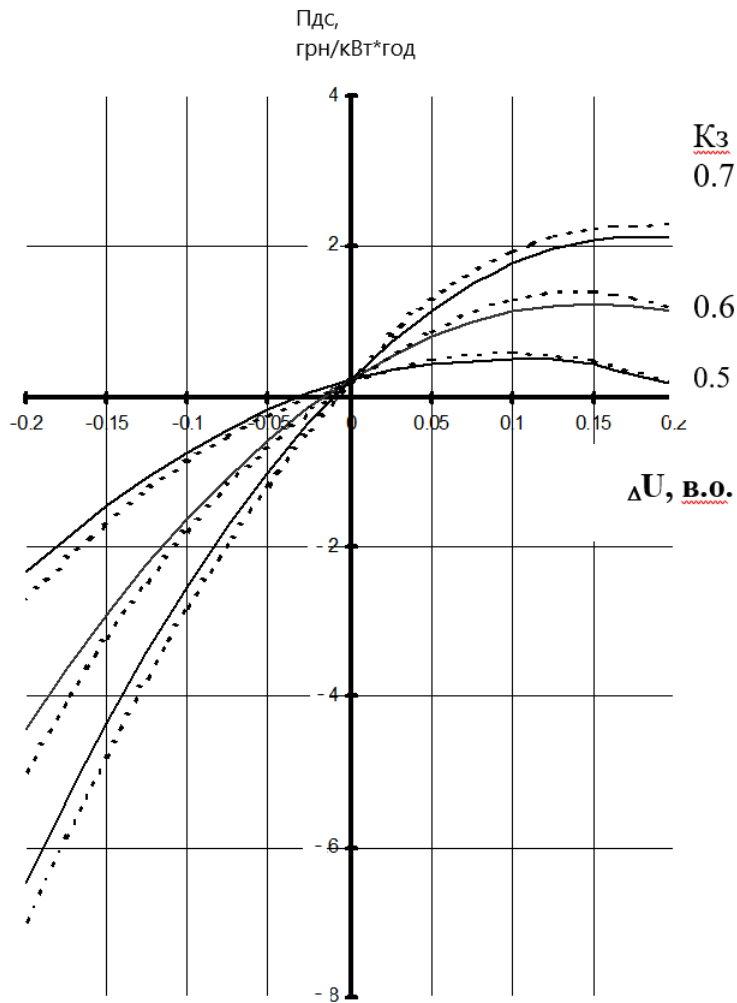
Основними споживачами електроенергії НП є: штангові плунжерні насоси (ШПН); електровідцентрові насоси (ЕЦН); компресорні станції (КС); кушові насосні станції (КНС) та дотискні насосні станції (ДНС).

Значні відхилення напруги від номінального значення у електроприймачів (ЕП) навіть у допустимих межах [1], призводять до економічних збитків, які обумовлені електромагнітною та технологічною складовими. Електромагнітна складова визначається, в основному, зміною втрат активної потужності та відповідною зміною терміну служби ізоляції електрообладнання. Технологічна складова збитків викликана зміною продуктивності технологічного устаткування і собівартості продукції, що випускається. Основну частину збитків становить технологічна складова [2].

Залежність збитків від відхилення напруги визначає так звану економічну характеристику електроприймача. Відомі [3] економічні характеристики основних споживачів НП Азербайджану, побудовані у 80-х роках за умов планової економіки СРСР і неадекватних цін на енергоносії. На їх основі були отримані питомі економічні характеристики на 1 КВт встановленої потужності, які відрізняються більшою уніфікованістю і не потребують побудови економічних характеристик для кожного типу електрообладнання характерного електроприймача. Аналогічні залежності були отримані для умов України за використання методики приведених затрат і реальних цін. Однак вони мають той недолік, що залежать від коефіцієнта завантаження (K_z) привідного електродвигуна. При відхиленні реального значення K_z від типового необхідно проводити інтерполяційні обчислення. Крім того, при всій наочності графічних залежностей (рис.1) їх незручно використовувати при проведенні розрахунків, особливо на ЕОМ.

Критерієм оптимальності рівняння напруги в центрі живлення є максимальний додатковий прибуток нафтовидобувного підприємства, який складається з економоефекту в електричних мережах, які знаходяться на балансі НП та економоефекту в ЕП від покращення рівнів напруг.

В 1995 році Міненерго України за погодженням з Мінекономіки введено в дію нове положення [4] визначення економічної ефективності інвестицій в енергосистеми та електричні мережі, яке базується на ринкових умовах господарювання.



----- розрахункові залежності — апроксимовані залежності

Рисунок 1 – Питомі економічні характеристики ДНС.

Основним інтегральним показником ефективності впровадженого заходу є дисконтований чистий прибуток:

$$П_{ДС} = \sum_{t=1}^{T_e} \frac{ГП_t}{(1+E)^t} - \sum_{t=1}^{T_6} \frac{(K_t - Л_t)}{(1+E)^t}, \quad (1)$$

- де $ГП_t$ – чистий грошовий потік за рік t ;
 T_e – період експлуатації (використання);
 E – норма дисконту;
 T_6 – період впровадження заходу;
 K_t – капіталовкладення для реалізації заходу в році t ;
 $Л_t$ – ліквідна вартість демонтованого обладнання.

Враховуючи, що період впровадження заходу становить менше року, а ліквідна вартість відсутня, формула спрощується до наступного вигляду:

$$П_{ДС} = \frac{ГП}{E} - K. \quad (2)$$

Чистий грошовий потік дорівнює:

$$ГП = П_p + A_p, \quad (3)$$

- де $П_p$ – поточний річний чистий прибуток;
 A_p – амортизаційні відрахування на реновацію

$$П_p = П_b - П_{п}, \quad (4)$$

- де $П_b$ – балансовий прибуток;
 $П_{п}$ – податок на прибуток;

$$П_{П} = p \cdot П_{Б} , \quad (5)$$

де p – ставка податку на прибуток ($p=0,3$).

$$П_{Б} = Д_{ПР} - В_{Е} + Д_{ВТР} , \quad (6)$$

де $Д_{ПР}$ – дохід нафтопромислового підприємства від додаткового видобутку нафти;

$Д_{ВТР}$ – дохід від зменшення втрат активної та реактивної потужностей і енергії в електродвигунах;

$В_{Е}$ – витрати на експлуатацію електрообладнання.

Дохід від додаткового видобутку нафти прямо-пропорційний частоті обертання ротора двигуна:

$$Д_{ПР} = \Delta n \cdot K_3 \cdot P_{НОМ} \cdot t_p \cdot q , \quad (7)$$

де Δn – зміна частоти обертання двигуна, викликана зміною напруги, $\Delta n=f(\Delta U)$;

K_3 – коефіцієнт завантаження електродвигуна (ЕД);

$P_{НОМ}$ – номінальна потужність ЕД, кВт;

t_p – час роботи ЕД в рік, год;

q – питомий видобуток нафти на 1 кВт·год витраченої електроенергії, т/кВт·год.

Дохід від зменшення втрат електроенергії в ЕД можна визначити як:

$$Д_{ВТР} = a_1 \cdot \tau \cdot \delta P + b_1 \cdot \tau \cdot \delta Q , \quad (8)$$

де δP і δQ – зменшення втрат активної та реактивної потужності в ЕД, викликане зміною напруги, кВт, квар;

a_1, b_1 – вартість активної та реактивної енергії відповідно, грн/кВт та грн/квар.

Зміна втрат активної та реактивної потужностей в ЕД є функцією відхилень напруги $\delta P=f(\Delta U)$ та $\delta Q=f(\Delta U)$ і може бути визначена за відомими виразами [3].

Враховуючи нову методику оцінки ефективності [4] розраховано нові економічні характеристики основних електроприймачів НП за напругою.

З метою уникнення зазначених раніше недоліків проведено апроксимацію цих залежностей і отримано аналітичні залежності для економічних характеристик основних ЕП у вигляді поліномів.

Таблиця 1 – Аналітичні залежності для економічних характеристик основних ЕП НП

ЕЦН	$П_{дс}=K_3(0,624+194,4_{\Delta}U-805,5_{\Delta}U^2+2210_{\Delta}U^3)10^{-3}$
ШПН	$П_{дс}=(0,375+K_3)(-0,3+233_{\Delta}U-389_{\Delta}U^2-549_{\Delta}U^3) 10^{-3}$
КС	$П_{дс}=(K_3-0,11)(0,274+158_{\Delta}U-182_{\Delta}U^2-377_{\Delta}U^3) 10^{-3}$
ДНС	$П_{дс}=(-0,09-74,1_{\Delta}U(K_3-0,87)-36,6_{\Delta}U^2(K_3+0,7))10^{-3}$
КНС	$П_{дс}=(0,21+76,3_{\Delta}U(K_3-0,418)-136_{\Delta}U^2(K_3-0,26)) 10^{-3}$

На рис. 2 наведено результати апроксимації для ДНС.

Отримані залежності є уніфікованими і враховують фактичний K_3 електроприводу.

Поряд з цим необхідно врахувати економічну складову втрат в електричних мережах НП.

Для підвищення достовірності розрахунку режиму електричних мереж НП в умовах відсутності об'єктивних даних режимного характеру про навантаження доцільно використати регресійні залежності між електроспоживанням основних електроприймачів та їхніми технологічними показниками.

Найбільш питома група ЕП - це споживачі механізованого видобутку нафти. Наближено їх розрахункову потужність можна визначити за виразом

$$P_p = E_n \cdot Q_n , \quad (9)$$

де E_n – питомий розхід електроенергії на видобуток нафти, кВт*год/т;

Q_n – продуктивність свердловини по нафті, т/год.

Величина E_n досить стійка протягом часу розробки родовища, тому її зручно використовувати для прогнозування навантажень. У той же час вона є характерною тільки для конкретного родовища через різний ступінь обводненості нафти. Для об'єднання Укрнафта при середній обводненості 82.3 % питомий розхід електроенергії на видобуток 1 тони нафти складає 82.4 кВт*год/т. Враховуючи те, що більш стабільним є питомий розхід електроенергії на видобуток рідини(суміші нафти і води)- E_p , доцільно використовувати саме цей показник. Розрахункову потужність можна визначити як

$$P_p = E_p \cdot Q_p , \quad (10)$$

де E_p – питомий розхід електроенергії на видобуток рідини, кВт*год/т;

Q_p – продуктивність свердловини по рідині, т/год.

При можливості отримання більшого числа даних по способу видобутку нафти можуть бути використані більш точні залежності. Для ШПН питома електроспоживання по видобутку рідини обчислюється як:

$$E_p^{ШПН} = 2.73 \left(1 + 0.805 \frac{5 + H^{-1}}{\sqrt{q} * \alpha} \right) H, \quad (11)$$

де H – висота підйому рідини, м;
 q – добовий видобуток рідини, т;
 α – коефіцієнт подачі ШПН.

Для ЕЦН питомі витрати можуть бути розраховані як:

$$E_p^{ЕЦН} = 2.73 * H + \frac{11.4}{\sqrt{q}} (13.5 * H - 1), \quad (12)$$

де q – добовий видобуток рідини, т/добу;
 H – глибина спуску насоса, м.

Розрахункова потужність електроприймачів системи підтримки пластового тиску - КНС може бути визначена за питомим електроспоживанням:

$$P_p = E^{КНС} * Q_B, \quad (13)$$

де $E^{КНС}$ – питомий розхід електроенергії, кВт*год/м³;
 Q_B – розхід води, м³/год.

$$E^{КНС} = 2.73 \frac{\sum_{i=1} Q_{B i} * h_i}{\sum_{i=1} Q_{B i}} * 10^{-3}, \quad (14)$$

де $Q_{B i}$ – розхід води по i -й свердловині, підключеній до КНС, м³/добу;
 h_i – тиск нагнітання води в i -ту свердловину.

Розрахункова потужність насосних станцій перекачки нафти - ДНС може бути визначена як:

$$P_p = E^{ДНС} * Q_N * L, \quad (15)$$

де $E^{ДНС}$ – питомі витрати електроенергії на перекачку нафти, кВт*год/(т*м);
 Q_N – маса перекачаної нафти, т;
 L – відстань перекачування, м.

Усі величини питомих витрат електроенергії залежать від умов експлуатації, але для кожного окремого родовища є величинами постійними з довірливою імовірністю 0.95. Тому вони можуть бути обраховані один раз і в подальшому використовуватись для розрахунків режимів електричних мереж даного родовища.

Розрахункові потужності навантажень, визначені за питомими енергозатратами, враховуючи випадковий характер навантажень, відрізнятимуться від фактичних величин. Але, враховуючи, що фактичні потужності пропорційні розрахунковим

$$P_\phi \approx P_p, \quad (16)$$

з урахуванням відомого навантаження головної ділянки, фактично споживані потужності електроприймачів можуть бути уточнені шляхом розподілу навантаження головної ділянки пропорційно розрахунковим величинам. З урахуванням цього рівняння енергобалансу можна записати як

$$P_\Sigma = b \sum_{i=1}^n P_{p i} + \Delta P_l + \Delta P_m, \quad (17)$$

де b – коефіцієнт пропорційності;
 ΔP_l – втрати в лініях мережі;
 ΔP_t – втрати в знижувальних трансформаторах мережі.

$$P_\phi = b * P_p. \quad (18)$$

Організувавши ітераційний розрахунок режиму за простим алгоритмом для розімкнених мереж по циклу (16)-(18) визначається оптимальне значення напруги на шинах центру живлення конкретного НП в залежності від схеми електропостачання, характеру електроприймачів та їх навантаження з використанням економічних характеристик та алгоритму [5].

Враховуючи однорідний характер навантаження, а також можливість отримання достовірних даних про навантаження тільки головної ділянки фідера, для кожної конкретної схеми визначається закон регулювання напруги на шинах центра живлення НП в залежності від навантаження та технологічних показників нафтовидобутку.

Список використаних джерел

1. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT).
2. O.Solomchak. Determination of the optimal supply voltage of booster oil pipeline pumping station. // Multidisciplinary academic notes. Science research and practices. Proceedings of the XV International Scientific and Practical Conference. Madrid, Spain. 2022. P.607-609. URL: <https://isg-konf.com/multidisciplinary-academic-notes-science-research-and-practice/>. DOI: 10.46299/ISG.2022.1.15
3. Гусейнов Ф.Г., Мамедяров О.С. Экономичность режимов электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 1984. 120 с.
4. Загальні методичні положення визначення економічної ефективності інвестицій в енергетику. ГЛ-340.001-95.
5. Романюк Ю. Ф., Соломчак О. В. Оптимізація рівнів напруги в електричних мережах з метою зменшення втрат потужності та енергії в трансформаторах. *Промелектро*. 2014. № 6(90). С. 45-48.

ЦИФРОВЕ МОДЕЛЮВАННЯ МОРФОМЕТРИЧНИХ КАРТ

Олена КРАВЕЦЬ

*к.т.н., доцент кафедри геодезії та землеустрою,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
olenakravets9@gmail.com*

Оксана ГЕРА

*студентка,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу*

Ірина БІДА

*студентка,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу*

Морфометрія має важливе значення для геоморфології. Морфометричні характеристики використовують в картографії, гідрології та інших прикладних науках. Вони надають числові дані про основні елементи рельєфу.

До морфометричних карт, які характеризують різні показники рельєфу, належать карти інтенсивності розчленування рельєфу, карти глибини розчленування рельєфу, карти крутизни схилів земної поверхні, карти віддаленості від вододілів, карти віддаленості від гідрографічної мережі, карти довжин схилів та інші.

Важливими для морфометричного аналізу території є карти крутизни схилів і карти ухилів гідрографічної мережі. За цими картами визначають райони аномальних ухилів рік. Ці дані використовуються для детального аналізу факторів, які впливають на повздовжній профіль ріки, включаючи такі, як неоднорідність літологічного складу порід, особливості гідрологічного режиму ріки, тектонічний фактор.

Морфологічні карти надають об'єктивну інформацію для вирішення практичних народногосподарських задач в гідрології, сільському господарстві, геології. За даними картами досліджуються ерозійні процеси, проектується гідромеліоративні заходи, вивчаються умови поверхневого стоку, розробляються методи прогнозування і розрахунків дощових паводків. Ці карти дають можливість досліджувати найновіші тектонічні рухи, інтенсивність геоморфологічних процесів, виявляти зсувонебезпечні райони.

Традиційно морфометричні і морфологічні карти складають за топографічними картами. Нові можливості в процесі складання морфометричних карт надає цифрова модель рельєфу. Вона описує поле рельєфу та похідні від нього поле ухилів і поле напрямків ухилів математичними методами, які дозволяють кількісно оцінити всі параметри рельєфу з необхідною точністю.

При цифровому моделюванні рельєф описується функцією поля висот і похідних від неї:

$$z = Z(x, y). \quad (1)$$

Диференціюючи формулу (1) одержимо ухили поверхні z по осях x і y :

$$i_x = \frac{\partial z}{\partial x}, \quad i_y = \frac{\partial z}{\partial y}. \quad (2)$$

Максимальне значення ухилу буде:

$$i_{\max} = \sqrt{i_x^2 + i_y^2} = \sqrt{\left(\frac{\partial z}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial y}\right)^2}. \quad (3)$$

Напрямок лінії найбільшого схилу визначиться за формулою:

$$\alpha = \arctg\left(\frac{i_y}{i_x}\right) = \arctg\left(\frac{\partial z / \partial y}{\partial z / \partial x}\right), \quad (4)$$

де α – кут між віссю y і напрямком найбільшого схилу.

Похідні $\frac{\partial z}{\partial x}$ і $\frac{\partial z}{\partial y}$ визначаються в кожній точці моделі за значеннями z в сусідніх точках.

Наведені вище формули описують первинне поле висот і вторинні поля ухилів і експозицій схилів. Ці аналітичні морфометричні поля рельєфу дозволяють вирішувати багато інженерних задач з високою точністю. Вони надають якісну кількісну інформацію про рельєф при використанні перших похідних вихідного поля висот.

Для більш детального аналізу кривизни топографічної поверхні визначають похідні вищого порядку (оператор Лапласа):

$$\nabla^2 z = \frac{\partial^2 z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 z}{\partial y^2} = \frac{z_e - 2z + z_w}{\Delta x^2} + \frac{z_n - 2z + z_s}{\Delta y^2}. \quad (5)$$

Планова кривизна K_{Π} , яка характеризує міру зміни експозиції схилу, визначається за формулою:

$$K_{\Pi} = \frac{\left(\frac{\partial^2 z}{\partial x^2}\right) \cdot \left(\frac{\partial z}{\partial y}\right)^2 - 2\left(\frac{\partial^2 z}{\partial x \partial y}\right) \cdot \left(\frac{\partial z}{\partial x}\right) \cdot \left(\frac{\partial z}{\partial y}\right) + \left(\frac{\partial^2 z}{\partial y^2}\right) \cdot \left(\frac{\partial z}{\partial x}\right)^2}{\left[\left(\frac{\partial z}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial y}\right)^2\right]^{3/2}}. \quad (6)$$

Лінія, яка проходить по точках з нульовою кривизною, називається нульовою морфоізографою. Вона розмежовує дивергентні та конвергентні форми рельєфу.

Профільна кривизна K_H , яка характеризує міру зміни крутизни схилу визначається так:

$$K_H = \frac{\left(\frac{\partial^2 z}{\partial x^2}\right) \cdot \left(\frac{\partial z}{\partial x}\right)^2 + 2\left(\frac{\partial^2 z}{\partial x \partial y}\right) \cdot \left(\frac{\partial z}{\partial x}\right) \cdot \left(\frac{\partial z}{\partial y}\right) + \left(\frac{\partial^2 z}{\partial y^2}\right) \cdot \left(\frac{\partial z}{\partial y}\right)^2}{\left[\left(\frac{\partial z}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial y}\right)^2\right] \cdot \left[1 + \left(\frac{\partial z}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial y}\right)^2\right]^{3/2}}. \quad (7)$$

Карти профільної кривизни визначають напрям схилу з найбільшою крутістю та швидкістю стікання водного потоку. Ці карти також розділяють дивергентні та конвергентні форми рельєфу.

За наведеними формулами було побудовано карти крутизни та експозиції схилів, а також карти пластики рельєфу, карти інтенсивності розчленування рельєфу, карти глибини розчленування рельєфу, карти віддаленості від вододілів, карти віддаленості від гідрографічної мережі, карти довжин схилів та інші морфометричні карти.

Виконані дослідження показують, що цифрове моделювання дозволяє одержати об'єктивну кількісну інформацію про рельєф і виконати його класифікацію. Розроблені карти можуть бути джерелом більш повних даних про геоморфологічні умови зсувонебезпечних районів та місць

можливого поширення ерозійних процесів, що дозволить прогнозувати та вчасно запобігати, таким негативним явищам [1, с. 96].

Список використаних джерел

1. Кравець О. Я., Незамай Б. С., Михайлів В. І. (2022). Геоморфологічне моделювання для визначення морфодинамічних змін рельєфу з використанням геоінформаційних технологій. *Методи та прилади контролю якості*. 2022. № 1 (48). С. 88-97. [https://doi.org/10.31471/1993-9981-2022-1\(48\)-88-96](https://doi.org/10.31471/1993-9981-2022-1(48)-88-96)

ОРТОФОТОПЛАНИ ЯК ГЕОПРОСТОРОВІ ДАНІ ДЛЯ ДЕТАЛЬНОГО ПЛАНУВАННЯ ТЕРИТОРІЙ ГРОМАД

*Андрій МАТИЩУК,
старший викладач*

*Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
andrii.matishchuk@nung.edu.ua*

Розроблення та затвердження комплексних планів просторового розвитку територій територіальних громад, генеральних планів населених пунктів і детальних планів території, що є основними видами містобудівної документації на місцевому рівні, призначених для планування територій та обґрунтування довгострокової стратегії розвитку, є довготривалим трудомістким і фінансово затратним процесом. Містобудівна документація на місцевому рівні розробляється з урахуванням відомостей Державного земельного кадастру на актуалізованій картографічній основі у цифровій формі в державній системі координат у формі електронних документів, що містять базові і тематичні геопросторові дані [1].

Як відомо, картографо-геодезичною основою генерального або детальних планів територій є топографічні плани. Відповідно до Постанови Кабінету Міністрів України [2] виконання топографо-геодезичних та картографічних робіт здійснюється із застосуванням Державної геодезичної референційної системи координат УСК-2000. Також роботи із землеустрою виконуються в системі координат УСК-2000 або місцевих системах координат, однозначно зв'язаних із системою координат УСК-2000. Картографічні матеріали та документація із землеустрою, які створені в системах координат СК-42, СК-63 та місцевих системах координат, утворених від них, перетворюються в систему координат УСК-2000 або місцеву систему координат, однозначно зв'язану із системою координат УСК-2000 [3]. При проведенні робіт із землеустрою та веденні Державного земельного кадастру приведення до УСК-2000 здійснюється через технології перетворення та трансформування координат. Топографічні плани, які були основою для генеральних планів населених пунктів України різняться як за системами координат, так і за якістю математичної основи. Крім того картографічні матеріали минулих років виконувались на різних основах, перетворювались у векторну та растрову форму скануванням і дигіталізацією з паперових та інших носіїв і є непридатними для використання у якості топографічної основи для детального планування територій сучасних громад.

На мій погляд, на сьогоднішній день, у якості картографо-геодезичної основи містобудівної документації можна використати ортофотоплани. У результаті фотограмметричного опрацювання матеріалів великомасштабного аерофотознімання сучасним програмним забезпеченням формуються цифрові моделі рельєфу (ЦМР), ортофотоплани, 3D-моделі, хмари точок. При чому часто більшість процесів повністю автоматизовані, оператор керує параметрами побудови моделей. Ортофотоплан у геодезичній або місцевій системі координат можна оперативно сформувати та використати як проміжний етап для подальшої векторизації та створення топографічної основи, або як геопросторові дані для геоінформаційних систем.

Для створення ортофотопланів можна використати, наприклад, матеріали аерофотознімання у масштабах 1:5000 – 1:10000 мультиспектральною камерою UltraCam X з розміром пікселя 7.2 мкм, що було виконано на ряд населених пунктів України у минулих роках. Для актуалізації аерофотознімань минулих років, а також для створення топографічної основи невеликих територіальних громад пропонується використовувати матеріали аерофотознімання безпілотними літальними апаратами (БПЛА) при внесенні необхідних актів у законодавство України. Фрагменти ортофотоплану та топографічного плану с. Тяпче Долинської громади Калуського району Івано-Франківської області приведено на рис. 1 та рис. 2.



Рисунок 1 – Фрагмент ортофотоплану територіальної громади



Рисунок 2 – Фрагмент топографічного плану територіальної громади

Список використаних джерел

1. ЗАКОН УКРАЇНИ: Про регулювання містобудівної діяльності (Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2011, № 34, ст.343). – Редакція від 01.12.2020. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3038-17#Text>.
2. КАБІНЕТ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ: Деякі питання застосування геодезичної референцної системи координат (ПОСТАНОВА від 22 вересня 2004 р. N 1259). – Редакція від 17.03.2017. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1259-2004-%D0%BF#Text>.
3. МІНІСТЕРСТВО АГРАРНОЇ ПОЛІТИКИ ТА ПРОДОВОЛЬСТВА УКРАЇНИ: Про затвердження Порядку використання Державної геодезичної референцної системи координат УСК-2000 при здійсненні робіт із землеустрою (Наказ від 02.12.2016 за № 509). [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1646-16#Text>.

МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ

Михайло ФЕДОРІВ

*к.т.н., доцент кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу*
fedorivm@ukr.net

Петро КУРЛЯК

*к.т.н., доцент, завідувач кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу*
pkurlyak@gmail.com

Ярослав БАЦАЛА

*к.т.н., доцент кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу*
batsala2012@gmail.com

Іван ГЛАДЬ

*к.т.н., доцент кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу*
ghladj@ukr.net

Богдан КОРШОВСЬКИЙ

*студент групи ЕТСм-22-2
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу*
korsovskijbogdan@gmail.com

Зважаючи на значну енергетичну залежність України, розвиток відновлюваних джерел енергії є важливим для сьогодення. Згідно зі застарілою концепцією розвитку енергетики, масова інтеграція великої кількості децентралізованих джерел енергії в українську енергосистему практично неможлива. Тим не менш, використання відновлюваних джерел енергії може вирішити проблему недостатнього виробництва електроенергії в енергетичних регіонах України лише певною мірою. Енергетична система, яку ми використовуємо, значно відрізняється від енергосистем інших країн, і ми маємо дещо іншу нормативно-правову базу, яку потрібно враховувати при впровадженні концепції «розумних мереж».

Smart Grid – це електромережі, створені для забезпечення ефективного та надійного функціонування енергосистеми. Це досягається за допомогою добре організованих і керованих двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими джерелами та споживачами. Вважається, що «розумні мережі» розробляються, перш за все, для того, щоб забезпечити міцну та ефективну інтеграцію в традиційні енергосистеми електростанцій з відновлюваними джерелами енергії, такими як вітрові та сонячні електростанції, малі ГЕС та інші, які мають непередбачувані режими роботи [1].

Зменшення втрат, швидка скоординована реакція на аварії, об'єднання великих електростанцій та сучасних відновлюваних джерел енергії в єдину енергосистему є важливими результатами впровадження Smart Grid. Автоматизація прийняття рішень з керування та підвищення ефективності керування аварійними та нормальними режимами забезпечують ефективність технології.

Розповсюдження технологій «розумних мереж» дозволить кожному промислового енергооб'єкту керувати, взаємодіяти з інформаційними мережами та вимірювати власне споживання електроенергії та потужності.

У таблиці 1 наведено порівняльний аналіз традиційної та інтелектуальної ЕЕС.

Таблиця 1 – Порівняльний аналіз традиційної та інтелектуальної ЕЕС

№		Традиційна	Інтелектуальна
1	Електрозабезпечення	Централізована генерація та розподіл	Розподілена генерація та власні джерела живлення
2	Топологія	Радіальна мережа	Магістральна мережа
3	Обслуговування	Діагностування обладнання та планові ремонти	Віддалений моніторинг та ремонти за станом обладнання
4	Диспетчерське керування	Системоорієнтоване, автоматизоване та ручне	Клієнтоорієнтоване, в реальному часі, АСК ТП
5	Надійність функціонування	Локальні системи релейного захисту та автоматики, відновлення – практично вручну	Адаптивні розподілені системи релейного захисту із самовідновлення
6	Системи та комунікації	Потоки інформації від локальних давачів та лічильників	Двонаправлені розподілені інтелектуальні потоки
7	Оцінка ситуації	За фактичним станом	Прогнозування та попередження виникнення пошкоджень
8	Ринок електроенергії	Ринок потужності та енергії	Ринок тільки енергії

Smart Field – це сукупність технічних і програмних засобів, які дозволяють керувати нафтовим пластом, щоб збільшити показники видобутку вуглеводнів. Система базується на ідеї ощадливого використання родовища, щоб максимізувати період експлуатації. Таким чином, мається на увазі логічне збільшення обсягів видобутку. Підвищення енергоефективності технологічних процесів і обладнання також є важливим завданням [2].

Основним компонентом Smart Field є організація інтелектуального електропостачання, яка включає гнучкі системи розподілу електроенергії, ретельний облік і здатність контролювати кількість використаної енергії.

Рисунок 1 показує ступінь покриття технології Smart Field.

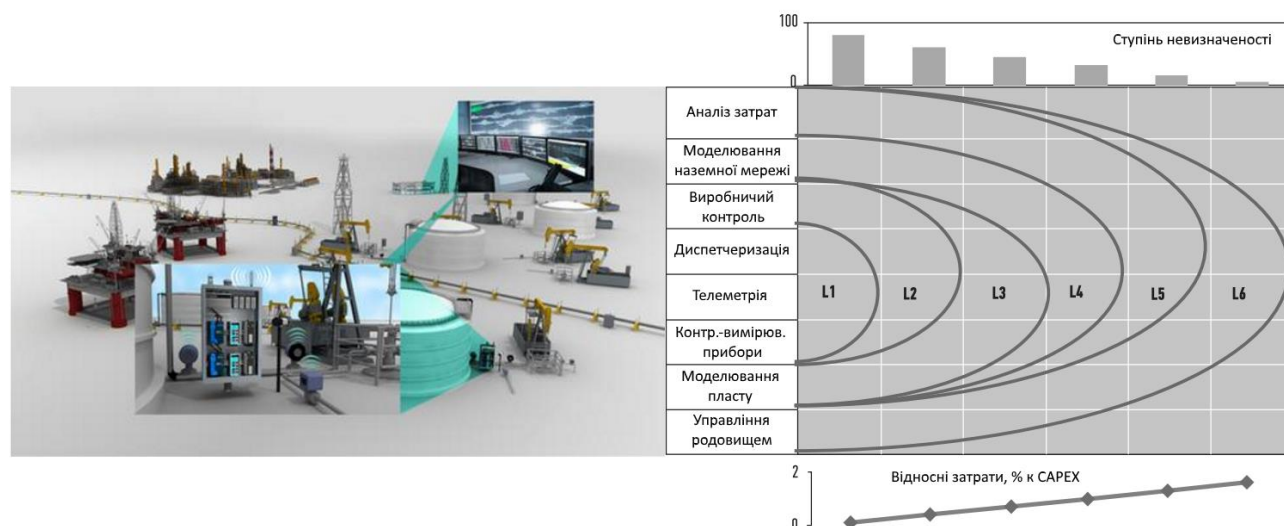


Рисунок 1 – Ступінь покриття технології Smart Field

- Перша лінія (L1) охоплює такі важливі складові нафтогазовидобування, як «Диспетчеризація», «Телеметрія» і «КІП».
- Друга лінія (L2) займається виробничим контролем і охоплює елементи L1.
- Лінія L3 відповідає за моделювання пласту, охоплюючи значення лінії L2.

- Лінія L4 відповідає за моделювання наземної мережі, охоплюючи елементи L3.
- П'ята лінія (L5) призначена для аналізу затрат, охоплює елементи L4.
- Лінія L6 - «Управління родовищем» описує всю ступінь покриття системи Smart-Field.
- Верхній рівень SF – автоматизоване управління всім виробничим процесом MES (Manufacturing Execution System), що дозволяє пов'язати власне видобуток з рештою процесів, які відбуваються на нафтогазовому підприємстві.

Щоб оптимізувати енергоспоживання, компанія Schneider Electric пропонує широкий спектр рішень для нафтогазових родовищ [3].

Приводи насосів та інші потужні споживачі повинні мати частотні перетворювачі першочергово. Цей метод може значно скоротити споживання електроенергії цим обладнанням до тридцяти відсотків і внести значний внесок у загальну економію.

Крім того, Schneider Electric пропонує різноманітні системи диспетчеризації енергоспоживання на видобувному майданчику. Як правило, будь-яке енергозбереження починається з ретельної оцінки та аналізу використання електроенергії. Наявність даних по окремих ділянках, обладнанні, часу доби та сезонах дозволяє виявити місця втрат, вирішити їхні джерела та оцінити вплив дій, які були зроблені.

Використовуючи детальні дані про споживання, можна укласти контракти на придбання електроенергії, перерозподіл навантаження, згладжувати піки або компенсувати їх за рахунок власної генерації, щоб зробити ситуацію більш вигідною для компанії. Компанія може уникнути штрафів за реактивну потужність і т. д., компенсуючи коефіцієнти потужності.

«Розумні» рішення для управління розподілом електроенергії передбачають наявність одного центру для обслуговування та модернізації, поточного контролю (включаючи відстеження споживання, контроль гармонік і інші якісні характеристики електропостачання), а також управління всіма системами.

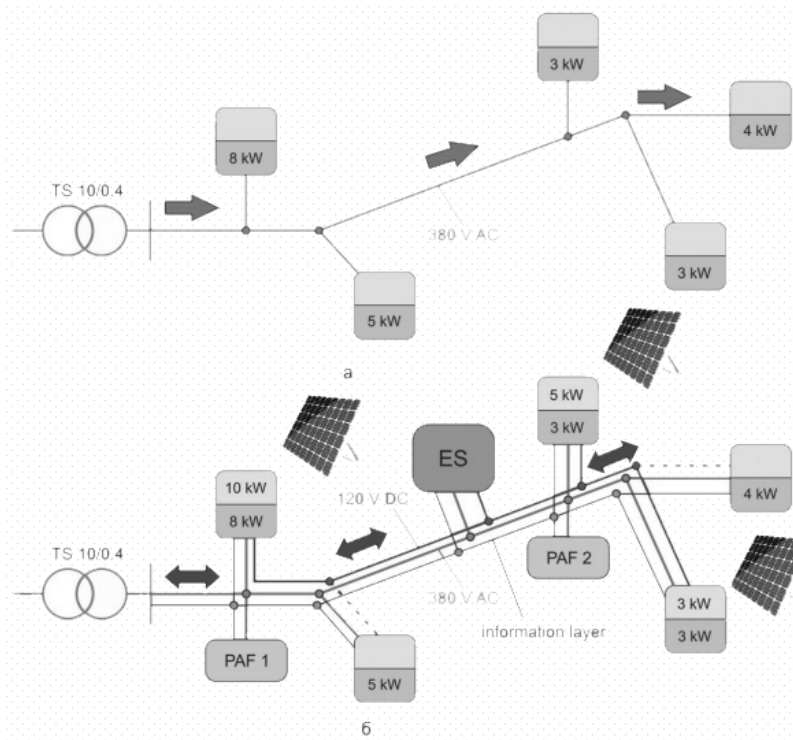
Актуальним є впровадження власних систем безперебійного живлення для родовищ нестабільним електропостачанням. Інтелектуальне управління дозволяє оперативно переключатися на резервне джерело енергії, не втрачаючи виробничих операцій.

Наявність двоспрямованого енергетичного потоку в компонентах системи електропостачання (SE) є найважливішою характеристикою SmartGrid. Режими роботи мережі нафтогазового підприємства, відновлювані джерела енергії та змінний графік навантаження визначають роботу SmartGrid SE.

У інтелектуальній SE з малими сонячними електростанціям, сукупність таких режимів викликає певні складнощі щодо реалізації інформаційної керуючої системи, яка б забезпечувала не тільки високу надійність електропостачання але й підвищувала б його енергоефективність. Таким чином, інструменти комп'ютерного моделювання, які можна використовувати для вивчення роботи інтелектуальної SE в робочих і аварійних режимах, повинні бути пріоритетними на проектній стадії.

Розглянемо локальну систему електропостачання нафтогазового підприємства як об'єкт для моделювання. Система отримує електроенергію від трансформаторної підстанції через магістральну схему чотирижильною кабельною лінією 0,4 кВ. На рисунку 2, а показано, що енергетичний потік, який рухається від мережі до навантаження, є єдиною особливістю традиційної системи електропостачання. 8 кВт, 5 кВт, 3 кВт і 4 кВт – встановлені навантаження відповідно. Припустимо, що на деяких ділянках нафтогазового комплексу встановлено розподілені сонячні електростанції з номінальною потужністю 10, 5 і 3 кВт відповідно (рисунок 2, б). Ці електростанції підключені за умовами «зеленого тарифу», щоб здійснювати передачу надлишку відновлюваної енергії до мережі.

Про зменшення рівня втрат можна стверджувати при запровадженні MicroGrid. Резерв підвищення ККД, створений запровадженням MicroGrid, складається з двох компонентів. Перший стосується нормалізації режиму електроспоживання, а другий – оптимізації структури мережі, коли відстані між джерелами енергії та споживачами, тобто підприємствами НГП, зменшуються, що призводить до зменшення щільності енергетичного потоку в мережі та магістральних ліній. Слід зазначити, що другий компонент має більш значний внесок у збільшення ККД системи електропостачання. За прийнятих в моделі параметрах ділянок живлячої лінії застосування САФ приводить до збільшення ККД практично на 4,6%, а перерозподіл енергетичних потоків, за рахунок генерації енергії сонячними електростанціями, веде до збільшення ККД на 11,9%. Отже, загальні втрати системи в досліджуваній MicroGrid зменшуються в 6 разів, а ККД системи електропостачання збільшується на 16,5%. Крім того, в літній період споживання електроенергії від мережі живлення зменшується на 70%.



а – традиційна; б – SmartGrid

Рисунок 2 – Структурні схеми локальної системи електропостачання

Список використаних джерел

1. Smolenski R. Conducted Electromagnetic Interference (EMI) in Smart Grids. Springer-Verlag London, 2012. 160 p.
2. NIST Framework and Road map for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0 // Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability, U.S. Department of Commerce, National Institute of Standards and Technology, 2014. 246 p.
3. Електронний портал компанії Schneider Electric. – Режим доступу: <https://www.se.com/ua/uk/>.

КОНЦЕПТУАЛЬНИЙ ПРОЄКТ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОЇ ЖИТЛОВОЇ ЗАБУДОВИ

Ярослав ВАСИЛИШИН

*кандидат технічних наук, доцент,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
ja.vasylyshyn@gmail.com*

Більшу частину житлового фонду України складають багатоповерхові будинки. Тому доцільно проєктувати саме багатоповерхові енергоефективні житлові будинки, з яких буде формуватися енергоефективна житлова група для масової забудови. Але питання містобудівних, об'ємно-планувальних та інженерно-конструктивних рішень енергоефективного багатоповерхового житла залишаються не до кінця вивченими.

При створенні енергоефективного багатоповерхового житлового будинку є низка проблем, одна з яких – формування житлової забудови з таких будинків, щоб вона відповідала санітарно-гігієнічним факторам (озеленення, орієнтація, інсоляція), соціально-економічним (номенклатура квартир, раціональний розмір їх загальної площі, кількість квартир, що припадає на сховодово-ліфтовий вузол) та енергоефективним принципам, тобто енергоекономічності та комфортності проживання [1]. Будинки повинні бути запроектовані та зведені таким чином, щоб упродовж економічно обґрунтованого періоду нормальної експлуатації під час виконання встановлених вимог до

внутрішнього мікроклімату приміщень та інших умов мешкання і діяльності людей забезпечувалося ефективно і економне витрачання енергетичних ресурсів під час безпечного функціонування систем опалювання, вентиляції, кондиціонування, гарячого водопостачання та освітлення. Організація енергоефективної багатоповерхової житлової забудови така: житловий мікрорайон створюється з житлових груп, а такі групи розробляються вже на основі поєднання житлових будинків.

Енергетичні властивості будівель визначаються витратами енергії на їх експлуатацію від джерела енергії для забезпечення комфортного режиму в приміщеннях з урахуванням: 1) кількості енергії, що необхідна для задоволення потреб споживача при забезпеченні комфортного теплового режиму при опаленні будівлі, охолодженні, освітленні, що встановлюється відповідно до існуючих методів розрахунку; 2) теплонадходжень до будівлі від сонця – пасивне опалення, охолодження, природна вентиляція; 3) підведеної до будівлі енергії, що зареєстрована для кожного виду енергоносія, включаючи електроенергію, енергію гарячого водопостачання, відновлювальні джерела енергії, когенерацію тощо; 4) відновлювальної енергії, що вироблена на прилеглий до будівлі території; 5) енергії з відновлювальних джерел, що виробляється, розташованим на даху, фасаді, прилеглий до будівлі території, та постачається до зовнішніх мереж.

При проектуванні будівель повинна бути врахована технічна, екологічна і економічна доцільність альтернативних систем енергопостачання.

В багатоквартирних житлових будинках вводяться обмеження щодо застосування децентралізованих відновлювальних джерел енергії залежно від класу енергоефективності будівлі та технічного оснащення [2].

Для кожної категорії будівель визначається стандартна експлуатація згідно з кліматичними умовами експлуатації та основного функціонального призначення.

Значення стандартної експлуатації, що визначаються переліком еталонних будівель (встановлюється нормативними актами), є середні у просторі і часі значення для всіх приміщень будівлі або теплової зони.

Еталонні будівлі мають встановлюватись для будівель, на які розповсюджується дія Закону [3]. Еталонна будівля має відображати типову геометрію та конструктивні системи будівлі, типові енергетичні характеристики огорожувальних конструкцій теплоізоляційної оболонки, інженерних систем будівлі, типову функціональність та типову структуру енергетичних витрат з урахуванням характерних кліматичних умов, географічного розташування, температурних зон та сформованих особливостей забудови [1].

На кафедрі архітектури та містобудування Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу магістрами спеціальності 191 – “Архітектура та містобудування” розроблений концептуальний архітектурний проект енергоефективного житлового комплексу. Було проаналізовано місцеві умови (клімат, рельєф) з точки зору використання альтернативних, нетрадиційних джерел енергії, а саме: сонячного випромінювання, енергії вітру, біомаси, теплової енергії доквілля, термальних вод, водоносних горизонтів, вивчено сусідні і прилеглі об’єкти на предмет шкідливих викидів.

Крім того, вивчено зарубіжну практику з використання енергії вітру, сонячних панелей, фотоелектричних батарей великих розмірів, вітряків, а також тепло землі і геотермальних джерел, акумуляторів, що здатні накопичувати енергію. Важливою складовою енергоефективних будівель є повторне використання тепла і води, їх циркуляція.

Житловий комплекс складається з дванадцятиповерхових житлових будинків на березі річки Бистриця Солотвинська.

Проаналізувавши та порівнявши системи енергоефективної забудови, було зроблено висновок, що при однаковій поверховості, щільності забудови та щільності населення, найбільш доцільною на рівні житлового будинку в даному архітектурному проекті є система гексагональної забудови, тому що ділянка для будівництва не є обмежена і при проектуванні житлової групи є можливість розташовувати секції широтної або меридіональної орієнтації. Але при розробленні найсприятливіших типів секцій виявились певні проблеми проектування: а) при такій забудові житлові приміщення будинку повинні мати переважно південну орієнтацію, а з північної сторони краще розміщувати сходові клітки та коридори; б) для кращого отримання сонячного випромінювання пропонується запроєктувати еркери зі східного та західного фасадів.

Об’ємно-планувальне рішення квартир у проекті спрямоване на: 1) мінімізацію площі зовнішніх огорожуючих конструкцій (стіни, перекриття, дах) та їх утеплення, що зменшує тепловтрати; 2) архітектурно-конструктивні рішення балконів, терас, застелення вікон та вітражів, матеріали фасадів, що оптимізовані з точки зору енергозатрат, встановлення жалюзей із сонячними панелями, які

виробляють електроенергію; 3) оптимізацію архітектурно-планувальних рішень для максимального використання сонячного світла.

Підігрів води для опалення і гарячого водопостачання здійснюється взаємодоповнюючими тепловими насосами і сонячними колекторами. Міні гідротурбіни влаштовуються у річці, на березі якої буде споруджуватися житловий комплекс. Геотеплові насоси встановлюються у водонасичених навколишніх ґрунтах. Повітря підігрівається теплою підлогою і системою примусової вентиляції з рекуператорами – механічними системами вентиляції, які допомагають зменшувати витрати на опалення, підігріваючи повітря, що заходить у кімнату. На вхід системи вентиляції зовнішнє повітря поступає підігрітим в підземних повітряних каналах. Головний резерв економії енергозатрат житлового будинку на території України припадає на міроприємства з утеплення зовнішніх огорожуючих конструкцій, даху, перекриття.

Для повної заміни електричного струму зовнішніх мереж на даху, огорожуючих конструкціях і на прилеглий території встановлюються батареї сонячних фотоелементів і вітроелектрогенератори, які забезпечують живлення побутової електротехніки та освітлення пониженого енергоспоживання.

Пропонується конструктивні системи створювати із застосуванням наступних матеріалів: а) теплоізоляційних (на основі мінеральних волокон, полімерів, природної органічної та неорганічної сировини, теплоізоляційних бетонів; б) конструкційно-теплоізоляційних (на основі ніздрюватих та легких бетонів, гіпсу, деревини, виробів з деревини, керамічних та силікатних виробів); в) конструкційних (на основі бетонів, каменів, керамічних та силікатних виробів); г) опоряджувально-захисних (на основі штукатурок, металів, пластмас, керамічних та силікатних виробів, скла); д) захисних (на основі гравію, піску, ґрунту, асфальту, бетону, каменів, штукатурки, розчинів, керамічних та силікатних виробів).

Будинки запроєктованого житлового комплексу характеризують такими показниками енергетичної ефективності, чисельні значення яких встановлюються вимогами [4]: а) енергопотреба будівлі EP_{nd} ; б) енергоспоживання будівлі EP_{use} ; в) поставлена енергія EP_{del} . Критерій енергопотреби будівлі включає витрати енергії на опалення, охолодження (в тому числі на попередній підігрів/охолодження вентиляційного повітря), вентиляцію (підігрів/охолодження повітря) та гаряче водопостачання. Критерій енергоспоживання включає витрати на опалення (опалення приміщень/теплової зони, попередній підігрів вентиляційного повітря, допоміжна енергія системи опалення), охолодження (охолодження приміщень/теплової зони, попереднє охолодження вентиляційного повітря, включаючи осушення, допоміжна енергія системи охолодження). Критерій поставленої енергії включає витрати на опалення (опалення приміщень або теплової зони, попередній підігрів вентиляційного повітря, допоміжна енергія, система опалення), вентиляцію (вентилятори), (охолодження приміщень або теплової зони, попереднє охолодження вентиляційного повітря, включаючи осушення, допоміжну енергію, система охолодження), гаряче водопостачання (нагрів води, допоміжна енергія, система гарячого водопостачання), освітлення.

Аналізуючи всі проблеми та прийоми на рівні житлового будинку можна зробити висновок, що немає ідеального варіанта вирішення всіх цих проблем в одному будинку, тому треба поєднувати різні типи квартир.

Вибір заходів із забезпечення енергетичної ефективності будівель залежить від місцезнаходження, орієнтації та геометрії будівельного об'єкта; фізичних характеристик матеріалів і елементів теплоізоляційної оболонки; проектних параметрів систем технічного устаткування; експлуатаційної надійності систем технічного устаткування; умов експлуатації будівельного об'єкта; довговічності і надійності теплоізоляційної оболонки (огорожувальних конструкцій).

Зрозуміло, що для оптимізації архітектурного проекту потрібно виконати детальне комп'ютерне моделювання і точно розрахувати основні види теплового навантаження та їх взаємодію. Готова будівля повинна споживати на 30-35% менше енергії, порівняно зі стандартними новими будинками в Україні.

Будівлі, які зведені сьогодні, повинні бути спроєктовані і побудовані відповідно за принципами ефективного використання енергії для того, щоб відповідати нормам, які будуть введені майбутніми поколіннями.

Список використаних джерел

1. ДБН В.1.2-11:2021 Енергозбереження та енергоефективність. Основні вимоги до будівель і споруд.
2. ДСТУ EN 15232-1:20XX Енергоефективність будівель. Частина 1. Вплив функцій автоматизації контролю та управління будівлею. Модулі M10-4,5,6,7,8,9,10.

3. Закон України від 22 червня 2017 року № 2118-VIII “Про енергетичну ефективність будівель”.
4. ДСТУ EN ISO 52000-1:20XX (EN ISO 52000-1:2017, IDT) Енергоефективність будівель – Комплексна оцінка енергоефективності будівель (EPB). Частина 1. Загальна структура та методики.

ЕКОЛОГІЧНО ОРІЄНТОВАНЕ БУДІВНИЦТВО

Віталій ВАСИЛИШИН

*кандидат технічних наук, доцент,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
vitalii.vasylyshyn@nung.edu.ua*

Під сучасним поняттям екологічного стандарту для нового будівництва і реконструкції житлових будівель і комплексів розуміють застосування для будівництва житла екологічно безпечних матеріалів, використання відновлювальних джерел енергії і недефіцитних природних матеріалів та одночасно нову філософію, яка базується на мінімізації енергоспоживання, скороченні інженерних систем, механізмів там, де можна компенсувати взаємозв'язок будівлі і середовища за рахунок нових архітектурних рішень [1].

Тенденцією глобального потепління, що спостерігається з середини ХХ століття, вчені пов'язують зі збільшенням “парникового ефекту”, спричиненого недбалою діяльністю людини. Так, промислова діяльність, від якої залежить наша сучасна цивілізація, за останні 150 років підвищила рівень атмосферного вуглекислого газу в повітрі з 280 до 414 частин на мільйон. Нажаль значну роль у зміні клімату відіграли такі сфери як будівництво та архітектура.

Комплексна оцінка навантаження на довкілля від будівництва об'єктів нерухомості визначається шляхом оцінки рівня викидів парникових газів на всіх етапах життєвого циклу будівлі, включаючи виробництво будівельних матеріалів, проведення будівельних робіт, експлуатацію об'єкта та знесення.

Застосування різноманітних матеріалів – від металу до дерева, скла, каменю, цегли та бетону – завжди повинно обиратись з урахуванням кількості енергії, необхідної для їхнього виробництва.

Зусилля у пошуку альтернативних джерел енергозабезпечення будівель та споруд, а також відповідної техніки, що сприяє ефективному їх використанню, треба всіляко заохочувати, економічно стимулювати, інвестувати.

До загальних стратегій екологічного житла, яких треба дотримуватись будівельникам і архітекторам, віднесемо [2]:

- скорочення використання матеріалів, які вимагають високих енергозатрат, і зниження використання невідновлювальних природних ресурсів;
- використання при проектуванні пасивних систем для підвищення теплотехнічної ефективності будівель;
- мінімізація матеріалів на одиницю корисного будівельного об'єму;
- переважне використання технологій природного захисту від перегріву і природного охолодження будівель для запобігання використанню, де це можливо, кондиціонування;
- проектування в розрахунку на довготривалу експлуатацію таких типів і конструктивних вирішень будівель, які могли б адаптуватися до зміни стандартів якості житлового середовища і бути відновлювальними, придатними для реконструкції;
- в опаленні – відмову від газу на користь геотермальних насосів;
- вентиляційні системи проектуються відразу з рекуперацією тепла.

Містобудівні системи включені в екологічну систему й, у силу цього, підпорядковані законам її розвитку. Тому в умовах загострення екологічних проблем універсальним критерієм якості середовища урбанізованих територій стає саме екологічний критерій. У цій площині важливим є визначення екологічних законів, структур та принципів функціонування, що властиві розвиткові урбанізованих територій як еколого-містобудівних систем. Виявити ці структури та закономірності можливо за допомогою моделювання системи взаємодії населення із середовищем та подальшого аналізу її природної динаміки.

Експерти аналізують будинок за десятьма ключовими параметрами. Зокрема, оцінюється його енергоефективність, використання екологічних матеріалів для будівництва, технології управління

відходами, вплив будівлі на навколишнє середовище, безпеку для мешканців та відвідувачів, зручність транспортної інфраструктури та інше [1].

Що дуже важливо, оцінка будівлі проводиться двічі – на етапі проектування і на етапі введення об'єкта в експлуатацію.

Наступний і найголовніший етап – наскільки будівля екоефективна для людей та ресурсів.

Важливу роль у досягненні мінімального можливого негативного впливу на природне середовище в екологічно чистих зонах відіграє правильний вибір будівельних матеріалів.

Результати багатьох досліджень та аналіз досвіду будівництва показав, що в процесі вибору будівельного матеріалу доцільно звернути увагу на такі властивості:

1. Естетичність; перевагу слід віддавати природним, традиційним для даної місцевості матеріалам з врахуванням текстури, фактури та кольору.

2. Екологічність; матеріал не повинен бути токсичним і шкідливим для людей та оточуючого середовища.

3. Енергоефективність; ці матеріали вимагають низьких енергозатрат у виробництві, транспортуванні і експлуатації.

4. Здатність до переробки і повторного використання: перевага віддається матеріалам багаторазового використання.

5. Здатність до утилізації, тобто можливість знищення матеріалу після закінчення його експлуатації.

6. Використання місцевих ресурсів, оскільки увіз матеріалів з інших регіонів несе за собою підвищення вартості всього будівництва.

7. Можливість відновлення джерела постачання матеріалу.

8. Легкість при монтажі та обслуговуванні.

Є класичні матеріали, лідер серед яких – дерево. Дерев'яні каркасні будинки користуються великим попитом. Вони не дорогі та досить надійні.

Другий за популярністю матеріал – керамоблоки. Він зручний у використанні та дає хорошу теплоізоляцію.

На практиці при виборі матеріалів для будівництва слід провести баланс між естетичними, екологічними та економічними характеристиками. Безперечно, що у більшості випадків найбільш прийнятним варіантом виступають традиційні матеріали, які властиві даному природному оточенню. Радикальне оновлення середовища – це важлива і здійсненна задача.

Згідно з деякими дослідженнями, будівництво відповідає за близько 50% – кліматичних змін, 40% – енергоспоживання у всьому світі та 50% – відходів сміттєзвалищ, не кажучи вже про забруднення повітря, води, шум та руйнування природних середовищ існування.

Зелене будівництво вимагає, щоб комплексне будівельне рішення розглядало взаємозв'язок між конструкцією та довкіллям. Це підхід, який потребує значного співробітництва між спеціалістами з проектування, будівництва та інженерного нагляду.

Останнім часом дедалі популярнішими стають так звані “розумні”, “зелені”, “пасивні” будинки.

У “розумному” будинку є дві основні інженерні системи: опалення/охолодження (обігрів, вентиляція, насоси та котельня, які пов'язуються в єдиний ланцюг і керуються системою датчиків) та освітлення (підлаштовується під потреби те режим життя мешканців).

“Зелений” будинок – це ті матеріали, з яких він зроблений, визначаються характеристиками конкретної будови й особливості ландшафту навколо.

“Пасивний” будинок вважається максимально енергоефективним. Теоретично він не використовує зовнішніх джерел енергії, а сам себе всім забезпечує. Але основні його системи – геотермальні насоси, вентиляція-рекуперація, водяні насоси – все одно працюють від електрики, без якої в будинку нічого не запуститься.

З кожним роком зростає кількість проєктів, орієнтованих на людей і якість їхнього життя, які враховують сучасні екотренди. Також збільшується пакет новаторських розробок – як зарубіжних, так і суто українських.

Список використаних джерел

1. ДБН А.2.2-1-2003 Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. Чинний від 01.04.2004. К.: Держбуд України, 2004. 22 с.

2. ДБН В.1.2-11:2021 Енергозбереження та енергоефективність. Основні вимоги до будівель і споруд.

ПОТЕНЦІАЛ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ “SOLAR ROOF”

Олександр КИСИЛИЧАК

магістр групи ЕТСм-23-2

Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,

Ярослав БАЦАЛА

канд. техн. наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,

Batsala2012@gmail.com

Михайло ФЕДОРІВ

канд. техн. наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,

fedorivm@ukr.net

Ірина ЯРЕМАК

канд. техн. наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,

yaremak_iryna@ukr.net

Стимулювання використання інноваційних технологій дає можливість новим проектам змінити життя людей на краще та спростити його. Поступове зниження цін на фотоелектричні технології роблять доступнішим сучасні енергетичні рішення, прикладом яких є сонячні дахи «Solar Roof». В даній роботі проаналізуємо можливість впровадження таких проектів в Україні та проведемо їх порівняння з звичайними сонячними панелями змонтованими на даху.

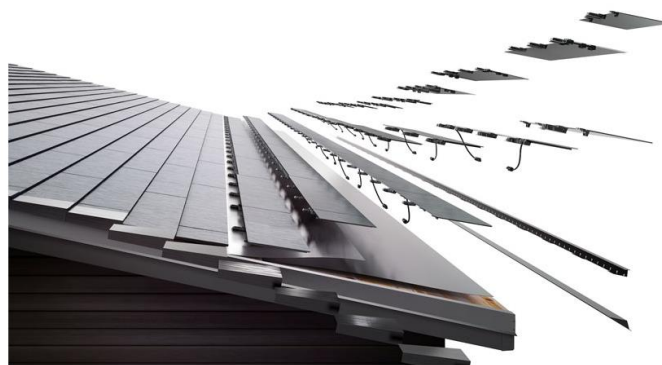


Рисунок 1 – Структура даху з Tesla Solar Roof

Найбільш відомим брендом через популярність електромобілів та публічність власника є Tesla Solar Roof, яка запропонувала встановлення дахів з використанням керамічних плиток з монокристалів кремнію. Кожен фотомодуль має розмір близько 114 на 43 сантиметри, максимальну потужність 71,67 Вт, згідно з Electrek, а також захисне скло для захисту від ударів, граду та інших пошкоджень.

Основним фактором, який стримує даний проект є висока ціна, але розміщення плиток на даху не потребує спеціальних кріплень, має менші зазори та вищу ефективність. Більшість компаній, зацікавлених в розробці ідентичних проектів, перебувають на стадії стартапу. Конкурентами сонячних дахів від Tesla Solar Roof є українська компанія “River Solar” (потужність черепиці 180 Вт на м²), “Nantile Solar Roof”, “SunTegra”, а також виробники сонячних жалюзі Solar Gaps. [1-2]



Рисунок 2 – Інноваційні технології від фірм Hantile, SunTegra, River Solar, жалюзі Solar Gaps

Проект Tesla для будинку в Далласі пропонував 12,46 кіловат сонячної генерації та батарею Powerwall за 168 400 доларів. Для порівняння використання на даху звичайних сонячних панелей сумарною потужністю 12 кВт і Powerwall у тому ж місці коштуватимуть 26 966 доларів. Іншим фактором, який може змінити ціну такої системи, є складність даху. Круті схили, кілька рівнів і багато перешкод можуть збільшити вартість. [3].

Для порівняння технічних характеристик сонячних плит в таблиці 1 порівнюємо розміри і номінальну потужність однієї панелі заявленої виробником. Одним з важливих факторів, що впливає на виробіток системи – кількість панелей, що можна розмістити на даху. Щоб це визначити візьмемо дах 90 м^2 і визначимо кількість фотоелектричних плиток, що можна розмістити на такому даху. На даному етапі не враховуємо поправних коефіцієнтів, оскільки всі плитки кладуться впритул одна до одної.

Зобразимо на графіку результати порівняння на рисунку 3.

З графіку видно, що не дивлячись на свою ефективність, панелі GB Sol мають важливий недолік. З великою кількістю панелей сильно виростає ціна всієї системи.

Середня вартість сонячних панелей Tesla Solar Roof 603\$ на м^2 і ціна 3\$ за Вт. Для порівняння фотопанель Ja Solar JAM72S30-555/GR потужністю 555 Вт має вартість 198 у.о. (0,35 \$ за 1 Вт) та площу $2,64 \text{ м}^2$.

Одна панель виробляє 4 Вт/фут^2 . Виробіток однієї панелі в метричній системі:

$$W_{\text{од.пан}} = \frac{\text{Вт}}{\text{фут}^2} \cdot 10,764 = 4 \cdot 10,764 = 43,056 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \right).$$

Для даху площею 90 м^2 , загальна потужність складе:

$$W_{\text{дах}} = W_{\text{од.пан}} \cdot S_{\text{дах}} = 43,056 \cdot 90 = 3875,4 \text{ (Вт)}.$$

Вартість використання дахової черепиці Tesla Solar Roof є непомірно високою та недоступною для звичайних людей, які використовують такі технології не для реклами та піару. Без зниження цін вважаємо такі технології неконкурентно спроможними на українському ринку.

Таблиця 1 – Порівняння характеристик сонячних плит

№	Виробник	Розміри			Потужність плити, Вт	$N_{пл}$, плиток	$P_{сист}$, кВт
		Ширина, м	Довжина, м	$S_{пл}$, м ²			
1	Ennogie	0,665	1,26	0,837	80	107	8,6
2	Monier	0,41	0,73	0,299	32	300	9,6
3	Luma Solar	0,396	1,386	0,548	80	163	13,0
4	Volt	0,445	1,723	0,766	115	117	13,5
5	SunTegra	0,349	1,32	0,46	70	195	13,7
6	Volt	0,445	1,542	0,686	105	131	13,8
7	Tesla	0,381	1,143	0,435	72	206	14,8
8	GB Sol pv	0,25	0,5	0,125	25	720	18,0
9	GB Sol pv	0,25	0,5	0,125	35	720	25,2

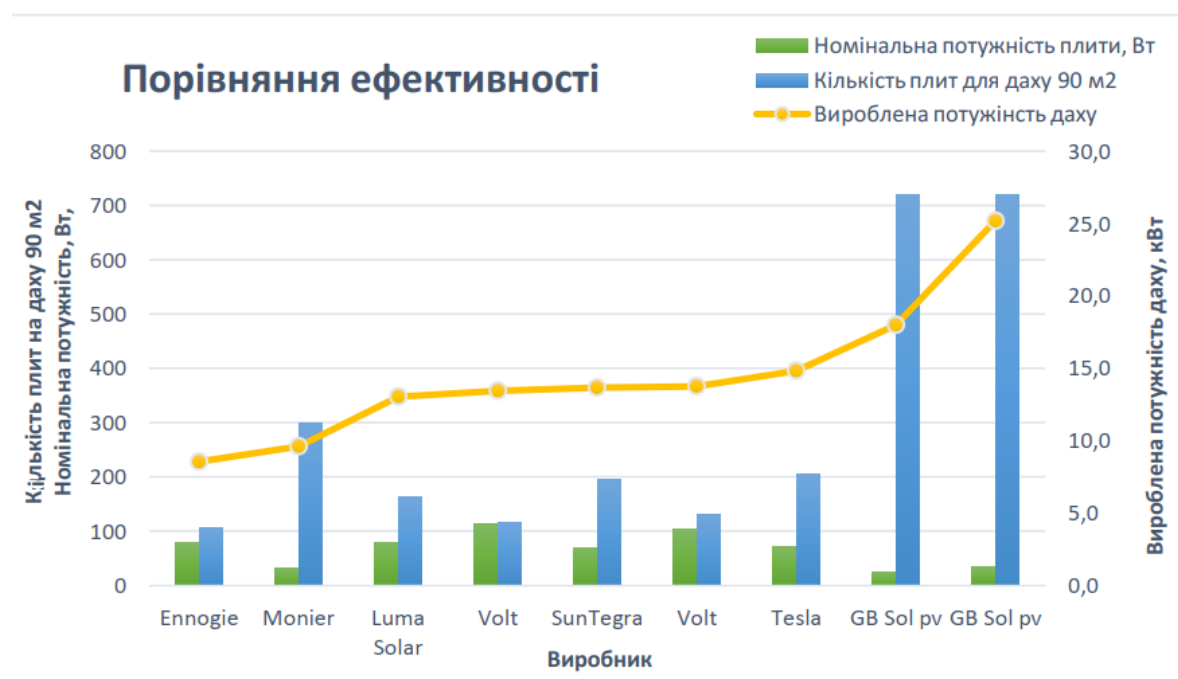


Рисунок 3 - Результати порівняння характеристик фотоелектричних плит

Список використаних джерел

1. Tesla Solar Roofs [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://youtu.be/BcRlfvzoGbI>
2. Barbara Zito, Samantha Allen. The Only Solar Shingles Buying Guide You Need. Forbes [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://www.forbes.com/home-improvement/solar/solar-shingles-buying-guide/>,
3. How Much Does A Tesla Solar Roof Cost In 2023? [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://www.forbes.com/home-improvement/solar/tesla-solar-roof-cost/>
4. Exploring Tesla Solar Roof vs. Solar Panels. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://www.youtube.com/watch?v=TxscCFyYPT0>
5. Перші розумні жалюзі з сонячними елементами. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://ua.solargaps.com/>

ПОРІВНЯННЯ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Андрій БАНДУРА

доктор фіз.-матем. наук, професор
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
andriykorpanytsia@gmail.com

Ярослав БАЦАЛА

канд. техн. наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
Batsala2012@gmail.com

Петро КУРЛЯК

канд. техн. наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
pkurlyak@gmail.com

Енергетична стратегія України передбачає розвиток сонячної енергетики, збільшення кількості локальних фотоелектричних станцій (ФЕС), а відповідно зміни умов диспетчеризації енергосистеми. Залежність продуктивності ФЕС від часових та погодних параметрів зумовлює розгляд питань прогнозування продуктивності ФЕС для ефективнішого балансування навантаженням в мережі. Згідно законів «Про ринок електричної енергії» та «About the EU Battery Regulation» в Україні та Євросоюзі передбачено прогнозування потужностей підключених ФЕС до мережі, штрафи за небаланси, а також стимулювання використання накопичувачів з ФЕС.

Оскільки продуктивність ФЕС залежить від локації електростанції, орієнтації та положення фотопанелей, тому для вирішення поставленої задачі необхідно вивчити характер статистичних даних та вплив сезонності для отримання відповідних математичних моделей, які можна використовувати для прогнозування виробництва енергії. Існує два основних способи прогнозування виробництва електростанції від перетворення сонячної енергії. Один із способів — сформулювати та розв'язати складні моделі на основі прогнозів погоди. Інший метод використовує статистичні моделі для прогнозування виробництва сонячної енергії з меншою точністю. Використання штучного інтелекту (нейронні мережі, аналіз часових рядів, гібридні методи) вимагає використання різноманітних вхідних параметрів (сонячна інсоляція, температура фотопанелі, положення Сонця, пряме випромінювання, дифузне випромінювання, відбите випромінювання, відносна вологість, температура навколишнього середовища, накопичений пил, загальна хмарність, час генерування, час сходу та заходу Сонця та ін.) та аналізу часових рядів [1-2].

Для прогнозування змін потужності ФЕС залежно від погоди для обраної локації використано поєднання програмного продукту Solcast API (рис. 1), який надає прогнози, реальні та історичні дані про сонячне випромінювання, фотоелектричну потужність і дані про погоду, а також математичні моделі рівня генерування енергії фотоелектричними станціями залежно від тривалості сонячного дня, кількості сонячних годин для обраного дня та коефіцієнта хмарності [1,3].

Для прогнозування кількості згенерованої електроенергії ФЕС використаємо математичну модель з використанням гармонічної функції при використанні статистичних даних та тривалості світлового дня. Кількість згенерованої електроенергії ФЕС у будь-який день року визначається за формулою

$$W_{G_i} = W_{G_0} \sin(\delta + \varphi) \pm k_1 W_{C_i} \pm \Delta W_{T_i} , \quad (1)$$

де W_{G_0} – максимальне значення кількості електроенергії, яку ФЕС генерує за день згідно зі статистичними даними, кВт·год;

δ – коефіцієнт часу генерації, що характеризує залежність збільшення тривалості світлового дня кількості згенерованої електроенергії ФЕС та змінюється від 0^0 до 180^0 впродовж року;

φ – величина, яка враховує початок відліку (день збільшення тривалості світлового дня);

$$k_1 = \frac{|T_c - T_i|}{T_c} - \text{коефіцієнт, що характеризує рівень хмарності (відносна кількість сонячних годин)}$$

заданого дня і залежить від метеоданих;

T_i – кількість абсолютно ясних сонячних годин для обраного дня року, год;

T_c – середня кількість сонячних годин заданого дня (місяця) згідно статистичних метеоданих, год;

W_{Ci} – середня кількість електроенергії, яка генерується ФЕС в заданому дні (місяці) згідно статистичних даних, кВт·год;

ΔW_{Ti} – відхилення кількості згенерованої електроенергії при зміні температурних значень, кВт·год.

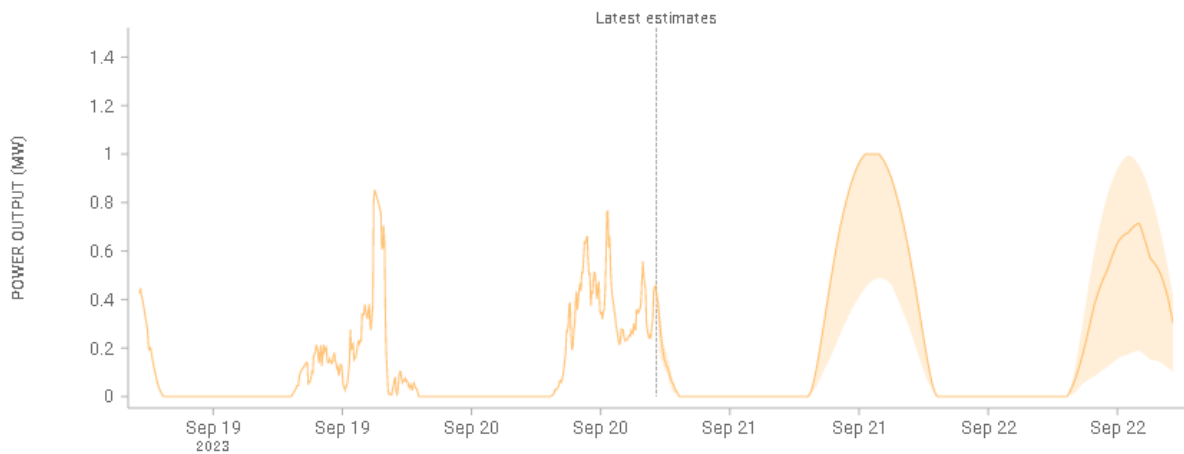
Знак (-) в рівнянні (1) застосовують за умови, що $T_i < T_c$, знак (+) при значеннях $T_i > T_c$.

Graph: Live and Forecasts

7 days

2 days

Sky now: Thin clouds, persisting.



Data shown are 5 minute averages ending at the time shown

Local time (Europe/Kyiv)

— 'Ivano-Frankivsk' ■ 90/10 probability (shaded)

Рисунок 1 – Застосування Solcast API для прогнозування генерування ФЕС в Івано-Франківську



Рисунок 2 – Порівняння прогнозних даних та кількості згенерованої електроенергії з використанням моделі прогнозування з гармонічною функцією для місяця - вересень

Використаємо метод авторегресійної інтегрованої ковзної середньої (ARIMA) для прогнозування продуктивності ФЕС на основі статистичних даних. Для будь-якого статистичного аналізу важливим аспектом є збір і вибірка даних. У цій статті дані зібрані з фотоелектричної електростанції, розташованої в Івано-Франківській області, протягом періоду з 2014 по 2016 та 2019 року.

Для статистичного опрацювання ці показники було згруповано за однаковою тривалістю світлового дня з точністю до хвилини, а тоді для кожної такої групи було знайдено середнє значення. Відповідно отримали 278 різних тривалостей.

Для цього для середніх даних за тривалостями світлового дня знайшли ковзне середнє за сім днів, як звичайнє середнє арифметичнє без додаткових згладжувальних коефіцієнтів:

$$y_t = \frac{1}{7} \sum_{i=0}^6 x_{t+i},$$

де x_{t+i} – середнє виробництво електроенергії для відповідної тривалості світлового дня,
 y_t – обчислене ковзне середнє.

Підбирали параметри до такої кривої виробництва електроенергії

$$y = (a_1x + a_2)\sin(a_3x + a_4) + a_5x + a_6x^{a_7} + (a_8x + a_9)\sin(a_{10}x + a_{11}), \quad (2)$$

де y – виробництво електроенергії,

x – тривалість світлового дня,

a_j – невідомі дійсні параметри, які знову спробуємо знайти методом найменших квадратів,

$j \in \{1, 2, \dots, 7\}$.

Використаємо для обчислень статистичну мову R та середовище Rstudio. Запускаємо процедуру nls для функції (2) з такими початковими значеннями $a_1=100$, $a_2=200$, $a_3=0.1$, $a_4=200$, $a_5=1$, $a_6=1000$, $a_7=0.4$. Отримали для них такі оцінки:

```
## Formula: y ~ (a1 * x + a2) * sin(a3 * x + a4) + a5 * x + a6 * x^a7
##
## Parameters:
## Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
## a1 4.747e-04 1.756e-04 2.702 0.007318 **
## a2 -4.806e-01 1.296e-01 -3.710 0.000252 ***
## a3 1.054e-01 1.737e-03 60.673 < 2e-16 ***
## a4 1.972e+02 1.078e+00 182.904 < 2e-16 ***
## a5 7.559e-03 7.789e-04 9.705 < 2e-16 ***
## a6 -3.704e+01 6.210e+01 -0.596 0.551339
## a7 -3.999e-01 2.879e-01 -1.389 0.165890
## ---
## Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
##
## Residual standard error: 0.3023 on 272 degrees of freedom
##
## Number of iterations to convergence: 36
## Achieved convergence tolerance: 9.301e-06
## (1 observation deleted due to missingness)
```

Підставивши ці дані у (2), дістанемо функцію, що описує прогнознє виробництво електроенергії
 $y = (0.0004747x - 0.4806)\sin(0.1054x + 197.2) + 0.007559x - 37.04x^{-0.39999}$,
при стандартній похибці залишків 0.3023.

Використання регресійних моделей дозволяє отримати високу точність прогнозів.

Список використаних джерел

1. Batsala Ya.V., I.V.Hlad, I.I.Yaremak, O.I.Kiiianiuk Mathematical model for forecasting the process of electric power generation by photoelectric stations. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2021, No 1, pp. 111-116. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-1/111>,
2. Irina Meghea. Comparison of Statistical Production Models for a Solar and a Wind Power Plant, *Mathematics*, MDPI, 2023, vol. 11(5), pages 1-16, February
3. Solcast, 2023. Global solar irradiance data and PV system power output data. URL: <https://solcast.com/>.

4. Batsala, Y., Hlad, I. (2023). Power Quality Issues of Photovoltaic Stations in Electric Grids and Control of Main Parameters Electromagnetic Compatibility. In: Pawelczyk, M., Bismor, D., Ogonowski, S., Kacprzyk, J. (eds) Advanced, Contemporary Control. PCC 2023. Lecture Notes in Networks and Systems, vol 708. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-35170-9_25

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ЯК ВЕКТОР В АРХІТЕКТУРНОМУ ПРОЄКТУВАННІ ОБ'ЄКТІВ ЦИВІЛЬНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ

Юрій КОВАЛЬЧУК

архітектор, викладач

кафедра архітектури та містобудування

Інститут архітектури, будівництва та енергетики

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу,

kovyur@ukr.net

На шляху впровадження заходів з енергозбереження та розвитку відновлювальної енергетики в Україні неможливо не враховувати питання функціонування енергетичного сектору, яке особливо загострилося в період військового терору російським агресором об'єктів критичної інфраструктури, адже поряд із об'єктами атомної енергетики також зазнають пошкоджень та руйнувань об'єкти відновлювальної енергетики. Сонячні та вітрові електростанції промислових масштабів, об'єкти біоенергетики у великій мірі розташовуються на тимчасово окупованих територіях та не можуть забезпечувати надходження електроенергії до національної мережі, також об'єкти гідроенергетики, котрі і є більш захищеними від зовнішнього ураження за рахунок переважних місць розташування та конструктивних особливостей.

Попри значно переважаючий об'єм енергетичного споживання промисловим сектором, вхід в другий опалювальний сезон в умовах військового терору національної енергетичної галузі потребує комплексного підходу в питанні забезпечення життєдіяльності населення та цивільної інфраструктури.

Планування раціонального та рівномірно розподіленого енергетичного забезпечення діючих та проєктованих територій населених пунктів, в тому числі частково зруйнованих, котрі потребують відновлення, входить до процесу містобудівного проєктування сельбищних територій. На стадії розробки нової чи коригування існуючої містобудівної документації населеного пункту архітектори постають перед питанням забезпечення енергетичного балансу із застосуванням різноманітних систем, заходів та видів енергетичного забезпечення, котрі до цього часу вважалися «другорядними» чи «допоміжними». Такою альтернативою і слугуватиме доповнення класичних енергетичних структур населених пунктів мережами альтернативної енергетики. Виникають нові містобудівні особливості проєктування об'єктів енергетичної інфраструктури, магістралей та розподільних вузлів, способів їх живлення та передачі споживачу, створення комбінованих автоматизованих систем для забезпечення безперебійного енергопостачання, застосування резервних та аварійних способів живлення.

Досвід «віялових відключень» в результаті значних пошкоджень об'єктів електроенергетики показав негативне явище індивідуального застосування населенням первинних засобів забезпечення електроенергією, більшість із яких побудовані на основі використання роботи двигунів внутрішнього згорання, активне застосування яких негативно впливає на якісні характеристики оточуючого середовища. Тому одним із першочергових завдань проєктування містобудівного в цілому та об'єктного зокрема є вирішення забезпечення безперебійного енергопостачання житлових районів та кварталів, соціальних об'єктів.

За вектором енергоефективності вже спрямовано діючі державні програми щодо закладів громадського призначення – освітніх, дошкільних, медичних закладів. Зміст та форми реалізації таких програм потребують детального вивчення та, можливо, вдосконалення в найкоротші терміни механізмів реалізації з врахуванням реалій сьогодення, пов'язаних із проблемними питаннями діючої енергетичної інфраструктури.

В напрямку енергоефективності направлено державну політику, зокрема, будівельними нормами визначено, що «будівлі повинні бути запроєктовані та зведені таким чином, щоб упродовж економічно обґрунтованого періоду нормальної експлуатації під час виконання встановлених вимог

до внутрішнього мікроклімату приміщень і інших умов мешкання і (або) діяльності людей забезпечувалося ефективно і економічне витрачання енергетичних ресурсів під час безпечного функціонування систем опалювання, вентиляції, кондиціонування, гарячого водопостачання та освітлення». [1, с.2] Варто відзначити, що в понятті ефективності витрачання енергоресурсів необхідно розуміти і безперерйне їх забезпечення в тому числі.

На даний час будівельними нормами встановлено нові характеристики показників елементів теплоізоляційної оболонки будівель і споруд – зокрема збільшення нормованого значення опору теплопередачі огорожувальних конструкцій [2, с.7] свідчить про необхідність застосування в проєктах теплових оболонок із покращеними теплоізоляційними властивостями в складі системного принципу забезпечення енергетичної ефективності будівель.

Енергоефективне проєктування об'єктів цивільної інфраструктури стане невід'ємною складовою стратегії нарощення потенціалу енергетичної незалежності України в післявоєнний період.

Застосування європейського досвіду проєктування і будівництва енергоефективних будівель і споруд може позитивно вплинути не тільки на витрату енергоресурсів, а і на їх виробництво, розподіл та раціональне використання. Такий підхід в цілому забезпечить підвищення комфортності життєдіяльності та, поряд із цим, виведе на новий рівень конкурентності український архітектурно-будівельний бізнес на світовому ринку.

Ощадливе енергетичне споживання передбачає застосування відповідних архітектурно-планувальних та конструктивно-інженерних рішень в проєктах цивільних будівель. Архітекторам необхідно переглянути існуючий досвід проєктування та вже зараз комплексно запроваджувати новітні архітектурно-планувальні рішення, будівельні технології та інженерні системи в об'єктах цивільної інфраструктури – не тільки в громадських спорудах (загальноосвітніх і дошкільних закладах, закладах охорони здоров'я тощо), а й в житлових об'єктах, які складають значно переважаючу частину нового будівництва. Звичний ритм «погоні за квадратними метрами», котрий притаманний сучасному будівельному ринку, повинен трансформуватися з кількісного на якісний вектор, а в питанні якості невід'ємним складником буде й питання енергозабезпечення в цілому та енергоефективності зокрема.

В останні роки в Україні спостерігається активний розвиток систем сонячної енергетики – масштабне збільшення кількості «домашніх» сонячно-енергетичних станцій (СЕС), які здатні не тільки забезпечувати потреби окремого домогосподарства, а й підживлювати місцеву мережу за рахунок надлишкової потужності. Намір встановлення СЕС диктує специфічні умови в завданні на проєктування індивідуального об'єкту, адже, окрім інженерно-технічних рішень, перед проєктувальником насамперед постає потреба у вирішенні певних архітектурно-планувальних завдань (розміщення будівлі на території ділянки, конфігурація будівлі, функціональне планування та орієнтація приміщень, розміщення світлопрозорих прорізів тощо), об'ємно-просторових рішень (створення форми з «енергоефективними гранями» за просторовою орієнтацією, мінімізація «контактних площ» оболонок опалюваних приміщень) та конструктивних особливостей (підбір рішень вузлів конструкцій теплових оболонок для забезпечення ефективного опору теплопередачі та мінімізації теплових втрат, розрахунки несучої здатності частин конструкцій, котрі навантажуються додатковим обладнанням, забезпечення мінімальних дистанцій в комунікаціях інженерних магістралей тощо). За рахунок грамотного вирішення в проєкті вище перелічених питань, застосування СЕС набуде максимальної ефективності в процесі експлуатації майбутнього об'єкту.

Існуючий досвід застосування індивідуальних СЕС показує також і деяку проблематику в державному регулюванні «зеленого» тарифу та дозвільних процедур на їх спорудження. Надзвичайно важливою в найближчі роки повинна бути відповідна державна політика в напрямку розвитку питання відновлювальних джерел енергії, а звичні індивідуальні (комерційні) системи мають поступитися місцем більш масштабним, інвестиційним проєктам із альтернативного енергозабезпечення – за котрими впевнене майбутнє.

Список використаних джерел

1. Міністерство розвитку громад та територій України. ДБН В.1.2-11:2021. Основні вимоги до будівель і споруд. Енергозбереження та енергоефективність. Київ, 2022. 17 с.
2. Міністерство розвитку громад та територій України. ДБН В.2.6-31:2021. Теплова ізоляція та енергоефективність будівель. Київ, 2022. 23 с.

PHOTOVOLTAIC SOLAR CELLS BASED ON CADMIUM TELLURIDE FILMS

Tetiana MAZUR,
PhD (Physics and astronomy), docent,
docent department of General and Applied Physics,
tetiana.mazur@nung.edu.ua

Myroslav MAZUR,
PhD (Phys.&Math. Sci), docent,
head Institute of Architecture, Construction and Power Engineering,
myroslav.mazur@nung.edu.ua

The cadmium telluride (CdTe) is a unique substance among compounds such as ZnS, CdSe and HgTe. It has the highest average atomic number, lowest negative enthalpy of formation, lowest melting point, highest lattice parameter and high degree of ionicity among the given compounds. The electronic structure of CdTe indicates its amphoteric nature, which means that it can exhibit both n-type and p-type properties [1]. This feature makes it quite useful for various applications.

In addition, CdTe has a near-perfect optical bandgap and high light absorption coefficient, making it an ideal material for thin films production, particularly for solar panels and other photovoltaic devices. Such properties make CdTe one of the best materials for terrestrial electroplating devices, helping to improve their efficiency and productivity.

For the first time, the use of CdTe to convert solar energy into electricity was proposed by scientist Lofersky from the Research Center in Princeton New Jersey (RCA). Initially, methods were developed to control n- and p-type conductivity in CdTe crystals, and research into the p/n homojunction was limited [1]. Subsequently, Rapaport of RCA used a single crystal CdTe homojunction doped with indium into n-type CdTe crystals and achieved a conversion efficiency of 2%, providing an open circuit voltage $U_{OC} = 600$ mV, short-circuit current density $J_{SC} = 4.5$ mA/cm² at radiation intensity 73 mW/cm² and fill factor $FF = 55\%$.

A team from the Center National de la Recherche Scientifique (CNRS) in France has achieved conversion efficiencies of more than 7% for devices made from p-type CdTe films grown by closed evaporation (VTD) and arsenic-doped on n-type CdTe crystals. These devices had open circuit voltage $U_{OC} = 723$ mV, short circuit current density $J_{SC} = 12$ mA/cm² (at irradiation intensity AM1) and fill factor $FF = 63\%$. They later reported the creation of elements with an efficiency of more than 10.5%, providing an open circuit voltage $U_{OC} = 820$ mV, a short-circuit current density $J_{SC} = 21$ mA/cm² and a fill factor $FF = 62\%$ [2].

Until now, CdTe-based solar cells use the structure proposed by Bonnet and Robenhorst (Fig. 1) [2]. The alternative configuration with TCO/CdS/CdTe, which was used on opaque substrates, did not prove to be as effective, mainly due to problems with the connection between CdS and CdTe, as well as poor ohmic contact to CdTe.

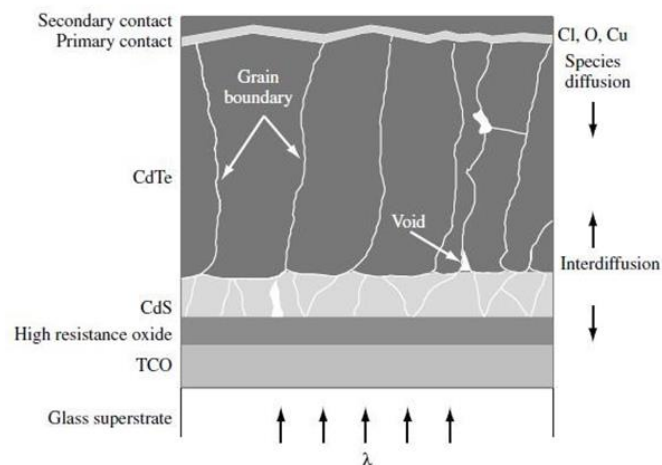


Figure 1 – Basic structure of a solar cell based on CdTe.

Polycrystalline layers of CdS and CdTe are depicted schematically and not to scale [3]

Typically, CdS/CdTe solar cells use glass as a substrate, but glass has several disadvantages, including heavy weight and fragility. After film deposition, an annealing process occurs, which requires high temperature (420 °C). This high temperature may damage the glass substrate.

In addition, solar cells on flexible metal substrates are lightweight and easy to store, transport and install. Metal substrates such as stainless steel (SS), molybdenum (Mo), nickel (Ni) and copper (Cu) can be used as an alternative to glass. Molybdenum is considered an excellent choice for the substrate given the thermal expansion coefficient matched by CdTe. Flexible CdTe/CdS solar cells placed on a molybdenum (Mo) substrate have been developed, and although their efficiency was only 3.5% [3], this opens the way for the development of lighter, more reliable solar devices.

Figure 2 shows the structure of another CdS/CdTe solar cell. This structure includes a molybdenum foil as a substrate and a thin film of copper (Cu) and tellurium (Te), about 50 nm thick. These layers are used to improve the conductivity between molybdenum (Mo) and CdTe.

The process of obtaining this structure involves the following steps: first, Cu and Te are volatilized onto the surface of the molybdenum substrate, after which CdTe is deposited by thermal evaporation and subjected to a CdCl₂ treatment and annealing procedure. CdS is then also deposited by thermal evaporation, followed by CdCl₂ treatment, annealing and indium doping.

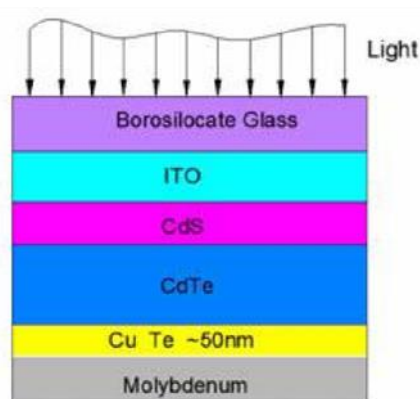


Figure 2 – Scheme of the configuration of a solar cell on a molybdenum substrate [3]

The evaporation process occurs at low temperatures (220°C). The CdCl₂ treatment has two functions: it promotes the diffusion of Te and Cu into CdTe to create a p-type region and improves the conductivity between molybdenum and CdTe, and it promotes the growth of CdTe and CdS crystals through recrystallization. The top contact uses a material such as ZnO or ITO, applied by sputtering.

The polymer can also be used as a substrate for solar cells based on CdTe/CdS. However, this approach has its challenges and limitations. The main problems are the low ability of the polymers to absorb light, which can limit the efficiency of the solar cell, as well as their high thermal instability, since the polymers can undergo degradation at elevated temperatures.

The highest achieved efficiency for flexible solar cells based on CdTe/CdS with a polymer substrate is 11.3% [4]. This value can be compared to the efficiency of silicon (Si)-based solar cells, which also use polymer films as substrates. Although polymer-supported flexible solar cells have limitations, they open new possibilities for lightweight and flexible solar energy solutions.

References

1. Mazur T.M., Prokopiv V.V., Mazur M.P., Pysklynets U.M. Solar cells based on CdTe thin films. *Physics and chemistry of solid state*. 2021, Vol. 22, No 4. P. 817-827.
2. Mazur T.M., Mazur M.P., Vakaliuk I.V. Solar cells based on CdTe thin films (II Part). *Physics and chemistry of solid state*. 2023. Vol. 24, No. 1. P. 134-145.
3. Freik D.M., Chobanyuk V.M., Krunutcky O.S., Gorichok I.V. Photovoltaic Solar Energy Converters Based on Cadmium Telluride II. The Main Achievements and Current Status (Review). *Physics and chemistry of solid state*. 2012. Vol. 13, No 3. P. 744-758.
4. Romeo A., Khrypunov G., Kurdesau F., Arnold M., Batzner D., Zogg H., Tiwari A. N. High-efficiency flexible CdTe solar cells on polymer substrates. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 2006. Vol. 90. P. 3407–3415.

СТУДЕНТООРІЄНТОВАНЕ МЕТОДИЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПІДГОТОВКИ ФАХІВЦІВ ЕНЕРГЕТИКИ МАЙБУТЬОГО

Анастасія БОДНАРЧУК

*асистент кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
anastasiia.bodnarchuk@nung.edu.ua*

Михайло ГОЦУЛЯК

*студент (магістр) кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки»
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
toso90002@ukr.net*

*Ніхто нам не збудує держави,
коли ми її самі не збудуємо...*

(В'ячеслав Липинський)

Розвиток нашої країни в близькому майбутньому може бути уповільнений через імперські амбіції деяких сусідніх держав – агресорів. Запобігти цьому можна шляхом розвитку воєнної промисловості та енергетики майбутнього із застосування інноваційних технологій. Держава – терорист росія систематично і цілеспрямовано знищує об'єкти енергоструктури України. Це сповільнює економічний розвиток нашої держави та завдає величезних збитків. Блекаут, як системна аварія в енергосистемі, що супроводжується масовим відключенням споживачів, лякає усіх українців, особливо напередодні зимового періоду. Але, разом з тим, саме це може стати широким майданчиком відбудови сучасної ефективно захищеної енергосистеми, насамперед від ворожих ракет та будь-яких надзвичайних ситуацій з використанням новітніх технологій.

У звіті британського Центру досліджень проблем економіки й бізнесу (CEBR) прогнозується, що між 2021 і 2036 роками Україна підніметься з 55-го на 53-є місце в рейтингу економік світу [1]. Наша країна є конкурентною державою не тільки на світових ринках сільськогосподарської продукції, але є, також, однією із країн – лідерів за запасами титанових руд та залізних руд у перерахунку на корисну речовину і займає п'яте місце у світі й перше в Європі, що вказує на те, що у нашій країні сконцентровано 9% світових запасів залізної рудної сировини, 7,7% титанових руд тощо [2]. Але як бачимо, що вибраний пріоритет розвитку нашої економіки був неефективний. Бюджет якої в основному поповнювався за рахунок продажу сировини, а не її кінцевого продукту і наслідком стала ситуація, що Україна не змогла себе убезпечити від нападу сусідньої країни, через те що, на воєнні цілі усі 30 років нашої незалежності у бюджеті виділялися залишкові кошти. Наприклад, у 1996 році в бюджеті було закладено на оборону лише 1,4 млрд грн і ця сума зростала всі роки не суттєво, а лише з вторгненням росіян на Донбас в 2014 році було виділено 45,8 млрд грн. і до кінця 2023 року військові видатки сягнуть майже 2 трлн грн. [3].

Отже, нашій державі необхідно змінювати пріоритет розвитку економіки, тобто стати, наприклад, одним із основних експортерів «зеленого водню», поряд з ІТ- технологіями й розвитком воєнної промисловості та зайняти нішу повноправного гравця європейських ринків із «зеленого водню», але для цього необхідно збудувати заводи для гідролізу води та вітряки, що призведе до значного зростання економіки нашої країни, оскільки, Україна має для цього всі наявні ресурси. Водень, який утворюється глибоко під землею внаслідок геологічних процесів, може стати новим основним джерелом чистої енергії на відміну від нафти чи газу, тому що його запаси майже невичерпні. Видобуток природного водню здатен позбавити світ від залежності викопного палива, що спричиняє забруднення повітря та посилює кліматичні зміни. Тому, для науковців важливо розвивати саме цей перспективний напрямок. Українець В'ячеслав Згоннік, який навчався в університетах Луганська та Києва вже декілька років працює над цією тематикою, як в Україні так і США [4]. «Зелений водень» можна буде широко використовувати й для виробництва електроенергії, що потребує розширенню підходів до підготовки фахівців в галузі енергетики [5].

Для забезпечення ефективної підготовки таких висококваліфікованих фахівців з використання «зеленого водню» в енергетичних цілях, необхідно розробити методичні матеріали високої якості, які сприятимуть глибшому розумінню фізичних процесів, що мають місце в електричних колах, і підвищать рівень професійної компетентності студентів.

Діяльність викладачів кафедри "Електроенергетики, електротехніки та електромеханіки" з великим ентузіазмом спрямована на розробку сучасних методичних матеріалів, які стануть ключовими у майбутньому енергетичного сектору. Важливо залучати до цього процесу студентів - магістрів, які ознайомлюючись з методичними матеріалами при вивченні того чи іншого предмету, спонукатимуть викладачів аналізувати їхні знання і створювати більш ефективні методичні розробки застосовуючи сучасні ІТ-технології, що сприятиме глибшому розумінню студентами фізичних процесів, які відбуваються в електричних колах.

До таких методичних матеріалів можна віднести електронний підручник, що розробляється викладачами кафедри (рисунок 1), імітаційні лабораторні роботи (рисунок 2), онлайн роботи (рисунок 3) в яких передбачені пояснення теоретичних питань, порядок лабораторних робіт у анімаційному вигляді. Прогресивний розвиток новітніх сучасних технологій та підвищення кваліфікації спеціалістів неможливі без створення передумов для покращення якості викладання та надання можливостей студентам самостійно опанувувати навчальний матеріал з якісним методичним забезпеченням.

Сучасні засоби комп'ютерної техніки забезпечують підвищення ефективності та оптимізацію розроблених електронних навчальних посібників, лабораторних робіт, оскільки надають змогу автору зображати текст, рисунки як і на звичайних паперових носіях, так і давати пояснення фізичних явищ в електричних колах та процесів, які відбуваються в пристроях із застосуванням анімацій, та озвучувати текст. Це значно покращує сприйняття студентом інформації і призводить до інтенсифікації навчального процесу, розширює їхні знання, спонукає до навчання і дає можливість з цікавістю вивчати навчальний матеріал.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Розділ II
ЕЛЕКТРИЧНІ КОЛА ОДНОФАЗНОГО СИНУСОЇДНОГО СТРУМУ

Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Однофазний струм **РОЗДІЛ II.1** **Слайд № 1.13**

2.1. Загальні відомості	Загальні відомості 1	
2.2. Генерування синусоїдної ЕРС		4 + 4
2.2.1. Основні величини, які характеризують синусоїдні ЕРС		5 + 7
2.2.1.1. загальні відомості		8 + 8
2.2.1.2. Амплітудне, миттєве значення синусоїдних величин		
2.2.1.3. Період, частота		9 + 10
2.2.1.4. Фаза і кут зсуву фаз		11 + 11
2.2.1.5. Діючі та середні значення синусоїдних величин		12 + 14
2.2.1.6. Графічне зображення синусоїдних величин		15 + 15
2.3. Ідеальні елементи в колі синусоїдного струму		16 + 34
2.3.1. Активний опір в колі синусоїдного струму		19 + 20
2.3.1.1. Потужність в резистивному опорі		21 + 23
2.3.2. Катушка індуктивності в колі змінного струму		24 + 26
2.3.2.1. Потужність в індуктивному опорі		27 + 32
2.3.3. Конденсатор в колі змінного струму. Перевірка знань (тести)		33 + 34
2.3.3.1. Потужність в ємнісному опорі		35 + 39
2.4. Символічне (комплексне) зображення синусоїдних величин		40 + 42
2.5. Розгалужені й нерозгалужені електричні кола з RLC елементами		43 + 49
2.6. Потужність однофазного електричного кола		50 + 51
2.7. Резонанс напруг	Приклад 1	52 + 56
2.8. Резонанс струмів	Приклад 2	
2.9. Підготовка до проведення лабораторних робіт	Приклад 3	

Асортимент конденсаторів Асортимент резисторів Катушок

ГЕНЕРУВАННЯ СИНУСОЇДНОЇ ЕРС **II.1.6**

Аргумент синуса ($\omega t + \psi$) називають фазою. Фаза визначає значення синусоїди в даний момент часу t , а ψ - початкова фаза. Кутом зсуву фаз ϕ - називають різницю початкових фаз двох синусоїдних величин однакової частоти.

Кут зсуву фаз $\phi = 60^\circ$

Амплітудне значення ЕРС E_m

$e = E_m \sin \omega t$

$e_1 = E_{1m} \sin(\omega t + 0^\circ)$, C
 $e_2 = E_{2m} \sin(\omega t + 60^\circ)$, C

Період $\phi = \psi_{e1} - \psi_{e2} = 0^\circ - 60^\circ$

Виникнення ЕРС в провіднику, розміщеному в магнітному полі.

Рисунок 1 – Скріншоти слайдів електронного варіанту підручника

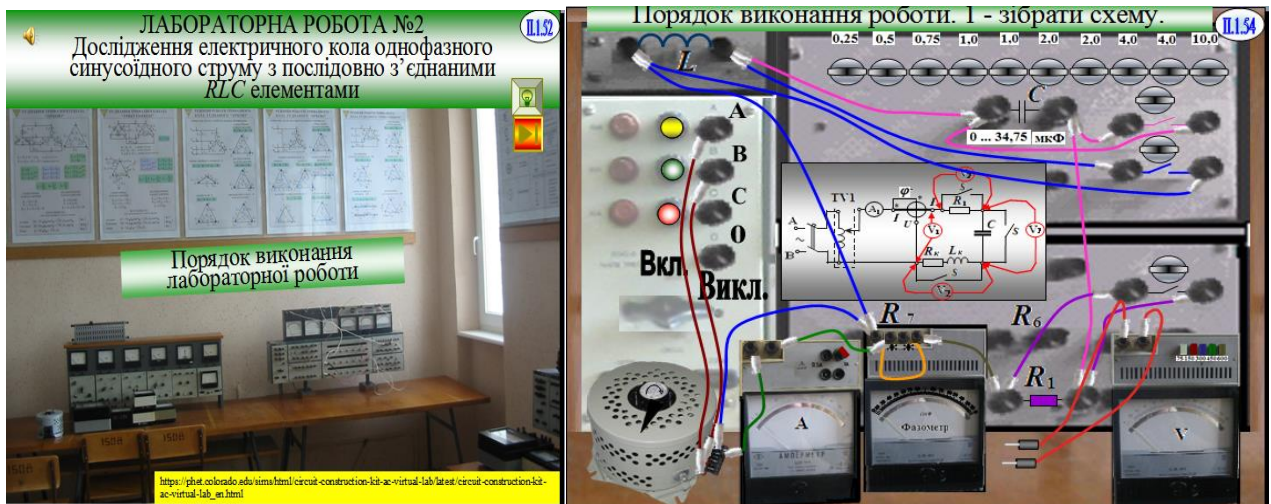


Рисунок 2 – Скріншоти слайдів імітаційної лабораторної роботи (для підготовки студентів до лабораторної роботи)

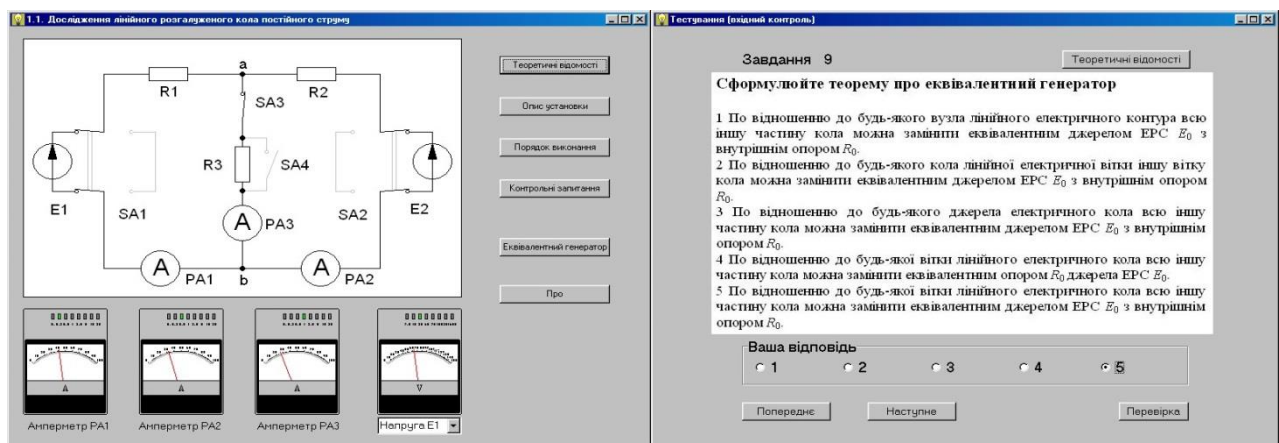


Рисунок 3 – Скріншоти фрагменту віртуальної лабораторної роботи «Дослідження лінійного розгалуженого електричного кола постійного струму»

Але тільки єдиний підхід до створення електронних засобів навчання із застосуванням програмного ліцензованого продукту надасть можливість студентам і викладачам повноцінно впроваджувати їх у навчальний процес. Такі програмні продукти повинні розміщуватися на сайті Міністерства освіти і бути простими для застосування. За таких умов навчальні заклади зможуть розробляти якісні електронні навчальні матеріали, які значно підвищать рівень підготовки майбутніх висококваліфікованих спеціалістів енергетичної галузі.

Список використаних джерел

1. https://www.google.com.ua/search?hl=ru&q=на+якому+місці+знаходиться+економіка+україни&rlz=1I7VRHB_ruUA632&bshn=rime/1
2. <https://geografiamozil2.jimdofree.com/>
3. <https://www.slovoidilo.ua/2023/08/25/infografika/finansy/yak-zminyuvatsya-vydatky-oboronu-roky-nezalezhnosti-ukrayiny>
4. <https://mind.ua/publications/20263275-ukrayinskij-faunder-amerikanskogo-vodnevo-go-startapu-vpershe-u-sviti-prirodnij-voden-mendeleev-vi>
5. <https://www.epravda.com.ua/columns/2023/08/17/703302/>

СТАНДАРТИЗАЦІЯ У СФЕРІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Анастасія ЗБРОЙ,
студентка групи ІВЕ-22-1
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
anastasiia.zbroi-ive221@nung.edu.ua

Ірина ВАЩИШАК,
к.т.н, доцент
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
iryna.vashchyshak@nung.edu.ua

Для організації будь-якої сфери діяльності у сучасному світі важливо створити певні норми та правила, які будуть визначати як відбуватиметься процес роботи необхідного обладнання, забезпечення користувачів виробленою продукцією; поряд з цим мають дотримуватися правила безпеки і т.д. Для цього вводиться поняття стандартизації як засобу упорядкування процесів у певній сфері діяльності.

Метою стандартизації у сфері відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є розроблення нормативних документів для забезпечення на об'єктах альтернативної енергетики [1]:

- дотримання вимог екологічного законодавства щодо забезпечення охорони довкілля, захисту життя і здоров'я людей;
- застосування обладнання належної якості;
- дотримання санітарно-гігієнічних вимог та правил;
- дотримання вимог та виконання правил безпеки праці і здоров'я людини відповідно до законодавства.

Протягом розвитку та становлення ВДЕ в Україні була прийнята низка стандартів, яка охоплює більшість галузей, для покращення роботи та систематизації у сфері альтернативної енергетики.

Згідно з даними Інституту відновлюваної енергетики НАН України за період 2004-2020 рр. в Україні були прийняті близько сорока державних стандартів (ДСТУ) для сфери ВДЕ [2]. Ці стандарти містять в собі як правила щодо діагностики обладнання, яке використовується для видобутку енергії з відновлюваних джерел, так і випробування, встановлення та використання установок з цим обладнанням. Серед них наступні:

Вітрова енергетика:

1) Системи турбогенераторні вітряні. Частина 21. Вимірювання та оцінювання характеристик якості енергії вітряних турбін, підключених до мережі.

2) Системи турбогенераторні вітряні. Частина 23. Повне випробування конструкції лопатей ротора.

3) Системи турбогенераторні вітряні. Частина 11. Методика вимірювання акустичного шуму.

4) Вітроенергетика. Установки вітронасосні. Загальні технічні вимоги.

5) Вітроенергетика. Установки електричні вітряні малої потужності. Загальні технічні вимоги.

6) Вітроенергетика. Установки електричні вітряні малої потужності. Методи випробування.

7) Вітроенергетика. Вітрові електричні станції. Приєднання до електроенергетичної системи.

8) Вітроенергетика. Площадки для вітроелектростанцій. Вимоги до вибору.

Сонячна енергетика:

1) Теплопостачання сонячне. Системи водогрійні побутові. Частина 1. Визначення робочих характеристик методами випробування в закритих приміщеннях.

2) Колектори сонячні. Методи випробування. Частина 1. Теплові характеристики та перепад тиску закслених сонячних колекторів для нагрівання рідини.

3) Колектори сонячні. Методи випробування. Частина 3. Теплові характеристики (лише відчутне теплопередавання) та перепад тиску незаскслених сонячних колекторів для нагрівання рідини.

4) Енергія сонячна. Калібрування польових піранометрів порівнянням з еталонним піранометром.

5) Фотоелектричні прилади. Частина 1: Фотоелектричні вольт-амперні характеристики. Методи вимірювання.

6) Фотоелектричні прилади. Частина 2: Еталонні сонячні елементи. Загальні технічні вимоги.

7) Вимоги до характеристик імітаторів сонячного випромінювання.

Геотермальна енергетика:

1) Геотермальна енергетика. Станції електричні геотермальні. Загальні технічні вимоги.

Біопаливо:

1) Газоподібне паливо. Біогаз. Технічні вимоги та методи контролювання.

Це лише частина прийнятих стандартів в Україні, але важливо зрозуміти що, у порівнянні з близьким до нас Європейським Союзом, багато галузей та питань відновлюваної енергетики не є охоплені та визначені відповідними стандартами. Проблема відсутності багатьох норм діагностики та використання обладнання є значною, адже можуть виникати аварійні ситуації через безвідповідальних чи необізнаних користувачів, які використовують установки неправильно.

Забезпечуючи гармонізовані стандарти, такі питання як уникнення торговельних бар'єрів, проблеми навколишнього середовища та найкращі практики, можуть розглядатися послідовно та цілісно.

Використовуючи загальні стандарти для вимірювання, визначення, порівняння, звітування та перевірки ефективності, стандарти також забезпечують рівні умови для всіх учасників ринку.

Гармонізація стандартів енергоефективності допомагає [3, 4]:

- мінімізувати витрати на випробування та перевірку енергетичних характеристик обладнання, що споживає енергію,
- дозволити порівнювати енергетичні показники на загальній основі в цілому поміж економічними та політичними угрупованнями,
- сприяти впровадженню більш ефективного виробництва продуктів.

Як було згадано раніше, без стандартизації не може існувати будь-яка сфера діяльності та країна в цілому. Особливо для України стандартизація важлива для наближення до європейських технологій, більших можливостей у створенні партнерських проектів для розвитку галузі відновлюваної енергетики разом з країнами ЄС та світу, залучення іноземних інвестицій.

Без покращення системи створення стандартів та розвитку стандартизації загалом, країна буде відставати від інших на десятиліття, враховуючи стрімкий технологічний прорив у сфері ВДЕ, який вимагає постійного оновлення обладнання та способів виробництва різних видів енергії.

Підсумовуючи, можна сказати, що стандартизація є невід'ємною частиною сфери відновлюваних джерел енергії. Проте вона, зокрема в Україні, потребує значного удосконалення для майбутнього розвитку. Неодмінно необхідним буде підвищення екологічних норм і прийняття відповідних стандартів.

Для заохочення ВДЕ також варто ширше застосовувати енергетичний аудит та менеджмент, ліцензування, стандартизацію та сертифікацію ВДЕ-товарів, норми і квоти їх використання, тощо. Потрібно починати виробляти матеріали й енергоефективне обладнання за європейськими технологіями та стандартами.

Впровадження в Україні міжнародних стандартів ISO може допомогти вирішити проблему енергозбереження за рахунок підвищення енергоефективності у прив'язці до правил та процедур, що приводять до поведінкових змін споживачів, а також застосування технологій використання ВДЕ.

Список використаних джерел

1. Альтернативні енергоресурси. Вступ до спеціальності: навчальний посібник / С. Бойченко та ін. Київ: ЦУЛ, 2021. 390 с.
2. Інститут відновлюваної енергетики НАН України «Стандарти 2004-2020». URL: <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Пепелік-стандартів-розроблених-ІВЕ-НАН-України.pdf> (дата звернення 05.09.2023).
3. Стандартизація у сфері альтернативних джерел енергії. URL: <https://xn--80aagahqwyibe8an.com/zakon-ukrajiny/stattya-standartizatsiya-sferi-alternativnih-63213.html> (дата звернення 08.09.2023).
4. International Standardisation in the Field of Renewable Energy. URL: <https://www.irena.org/publications/2013/Mar/International-Standardisation-in-the-Field-of-Renewable-Energy> (дата звернення 06.09.2023).

ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ РОЗСІЛЬНОГО КОНТУРА ТЕПЛООВОГО НАСОСА В УМОВАХ ВИКОРИСТАННЯ ПОБУТОВИХ СТОКІВ В ЯКОСТІ ДЖЕРЕЛА НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНОЇ ЕНЕРГІЇ

Василь ЗАПУХЛЯК,

*д. т. н., професор, завідувач кафедри
транспортування та зберігання енергоносіїв,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
vasyl.zapukhliak@nung.edu.ua*

Володимир ГРУДЗ,

*д. т. н., професор, професор кафедри
транспортування та зберігання енергоносіїв,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
srgg429@gmail.com*

Ігор МИКИТЮК,

*аспірант кафедри транспортування та
зберігання енергоносіїв,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
tzen@gmail.com*

Назар АНТОНЮК,

*студент кафедри транспортування та
зберігання енергоносіїв,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
tzen@gmail.com*

Заходи щодо економії палива та захисту навколишнього середовища можуть бути покращені завдяки широкому впровадженню теплонасосних установок (ТНУ). ТНУ здатні перетворювати природну низькопотенційну теплоту і теплові відходи в енергію вищого температурного рівня, яка може бути використана для систем опалення та теплопостачання, забезпечуючи при цьому підвищений рівень екологічної безпеки.

Тепловим насосом називається агрегат, призначений для отримання теплоти на основі зворотного термодинамічного циклу (рис. 1). Отже, головною метою застосування теплових насосів є використання низькопотенціальних джерел теплоти (НПДТ) для теплопостачання будівель з економією палива в порівнянні з безпосереднім його спалюванням в печах та котлах.

Зворотні кругові процеси (цикли), які відображають зміни стану робочого тіла на термодинамічних діаграмах, мають напрям проти годинникової стрілки, у той час як прямі цикли теплових двигунів подаються в напрямку годинникової стрілки. У теплових двигунах тепла енергія високого потенціалу (при високих температурах і тиску робочого тіла) перетворюється в роботу і теплоту низького потенціалу. З іншого боку, в теплових насосах тепла енергія низького потенціалу (на нижньому температурному рівні циклу) піднімається за рахунок витрати необхідної роботи і перетворюється в теплоту з більш високою температурою.

Теплові насоси відрізняються від холодильних машин тим, що вони призначені для нагрівання об'єктів, а не охолодження. У циклі роботи теплового насоса нижня температура середовища (температура тепловіддатчика) виступає як нижній температурний ліміт, в той час як у холодильних машинах верхня температура середовища (температура теплоприймача) визначає верхній температурний ліміт їхньої роботи.

У виборі низькопотенційного джерела теплової енергії важливі наступні критерії: доступність, температурний рівень, енергетичні характеристики, можливість відбору, і відповідність санітарним нормам якості. У більшості випадків в якості енергоефективного низькопотенційного джерела теплоти використовується ґрунт.

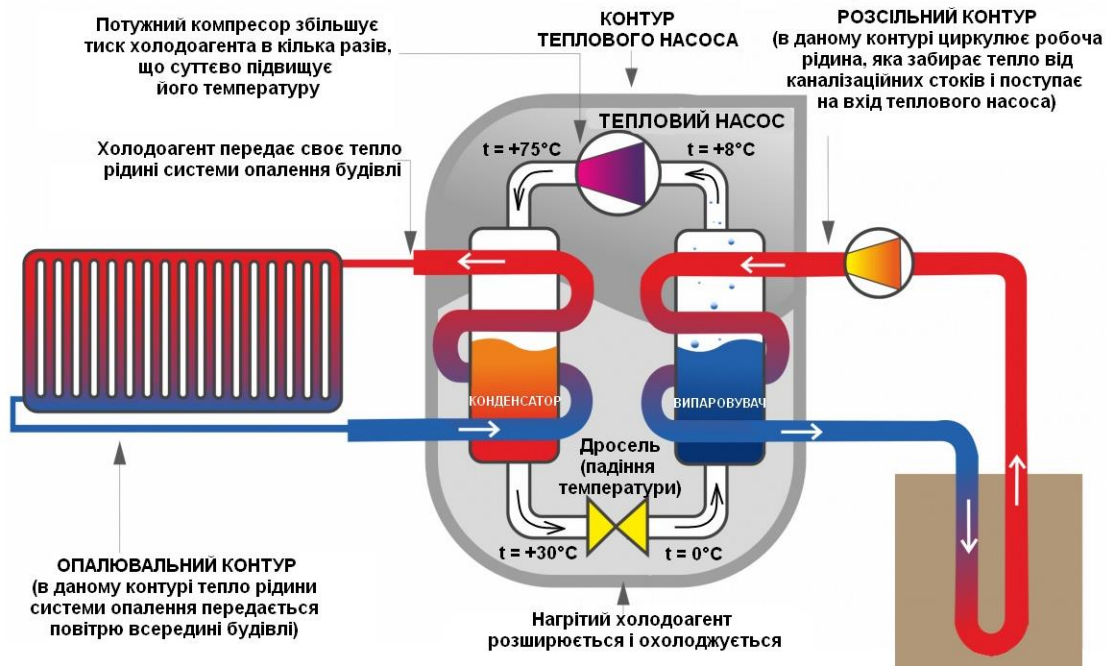


Рисунок 1 – Схема роботи теплового насоса

В окремих випадках в якості низькопотенційного джерела тепла може використовуватися рідина побутових стоків. В такому випадку робота теплового насоса полягає в процесі отримання тепла від побутових стоків, за допомогою теплообміну між трьома контурами: розсільний (первинний) контур – контур теплового насоса – опалювальний контур (див. рис. 1).

При використанні побутових стоків в якості низькопотенційного джерела енергії не завжди є можливість встановити розсільний контур теплового насоса безпосередно в трубопровід по яких вони рухаються. В такому випадку необхідно використовувати додатковий теплообмінник в якому тепло побутових стоків буде передаватися робочій суміші розсільного контура.

Розсільний контур може бути виготовлений у вигляді довгомірного змійовика виготовлений з поліетиленової труби (матеріал може бути іншим, проте, слід враховувати агресивність середовища) та опущений в ємність зі стоками, температура яких складає $(10 \div 16)^\circ\text{C}$. В якості робочої рідини розсільного контура може використовуватися незамерзаюча рідина (спиртовий розчин).

Робоча рідина передає свою температуру другому контуру, в якому циркулює фреон. Рідкий фреон при нагріванні вище $+3^\circ\text{C}$ переходить в газоподібний стан, після чого поступає на компресор, де стискається від 4 до 26 *атм*. При цьому він нагрівається від $+8^\circ\text{C}$ до $+75^\circ\text{C}$.

Енергія газоподібного фреону, нагрітого до $+75^\circ\text{C}$, передається в третій контур – систему опалення будівлі, в якому нагрівається рідина до $(60 \div 65)^\circ\text{C}$. А газоподібний фреон, при цьому, охолоджується до $(30 \div 40)^\circ\text{C}$, перебуваючи під тиском 26 *атм*. Далі відбувається падіння тиску на дроселі до 4 *атм* і, відповідно, значне охолодження до $(0 \div +3)^\circ\text{C}$, фреон повертається до рідкого стану. Після цього, фреон знову нагрівається від теплоносія розсільного контура і процес повторюється знову.

В якості ємності теплообміну від побутових стоків до незамерзаючої рідини в розсільному контурі, яка виконуватиме роль рекуперативного теплообмінника, можна використовувати залізобетонний колодязі із змійовиком всередині (рис. 2).

Відповідно до схеми (рис. 2), при проведенні розрахунку рекуперативного теплообмінника, необхідно провести гідравлічні розрахунки розсільного контура для робочої рідини (холодного теплоносія) та напірної і зливної ділянок перекачування побутових стоків (гарячого теплоносія), а також розрахунок процесу теплообміну всередині теплообмінника. Відомо, що процес теплообміну залежить від параметрів руху рідини, зокрема від витрати, та площі поверхні теплообміну. З іншої сторони площа поверхні теплообміну залежить від геометричних розмірів ємності та змійовика теплообмінника, які мають прямий вплив на витрату як холодного, так і гарячого теплоносія. Тому, проектний розрахунок рекуперативного теплообмінника проводиться за методом послідовних наближень відповідно до алгоритму:

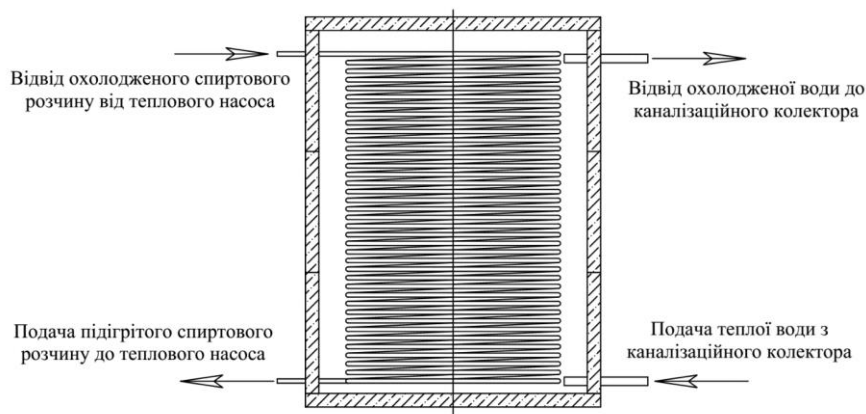


Рисунок 2 – Схема рекуперативного теплообмінника

1. Вибір геометричних параметрів теплообмінника та визначення площі поверхні теплообміну з геометричних міркувань.

2. Вибір робочої рідини (холодного теплоносія) для розсільного контура та визначення її фізичних властивостей.

3. Підбір насоса для перекачування рідини в розсільному контурі та гідравлічний розрахунок даного контура.

4. Розрахунок витрати гарячого теплоносія.

5. Підбір насоса для закачування гарячого теплоносія (побутових стоків) в рекуперативний теплообмінник та гідравлічний розрахунок напірної та зливної ділянок.

6. Тепловий розрахунок рекуперативного теплообмінника для визначення площі поверхні теплообміну з використанням рівняння теплопередачі

$$Q = k \cdot F \cdot \overline{\Delta t},$$

де k – коефіцієнт теплопередачі, $Вт/(м^2 \cdot град)$; F – поверхня теплообміну, $м^2$; $\overline{\Delta t}$ – середній температурний напір, $град$.

7. Порівняння отриманих значень площ за пунктом 1 та пунктом 6. У випадку значної розбіжності – перегляд геометричних параметрів теплообмінника та повторний розрахунок починаючи з пункту 1 [1-11].

Проектний розрахунок рекуперативного теплообмінника теплового насоса дозволяє визначити його ефективність і спроектувати таку систему, яка забезпечуватиме максимальну передачу тепла між тепловими потоками.

Список використаних джерел

1. ДБН В.2.5-74:2013 Водопостачання. Зовнішні мережі та споруди. Основні положення проектування.
2. ДБН В.2.5-75:2013 Каналізація: Проектування Зовнішніх Мереж та Споруд.
3. ДБН В.2.6-98:2009 Бетонні та залізобетонні конструкції. Основні положення.
4. Лозовський А.П., Іванов О.М. Основи холодильних технологій: навч. посібник. – Суми: Університетська книга, 2018. – 280 с.
5. 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.
6. Подмазко О.С., Мурашов В.С. Холодильна техніка і технологія (навчальний посібник). – Одеса, Видавничий центр ОДАХ. – 2015.
7. Хмельнюк М.Г., Подмазко О.С., Подмазко І.О. Холодильні установки та сфери їх використання: Підручник. Херсон : Грінв Д.С., 2014. –484 с.
8. Холодильні установки. Проектування / Чумак І.Г., Чепурненко В.П., Лагутін А.Ю., Лар'яновський С.Ю., Чумак Н.І., Оніщенко В.П. – Одеса : Друк, 2008. – Том 1, 145 с.
9. Холодильні установки. Проектування / Чумак І.Г., Чепурненко В.П., Лагутін А.Ю., Лар'яновський С.Ю., Чумак Н.І., Оніщенко В.П. – Одеса : Друк, 2008. – Том 2, 186 с.
10. Холодильні установки. Проектування / Чумак І.Г., Чепурненко В.П., Лагутін А.Ю., Лар'яновський С.Ю., Кочетов В.П. – Одеса : Друк, 2008. – Том 3, 156 с.
11. Холодильні установки / Під. заг. ред. І. Г. Чумака. – Одеса : Пальміра, 2016. 552 с.

ОЦІНКА ДОВГОВІЧНОСТІ ВІДПОВІДАЛЬНИХ КОНСТРУКЦІЙ ДОВГОТРИВАЛОГО ВИКОРИСТАННЯ З УРАХУВАННЯМ ЗМІНИ ІНТЕНСИВНОСТІ НАВАНТАЖЕННЯ

Володимир АРТИМ

д.т.н., проф., зав. каф.

будівництва та енергоефективних споруд

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

viartym@gmail.com

Денис ДЕЙНЕГА

студент

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

denys.deineha-b201@nung.edu.ua

Забезпечення надійної роботи елементів конструкцій та деталей машин є складною і багатоплановою задачею. Це значною мірою стосується оцінки довговічності та залишкового ресурсу. Її можна вирішити тільки шляхом поєднання зусиль на окремих етапах: від стадії проектування, де закладається надійність, через стадію виготовлення, де вона забезпечується технологічно, до стадії експлуатації, де надійність повинна реалізуватися. Слід враховувати механізми руйнування матеріалів, які можуть проявити себе під час експлуатації, такі як, у першу чергу, втомні процеси, часто поєднані з корозією. Однак, незважаючи на величезну кількість теоретичних і експериментальних досліджень, які проводилися і проводяться в усіх розвинутих країнах, і значний прогрес у розумінні процесів руйнування, аварії, пов'язані з корозійною втомою, все ще є звичайним явищем. Статистичні дані свідчать, що за останні 100 років понад 90% усіх руйнувань інженерних конструкцій, що трапляються у світі, є безпосереднім наслідком втомних і корозійно-втомних процесів. Тому питання прогнозування довговічності та залишкового ресурсу деталей в умовах корозійної втоми є актуальним, особливо для відповідальних деталей та елементів конструкцій, руйнування яких може призвести до важких аварій. Це значною мірою стосується довгомірних інтенсивно навантажених конструкцій, зокрема, мостів, бурильних колон, геофізичних кабелів, штангових колон, де аварії пов'язані зі значними матеріальними збитками.

Проблема оцінки довговічності конструкцій нерозривно пов'язана з проблемою оцінки їх навантажування. Особливістю роботи більшості відповідальних конструкцій довготривалого використання є надзвичайно складний характер навантажування, пов'язаний, у першу чергу, із його нестационарністю та багаточастотністю. Це значно ускладнює оцінку їх довговічності і залишкового ресурсу, що спричинено відсутністю ефективних, науково обґрунтованих методів оцінки втомного пошкодження конструкцій, які працюють в таких складних умовах. Крім цього, на сьогоднішній день у світі немає загальноприйнятих теоретичних методів, які б давали можливість адекватно змодельовувати навантаження конструкцій в складних умовах експлуатації. Зважаючи на складність проблеми, жодним теоретичним методом неможливо врахувати усі важливі чинники, більшість з яких має випадковий характер. Тому актуальним і важливим як для теорії, так і практики питанням є оцінка експлуатаційної навантаженості конструкцій.

Візьмемо для аналізу експлуатацію бурильних труб як елементів бурильної колони. Специфікою їх роботи є змінність умов навантажування під час експлуатації. Наприклад, бурильні труби спочатку можуть знаходитись на викривленій ділянці свердловини, де підлягають впливу інтенсивного навантаження, а потім працювати на ділянці з полегшеними умовами навантаження, чи навпаки. Під час ліквідації прихоплень частина бурильної колони, розміщена вище місця прихоплення, сприймає досить інтенсивне навантаження, а нижче – його уникає. Про важливість дослідження цього питання свідчать і авторські дослідження матеріалу бурильних труб [1], які свідчать про значний вплив послідовності ступенів навантаження зразків на їх тріщиностійкість. Тому метою експериментальних досліджень є оцінка впливу зміни умов навантажування елементів бурильної колони у процесі їх експлуатації на накопичення втомних пошкоджень. Для такої оцінки необхідно провести експериментальні дослідження натурних елементів колони за схемою навантажування, яке б імітувало варіанти змін умов навантажування.

Дослідження проводили за багатоступеневою схемою навантажування. Для зразка № 1 імітувалась експлуатація труби в бурильній колоні на інтенсивно навантаженій ділянці.

Для зразка № 2 розміщення ступенів навантажування імітувало експлуатацію труби з умови поступового збільшення інтенсивності навантажування з короточасними витримками за циклічного низькоамплітудного навантаження.

Для зразка № 3 розміщення ступенів навантажування імітувало експлуатацію труби з умови поступового зменшення інтенсивності навантаження з короточасними ступенями навантаження для зупинки фронту тріщини.

Аналіз результатів експерименту дозволив зробити висновок про суттєвий вплив послідовності ступенів навантаження на втомну довговічність труби. Найменшу довговічність отримано за схеми навантажування з послідовним зменшенням амплітуди (зразок № 3), середню – за постійної роботи в ускладнених умовах (зразок № 1), найбільшу – за схеми навантажування з послідовним збільшенням амплітуди (зразок № 2).

Спостережене явище різної довговічності труб пояснюється тим, що кінетика накопичення втомних пошкоджень для матеріалів елементів бурильної колони, як і для усіх сталей [2], залежить від рівня навантаженості.

За умови поступового збільшення навантаження відбувається гальмування процесу пошкодження. Відомо, що відпрацювання бурильних труб у більшості випадків відбувається за схеми навантажування з послідовним зменшенням амплітуди (зразок № 3). Це свідчить про значні резерви підвищення експлуатаційної надійності і ефективності використання елементів бурильної колони за урахування послідовності рівнів їх навантаженості. Даний висновок можливо використати і для інших відповідальних конструкцій довготривалого використання за умови аналогічних експериментальних досліджень.

Список використаних джерел

1. Artym V.I. Improving the operational reliability of pipe and rod columns for drilling and oil and gas production. Abstract. 2010. 38 p.
2. Corten N., Dolan T. Proc. Inter Conf. Of fatigue of metals. London, 1956.

ТЕХНОЛОГІЯ ПІДГОТОВКИ ДО ВИКОРИСТАННЯ БІОГАЗУ З СМІТТЄЗВАЛИЩ

Ярослав ДЕМ'ЯНЧУК

студент

*Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
slavdem67@gmail.com*

В Україні в якості альтернативного палива для використання в теплогенеруючих установках широко використовується біомаса рослинного походження. Разом з тим у багатьох країнах широко використовується біогаз видобутий з біомаси з використанням анаеробних процесів розкладу без доступу кисню. Створені достатньо компактні установки для індивідуальних об'єктів. В той же час в Україні такі технології знаходяться в зародковому стані. Окремі великі сільськогосподарські підприємства створюють потужні установки видобутку біогазу але це одиничні випадки. Річні ресурси біомаси рослинного походження, відходів тваринництва, побутових відходів, фекальних вод та ін. для виробництва біогазу в Україні оцінюються в 12-13 млн тонн умовного палива, що відповідає тепловому еквіваленту половини природного газу власного видобутку. При цьому слід враховувати що теплотворна здатність біогазу досягає 60-90 % від аналогічної кількості природного газу.

Одним з важливих джерел біогазу, яке поки мало використовується, є полігони твердих побутових відходів. Об'єми надходження твердих побутових відходів на полігони України складає до 12 млн тонн щорічно [1]. Генерація газу на сміттєзвалищі може відбуватися протягом 50 років. На третій-четвертий роки після захоронення відходів можна вже отримувати до 6 м³/рік біогазу з 1 тонни протягом 12-15 років при потенційній продуктивності за весь період генерації до 120-220 м³/т. Зазвичай біогаз з спеціальних свердловин полігонів по газовідвідних трубопроводах збирається в колектор вакуумними газодувками. В подальшому – проходить найпростішу промислову підготовку – очищення, сепарацію і після цього подається споживачам (в основному створених в межах звалища) з метою отримання теплової або електричної енергії. В Україні зібраний біогаз, нажалю,

більше спалюється в факельних установках, щоб уникнути його самозаймання і корисно не використовується через його низьку якість.

Усереднений склад біогазу можна приймати наступним: CH_4 – 50-25 %; CO_2 – 25-50 %; O_2 – 0-2 %; N_2 – 0-10 %. Крім вище вказаних компонентів в біогазі виявлені до 40 різних домішок. Наявність в складі біогазу CO_2 та інертних негорючих домішок зменшує його теплоту згорання практично в два рази, а також зменшує нормальну швидкість розповсюдження полум'я при використанні його в ДВЗ у порівнянні з природним газом. В зв'язку з цим безпосереднє використання біогазу замість природного як в енергетичних так і силових установках потребує додаткових затрат на доопрацювання газопальникового і паливного обладнання. Тому цілком оправдана організація переробки біогазу в збагачену метанову фракцію – біометан. Для цього слід виділити CO_2 , який може бути достатньо ліквідним товарним продуктом. Біогаз може доочищатися безпосередньо на полігонах відходів [2], що сприятиме зменшенню затрат на транспортування палива віддаленим споживачам, а біометаном як моторним паливом можна забезпечувати транспорт перевізників відходів.

Для очищення газу від діоксиду вуглецю застосовують різноманітні методи, серед яких найбільше розповсюдження отримали абсорбційні процеси з використанням фізичних і хімічних абсорбентів і їх комбінації. В якості хемосорбентів в установках по очистці кислих газів широко застосовують водні розчини моноетаноламіну (МЕА) і диетаноламіну (ДЕА), а останнім часом спостерігається тенденція до використання більш ефективного абсорбенту на основі метилдиетаноламіну (МДЕА). Дослідження показують [2], що для очищення біогазу від CO_2 , оптимальним є водний розчин з 40% МДЕА, який містить у вигляді активуючої добавки 8-10% МЕА.

Для абсорбера пропонується використання принципово нової технології, яка гарантує зменшення експлуатаційних затрат – теплообмінно-колонне фракціонування (ТКФ), яке базується на проведенні абсорбційного масообміну в умовах диференційного підведення чи відведення тепла в апаратурі нового типу. В цьому випадку апарат виконує функції як теплообмінника, так і масообмінної колони. Прикладом такого апарату є вертикальний прямотрубний теплообмінник з насадкою [3], яка розміщена в трубах і при цьому значно покращує масообмін між біогазом та вище вказаними реагентами. Завдяки малій висоті одиниці переносу для трубної насадки, абсорбційні апарати будуть порівняно невеликих розмірів та металоємності, що дозволить створити компактні установки очистки біогазу – оптимальні для використання в умовах полігонів твердих побутових відходів.

Список використаних джерел

1. Пятничко А.И., Жук Г.В., Баннов В.Е. Результаты обследования полигонов ТБО Украины для установления объемов добычи и состава биогаза // Технические газы. – 2010. - №2. – с. 63-66.
2. Крушневич Т.К., Пятничко А.И. Извлечение метана из биогаза полигонов и подача его в магистральный газопровод // Технические газы. – 2006. - №3. – с. 41-44.
3. Пат. 30278А України, МКИ F 28D 1/04.Трубчастий тепломасообмінний елемент / Ф.В. Козак, Я.М. Дем'янчук - №98020798. Заявл. 17.02.1998; Опубл. 15.11.2000, Бюл. №6-П.

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИВАТНИХ БУДИНКІВ І КВАРТИР

Іван ГЛАДЬ,

к.т.н., доцент

*Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
ivan.hlad@nung.edu.ua*

Ярослав БАЦАЛА,

к.т.н., доцент

*Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
krishtiano@ukr.net*

Олександр КІЯНЮК,

асистент

*Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
sanyto@ukr.net*

Віктор ФЕДИНЯК,

студент

*Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
VikGSM2012@gmail.com*

Олександр КРУГЛИЙ,

студент

*Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
FreeUID@gmail.com*

Реалії сьогодення змушують вживати заходів щодо забезпечення приватних будинків і квартир резервним електропостачанням.

Система безперебійного резервного електропостачання для дому знадобиться в наступних випадках:

- часто вимикають основне електропостачання;
- на потужність, що підключається, встановлений ліміт, а виділеної не вистачає;
- в електромережі періодично виникає перенапруга;
- подається електроенергія низької якості;
- встановлено дорогу електрозалежну систему опалення, яка через відключення електрики може вийти з ладу;
- з метою економії електроенергії.

Резервування енергії для квартир і приватних будинків можливо забезпечити шляхом використання спеціально призначеного для цього обладнання.

Фотоелектрична (сонячна) електростанція. Встановлена в якості резервного джерела електропостачання сонячна електростанція дозволяє перетворити сонячну енергію в електричну. Час її автономної роботи не обмежений, “паливо” доступне та безкоштовне, а використання не несе негативного впливу на природу і дозволяє впливати на ціну електроенергії. Але, як і у випадку з газовим генератором, при малому споживанні електрики економія незначна. Вартість такої резервної електростанції висока, а при хмарній погоді генерування практично відсутнє. Тому сонячна електростанція мало придатна для гарантованого електроживлення.

Бензиновий генератор. Принцип роботи даного пристрою полягає у перетворенні механічної енергії від згоряння рідкого органічного палива в електричну. Відносно невеликі розміри бензогенератора дозволяють розмістити його на балконі в квартирі. Таке обладнання легко заводиться як при кімнатних, так і при більш низьких температурах. Однак, при роботі бензинові

генератори створюють шум в межах 70 дБ (знизити його рівень допомагає шумопоглинаючий корпус).

Дизельний генератор. За аналогією з бензиновим, дизельний генератор перетворює механічну енергію від згоряння дизпалива в електричну. Але на відміну від розглянутого вище пристрою цей здатен працювати цілодобово без перерви. Витрати дизельного палива при цьому в 1,2-1,5 рази менші від витрат бензину. Плюс дизельні генератори виробляють електроенергію, собівартість якої нижче, ніж у тієї, що виробляється на бензогенераторах. Але є й мінуси: від генераторів, що працюють на дизпаливі, більше шуму, вони сильніше забруднюють навколишнє середовище, складніше заводяться на холоді і коштують дорожче за бензинові. Дизельні генератори потрібно прогрівати.

Газовий генератор. Генератори на газі працюють тихо і виділяють в десятки разів менше вуглекислого газу, ніж пристрої на бензині чи дизпаливі. Із запуском газогенераторів не виникає проблем ні за якої погоди. Проте ціна такої мініелектростанції приблизно на 20 % вище порівняно з бензиновими аналогами, а паливо менш доступне, що відлякує багатьох потенційних покупців. І є ще один суттєвий нюанс: вибирати газовий генератор для дому вигідно в ситуаціях, коли вимикання електрики відбувається часто і надовго. В протилежному випадку суттєвої економії на вартості спожитої електроенергії це не принесе.

Електрогенератор інверторного типу. Вони дорожчі від класичних синхронних генераторів з стабілізацією швидкості обертання, однак забезпечують високу якість напруги і частоти та суттєво економлять паливо при малих електричних навантаженнях. Недоліком інверторних генераторів є чутливість до пускових струмів електроспоживачів, тому їх потужність треба вибирати із розрахунку на пуск найпотужнішого споживача в будинку [1].

Автономний інвертор. Такий пристрій забезпечує резервне електроживлення від акумуляторних батарей. Автономні інвертори можуть мати вхід що приєднується до фотопанелей сонячної електростанції, які підзаряджають акумуляторні батареї. За кількістю фаз автономні інвертори можуть бути однофазні і трифазні, що актуально для приватних будинків. Основні переваги автономного інвертора – практично миттєвий запуск, покращення якості електроживлення, екологічна чистота. Недоліки: час роботи моделей потужністю до 20 кВт обмежений десятками хвилин, а ємність акумуляторних батарей з часом знижується, що тягне за собою витрати на придбання нових. Також через шум від вентилятора охолодження пристрій треба розміщувати в технічних (і обов'язково опалюваних) приміщеннях [2].

Акумуляторні батареї (АБ) для автономних інверторів. Фактично це єдині доступні цивільному населенню пристрої які здатні накопичувати електроенергію. Спроби використання автомобільних стартерних свинцево-кислотних АБ показали їх часткову придатність. Усі типи стартерних свинцево-кислотних АБ не призначені для глибокого розряду, при якому поступово руйнується їх структура і знижується ємність. При 100 циклах заряд-розряд ємність зменшується вдвічі. Також свинцево-кислотні АБ треба значно довше заряджати малим струмом до повного заряду, ніж інші типи АБ.

Літійферумфосфатні (LiFePO_4) АБ володіють найкращими масо-габаритними показниками, мають ресурс до 20 років при правильній експлуатації, а низький внутрішній опір дає змогу їх заряджати з такою ж швидкістю і великими струмами, як і розряджати. Це особливо актуально при короткочасному відновленні основного електропостачання. Однак вони є дефіцитними.

Найбільш доступні і придатні для АІ є літійонні АБ (Liion). Їх можна зібрати самостійно з окремих акумуляторів різних формфакторів, або ж придбати готові комплекти. При самостійному збиранні треба обов'язково використати відповідний блок контролю заряду та балансування (BMS), бо при перезаряді літійонні АБ спалахують та вибухають. Деякі типи серійних літійонних АБ великої ємності оснащуються автоматичними вогнегасними пристроями, вмонтованими всередину корпусу акумуляторної збірки. На рис. 1 показано таку АБ Pylontech US2000.

Окремої уваги в сучасних реаліях заслуговує можливість придбання на вторинному ринку літійонних АБ від пошкоджених в аваріях електромобілів та гібридних автомобілів. На рис. 2 наведено таку АБ від гібридного Porsche, яка оснащена пристроєм BMS та приєднана до АІ з функцією автоматичної підзарядки.

Така схема є єдиною придатною для квартир, оскільки літійонний акумулятор не виділяє газів, швидко заряджається, забезпечує високу питому потужність та має значну ємність, а використання автономних генераторів у квартирах небезпечно і зараз заборонене законодавством.

На рис. 3 показано порівняльну характеристику різних типів літійонних АБ.



Рисунок 1 – АБ Pylontech US2000 з вмонтованим вогнегасником

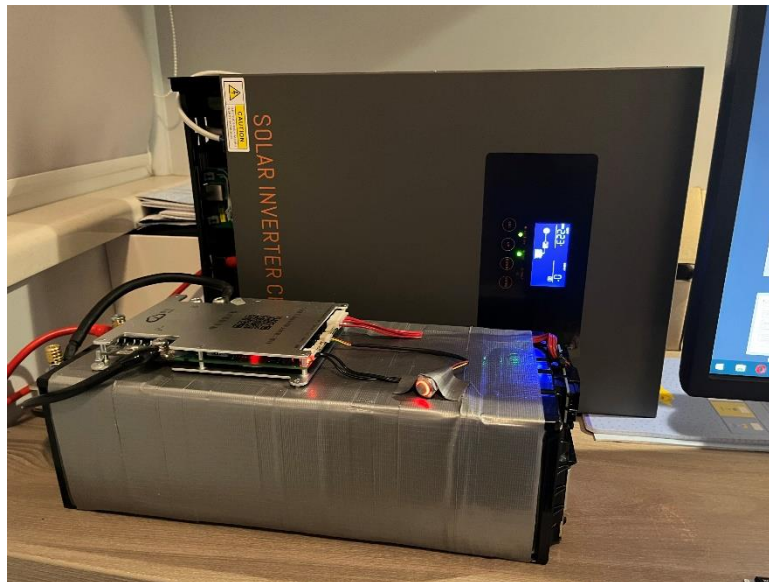


Рисунок 2 – Літійонна АБ від гібридного автомобіля та автономний інвертор

У випадку організації резервного електропостачання приватного будинку логічним є поєднання дизель-генератора, автономного інвертора, акумуляторної батареї та фотоелектричної станції. Для зручності встановлюється пристрій автоматичного введення резерву [3] який перемикає споживачі від електромережі до резервного електроживлення, що ілюстровано на рис. 4.

Така система резервного електропостачання є гнучкою і забезпечує практично миттєве автоматичне увімкнення резервного живлення від автономного інвертра з акумуляторною батареєю, а при наблизненні її граничного розряду автоматично запускається дизель-генератор, прогрівається і всі споживачі заживлюються від нього. Також можливе підзарядження акумулятора від дизель-генератора, однак це економічно не вигідно. Спостереження показали, що вартість 1 години роботи дизель-генератора потужністю 6 кВт становить біля 100 грн і включає затрати на паливе і моторну оливу яку періодично треба змінювати.

Отже, для забезпечення резервного електропостачання квартир доцільно використовувати комплекси з літійонних акумуляторних батарей що оснащені BMS, автономного інвертора напруги з функцією автоматичного підзарядження акумуляторів, пристрою автоматичного увімкнення резерву. Для резервного електропостачання приватних будинків комплекс можна доповнити дизель-генератором і фотопанелями.

Тип акумулятора	Питома ємність (Wh/kg)	Цикли заряду-розряду	Ефективність (%)	Вартість (\$)
Свинцево-кислотний (SLA)	30-50	300-500	80-85	Низька
Нікель-кадмієвий (NiCad)	40-60	1000-2000	70-90	Висока
Літій-фосфатний (LiFePO4)	90-120	2000-5000	99	Висока
Нікель-метал-гідридний (NiMH)	60-120	500-1000	70-80	Середня
Літій-іонний (Li-ion)	100-265	500-1000	90-95	Висока
Літій-полімерний (Li-Po)	120-200	500-1000	95	Висока
Літій-іонний з катодом на основі літію, нікелю, марганцю та кобальту (Li-NMC)	150-250	1000-2000	80-90	Середня-висока

Рисунок 3 – Характеристики різних типів літєвих АБ

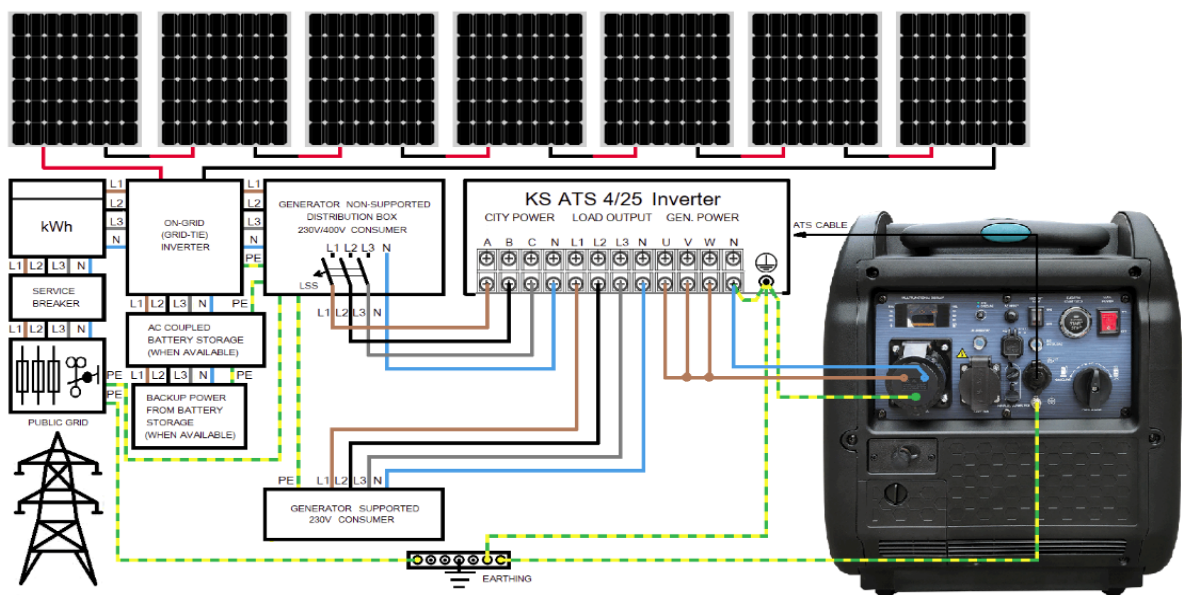


Рисунок 4 – Система резервного електропостачання приватного будинку

Список використаних джерел

1. Електронний ресурс <https://in-green.com.ua/ua/sravnenie-preimushchestv-invertornykh-generatorov-i-obychnykh/>.
2. Електронний ресурс <https://prel.prom.ua/g949226-invertori-naprugi-avtonomnogo>
3. Електронний ресурс <https://axiomplus.com.ua/ua/avr-rele-vvoda-rezerva/>

МЕТРОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ОБЛІКУ ЗВОЛОЖЕНИХ ГАЗОПЛИННИХ ВУГЛЕВОДНІВ

Орест СЕРЕДЮК,

*Доктор техн. наук, професор
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
mivt@nung.edu.ua*

Віталій МАЛІСЕВИЧ,

*канд. техн. наук, головний метролог
ДП „Івано-Франківськстандартметрологія”,
vitaliy_malisevych@ukr.net*

Денис СЕРЕДЮК,

*канд. техн. наук, начальник центру наукового
забезпечення вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу
ДП „Івано-Франківськстандартметрологія”,
sdo.if05@gmail.com*

При видобутку природного газу або при його викачуванні з підземних сховищ газу його вологість може бути суттєвою, тобто знаходитися як в рідкій так і газоподібній фазі. При цьому відомі засоби обліку вологих газів передбачають переважно здійснення обліку двофазних потоків, тобто при перебуванні вологи у скрапленому стані [1]. Сучасні наукові дослідження також передбачають вдосконалення методів і засобів вимірювання витрати газорідних потоків, які передбачають використання спеціальних звужувальних пристроїв [2, 3].

Відомими є вітчизняні наукові дослідження [4] і нормативні документи [5], які передбачають вимірювання вологих газів методом змінного перепаду тиску. При цьому передбачається, що газ є сухим, тобто його відносна вологість при обліку за нормативними документами в Україні не повинна перевищувати 10 % [5]. Внаслідок того, що приладів для вимірювання вологих газів практично є дуже обмежена кількість, тому газ попередньо осушують, а далі вже здійснюють його облік як сухого і подають в трубопроводи для транспортування і доставки споживачам.

Водночас внаслідок пошкоджень трубопроводів або порушенню їх герметичності, в тому числі підземних, можливе попадання вологи в газопроводи. Це може призвести до зміни точності функціонування засобів обліку природного газу після точок контролю його вологості.

На наш погляд, актуальними є дослідження щодо можливості використання відомих типів лічильників газу, наприклад, турбінних, роторних, вихрових, термоанемометричних та інших при обліку зволжених газоплинних вуглеводнів. Однак, для вивчення цього питання необхідно мати відповідну метрологічну базу, яка дозволила би правильно оцінювати метрологічні характеристики лічильників чи витратомірів зволжених газів. Аналіз напрямків наукових досліджень у сфері функціонування витратомірів і лічильників газу показує, що на сьогоднішній час практично відсутні результати досліджень впливу вологи на роботу лічильників і витратомірів газу при відносній вологості газу до 100 %, тобто, при її перебуванні у пароподібному стані.

Актуальність цього питання полягає і в тому, що правильний облік природного газу повинен забезпечуватися контролем його якісних характеристик, в тому числі вмісту вологи. Адже вона прямим чином впливає на теплоту згорання газу, яка суттєво ускладнює можливість здійснювати облік природного газу в одиницях енергії, що передбачається чинними нормативними документами [6].

Метою роботи є розроблення лабораторної установки метрологічного призначення для експериментального дослідження впливу вологи газових потоків на точність вимірювання об'єму, об'ємної та масової витрати лічильниками і витратомірами.

Для вирішення поставленої задачі досліджень розроблена лабораторна установка, яка реалізує концепцію фізичного моделювання впливу вологи на роботу засобів обліку газу. Вона містить такі основні вузли: джерело витрати, пристрій генерування вологи, випробувальна ділянка з досліджуванним лічильником або витратоміром газу і може функціонувати як на повітрі так і на природному газі. Концепція створення такої випробувальної установки захищена нами патентом України на корисну модель [7].

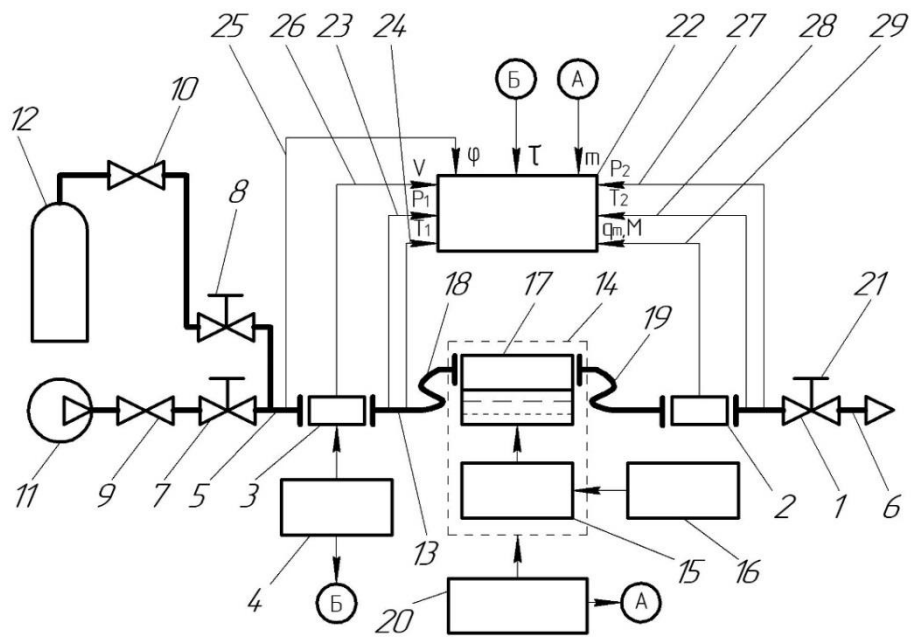


Рисунок 1 – Функціональна схема лабораторної установки.

Установка (рис. 1) містить випробувальну ділянку 1, виконану з можливістю встановлення досліджуваного приладу 2, еталонний лічильник газу 3, хронометр 4, вхідний 5 і вихідний 6 трубопроводи. Вхідний трубопровід 5 під'єднаний через регулятори тиску 7 і 8, відсічні клапани 9, 10 до джерела витрати повітря 11 або до ємності 12 зі стиснутим робочим середовищем. Вихідна лінія 13 еталонного лічильника 3 містить вузол генерування вологи 14, який складається з ультразвукового генератора 15 з регулятором 16 і ємності з водою 17, яка під'єднана гнучким трубопроводом 18 до вихідної лінії 13 еталонного лічильника 3 і гнучким трубопроводом 19 до випробувальної ділянки 1. Вузол генерування вологи 14 розміщений на еталонній вазі 20. Для задавання величин відтворюваної витрати в процесі перевірки досліджуваних приладів 2 у вихідному трубопроводі 6 встановлений задавач витрати 21. Крім того, установка обладнана блоком збору виміральної інформації 22 щодо тиску P_1 , температури T_1 , вологості ϕ робочого середовища і інформативних сигналів про вимірюваний об'єм V еталонним лічильником 3, які поступають по лініях 23-26 відповідно. Також до блоку 22 поступає інформація про масу m генерованої вологи (лінія А) і тривалість τ вимірального експерименту (лінія Б). Від досліджуваного приладу 2 до блоку 22 поряд з цим поступає інформація про тиск P_2 (лінія 27), температуру T_2 (лінія 28) і вимірюване значення витрати q_m або маси M (лінія 29) робочого середовища.

Установка для дослідження витратомірів і лічильників газу на вологих газоплинних середовищах працює наступним чином.

Перед початком випробувань за допомогою задавача витрати 21 і одного із регуляторів тиску 7 (при роботі на повітрі) або 8 (при роботі з використанням ємності 12 зі стиснутим робочим середовищем) встановлюють режим функціонування установки. Водночас також за допомогою регулятора 16 задають режим роботи ультразвукового генератора 15. Далі відкривають відсічний клапан 9 (при роботі на повітрі) або відсічний клапан 10 (при роботі з використанням ємності 12 зі стиснутим робочим середовищем). При цьому газ протікає через вхідний трубопровід 5, еталонний лічильник газу 3, вихідну лінію 13 еталонного лічильника 3, гнучкий трубопровід 18 до газової фази ємності з водою 17. Далі зволожений потік газу поступає з ємності 17 через гнучкий трубопровід 19 до досліджуваного приладу 2, розміщеного у випробувальній ділянці 1, дроселюється у задавачі витрати 21 і подається до вихідного трубопроводу 6.

Наступною операцією є фіксація моменту початку пропускання контрольного об'єму газу, що реалізується за допомогою хронометра 4, під'єданого до блоку збору виміральної інформації 22. За командою блоку 22 «початок пропускання контрольного об'єму» починається збір виміральної інформації із еталонного лічильника 3 (об'єм V) дослідженого приладу 2 (масова витрата q_m або вимірювана маса газу M), еталонної ваги 20 (маса m генерованої вологи), а також про значення робочих параметрів установки: тисків P_1 , P_2 , температур T_1 , T_2 , вологості робочого середовища ϕ , тривалість вимірального процесу τ .

Після завершення пропускання контрольного об'єму газу за допомогою хронометра 4 формується команда закінчення вимірювального процесу і припиняється збір вимірювальної інформації блоком 22. Далі здійснюють розрахунок відтворюваної масової витрати газу згідно алгоритму:

$$q_m = \frac{V}{\tau} \left(2,89 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_S \frac{P_1 - \phi \cdot P_{W_{\max}}}{T_1 \cdot K_{W1}} + \phi \cdot \rho_{W_{\max}} \right) + \frac{m}{\tau}, \quad (1)$$

де q_m – масова витрата генерованого вологого повітря, кг/с; V – об'єм повітря, вимірюного еталонним лічильником за час τ , м³; ϕ , P , T – відносна вологість, абсолютний тиск та абсолютна температура повітря за робочих умов установки (ϕ – у відносних одиницях; P – Па; T – К); $P_{W_{\max}}$, $\rho_{W_{\max}}$ – парціальний тиск та густина водяної пари у насиченому стані за робочих умов установки (Па, кг/м³ відповідно); K_{W1} – коефіцієнт стисливості робочого середовища на вході установки (безрозмірна одиниця); ρ_S – густина робочого середовища за стандартних умов, кг/м³; m – маса генерованої вологи за час τ , кг.

Наведена функціональна схема лабораторного стенду свідчить про можливість його застосування при визначенні метрологічних характеристик засобів обліку вологих плинних середовищ природного газу. На даний час розроблений макет лабораторної установки і проходять її експериментальні дослідження.

Список використаних джерел

1. Райтер П.М., Середюк О.Є. Контроль складу і витрати газорідних потоків: Конспект лекцій. Івано-Франківськ: Факел, 2004. 124 с.
2. Tomaszewska-Wach B., Rzasa M.A. Correction Method for Wet Gas Flow Metering Using a Standard Orifice and Slotted Orifices. *Sensors*. 2021. Vol. 21. No 7. P. 2291–2310.
3. Tomaszewska-Wach B., Rzasa M., Dobrowolski B., Serediuk O. Influence of the orifice shape on mass flow measurement of air-water mixture. *WIT Transactions on Engineering Sciences*. 2019. No 123. P. 33–42.
4. Пістун Є.П., Лесовой Л.В. Нормування витратомірів змінного перепаду тиску. Львів: Вид-во ЗАТ "Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв". 2006. 576 с.
5. ДСТУ ГОСТ 8.585.2:2009. Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні вимоги
6. ДСТУ ISO 15112:2009. Природний газ. Визначення енергії
7. Установка для перевірки витратомірів і лічильників газу / Середюк О.Є., Малісевич В.В., Середюк Д.О., Ткачук В.В.: пат. 153729 У Україна, МПК (2006) G 01 F 25/00. № u202301207; заявл. 23.03.2023; опубл. 16.08.2023, Бюл. № 33.

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ АСИНХРОННОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА ЗА КРИТЕРІЄМ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

Ірина ЯРЕМАК,

к.т.н., доцент

*Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
yaremak_iryana@ukr.net*

Віталій ФЕДЕНЬКО,

магістр

*Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
vitalii.fedenkoj@gmail.com*

За оцінками експертів більше 40% загальносвітового споживання електроенергії припадає на різноманітні системи електродвигунів. Енергоефективність процесу перетворення електричної енергії в механічну має значний вплив на споживання і витрати електричної енергії. Основними показниками енергоефективності електродвигунів є коефіцієнт корисної дії (ККД) та коефіцієнт

потужності ($\cos\varphi$). Для розрахунку даних показників необхідно сформувати модель електродвигуна та перевірити її адекватність. З цією метою запропоновано застосувати комп'ютерне моделювання, яке дасть змогу якомога повніше відобразити всі основні фактори й взаємозв'язки, що характеризують реальні режими роботи електродвигуна, а також критерії та обмеження. Основною перевагою застосування комп'ютерного моделювання є швидкість та зручність аналізу даних і можливість дослідження складних систем, які важко відтворити в реальних умовах.

Для розроблення математичної моделі електродвигуна застосовано середовище Matlab/Simulink [1]. Моделювання проведено на прикладі асинхронного двигуна (АД) з фазним ротором типу АКН-630-6-600УХЛ4. Технічні характеристики електродвигуна наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 – Довідникові дані електродвигуна

Тип двигуна	$P, \text{кВт}$	$U_{\text{мережі}}, \text{В}$	$n, \text{об/хв}$	$\eta, \%$	$\cos\varphi$	$M_{\text{max}}/M_{\text{ном}}$
АКН-630-600УХЛ4	630	6000	590	94,5	0,83	2,3

Як відомо, будова статора АД з фазним ротором практично не відрізняється від будови статора двигуна з короткозамкненим ротором, проте ротор має свої особливості. Зокрема, ротор містить трифазну ізольовану обмотку. Кожна обмотка з'єднана з контактними кільцями за допомогою щіток, які під'єднані до трифазного реостата за схемою з'єднання типу "зірка". Схема вмикання АД представлена на рисунку 1.

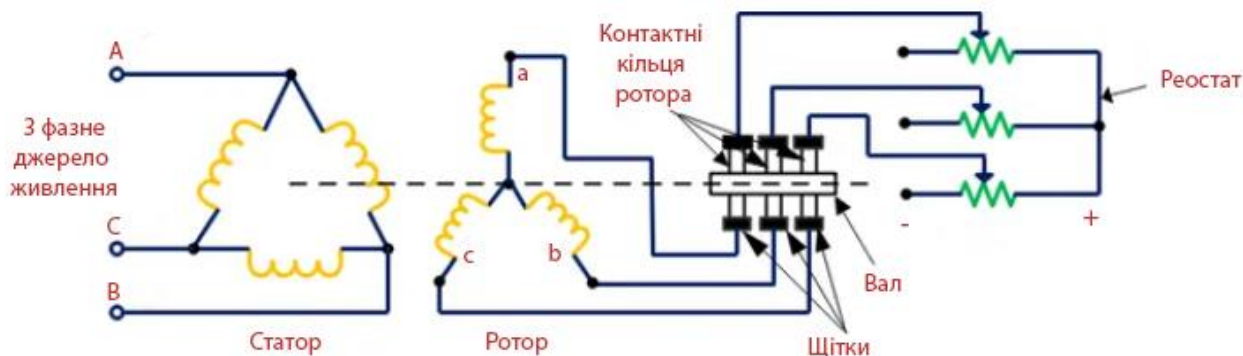


Рисунок 1 – Схема вмикання АД з фазним ротором

Процес математичного моделювання електродвигуна передбачає розрахунок параметрів його схеми заміщення. Параметри АД визначено згідно методики [2]. В результаті математичного моделювання побудовано залежності швидкості обертання n (рис. 2а) та моменту на валу M (рис.2б) для АД типу АКН-630-6-600УХЛ4.

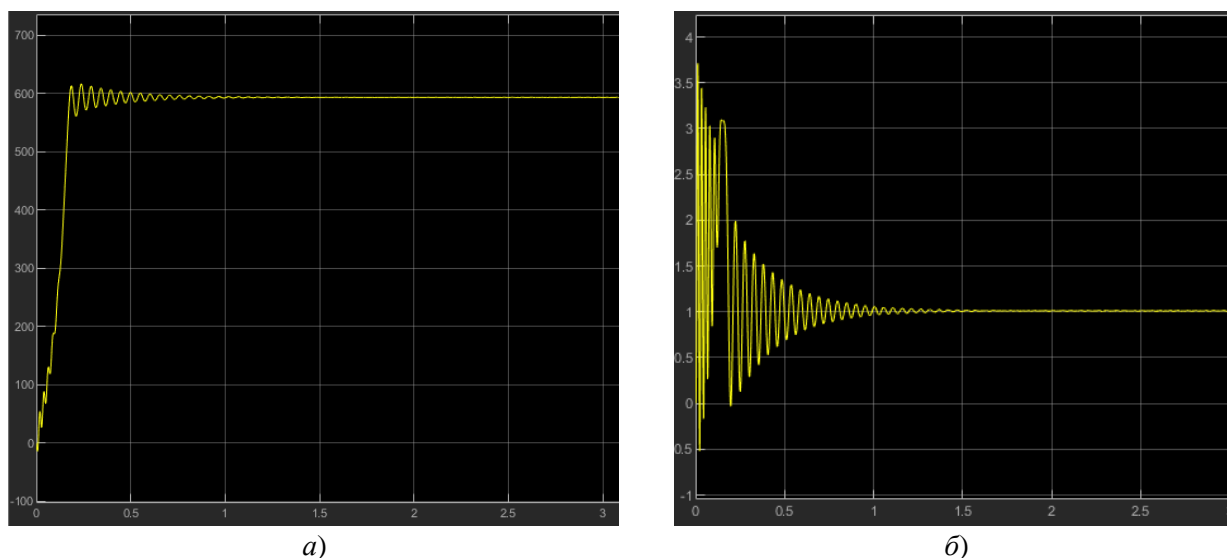


Рисунок 2 – Пускові характеристики частоти обертання ротора $n(t)$ (а) та моменту на валу $M(t)$ (б) електродвигуна типу АКН-630-6-600УХЛ4

Розроблена математична модель АД дає змогу представити задачу оптимізації режимів його роботи за критерієм енергоефективності у вигляді цільової функції φ (1):

$$\varphi = \eta_{\text{ЕД}} = f(n, M) \Rightarrow \max, \quad (1)$$

де $\eta_{\text{ЕД}}$ – ККД АД.

Згідно (1) критерієм енергоефективності є ККД електродвигуна $\eta_{\text{ЕД}}$, який є функцією власних втрат в АД. Втрати в електродвигуні є змінні, які залежать від його режиму роботи, та постійні втрати – незалежні від режиму роботи АД [3, 4]. Дослідження зміни енергоефективності роботи АД за допомогою розробленої математичної моделі дає змогу визначити оптимальне значення ККД електродвигуна з врахуванням втрат в різних режимах роботи.

Як відомо, ефективним способом зменшення енергоспоживання АД є застосування регульованого електроприводу. Розроблена в роботі модель АД в середовищі Matlab/Simulink також дозволяє дослідити режими роботи електродвигуна за умови встановлення тиристорного перетворювача частоти. Проте доцільність такого заходу потребує додаткових техніко-економічних розрахунків.

Висновки.

1. Розроблена математична модель АД в середовищі Matlab/Simulink, яка дає змогу побудувати характеристики частоти обертання ротора та моменту на валу електродвигуна.

2. Встановлено, що оптимізацію режимів роботи АД слід проводити за критерієм його енергоефективності.

3. Формалізована цільова функція дає можливість дослідити залежність ККД регульованого та нерегульованого АД від режимів роботи електродвигуна.

Список використаних джерел

1. MATLAB Notes for Professionals, eBook, Goalkicker.com, p.182. Available: <https://books.goalkicker.com/MATLABBook/>. Last accessed 2023/09/30.

2. Singh, Manish Kumar, et al. A methodology to develop a simulink model of three phase induction motor. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 2014, pp. 93-97.

3. Branko Blanusa. New Trends in Efficiency Optimization of Induction Motor Drives. *New Trends in Technologies: Devices, Computer, ommunication and Industrial Systems*. 2010, pp. 341-358.

4. Кашкаръов, А. О., А. Г. Сабо. Імітаційне моделювання роботи асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором. *Сучасний стан та перспективи розвитку електротехнічних систем: матеріали I Всеукр. наук.-практ. інтернет-конференція пам'яті ВВ Овчарова*. Мелітополь: ТДАТУ, 2020. С. 31–32.

CROSS-BORDER COOPERATION OF UKRAINE WITH THE EU COUNTRIES IN THE ENERGY SECTOR

Iryna YAREMAK,
PhD, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University
of Oil and Gas,
yaremak_iryana@ukr.net

Roman YAREMAK,
Bachelor Student
Ivano-Frankivsk National Technical University
of Oil and Gas,
yaremakroma@gmail.com

Ukraine's European integration is taking place in conditions of large-scale Russian intervention. The European Union is carrying out a number of ad hoc activities in support of Ukraine, as well as preparing for its post-war reconstruction process. European cities and regions can participate in these activities and reconstruction. Most partnership agreements with Ukrainian were concluded by Polish local governments

[1]. The other main EU partners of Ukrainian cities were of similar importance as measured by the number of agreements signed. At the local level, Hungary came second (7%), the other two EU countries neighbouring Ukraine - Slovakia (5%) and Romania (5%) - came third [1].

Ukraine-EU cooperation in the energy sector is one of the important directions of sectoral European integration and developed quite dynamically. Ukrainian energy infrastructure facilities have been in the Russian crosshairs since the beginning of the full-scale invasion [2]. But successfully synchronized electricity grids of Ukraine with the European Energy Network of Transmission System Operators (ENTSO-E) ensured grid stability for Ukraine and the possibility of exporting/importing electricity.

The amount of generated electrical energy in Ukraine and Ukrainian border regions - Poland, Romania, Slovakia, and Hungary during 2022 is shown in Figure 1, [3]. Based on the analysis of statistical data, it was established that as of 2022, Poland has the largest installed capacity of any power plant. However, a significant share of electrical energy in Poland is produced at thermal power plants and it is high carbon energy generation in terms of Greenhouse gas (GHG) emissions. At the same time, Poland is the leader in electricity production from renewable energy sources (RES) (Fig. 1).

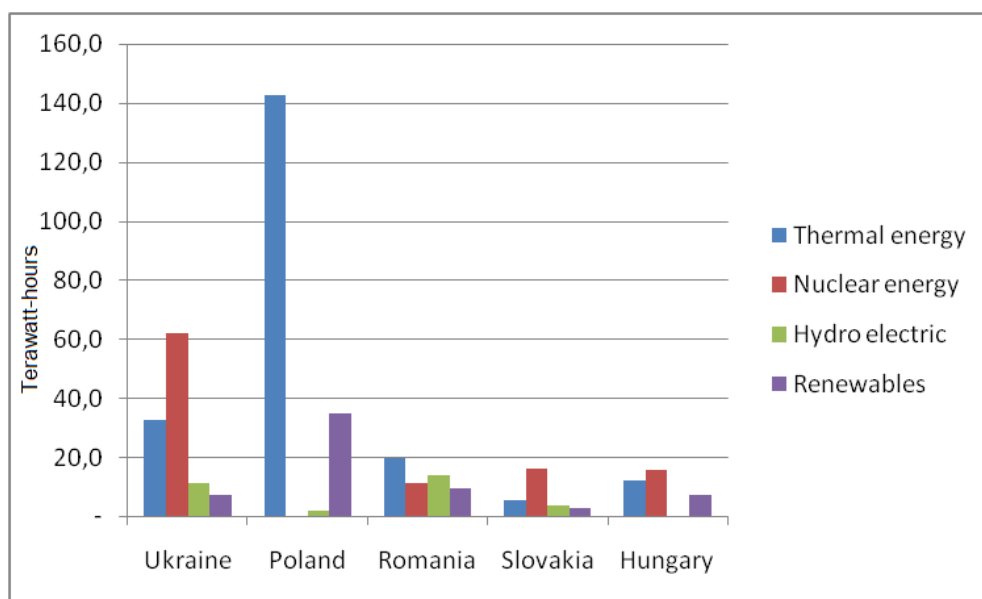


Figure 1 – The amount of energy produced by power plants of Ukraine, Romania, Slovakia, and Hungary

Green energy is also supported by national legislation - according to the Polish energy policy, until 2030, the share of renewable in final energy consumption should rise to at least 15%. The development of RES also observed in Ukraine, Romania, Slovakia, and Hungary. Ukraine is geographically and territorially attractive for green energy development and investment. More than 70% of the electricity produced in Ukraine based on energy sources that produce low levels of GHG emissions, which is achieved both due to a high share of nuclear and hydro generation, and due to the increasing share of RES in electricity generation [4]. In this way, Ukraine can provide neighboring EU states with cheap and low-carbon electricity. An important factor is availability of the interstate transmission lines between Ukraine and Poland, Romania, Slovakia, and Hungary. Number of existing cross-border transmission lines to Ukraine's neighbours, by voltage class is shown in Table 1

Table 1 – Number of existing cross-border transmission lines to Ukraine's neighbours, by voltage class

Country	Transmission lines, voltage class kV					Total
	750 kV	400 kV	330 kV	220 kV	35 kV	
Ukraine to						
Poland	1			1		2
Slovakia		1			1	2
Hungary	1	1		2		4
Romania	1	1				2

The amount electricity produced in Ukraine, Poland, Romania, Slovakia, and Hungary in 2022, and the number of existing cross-border transmission lines to Ukraine's neighbors established that Ukraine and cross-border EU member states have significant potential for cooperation in energy sector.

In order to improve Ukraine-EU energy cooperation, a number of proposals have been developed:

- implementation a set of measures for further liberalization of electricity markets for the future increase in electricity trade with EU countries;

- large - scale reconstruction of Ukraine energy sector after the end of the war;

- expanding cooperation with European partners and global energy structures;

- reformatting of the energy sector of Ukraine within the framework of the European Green Deal.

Ukraine's energy transition should be based on a powerful nuclear sector, an increase in wind and solar energy and hydropower production;

- reducing GHG emissions by 2030;

- providing conditions for the development of the hydrogen industry of Ukraine, with including thanks to EU investments. It is necessary to complete the introduction of relevant EU norms and standards into the legislation of Ukraine;

- introducing the criteria of sustainable development in the process of post-war reconstruction of energy infrastructure with a focus on the effective use of energy resources and "green" technologies. Revitalization of the industry should be based on innovation and development of smart networks;

- implementation of the energy efficiency policy, the development of renewable energy, including the use of hydrogen and biomethane, as well as decarbonization, which are components of the European integration process;

- starting the process of determining and subsequent compensation for damages and payment of appropriate reparations by the aggressor, in particular in the energy sector.

Conclusion. The amount of energy produced by power plants of Ukraine, Romania, Slovakia, and Hungary and the number of cross-border interstate transmission lines to Ukraine neighbors established that Ukraine and it cross-border EU member states have significant potential for cooperation in energy sector. Cooperation with Ukraine's neighboring countries provides an opportunity to reformatting the Ukraine energy sector and, in particular, within the framework of the European Green Deal. The outlined measures and initiatives of cross-border cooperation in the energy sector in the war and post-war periods make it possible to speed up the European integration of Ukraine.

References

1. Smętkowski, M, Kniazevych, A., Olechnicka, A., Orchowska, J. & Przekop-Wiszniewska, E. 2023, Research for REGI Committee - Cooperation between EU cities and regions with their Ukrainian partners, European Parliament, Policy Department for Structural and Cohesion Policies, Brussels.

2. Ministry of Energy of Ukraine [Online]. Available: <https://www.kmu.gov.ua/en/news/poshkodzheni-50-enerhetychnoi-infrastruktury-ukrainy-rosiia-maie-vidpovisty-za-tse-herman-halushchenko> (in Ukrainian). last accessed 2023/09/22.

3. Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023 [Online]. Available: <https://www.energyinst.org/statistical-review> . last accessed 2023/09/22.

4. Iryna Yaremak, Roman Yaremak State and perspectives of renewable energy development in Ukraine // V International Scientific-Technical Conference "Actual problems of renewable energy, construction and environmental engineering", Kielce University of Technology, Poland, 2021, pp. 144-146.

ПОТЕНЦІЙНІ РИЗИКИ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ВОДНЮ З УКРАЇНИ ДО ЄС

*Любомир ПОБЕРЕЖНИЙ,
д.т.н., проф., науковий співробітник
Університет Гельмута Шмідта,
Університет федеральних збройних сил,
Гамбург, Німеччина,
poberezl@hsu-hh.de*

Досвід війни в Україні довів, що сьогодні не можна розраховувати тільки на зовнішніх постачальників нафти і газу. Потрібні ефективні рішення, які забезпечуватимуть сталий розвиток енергетики та будуть екологічно чистими.

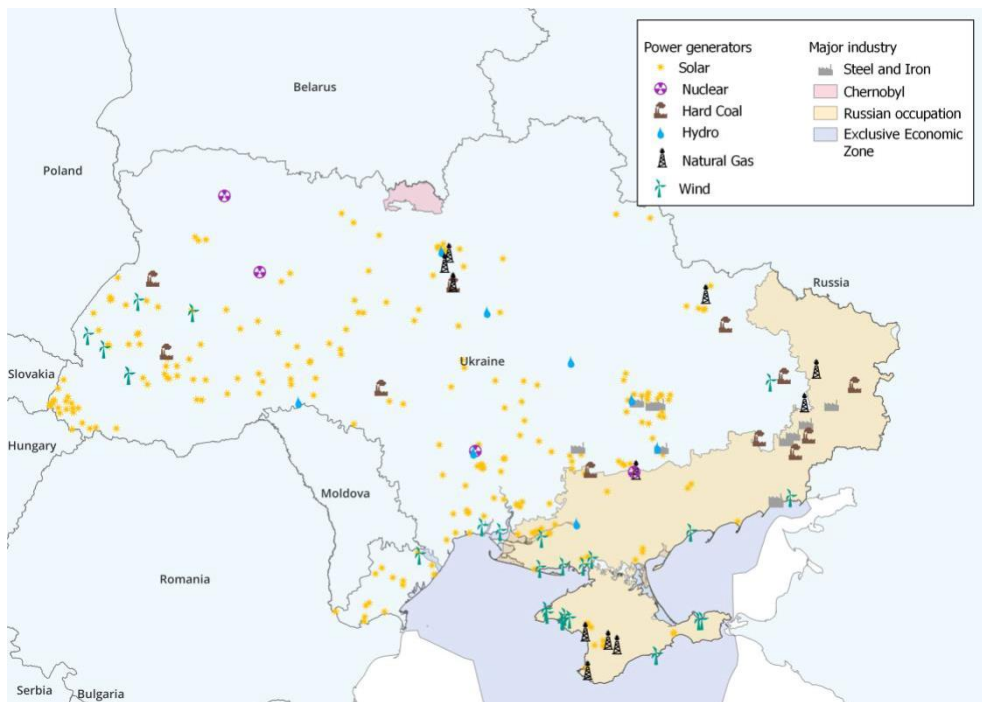
У зв'язку з енергетичною кризою зараз широко обговорюється варіант прискореного переходу енергетики на відновлювані джерела енергії. Наразі водень вважається важливим рушієм переходу до сталого суспільства, яке значною мірою покладається на відновлювані джерела енергії. У світі активно йде розвиток водневої економіки. У майбутньому водень, отриманий шляхом електролізу з використанням енергії вітру або сонця, відіграватиме вирішальну роль у різних секторах економіки. Щоб зменшити викиди парникових газів, зокрема вуглекислого газу (CO₂), країни в усьому світі все частіше звертаються до екологічно чистого водню як кліматично нейтрального енергетичного ресурсу. Для досягнення цієї мети вони активно розробляють і впроваджують національні водневі стратегії.

Це стосується і України, для якої розвиток водневої економіки є особливо актуальним з огляду на повномасштабну війну, яку Росія веде на території України. Європейська зелена угода надає можливість сприяти створенню та зростанню галузі, яка може допомогти Україні досягти енергетичної незалежності, розвинути експортоорієнтовану економіку та забезпечити її національну безпеку. Україна має низку конкурентних переваг (природний потенціал для виробництва відновлюваної енергії та перспективні варіанти недорогого транспортування водню до ЄС за допомогою існуючої трубопровідної інфраструктури) та має передумови для масштабного та орієнтованого на експорт виробництва зеленого водню. Це робить Україну привабливою для міжнародних стейкхолдерів із бізнесу, промисловості та політики, зацікавлених у розвитку української водневої економіки. Таким чином, потрібно вже зараз розглядати Україну як потенційного експортера водню до ЄС, включаючи Німеччину. При цьому необхідно зважати на супутні техногенно-екологічні ризики, які виникнуть при транспортуванні водню.

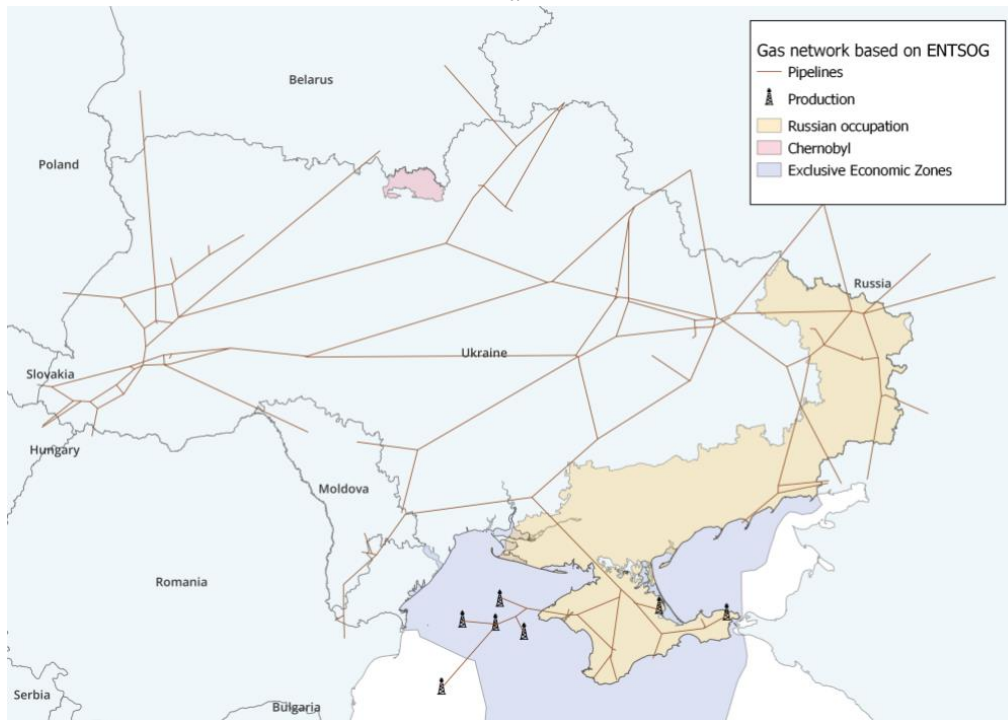
Основні енергогенеруючі потужності – це суміш відновлюваних і традиційних електростанцій, як показано на рис. 1, а. З огляду на поточну російську окупацію Україна втратила цінні генератори електроенергії, в тому числі половину своїх кам'яновугільних електростанцій і більшість вітрових турбін поблизу Чорного Морського узбережжя. Крім того, Запорізька атомна електростанція, яка має шість реакторів і виробляє 5700 МВт електроенергії, потрапила під російську окупацію [1].

Основними способами транспортування води є використання трубопроводів або зв'язування водню в проміжний продукт, який легко транспортувати, а потім розкласти (рис. 2) [2]. Кожен із способів має свої переваги і недоліки, але використання існуючих газопроводів є найшвидшим і вимагає найменших початкових капітальних вкладень.

Україна має найбільші в Європі потужності підземних сховищ природного газу (ПСГ) із близько 327,9 ТВт-год у тринадцяти сховищах, з яких одинадцять є виснаженими газовими родовищами та два є солоними водоносними горизонтами (GIE AGSI+ 2022). Усі вони наразі функціонують та управляються ПАТ «Укртрансгаз», державною компанією, яка входить до Групи Нафтогаз, за винятком об'єкта в Гільбовському, який розташований у Криму та управляється ПАТ «Чорноморнафтогаз». Два ПСГ потрапили під російську окупацію, але через те, що вони мають досить невеликі потужності (з потенціалом близько 15,56 ТВт-год), загальний потенціал зберігання природного газу в Україні лише незначно зменшився. Ці ПСГ пропонують великий потенціал для майбутнього зберігання водню в Україні і вже розглядаються як майбутні місця зберігання водню в проектах Національної водневої дорожньої карти України та Водневої стратегії України. Однак слід зазначити, що перші два лише загалом стосуються існуючих ПСГ в Україні і не розглядають їх детально з точки зору придатності.



a



b

Рисунок 1 – Основні енергогенеруючі потужності (а) та трубопроводи потенційно придатні для транспортування водню (б) [1]

На рис. 3 показано розташування всіх сховищ в Україні. Найбільша потужність ПСГ знаходиться на заході країни – близько 79% від загального потенціалу країни. Це також пов'язано з тим, що Більче-Волицько-Угерське, найбільше ПСГ в Європі з потужністю 179 ТВт-год, розташоване на цій території.

Окрім існуючих ПСГ, існує два соляних водоносних горизонти, які обговорювалися для потенційного зберігання CO₂, щодо яких можна зробити припущення, що вони також є придатними сховищами для водню: Дніпровсько-Донецький і Північно-Карпатський водоносний горизонт. У районі Дніпровсько-Донецького водоносного горизонту (додатково виявлено наявність соляних структур, придатних для зберігання водню. однак, через відсутність даних для міських і сільських територій в Україні не вдалося розрахувати потенціал зберігання водню в цих соляних структурах.

Leading carriers for large-scale hydrogen transportation

The most common hydrogen transportation routes

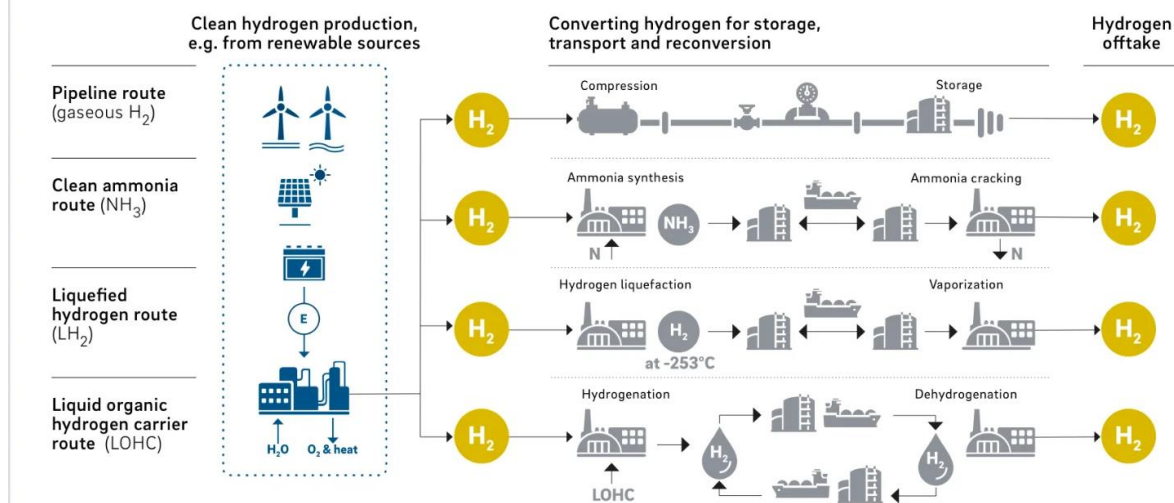


Рисунок 2 – Сучасні підходи в транспортуванні водню

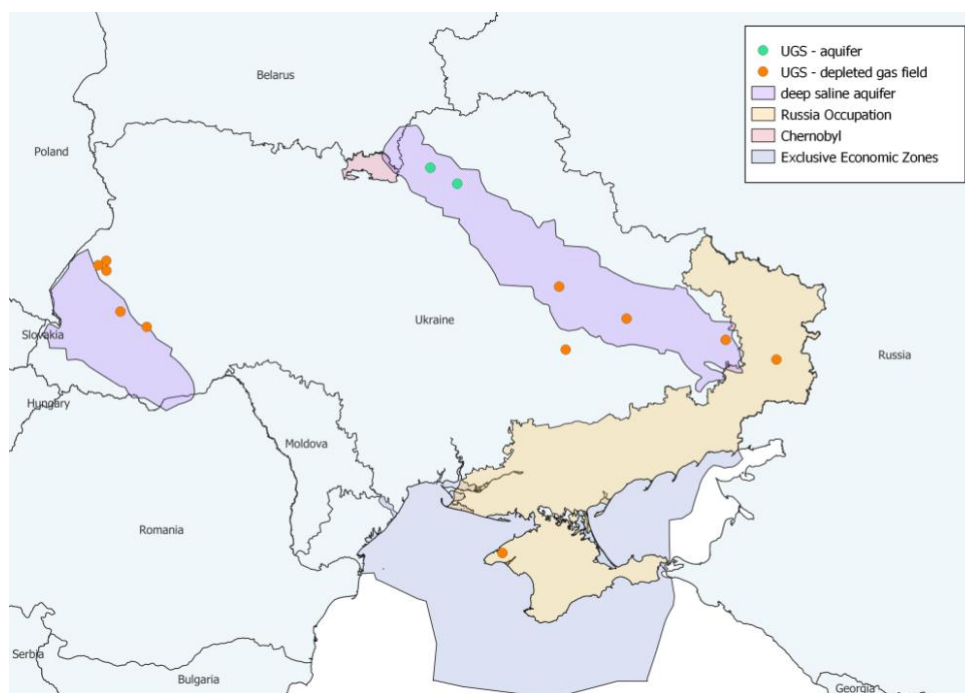


Рисунок 3 – Потенційні місця для підземного зберігання водню в Україні

Загальний потенціал підземних сховищ водню України оцінюється в 109 ТВт·год робочої потужності газу з урахуванням усіх можливих майбутніх сховищ. Однак усі ці варіанти зберігання є водоносними горизонтами або виснаженими газовими родовищами. На відміну від сховищ у соляних печерах, ці типи сховищ водню мають нижчий рівень технологічної готовності і наразі не можуть застосовуватися без спеціальної підготовки. Поточні проблеми включають чистоту газу, втрати водню внаслідок біологічних або хімічних реакцій і дифузії через верхню породу, а також проблеми безпеки.

Існують різні варіанти транспортування водню з України до Німеччини та Західної Європи. Найкоротший варіант транспортування – трубопровідний. У цьому випадку трубопровідні мережі в Словаччині, Чехії, Польщі та Австрії потенційно можуть бути перепрофільовані. Якщо перепрофілювання інфраструктури з природного газу на водень виявиться техніко-економічно доцільним, транспортні мережі через Словенію та Чеську Республіку зроблять можливим експорт

великих обсягів за низьких витрат завдяки існуванню кількох паралельних трубопроводів великого діаметру. Інші варіанти транспортування водню — кораблі через Чорне та Середземне моря до портів Центральної Європи або, якщо є відповідні річкові судна, через річку Дунай. При цьому відстань транспортування (якщо кінцевий споживач розташований у Німеччині) по трубопроводу складає близько 831 км та значно коротша, ніж варіанти транспортування кораблями, що становлять з 2140 і 7000 км відповідно.

Однак на цьому етапі виникає ряд проблем. Транспортування водню ініціює розвиток процесу наводнювання та викликане ним водневе окрихчення. Крім старіння, в металі під навантаженням можуть відбуватися процеси мікрореформації, накопичення локальних мікронапружень і дефектів типу мікротріщин. В реальних умовах експлуатації, особливо при контакті з корозійними середовищами, можливе насичення металу воднем в результаті розвитку електрохімічних корозійних процесів [3-10].

Для запобігання передчасному крихкому руйнуванню газопроводів і підвищення достовірності оцінки залишкового ресурсу при плануванні капітального ремонту необхідно враховувати механічні властивості використовуваного металу. Для оцінки реального стану металу після тривалої експлуатації необхідно оцінити комплекс фізико-механічних характеристик, що дозволить оцінити стійкість металу труби до руйнування. Для кращих результатів випробування проводитимуться в умовах, максимально наближених до робочих, з урахуванням різких концентраторів напружень, впливу корозійних середовищ та водню [3, 5].

Розуміння природи процесів деградації в металі труб дозволить оцінити експлуатаційні ризики транспортування водню існуючими газопроводами та прийняти загальне рішення, безпечно це чи небезпечно. Це досить складне, значне за обсягом і трудомістке дослідження, яке дозволить вивчити основні проблеми переведення газопроводів на транспортування водню (рис.3).

Мікропошкодження, що підтверджено фрактографією, інтенсифікація уловлювання водню, збільшення долі глибоких пасток водню, збільшення відносного подовження та зниження твердості, вважаються основним фактором деградації довготривалих газопроводів термінової експлуатації. Розрізняють дві стадії експлуатаційної деградації сталей: деформаційне старіння і розвиток дефектів. Незважаючи на те, що більшість експлуатаційних руйнувань ініціюється зовнішньою поверхнею магістральних газопроводів, особливу увагу слід приділяти мінімізації наводнювальної здатності продукту, що транспортується,

Воднева крихкість виникає в результаті тривалого використання водневої системи і призводить до погіршення механічних властивостей металевих матеріалів, що може суттєво вплинути на продуктивність системи зберігання і постачання водню. Відомо, що на водневу крихкість впливають певні фактори, включаючи концентрацію водню, тиск і температуру навколишнього середовища, час експозиції, напружений стан, механічні властивості, мікроструктуру, стан поверхні і характер фронту тріщини в матеріалі [6-12]. Для вирішення проблеми водневої крихкості у водневих газових установках необхідні стратегії кваліфікації і вибору матеріалів, метою яких є кількісна оцінка схильності до водневої крихкості (наприклад, в'язкість руйнування і втомна міцність), а потім використання цих даних для визначення меж експлуатаційних умов (наприклад, тиск, температура, напруження), що може бути підтримкою при редагуванні кодексів і стандартів. Вплив газоподібного водню на механічні властивості та властивості руйнування трубопровідної сталі можна кількісно виміряти за допомогою різноманітних механічних випробувань, тобто випробувань на розтяг, в'язкість руйнування та зростання втомної тріщини. [9, 10]

Транспортування водню та газоводневих сумішей здійснюватиметься як магістральними трубопроводами високого тиску, так і розподільними трубопроводами до кінцевих споживачів. Ці трубопроводи були побудовані в різні роки з використанням сталі різних марок і характеристик.

Транспортування водню або його суміші з природним газом по сталевих трубопроводах може призвести до наводнювання сталі з внутрішньої поверхні труби внаслідок як дисоціації водню, так і виділення водню при електрохімічній корозії в результаті взаємодії з конденсованою вологою. Абсорбований водень може негативно вплинути на сталь через водневе окрихчення та створення тиску водню в дефектах через рекомбінацію, що спричиняє розсіяне пошкодження. Експлуатаційна деградація трубних сталей значно знижує характеристики опору крихкому руйнуванню, включаючи розтріскування, спричинене воднем. Основною причиною чутливості деградованої сталі до водневої крихкості є розсіяні пошкодження.

Для вибору оптимального маршруту транспортування водню повинно бути проведено дослідження впливу транспортування водню сумішей на матеріал газопроводів та зміни втомної міцності, корозійно-втомної довговічності та живучості трубопроводу під впливом водню/газо-

водневих сумішей. Крім того, необхідно дослідити вплив робочого тиску перекачування водню сумішей на ресурс безпечної експлуатації трубопроводу та розробити рекомендації щодо вибору безпечного та енергоефективного режиму перекачування. Важливим напрямком майбутніх досліджень буде також розробка методів запобігання розвитку водневого окрихчення матеріалу трубопроводу, в першу чергу зварних з'єднань, шляхом використання різних типів захисних покриттів.

Список використаних джерел

1. Sukurova, N., et al. Ukrainian Hydrogen Export Potential: Opportunities and Challenges in the Light of the Ongoing War. 2023.
2. Weichenhain, U., Albers, B., Billen, D., & Bernardo, A. (2021). Hydrogen transportation/The key to unlocking the clean hydrogen economy. *Munique:[sn], Out*.
3. Nykyforchyn, H., Zvirko, O., Dzioba, I., Krechkovska, H., Hredil, M., Tsyurulnyk, O., Student, O., et al. (2021). Assessment of Operational Degradation of Pipeline Steels. *Materials, 14*(12), 3247.
4. Lesiuk, G., Correia, J. A., Krechkovska, H. V., Pękalski, G., de Jesus, A. M., & Student, O. (2021). *Degradation theory of long term operated materials and structures*. Springer.
5. Zvirko, O. I., Kryzhanivskyi, E. I., Nykyforchyn, H. M., & Krechkovska, H. V. (2021). Methods for the evaluation of corrosion-hydrogen degradation of steels of oil-and-gas pipelines. *Materials Science, 56*, 585-592.
6. Nykyforchyn, H., Zvirko, O., Hredil, M., Krechkovska, H., Tsyurulnyk, O., Student, O., & Unigovskyi, L. (2022). Methodology of hydrogen embrittlement study of long-term operated natural gas distribution pipeline steels caused by hydrogen transport. *Frattura ed Integrità Strutturale, 16*(59), 396-404.
7. Briottet, L., Moro, I., & Lemoine, P. (2012). Quantifying the hydrogen embrittlement of pipeline steels for safety considerations. *International journal of hydrogen energy, 37*(22), 17616-17623.
8. Capelle, J., Gilgert, J., Dmytrakh, I., & Pluvinage, G. (2008). Sensitivity of pipelines with steel API X52 to hydrogen embrittlement. *International journal of hydrogen energy, 33*(24), 7630-7641.
9. Arya, A. K., Gautam, S., & Yadav, S. (2022). Impact of Hydrogen Embrittlement in Pipeline Structures—A Critical Review. *Tailored Functional Materials: Select Proceedings of MMETFP 2021*, 409-428.
10. Pluvinage, G., Capelle, J., & Meliani, M. H. (2019). Pipe networks transporting hydrogen pure or blended with natural gas, design and maintenance. *Engineering Failure Analysis, 106*, 104164.
11. Labidine Messaoudani, Z., Rigas, F., Hamid, M. D. B., & Hassan, C. R. C. (2016). Hazards, safety and knowledge gaps on hydrogen transmission via natural gas grid: A critical review. *International Journal of hydrogen energy, 41*(39), 17511-17525.
12. Pluvinage, G. (2021). Mechanical properties of a wide range of pipe steels under influence of pure hydrogen or hydrogen blended with natural gas. *International Journal of Pressure Vessels and Piping, 190*, 104293.

ВИЗНАЧЕННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ГЕОПОТЕНЦІАЛЬНИХ ЧИСЕЛ ВИСОТ РЕФЕРЕНЦНИХ СТАНЦІЙ GNSS МЕРЕЖІ

Ростислав ПИЛИП'ЮК
доц. каф. ГКЗ
ІФНТУНГ

Володимир ХАРЧУК
ст. гр. ГЗГм-23-1
ІФНТУНГ

Мета. Мета роботи полягає у дослідженні можливості використання геопотенціальних чисел для визначення висот референцних станцій GNSS – мережі.

Вступ. Висоти точок є важливими характеристиками просторового положення фізичної поверхні Землі відносно базової координатної поверхні, за яку приймають поверхні геоїда, квазігеоїда або еліпсоїда [Vanicek, 1991]. В залежності від вибору відлікової поверхні розрізняють різні системи визначення висот: ортометричну, нормальну і геодезичну. Відлікова поверхня, що співпадає з

рівневою поверхнею реального потенціалу сили ваги, яка проходить через точку початку відліку висот задає ортометричну систему обліку висот, а рівнева поверхня нормального потенціалу, яка проходить через точку початку відліку висот задає нормальну систему обліку висот.

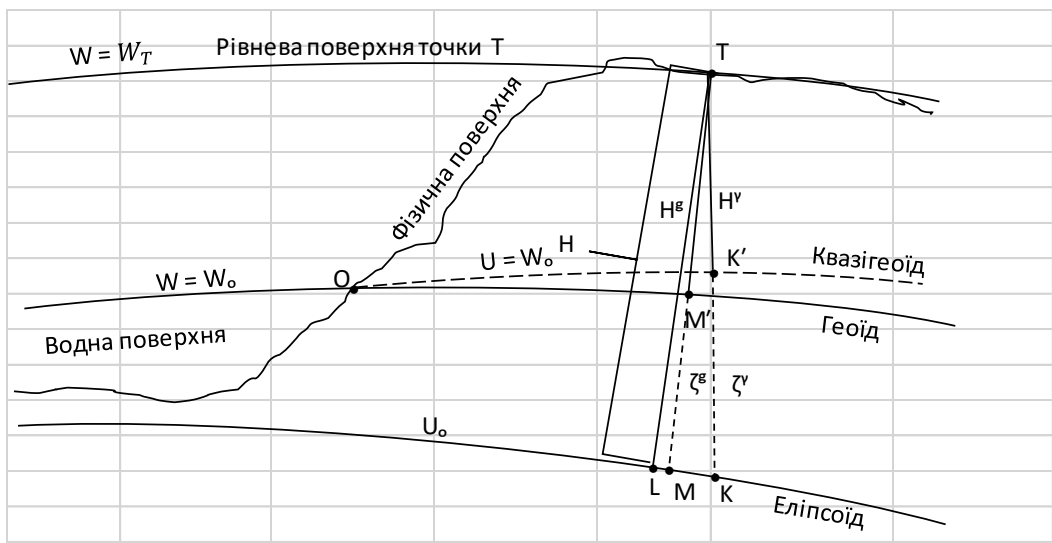


Рисунок 1 – Системи висот в гравітаційному полі Землі

Обчислення ортометричних та нормальних висот здійснюється за формулами:

$$H^g = \frac{1}{g_m} \int_0^T g dh \quad \text{та} \quad H^y = \frac{1}{\gamma_m} \int_0^T g dh, \quad (1)$$

де g_m та γ_m – відповідно дійсне та нормальне середнє значення сили ваги між геоїдом (квазігеоїдом) та точкою на фізичній поверхні Землі, а складову

$$\int_0^T g dh = C_T \quad (2)$$

називають геопотенціалом або геопотенціальним числом відповідної точки земної поверхні.

Мета дослідження полягає у встановленні можливості використання геопотенціальних чисел для безпосереднього визначення, без проведення нівелювання, перевищень і нормальних висот референціальних станцій, що утворюють геодезичну мережу на земній поверхні.

Розглянемо методику цього визначення у нормальній системі висот на основі формул (1) і (2). Запишемо вираз для довільного геопотенціального числа $C = H^y \gamma_m$. Утворимо різницю геопотенціальних чисел для заданих точок місцевості. Маємо:

$$\Delta C_{ij} = C_j - C_i = H_j^y \gamma_{mj} - H_i^y \gamma_{mi}. \quad (3)$$

Замінюючи в цьому виразі $H_i^y = H_j^y - h_{ij}$ після деяких перетворень, отримаємо:

$$h_{ij} = \frac{\Delta C_{ij}}{\gamma_{mi}} + \frac{\gamma_{mi} - \gamma_{mj}}{\gamma_{mi}} H_j^y. \quad (4)$$

Перша складова правої частини формули (4) визначає основну частину перевищення, а друга складова – поправку в перевищення за непаралельність рівневих поверхонь нормального потенціалу.

Для реалізації формули (4) знаходимо її складові, використовуючи методику запропоновану у праці «Геодезичні системи в геодезії» [О.М. Марченко, К.Р. Третяк. Н.П. Ярема, 2013]. Визначення середніх значень нормальної сили ваги в точках дослідження γ_{mi} і γ_{mj} здійснюють за спрощеною формулою, яка використовується в Україні

$$\gamma_m = \gamma_0 - \frac{0,3086}{2} H^y + \frac{0,072 \cdot 10^{-6}}{2} (H^y)^2, \quad (5)$$

де γ_0 – нормальне значення сили ваги, розраховане за формулою Гельмерта на поверхні прийнятого еліпсоїда за значенням геодезичної широти точки спостереження B . Маємо:

$$\gamma_0 = 978030(1 + 0,005302 \sin^2 B - 0,000007 \sin^2 2B). \quad (6)$$

Таким чином, для обчислення перевищень за розглянутою методикою необхідно попередньо знати геодезичні широти і нормальні висоти точок нівелірного полігону.

Встановимо необхідну точність визначення цих величин. Аналізуючи формулу (4) встановлюємо, що складова формули за якою обчислюють непаралельність рівневих поверхонь є величиною малою, а отже її можна не враховувати при дослідженні цього питання. Диференціюючи

(4) та перетворюючи вираз, з урахуванням того, що диференціали $dy_{mi} \approx dy_{mj} = d\gamma_m$ і $dN_i \approx dN_j = dN$, отримуємо для визначення середньої квадратичної похибки перевищення:

$$m_{nij}^2 = 2 \left(\frac{H_j}{\gamma_i} \right)^2 m_{\gamma m}^2 + 2 \left(\frac{\gamma_j - \gamma_i}{\gamma_i} \right)^2 m_H^2. \quad (7)$$

У формулі (7) значення середньої квадратичної похибки $m_{\gamma m}$ встановлюють на основі диференціювання формули (5) з урахуванням (6). Під час диференціювання формули (5) приймемо, що складова $\frac{0,072 \cdot 10^{-6}}{2} (N^\gamma)^2$ є величиною малою і нею можна нехтувати. Знаходимо:

$$m_{\gamma m}^2 = m_{\gamma 0}^2 + \left(\frac{k_2}{2} \right)^2 m_H^2, \quad (8)$$

де вертикальний градієнт нормальної сили ваги $k_2 = 0,3086$ мГал/м. Значення середньої квадратичної похибки визначення нормальної сили ваги на поверхні прийнятого еліпсоїда встановлюємо на основі формули Гельмерта. Маємо:

$$m_{\gamma 0}^2 = (k_0 k_1)^2 \sin^2 2B \frac{m_B^2}{\rho^2}, \quad (9)$$

де $k_0 = 978030$ мГал, а $k_1 = 0,005302$.

З урахуванням формул (8) і (9) середня квадратична похибка визначення перевищення цим способом може бути встановлена формулою

$$m_{nij}^2 = 2 \left(\frac{H_j}{\gamma_i} \right)^2 (k_0 k_1)^2 \sin^2 2B \frac{m_B^2}{\rho^2} + \frac{2}{\gamma_i^2} \left[H_j^2 \left(\frac{k_2}{2} \right)^2 + (\gamma_j - \gamma_i)^2 \right] m_H^2. \quad (10)$$

На основі формули (10) можна розрахувати точність вихідних значень геодезичної широти B та нормальної висоти H для визначати перевищення з заданою точністю.

Розглянемо можливість застосування запропонованого способу визначення нормальних висот на прикладі опрацювання вимірів у супутниковій геодезичній мережі, створеній фірмою «System solutions» (рис. 2). Вихідні координати цих пунктів, визначені по топографічній карті представлені в таблиці 1.

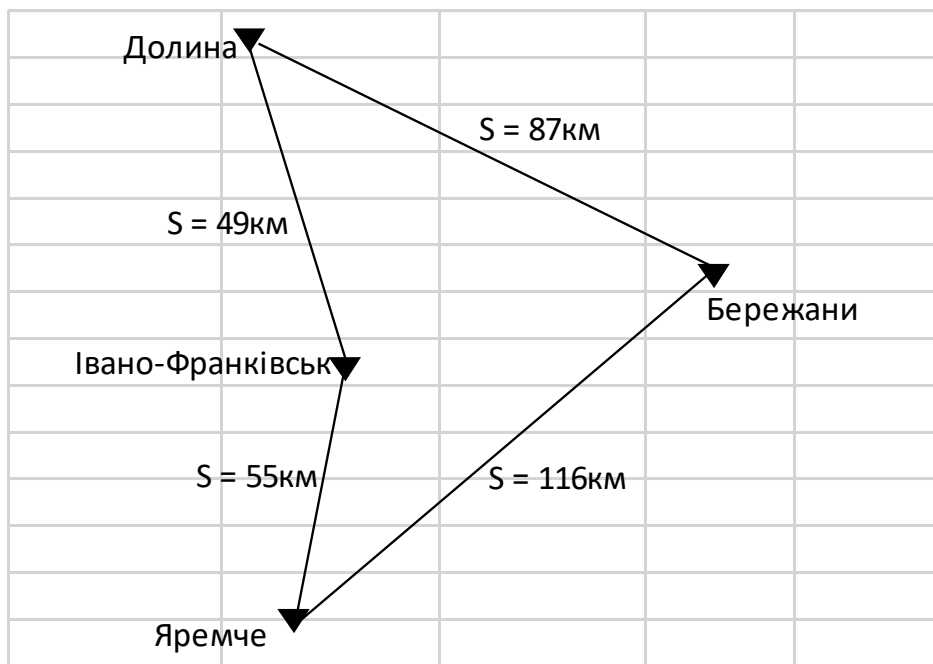


Рисунок 2 – Фрагмент супутникової мережі фірми «System solutions»

Таблиця 1 – Вихідні геодезичні дані

Назва пунктів	Геодезичні координати		Нормальні висоти (м)
	Широта B	Довгота L	
FRKV	48° 56'	24° 42'	274
DLHA	48° 58'	24° 02'	410
BRGH	49° 28'	24° 57'	316
YARM	48° 27'	24° 33'	548

Окрім цього, для пункту Івано-Франківськ (FRKV) відоме точне значення нормальної висоти $H = 274,0897\text{м}$.

Результати визначень на першому етапі приведено у таблиці 2.

Результати обчислень перевищень і висот на другому етапі приведено у таблиці 3.

Таблиця 2 – Розрахунок геопотенціальних чисел і їх різниць

Назва пунктів	Параметри нормального гравітаційного поля			
	γ_{io} , мГал	γ_{im} , мГал	C_i , мГал*м	ΔC_i , мГал*м
FRKV	980970,9058	980928,6165	268862430,2	
DLHA	980973,8961	980910,6392	402173362,1	133310931,9
BRGH	981018,6931	980969,9379	309986500,4	-92186861,7
YARM	980927,4958	980843,1045	536521178,2	226534677,8
FRKV			268862430,2	-267658748

Таблиця 3 – Обчислення перевищень і висот точок

Назва пунктів	Перевищення, м	Поправки, м	Виправлені перевищ., м	Обчислені висоти, м	Точні значення висот	Різниці висот
FRKV				274,0897	274,0897	0,0000
DLHA	135,9078	0,0099	135,9177	410,0074	409,9368	0,0706
BRGH	-94,0057	0,0175	-93,9882	316,0193	316,1411	-0,1218
YARM	230,9701	0,0234	230,9935	547,0128	547,5088	-0,4960
FRKV	-272,9341	0,0110	-272,9231	274,0897		
Нев'язка	-0,0618				m =	0,2578

$f_{h\text{доп.}} \pm 0,0876$

Оскільки опрацьовувана геодезична мережа утворює замкнуту побудову, то за сумою обчислених перевищень визначається висотна нев'язка $f_h = -0,0618\text{м}$. Порівняння цієї нев'язки з допустимою $f_{h\text{доп.}} = \pm 5\sqrt{L}\text{мм} = \pm 0,0876\text{м}$. показує, що за точністю нев'язка ходу відповідає другому класу нівелювання. Це означає, що розглянута теорія і методика опрацювання висотних геодезичних мереж створює можливості для побудови їх гравіметричним способом.

Для підвищення точності визначення висот цим способом можна застосувати методику послідовних наближень. Так у прикладі, що досліджується за четвертим наближенням отримали покращені результати, які приведені в таблицях 4 і 5.

Таблиця 4 – Розрахунок геопотенціальних чисел і їх різниць у четвертому наближенні

Назва пунктів	Висоти точок	Параметри нормального гравітаційного поля			
		γ_{io} , мГал	γ_{im} , мГал	C_i , мГал*м	ΔC_i , мГал*м
FRKV	274,0897	980970,9058	980928,6165	268862430,2	
DLHA	410,112	980973,8961	980910,6219	402283218	133420787,8
BRGH	316,1475	981018,6931	980969,9151	310131153,9	-92152064,2
YARM	547,128	980927,4958	980843,0847	536646747,8	226515594
FRKV	274,0897			268862430,2	-267784317,6

Таблиця 5 – Обчислення перевищень і висот точок у четвертому наближенні

Назва пунктів	Перевищення, м	Поправки, м	Виправлені перевищ., м	Обчислені висоти, м	Точні значення висот	Різниці висот
FRKV				274,0897	274,0897	0,0000
DLHA	136,0198	0,0099	136,0297	410,1194	409,9368	0,1826
BRGH	-93,9702	0,0175	-93,9527	316,1667	316,1411	0,0256
YARM	230,9507	0,0234	230,9741	547,1408	547,5088	-0,3680
FRKV	-273,0621	0,0110	-273,0511	274,0897		
Нев'язка	-0,0618				m =	0,2058

$f_{h\text{доп.}} \pm 0,0876$

З аналізу даних таблиці 5 можна зробити висновок, що, в загальному, точність визначення висот із збільшенням числа ітерацій покращилась ($m = 0,206\text{мм}$). Окрім цього бачимо, що для гірського району Карпат (пункти Долина і Яремче) відхилення висот є більшими і це може вказувати на недостатньо точне положення по висоті квазігеоїда в цьому регіоні.

Висновки

Розглянута можливість використання геопотенціальних чисел для обчислення перевищень і висот референсних станцій просторової геодезичної мережі.

Запропонована методика дозволяє визначати нормальні висоти точок на земній поверхні без проведення геометричного чи тригонометричного нівелювання, тобто встановлюється можливість визначати висоти точок новим гравіметричним способом нівелювання.

Список використаних джерел

1. Vanicek P. Vertical Datum and NAVD88. *Surveying and Land Information Systems*, 1991 vol.51, number 2. p. 83-86.
2. Марченко О.М. Референсні системи в геодезії: навч. посібник/ О.М. Марченко, К.Р. Третяк, Н.П. Ярема. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2013. 216с.

БАГАТОЦІЛЬОВА ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РЕГУЛЬОВАНИХ ЕЛЕКТРОПРИВОДНИХ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ

Ірина ЯРЕМАК,

к.т.н., доцент

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу,

yaremak_iryana@ukr.net

Ярослав БАЦАЛА,

к.т.н., доцент

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу,

batsala2012@gmail.com

Володимир СКУЛА,

магістр

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу,

v.skula74@gmail.com

Нафтоперекачувальні станції (НПС) є складними енергоємними об'єктами. На даний час магістральні насосні агрегати (НА) НПС працюють в недовантажених режимах, що спричинило значне зниження показників енергоефективності та надійності їхньої роботи. У більшості випадків НА складається з приводного синхронного електродвигуна (СД) та відцентрового насоса (ВН).

Значення витрати насоса Q змінюється залежно від параметрів експлуатації. Оптимальна робота НА забезпечується за умов його максимального ККД [1]. Однак часто значення витрати Q насосних систем завищені приблизно на 30%. Наприклад, якщо насос працює за витрати 65% відносно оптимального значення, то може початися нагнітальна рециркуляція, яка підвищує інтенсивність зносу ВН.

Регульовані електроприводи дають можливість наблизити робочу точку до оптимального значення, захистити насос від впливу деструктивних сил, зумовлених неефективністю процесу, а також сприяють збереженню цілісності та збільшенню терміну роботи електродвигунів [2].

У зв'язку з активним впровадженням регульованого електроприводу особливої актуальності набуває питання розрахунку показників енергоефективності ($\eta_{ВН}$, $\eta_{СД}$) та надійності ($\gamma_{ВН}$, $\gamma_{СД}$) регульованого НА залежно від зміни витратного навантаження агрегата Q . Тому цільові умови доцільно представити у вигляді рівняння (1)

$$\left. \begin{aligned} \eta_{ВН} &= f_1(Q, n_*) \Rightarrow \max; \\ \gamma_{ВН} &= f_2(Q, n_*) \Rightarrow \max; \\ \eta_{СД} &= f_3(Q, n_*) \Rightarrow \max; \\ \gamma_{СД} &= f_4(Q, n_*) \Rightarrow \max, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

де $n_* = \omega / \omega_H$ - коефіцієнт регулювання швидкості ВН ω відносно номінального значення ω_H .

Система рівнянь (1) - це цільові функції, які відображають показники ефективності та надійності роботи НА. Ілюстрації цільових функцій для регульованого НА, що складається з СД типу «СТД-5000-2» та ВН типу «НМ-7000-210» представлено на рисунку 1.

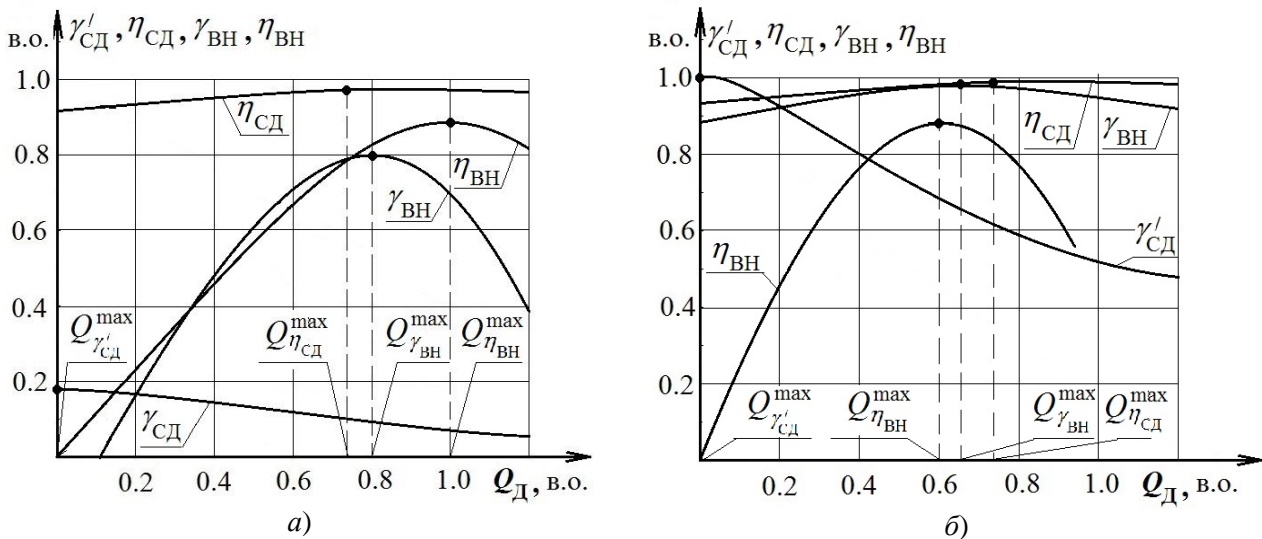


Рисунок 1 – Цільові функції ефективності та надійності насосного агрегата, який складається з електродвигуна «СТД-5000-2» та відцентрового насоса «НМ-7000-210» для частот обертання роторів $n=3000 \text{ хв}^{-1}$ (а) та $n=2000 \text{ хв}^{-1}$ (б)

Очевидно, що необхідно досягати максимальних значень цільових функцій. Однак, екстремуми даних показників досягаються при різних значеннях витратного навантаження і мають суперечливий характер. Залучення методології багатоцільової оптимізації дозволить розрахувати глобальний оптимум і визначити найбільш ефективний та надійний режим роботи регульованих НА.

Список використаних джерел

1. Костишин В. С., Яремак І. І. Математична модель надійності та ефективності роботи насосного агрегата нафтоперекачувальної станції. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2017. №5(161). с. 62–68.
2. Яремак, І. І., В. Бацала, Р. О. Яремак Оцінка потенціалу енергоефективності електроприводних насосних агрегатів в усталених режимах роботи. *Нафтогазова енергетика*. 2021. № 2. С. 88-97.

ПЕРСПЕКТИВНІ КОНТАКТНІ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНИХ ВИМИКАЧІВ

Надія ГАБЛЬОВСЬКА

*доцентка кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
nadiia.hablovska@nung.edu.ua*

Тетяна ПАВЛЕНКО

*професорка кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
tetianapavlenkogr@gmail.com*

У сфері електропостачання та живлення різних установок, низьковольтні електричні апарати мають велике значення у забезпеченні керування енергетичними процесами, захисту та комутації електричних кіл.

Сучасні тенденції у розвитку низьковольтного електроапаратобудування націлені на зменшення розмірів та ваги автоматичних вимикачів, зберігаючи при цьому високі показники їхньої захисної ефективності. Важливо враховувати перехідні процеси, що відбуваються під час роботи енергетичних систем та обладнання. Розробка цих процесів пов'язана з ефективністю роботи електричних апаратів захисту, зокрема, багатоамперних автоматичних вимикачів. Такі вимикачі застосовуються у комплектних трансформаторних підстанціях та електроустановках промислових підприємств, що реалізують технологічні процеси за допомогою електролізу для виробництва металів та хімічних речовин. Ефективне управління розподілом теплового та електричного поля на контактних поверхнях автоматичних вимикачів має важливе значення для динамічних процесів у системах.

Звідси випливає, що ці автоматичні вимикачі повинні забезпечувати тривале пропускання номінальних струмів і короткочасне – струмів короткого замикання, тобто забезпечувати селективність роботи. А також, забезпечувати нечасту комутацію номінальних струмів і струмів короткого замикання та відключати надструми миттєво.

Багатоамперні автоматичні вимикачі складаються з контактної системи, механізму вмикання – вимикання, приводу механізму і блоку розчеплювачів.

Важливими параметрами, що визначають масу і габаритні розміри автоматичного вимикача, є електродинамічна стійкість, гранична комутаційна здатність, вмикаюча здатність.

Аналіз конструкцій вимикачів [1], показав, що ці, багато в чому взаємозалежні, параметри забезпечуються в основному конструктивними рішеннями – розподілом контактів на дугогасильні і головні, розділенням головних контактів на ряд паралельних, забезпечення достатньої енергоємності механізму ввімкнення.

Використання послідовно комутованих головних і дугогасільних контактів дозволяє застосовувати в якості матеріалів головних контактів матеріали, що є відносно недугостійкі, але мають низький електричний опір.

Як правило, такі матеріали відрізняються не тільки високими електро- і теплопровідностями, але й невисокою твердістю. Саме це дозволяє зменшити необхідні для досягнення високої електродинамічної стійкості контактні натискання і тим самим матеріаломісткість. Разом з тим, такий розподіл контактної системи накладає визначені обмеження як на конструкцію контактної системи, так і на матеріали, що застосовуються для виготовлення контактів.

Поділ головних контактів на ряд паралельних в одному полюсі забезпечує зменшення необхідного сумарного контактного натискання при зберіганні величин комутованих струмів та електродинамічну стійкість. В автоматичних вимикачах змінного струму, внаслідок ефекту витіснення струму і ефекту близькості, струми по паралельним контактам розподіляються нерівномірно – по крайнім контактам проходить струм в 1,4-1,6 рази вищий, ніж по середнім. Це, звичайно, призводить до зменшення електродинамічної стійкості.

До зменшення електродинамічної стійкості призводить, також, розкид перехідних опорів контактів, що збільшують нерівномірність величин струмів, що протікають. Звідси випливає необхідність збільшувати активний і індуктивний опір, зменшувати взаємоіндуктивність, а це, в свою

чергу, протирічить основній задачі – забезпечити пропускання струму з найменшими втратами при зменшенні габаритів контактної системи.

Природа перехідного опору визначається двома факторами: опором стягування і опором плівок. В реальних контактах лінії струму стягуються під час проходження через обмежуючі площадки контактної поверхні. Це призводить до збільшення опору, в порівнянні з випадком провідності по всій контактній поверхні, та до появи електродинамічних сил відштовхування.

На даний час науковці працюють над створенням інших шляхів збільшення площі контакту без збільшення контактного натискання. Таким напрямком є використання рідкометалевих контактів, у яких велика площа контакту забезпечується рідким металом.

Перехідний опір рідкометалевих контактів складається з опорів плівок на поверхні рідкого металу, опір металу і опір інтерметалідів на поверхні розділу твердої і рідкої фаз. Змочування твердого металу рідким визначає реальну площу контакту [2].

Для покращення ефективності роботи контактів та вимикача в цілому необхідно прагнути до зниження перехідного опору у зоні контактування та підвищення електродинамічної стійкості. Невиконання цих умов може призвести до неповного замикання контактів та виникнення аварійних ситуацій.

Основною метою дослідження є створення композиції псевдорідкометалевих контактів, що сприятимуть збільшенню ефективності роботи багатоамперних автоматичних вимикачів. Це досягається за рахунок використання специфічного композиційного матеріалу для контактів особливого складу у головних контактах двоступеневої системи.

Проведено аналіз ключових параметрів, що впливають на ефективність та швидкодію спрацьовування автоматичних вимикачів під час аварійних ситуацій. Розглянуто методи визначення та розподілу густини струму з урахуванням поділу основних контактів на паралельні групи. Цей підхід спрямований на зменшення впливу електродинамічних сил, які можуть спричинити невчасне розмикання електричних контактів.

Унікальність нової композиції контактних пар полягає в створенні пористого об'єму матриці, яка просочена легкоплавким наповнювачем [1]. Під дією джоулевого нагріву відбувається плавлення наповнювача, що призводить до рідкометалевого стану роботи електричних контактів. Композиції електричних контактів, що виготовлені за цією особливою технологією, не містять коштовних або токсичних елементів, мають низький перехідний опір у зоні контактування та високу комутаційну здатність. Завдяки можливості змінювати агрегатний стан композиції контактів можна варіювати легкоплавку складову, що призводить до зміни їхніх властивостей.

Для максимізації користування складами композиційних контактів та визначення необхідних параметрів, планується розробити математичну модель контактної провідності псевдорідкометалевих контактів. Особливістю цієї моделі є врахування взаємодії пористості основного матеріалу та розподілу наповнювача як всередині пор, так і на робочій поверхні контактів.

Крім того, модель буде валідована на основі результатів експериментальних та експлуатаційних досліджень. Такий підхід дозволить більш точно прогнозувати та контролювати контактну провідність псевдорідкометалевих контактів та вдосконалювати їхню ефективність.

Список використаних джерел

1. Павленко Тетяна, Габльовська Надія, Шиндак Любов. Аналіз можливості використання псевдорідкометалевих контактів в електричних апаратах. *International Science Journal of Engineering & Agriculture*. 2023, Vol. 2, No. 2, pp. 64-74. doi:10.46299/j.isjea.20230202.06
2. Габльовська Н.Я., Павленко Т.П., Курляк П.О. До питання доцільності застосування псевдорідкометалевих контактів в електричних апаратах // The XIV International Scientific and Practical Conference «Prospects for the development of science and the environment», April 10 – 12, Helsinki, Finland, 2023, 406-408 p.

ПЕРСПЕКТИВНІ НАПРЯМКИ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ В ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ ПРИСТРОЯХ ТА КОМПЛЕКСАХ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ

Тетяна ПАВЛЕНКО

*професорка кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
tetianapavlenkogr@gmail.com*

Надія ГАБЛЮВСЬКА

*доцентка кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
nadiia.hablovska@nung.edu.ua*

Зінат МАХМУТОВ

*студент групи ЕТСм-22-2
кафедра електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
zinatmakhmutov@gmail.com*

Віталій КАЛАМБЕТ

*студент групи ЕТСм-22-1
кафедра електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
vitaliikalambet@gmail.com*

Енергетичні ринки світу постійно орієнтуються на виконання завдань щодо видобутку і попиту природних енергетичних запасів на рівні забезпечення екологічності та стабільності розвитку нафтогазової галузі.

Відповідно постійно відбуваються зміни розташування родовищ світових запасів, що супроводжується швидким розвитком сучасних технологій у сфері розвідувальних робіт, видобування, переробки продукції, прокладання трубопроводів, зберігання й транспортування енергоресурсів.

Більшість процесів у нафтогазовій галузі складні та зазнають впливу суворих умов довкілля, що висуває додаткові вимоги до технологічного обладнання та оптимізації виробництва. Досягнення високого рівня ефективності та доступності обладнання безпосередньо пов'язані з кінцевими перевагами: підвищенням продуктивності та поліпшенням якості продукції.

Нафтогазове виробництво має значні енергоємні процеси видобутку природних запасів і їх транспортування [1].

Відповідно все це супроводжується вибором необхідного обладнання та кількістю споживання електричної енергії.

Метою роботи є визначення оптимальних технічних рішень перспективного використання обладнання для нафтогазової промисловості.

Процес добування нафти проводиться різними способами з використанням обладнання бурових установок, яке має електроприводні механізми де використовуються електродвигуни.

Наприклад, електропривод глибоконасосних штангових установок (верстатів, гойдалок) встановлюється на поверхні. Насос за допомогою колони штанг опускається в свердловину на глибину до 1500м. Але продуктивність насоса в цих умовах не більше 50м³ на добу. У складі електроприводу використовуються асинхронні двигуни потужністю 10, 15, 20, 40 кВт.

Перспективним направленням є застосування блоків керування двигунами верстатів качалок, які забезпечують індивідуальний та груповий самозапуск після відновлення зниклого живлення. Блоки вмонтовані в трансформаторні підстанції глибокого вводу типу КТПСК. Для підвищення (сотні і навіть тисячі м³ на добу) ефективності свердловини використовують високоефективний електропривод з зануреним центробіжним насосом. Підвід електроенергії виконується за допомогою кабельної мережі. На поверхні землі розміщується станція керування та трансформаторна підстанція.

Також знайшли застосування сучасні електроцентробіжні насоси потужністю 10-100 кВт. Особливістю таких насосів є використання електродвигунів постійного струму типу ЕС 4 з нестандартною конструкцією і напругою, що регулюється (рис. 1).

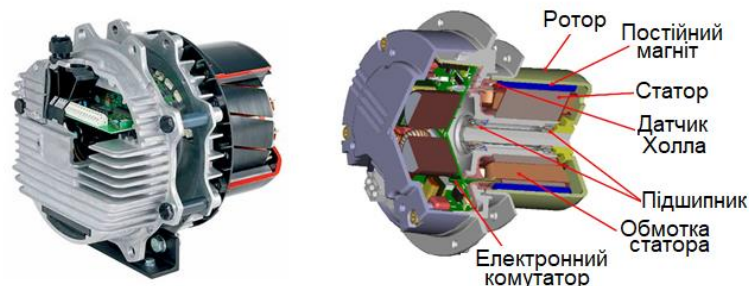


Рисунок 1 – Конструкція двигуна постійного струму для електроцентробіжних насосів

Особливістю конструкції таких двигунів є відсутність колектора та щіток і розподілення постійних магнітів на роторі. Плавність та точність регулювання швидкості ЕС-двигуна забезпечується вбудованою комутаційною електронікою – контролером.

Магнітне поле, що створюється завдяки вбудованими в ротор постійними магнітами, реагує на зміну вектора магнітного поля через зміну напрямку струму в обмотці статора.

З метою найбільш точного регулювання швидкості обертання ротора контролер постійно обчислює та подає на обмотку статора струм потрібної полярності. Двигун реагує на зміну керуючих сигналів (струмових 4-20 мА або потенційних 0-10 В) і забезпечує обертання ротора із заданою швидкістю та з найменшими енерговитратами.

Підключення здійснюється безпосередньо до джерела постійної напруги або через модуль комутації - до джерела змінного струму (220В, 380В). Через шини або інтерфейс приладу можливе управління групами споживачів через ПК або КПК.

Електронно-комутовані ЕС-двигуни є найбільш перспективним та енергозберігаючим рішенням для застосування в різних системах і характеризуються високою продуктивністю та оптимальним керуванням у всьому діапазоні швидкостей обертання.

Для живлення насосів і іншого обладнання застосовуються трансформаторні підстанції типу КТПШН з трьохобмотковими трансформаторами ТМТП 6.3/ $U_{\text{роб}}$ /0.4 кВ потужністю 63, 100, 160, 200, 250, 400 кВА. Станція керування обладнанням вмонтована в підстанцію і забезпечує керування двигуном, включаючи самозапуск при відновленні напруги.

Крім перспективного обладнання для ефективності роботи автоматизованих систем управління технологічними процесами в нафтогазовій промисловості використовуються сучасні мікропроцесорні пристрої зі штучним інтелектом, який побудований на генетичному та еволюційному алгоритмі.

Завдяки штучному інтелекту можна швидше міняти логіку управління та підвищувати гнучкість і точність виробничих процесів. В результаті значно підвищується ефективність роботи і визначаються можливості автоматизації.

Застосування генетичних алгоритмів [2] є оптимізація багатопараметричних функцій. Безліч реальних задач можуть бути сформульовані як пошук оптимального значення, де рішенням є складна функція, що залежить від певних вхідних параметрів.

На теперішній час в Україні відсутні автоматизовані системи керування процесом нафтовидобування на основі "інтелектуальних свердловин". Це зумовлює потребу в проведенні досліджень у напрямку розроблення нових способів керування електроприводами, наприклад, штангових глибиннопомпових установок.

Для оперативного та одночасного керування роботою багатьох свердловин нафтового родовища необхідно мати характеристики обладнання та навчальні вибірки для кожної свердловини. Такий підхід значно спрощує процес керування в реальному часі групою нафтовидобувних установок, оскільки дані розпізнавання стану однієї свердловини можуть бути використані для керування іншими (подібними) свердловинами [2].

Для створення етапів інтеграції штучного інтелекту в середовище автоматизації застосовуються спеціальні модулі.

За рахунок штучного інтелекту і алгоритмів машинного навчання модуль спрощує обробку навіть невідомих об'єктів. При цьому не потрібно здійснювати програмування із залученням значних ресурсів.

За допомогою модуля, машини можуть гнучко і автоматично реагувати на ситуації, в яких зазвичай було потрібно втручання людини. Це знижує час простоїв і підвищує доступність обладнання. Крім того, можна оперативно виявити проблеми на виробництві та уникнути витрат, пов'язаних з доопрацюванням або навіть виявленням браку продукції [3-5].

Таким чином, за рахунок штучного інтелекту модуль відкриває можливості:

- для незліченних нових підходів та інноваційних стратегій автоматизації;
- розпізнавання складних схем;
- обробки даних з використанням знань, отриманих за допомогою машинного навчання;
- розпізнавання невідомих компонентів і деталей де завгодно і в будь-якому положенні;
- інтегрування безпосередньо в ПЛК.

Це скорочує час проектування, оскільки нівелює необхідність вивчення окремих об'єктів - тим самим підвищується продуктивність за рахунок запобігання нераціональному використанню ресурсів та обладнання.

Список використаних джерел

1. Investment projects analysis and development: tutorial/ I. I. Tsyhylyk, S. O. Kropelnytska, M. M. Bilyi, O. I. Mozil. – Kyiv: Tsentr navchalnoi literatury, 2005. – 160 p. (In Ukrainian).
2. Маляр А.В., Андрейшин А.С. Використання нейромережі для побудови системи керування електроприводом верстата-гойдалки. Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка” “Електроенергетичні та електромеханічні системи”. 2011. № 707. С 72–82.
3. Маляр А.В., Андрейшин А.С., Тацій А.Р. Розпізнавання динамограми верстата-гойдалки за допомогою нейронної мережі. Матеріали XVIII міжнародної конференції з автоматичного управління “Автоматика-2011”. м. Львів, 28-30 вересня, 2011. С. 156–157.
4. Андрейшин А.С. Система розпізнавання динамограм нафтової установки на нейронній мережі: XII Міжнародна науково-технічна конференція 11 “Проблеми сучасної електротехніки”. м. Вінниця, 4–8 червня, 2012. 1 електрон. опт. диск (CD-R).
5. Андрейшин А.С., Маляр А.В., Калужний Б.С., Лещук С.М. Вибір нейронної мережі для розпізнавання стану нафтової свердловини. Вісник НТУ ХП “Проблеми автоматизованого електропривода. Теорія і практика”. 2013. № 36. С.495–496.

ВПЛИВ ДЖЕРЕЛ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА АРХІТЕКТУРНИЙ ОБРАЗ БУДІВЕЛЬ І СПОРУД

Уляна АНДРУСЯК

кандидат архітектури, доцент,
доцент кафедри архітектури та містобудування
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
uliana.andrusiak@nung.edu.ua

Валентин ЯРИЧКІВСЬКИЙ

студент 5 курсу
кафедри архітектури та містобудування
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
valentyar@gmail.com

На сьогоднішній день питання щодо використання засобів альтернативної енергетики важливе як ніколи. Джерела відновлюваної енергетики пройшли довгий шлях становлення в ролі надійного та доступного джерела енергії. Стрімкий розвиток технологій альтернативної енергетики, зменшення їх

вартості та оптимізація їх виробництва, породжує в суспільстві тенденції щодо інтеграції таких джерел у архітектуру будівель і споруд, якими ми користуємося, та в яких живемо [1].

Альтернативна енергетика, як галузь паливно-енергетичної промисловості, об'єднує наступні нетрадиційні напрямки:

- вітроенергетику,
- геліоенергетику,
- гідроенергетику,
- геотермальну енергетику,
- водневу енергетику,
- біопаливну енергетику.

Поняття альтернативної енергетики є найбільш актуальним для розгляду в контексті питань архітектури. Всі будівлі та споруди за характером взаємодії із засобами альтернативної енергетики, пропонуємо поділити на дві групи:

- будівлі та споруди з енергетичними пристроями поза їх матеріально-конструктивною структурою;
- окремо розміщеними енергетичними пристроями, в безпосередній близькості від будівлі и споруди (такого роду пристрої не впливають на об'ємно-планувальне рішення будівлі чи споруди, проте формують єдиний функціональний комплекс);
- будівлі з енергетичними пристроями, розміщеними в їх матеріально-конструктивній структурі;
- використання енергетичних пристроїв як периферійних (енергогенеруючі пристрої виступають у ролі додаткових інженерно-технічних елементів, які не впливають на об'ємно-планувальні рішення будівель або споруд і на їх структуру в цілому).

У загальному, чинники, котрі визначають формування сучасних будівель і споруд умовно можна поділити на три групи, що в свою чергу впливають на три основні вимоги до будівель і споруд:

- архітектурно-художні чинники \Rightarrow архітектурно-художня виразність;
- інженерно-конструкторські чинники \Rightarrow технічна доцільність;
- соціально-функціональні чинники \Rightarrow функціональність.

Ці три основні вимоги відіграють домінуючу роль у формуванні зовнішнього простору будівлі. Зовнішній простір представлено у вигляді архітектурного образу і умовно можна розділити на первинні, вторинні та третинні характеристики сприйняття. До первинних характеристик належить силует будівлі (споруди) та контури об'єму. До вторинних – належать характеристики геометричності будівлі (розміри та форма елементів, пластики огорожувальних конструкцій). До третинних – належать фактурні та текстурні характеристики оболонки (колір і візуальна якість матеріалів).

Теплоенергетичний вплив зовнішнього клімату на тепловий баланс будівлі чи споруди може бути оптимізовано за рахунок вибору форми будівлі (споруди), розташування та площі заповнення світлових прорізів. Наприклад, вдалий вибір орієнтації та розмірів будівлі (споруди) прямокутної форми дає можливість у теплий період року зменшити вплив сонячної радіації на оболонку, знизивши витрати на її охолодження, а в холодний період – збільшити вплив сонячної радіації на оболонку будівлі (споруди), зменшивши витрати на опалення. Аналогічні результати будуть отримані при вдалому виборі орієнтації та розмірів будівлі (споруди) щодо впливу вітру на тепловий баланс архітектурного об'єкта (комплексу) (рис. 1, 2) [1-4].

Основні напрямки, при формуванні архітектурно-художнього образу будівлі (споруди) з використанням **засобів геліоенергетики**:

- проектування оптимальної форми огорожувальних конструкцій будівлі (споруди) з урахуванням інтегрування в них відповідних пристроїв;
- використання додаткової структури з сонячних панелей, у тому числі з застосуванням рухомих модулів системи геліоспостереження;
- поєднання різної форми та текстури поверхні сонячних панелей і матеріалів оздоблення фасаду (рис. 3) [1-5].

Для проєктів, у яких важливо зберегти вже сформований художній образ будівлі (споруди), доцільно стилізувати інтегровані сонячні установки під стиль архітектурних елементів і заповнення існуючих членувань фасаду.

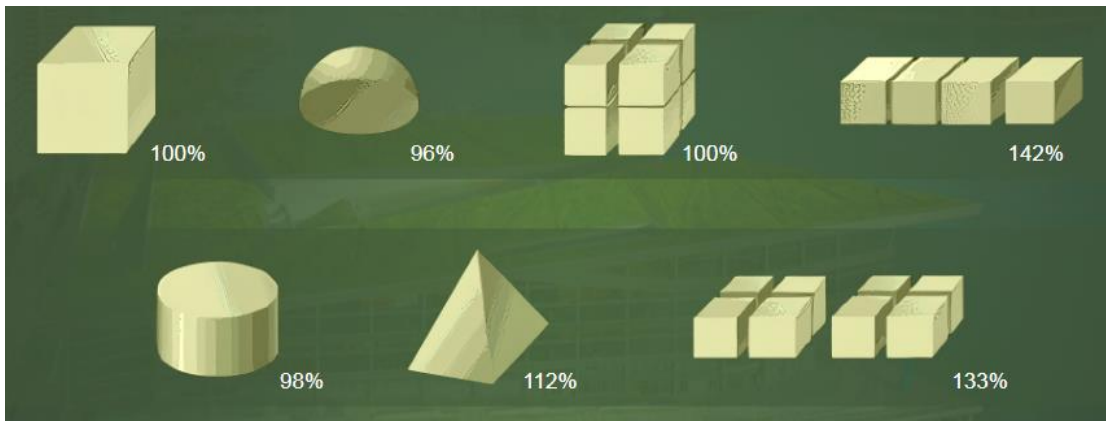


Рисунок 1 – Схема, що ілюструє відносну зміну енерговитрат, залежно від роздробленості форми, при однаковому об'ємі будівлі (споруди)



Рисунок 2 – Схема залежності тепловтрат будівлі (споруди) від її форми та відношення площі поверхні до об'єму

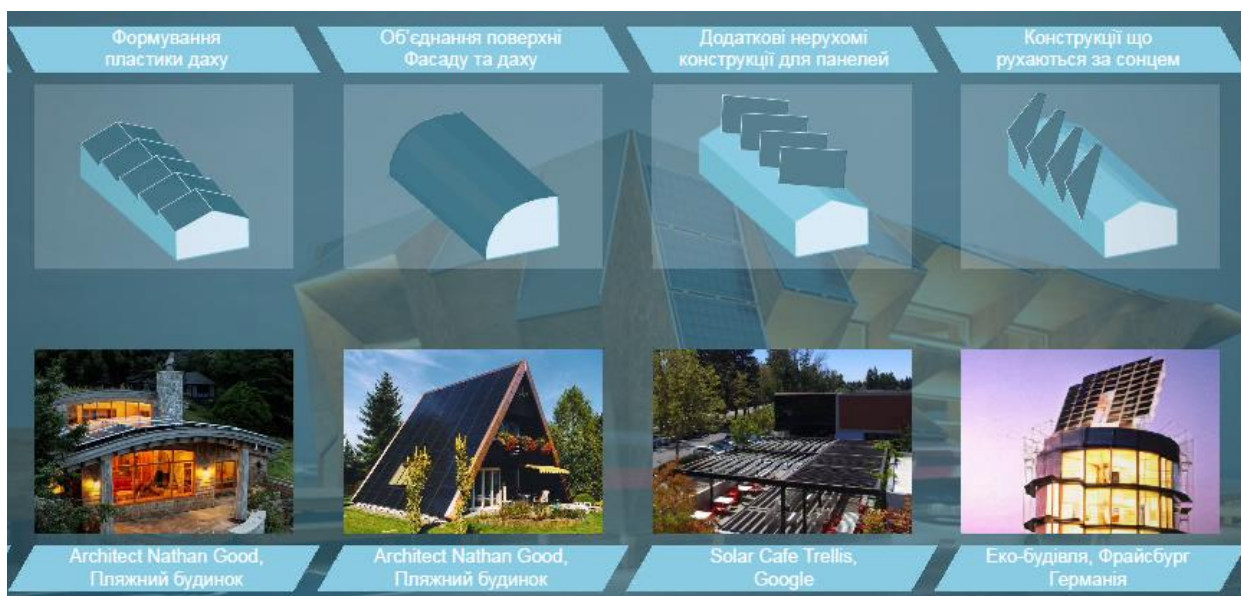


Рисунок 3 – Особливості архітектурного формоутворення будівель і споруд, під впливом засобів геліоенергетики

При правильному підборі і розміщенні **вітрової установки**, обсяг енергії, котру вона виробляє, може в кілька разів перевищувати обсяг енергії від сонячної електростанції відповідної потужності.

Специфіка формування архітектурно-художнього образу будівлі (споруди) з використанням **засобів вітроенергетики**:

- застосування високих конструкцій і проектування стін і покрівлі певної аеродинамічної форми для встановлення відповідних пристроїв;
- високо розташовані елементи вітряних турбін стають центром архітектурної композиції, що значно підвищує вимоги до дизайну вітрогенераторів і застосовуваних в них елементів;
- у випадку, коли необхідно приховати вітрогенератори, вони можуть бути розміщені всередині існуючих або проєктованих повітропроникних конструкцій;
- дизайн засобів вітроенергетики, при використанні в історичній забудові може бути виконаний з використанням характерних для даного архітектурного стилю декоративних елементів (рис. 4) [1-4, 6].



Рисунок 4 – Особливості архітектурного формоутворення будівель і споруд, під впливом засобів вітроенергетики

Використання і виробництво **біопалива**, на сьогоднішній день, є одним із найперспективніших напрямків альтернативної енергетики. Незважаючи на те, що біопаливні пристрої найчастіше представляють собою окремо стоячі споруди, вони впливають на формування архітектурного середовища й активно використовуються в концепціях будівель, комплексів і міст майбутнього.

Однак, поки **біопаливні пристрої** практично не використовуються в структурі енергопостачання будівель, що пов'язано зі складністю виробничих процесів, великою кількістю допоміжних інженерних пристроїв і великими розмірами їх окремих елементів. Біогазові пристрої можуть бути розміщені всередині спеціально побудованих павільйонів. Таке рішення підвищує зручність їх обслуговування та ремонту, забезпечує умови для оптимальної роботи, а головне, додає будівлі (комплексу) архітектурно-художньої виразності. Архітектурно-конструктивні рішення таких споруд можуть бути виконані в загальному архітектурному стилі з оточуючою забудовою чи контрастувати з нею (рис. 5) [1-4].

З усіх видів джерел альтернативної енергетики, **джерела геотермальної енергії** дають найбільше «свободи» для планувально-просторового вирішення, оскільки вся система колектору тепла (джерела геотермальної енергії) розташовується під землею в товщі ґрунту. Щодо самого об'ємно-просторового вирішення будівель і споруд (як багато-, так і малоповерхових), то їх форма має бути максимально компактною (рис. 6) [1-4].

Не менш ефективний, але значно цікавіший, варіант полягає в створенні штучних насипів на території довкола будівлі, для використання їх як своєрідне огороження. Таке рішення вимагає більш площинної, найчастіше одноповерхової забудови, котра має значно більшу площу контакту з земляною поверхнею. Це зумовлено тим, що масив ґрунту під фундаментом, вздовж стін та, навіть, на даху (в випадку озелененого покриття) виконує роль геотермальної інсоляції, забезпечуючи комфортні умови проживання в такому будинку та зменшуючи витрати на опалення [1-4].

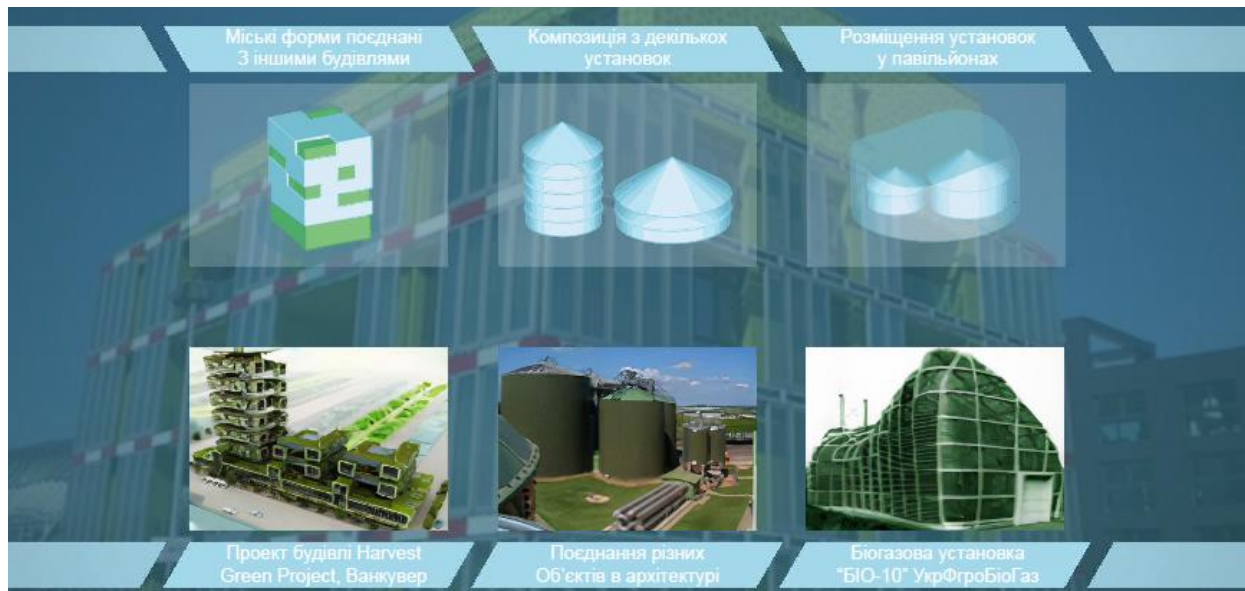


Рисунок 5 – Особливості архітектурного формоутворення будівель і споруд, під впливом засобів біопаливної енергетики



Рисунок 6 – Особливості архітектурного формоутворення будівель і споруд, під впливом джерел геотермальної енергії

Проектуючи **гідроелектростанцію** необхідно визначити та проаналізувати комплекс заходів, спрямованих на виявлення доцільності застосування альтернативних джерел енергії. Основною вимогою вибору є оптимальне розташування та зручність експлуатації.

У випадку гідроелектростанцій, їх інтеграція в житлову, громадську, багатофункціональну чи іншого типу будівлю – неможлива, оскільки джерела альтернативної енергії, що використовують рух водяних потоків потребують наявності спеціальних агрегатів з рухомими елементами. Відповідні системи, в ході своєї роботи, створюють сильний шум та вібрації, водночас, потребуючи постійного технічного нагляду за станом систем. Така ситуація стає на заваді створенню комфортних умов для життя та праці людини в такій будівлі. Тому інтеграція гідроелектростанцій можлива лише в споруди, що нестимуть виключно функцію гідроелектростанції. Натомість, створення нових споруд для гідроелектростанції дають можливість для абсолютно нових архітектурних рішень, що передбачають унікальне об'ємно-просторове вирішення. Такі пропозиції поєднують у собі найбільш оптимальні форми (часто детально розраховані на комп'ютерах), а також ретельне вписування в довколишнє середовище та сучасні архітектурні тенденції [1-4, 7].



Рисунок 7 – Особливості архітектурного формоутворення будівель і споруд, під впливом засобів водної енергетики

При формуванні архітектурного образу будівель і споруд із альтернативними джерелами енергетики можна виділити основні **принципи**:

- принцип **адаптації**, коли при проектуванні, враховуються архітектурні рішення існуючої навколишньої забудови, а об'єкти альтернативної енергетики виконують мінімальними засобами, вбудованими в планувально-просторову структуру будівлі (споруди, комплексу);
- принцип **інтеграції** – створення унікальних архітектурних рішень – об'єкти альтернативної енергетики можуть бути прибудованими (надбудованими) елементами планувально-просторової структури будівлі (комплексу) [1-4].

Висновок

Використання джерел альтернативної енергетики має значний вплив на формування планувально-просторової структури будівель і споруд. Кожне джерело альтернативної енергії має найоптимальніші умови використання, в яких вони проявляють найбільшу ефективність. Вибір певного виду джерела альтернативної енергетики значним чином залежить від розташування ділянки під проектування на Земній кулі, погодних умов, що, в кінцевому результаті, визначатимуть ефективність обраного джерела й особливості планувально-просторової структури будівлі (споруди). Вплив джерел альтернативної енергетики на планувально-просторову структуру будівлі (споруди) повинен бути збалансований, для забезпечення ефективності використання відповідних джерел. Кожен з видів альтернативних джерел енергетики потрібно розглядати не як окремий елемент (розташований на фасаді будівлі чи на території ділянки), а як невід'ємну частину загальної об'ємно-просторової структури усєї будівлі (споруди, комплексу) чи як один із композиційних акцентів.

Список використаних джерел

1. Рябов А. В. *Архитектурное формообразование зданий с использованием средств альтернативной энергетики*: дис. канд. арх.: 05.23.21. Московский АИ. М., 2012. 212 с.
2. Cody V. *The Role of Technology in Sustainable Architecture*. Wolkenkuckucksheim, 2014. № 33. PP. 239 - 247.
3. Zhang H. *Influence of plan shapes on annual energy consumption of residential buildings*. WIT Press, 2017. № 12 (7). PP. 1178 - 1191.
4. Top 15+ Sustainable Construction Technologies Used in Green Construction [online] Доступно: <<https://www.conserve-energy-future.com/top-sustainable-construction-technologies-used-green-construction.php>> [Дата звернення 25 вересень 2023].
5. What is the optimal orientation and tilt angle for solar panels? [online] Доступно: <<https://news.dualsun.com/co-en/12/2014/what-is-the-optimal-orientation-and-tilt-angle-for-solar-panels/>> [Дата звернення 25 вересень 2023].

6. Bahrain World Trade Center. Manama, Bahrain. Skyscraper powered by wind turbines attached between its towers [online] Доступно: <<https://www.atlasobscura.com/places/bahrain-world-trade-center>> [Дата звернення 25 вересень 2023].

7. Hydro-electric Powerstation / becker architekten [online] Доступно: <<https://www.archdaily.com/353707/hydro-electric-powerstation-becker-architekten>> [Дата звернення 25 вересень 2023].

РОЗРОБЛЕННЯ BOND GRAPH МОДЕЛІ ПРИВОДУ АСИНХРОННОГО ДВИГУНА ДЛЯ ДІАГНОСТИКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ

Петро КУРЛЯК

*канд. техн. наук, доцент, завідувач кафедри
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
petro.kurliak@nung.edu.ua*

Олексій ЧОРНИЙ

*доктор техн. наук, професор,
директор навчально-наукового інституту
Кременчуцький національний університет
імені Михайла Остроградського,
alekseii.chorny@gmail.com*

Валерій ТИТЮК

*доктор техн. наук, професор,
Криворізький національний університет,
tytiuk@knu.edu.ua*

На промислових підприємствах понад 80% електроприводів обладнані асинхронними двигунами (АД). Умови неякісної напруги мережі живлення, підвищена запиленість, технологічні і випадкові навантаження на валу АД, призводять до високої пошкоджуваності двигунів та прискореного зносу ізоляції. В результаті виникають міжвиткові і міжфазні замикання, пробої на корпус. Міжвиткові замикання можуть мати незначні прояви і розвиватися поступово.

Щорічні пошкодження становлять до 20–25 % від загальної кількості встановлених АД. Їх позапланова зупинка або раптова відмова супроводжуються значними економічними втратами [1-2]. Особливо великі втрати на великих енергетичних установках і об'єктах, тому технічна діагностика в цій області досить розвинена і є обов'язковою для попередження відмов і своєчасного ремонту. Значно менша увага приділяється моніторингу електроприводних установок середньої та малої потужності, проте їх значимість, з огляду на розвиток автономних приводів і масовості останніх, постійно зростає. В сучасних економічних умовах підприємства часто змушені скорочувати обсяги ремонтних робіт. Через обмежені кошти на ремонт обладнання промислові підприємства багаторазово відновлюють АД, які вийшли з ладу. В таких умовах оцінка технічного стану АД являє собою важливу задачу.

Практично на всіх підприємства використовують технічне обслуговування, що проводиться за графіком планово-попереджувальних ремонтів. Проведені дослідження показують, що під час планово-попереджувальних ремонтів і випробуваннях не менше 50% обслуговувань виконується без фактичної потреби [1-2]. Технічне обслуговування, що проводиться за графіком планових ремонтів, часто спричиняє виникнення додаткових дефектів. Для більшості АД при цьому не знижується частота виходу з ладу. Надійність роботи після обслуговування з розбиранням і заміною деталей часто знижуються [1-2].

В даних умовах виникає потреба в розробці методів неруйнівного контролю, які дозволяють визначити стан двигуна в процесі його експлуатації. У зв'язку з цим питання удосконалення способів та методів діагностики технічного стану, розробки пристроїв перед аварійної діагностики і прогнозування стану АД є актуальним і дозволяє перейти від системи планово-попереджувальних ремонтів до проведення профілактичних робіт за фактом їх виявлення.

Для діагностування технічного стану електроприводу із асинхронним двигуном використано Bond Graph модель електричного двигуна розроблену в роботі [3]. Bond Graph модель приводу асинхронного двигуна базується на відображенні його конструктивних елементів та взаємозв'язків між ними (рис. 1). Застосувавши основні підходи методології Bond Graph отримано алгебраїчно-диференційні рівняння для опису електро-магнітно-механічних процесів під час функціонування приводів з асинхронними двигунами. Використавши відповідне програмне забезпечення, наприклад 20-sim, для реалізації такої моделі дослідник має змогу моделювати та досліджувати зміни в параметрах асинхронного двигуна та робити висновки про його технічний стан.

У Bond Graph моделі приводу асинхронного двигуна опори R_{SA} , R_{SB} , R_{SC} представляють значення активного опору кожної фази статора (рис. 2). Під час розрахунку числових значень опорів беруть до уваги той факт, що обмотки електродвигуна є симетричними, а тому їх значення однакові і відповідно $R_{SA} = R_{SB} = R_{SC} = R_s$.

На вхід статорних обмоток двигуна подається живлення від трифазного джерела живлення u_A , u_B, u_C :

$$\begin{cases} u_A = U_{\max} \sin(\omega t); \\ u_B = U_{\max} \sin(\omega t + 120^\circ); \\ u_C = U_{\max} \sin(\omega t - 120^\circ). \end{cases} \quad (1)$$

Далі в моделі застосовано перехід від трифазної системи координат до двофазної α, β . Для цього використали коефіцієнти згідно співвідношення:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(0) & \cos(120^\circ) & \cos(-120^\circ) \\ \sin(0) & \sin(120^\circ) & \sin(-120^\circ) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Електромагнітну взаємодію обертових полів статора та ротора у процесі моделювання представляють двопортові індуктивності I_a, I_b із наступними конструктивними рівняннями:

$$\begin{bmatrix} \psi_\alpha^s \\ \psi_\alpha^r \end{bmatrix} = I_a \times \begin{bmatrix} i_\alpha^s \\ i_\alpha^r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_\alpha^s & M \\ M & L_\alpha^r \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_\alpha^s \\ i_\alpha^r \end{bmatrix}, \quad (3)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_\beta^s \\ \psi_\beta^r \end{bmatrix} = I_b \times \begin{bmatrix} i_\beta^s \\ i_\beta^r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_\beta^s & M \\ M & L_\beta^r \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_\beta^s \\ i_\beta^r \end{bmatrix},$$

де $\psi_\alpha^s, \psi_\beta^s, \psi_\alpha^r, \psi_\beta^r$ - змінні потокозчеплення статорних і роторних обмоток.

Далі в моделі приводу асинхронного двигуна реалізовані рівняння електромеханічної трансформації електроенергії (4), які формують за другим законом Кірхгофа окремо для статорних та роторних обмоток. Наступне співвідношення (5) формує електромагнітний момент машини, встановивши співвідношення між струмами статорної та роторної обмоток:

$$\begin{cases} u_\alpha^s = R_\alpha^s i_\alpha^s + L_\alpha^s(i_m) \frac{di_\alpha^s}{dt} + L_m(i_m) \frac{di_\alpha^r}{dt}, \\ u_\beta^s = R_\beta^s i_\beta^s + L_\beta^s(i_m) \frac{di_\beta^s}{dt} + L_m(i_m) \frac{di_\beta^r}{dt}, \\ 0 = R_\alpha^r(i_m) i_\alpha^r + L_\alpha^r(i_m) \frac{di_\alpha^r}{dt} + L_m(i_m) \frac{di_\alpha^s}{dt} + \omega^r (L_\beta^r(i_m) i_\beta^r + L_m(i_m) i_\beta^s), \\ 0 = R_\beta^r(i_m) i_\beta^r + L_\beta^r(i_m) \frac{di_\beta^r}{dt} + L_m(i_m) \frac{di_\beta^s}{dt} - \omega^r (L_\alpha^r(i_m) i_\alpha^r + L_m(i_m) i_\alpha^s); \end{cases} \quad (4)$$

$$M_e = \frac{p}{2} \left[i_\alpha^r (L_M i_\beta^s + L^r i_\beta^r) - i_\beta^r (L_M i_\alpha^s + L^r i_\alpha^r) \right], \quad (5)$$

де u_α^s, u_β^s - значення напруг статорних обмоток α, β ; $i_\alpha^s, i_\beta^s, i_\alpha^r, i_\beta^r$ - значення струмів статорних і роторних обмоток α, β ; $R_\alpha^s, R_\beta^s, R_\alpha^r, R_\beta^r$ - значення активних опорів статорних і роторних обмоток α, β .

β ; $L_{\alpha}^s, L_{\beta}^s, L_{\alpha}^r, L_{\beta}^r$ - параметри власних індуктивностей статорних і роторних обмоток α, β ; L_M - значення взаємної індуктивності; ω^r - обертова швидкість валу; M_e - значення електромагнітного моменту; p - кількість пар полюсів.

Конструкцію короткозамкненого ротора машини в моделі відображають параметрами активних опорів R_1-R_8 (рис.2). Також передбачено короткозамкнені кільця з обох сторін клітки, які з'єднані із усіма стрижнями. Значення струмів, які утворюються магнітним полем, виражаються рівняннями (8). Отже, модель приводу асинхронного двигуна відображає струми в кожному стрижні клітки ротора, значення яких залежить від його положення в просторі, яке задається кутом повороту θ по відношенню до статорної обмотки.

Величини струмів кожного стрижня робота зокрема виражені через струми в осях α, β , та залежать від просторового положення, яке визначається кутом повороту θ :

$$\begin{bmatrix} i_{r1} \\ i_{r2} \\ i_{r3} \\ i_{r4} \\ i_{r5} \\ i_{r6} \\ i_{r7} \\ i_{r8} \end{bmatrix} = m \times \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{8}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{8}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{4\pi}{8}\right) & \sin\left(\theta + \frac{4\pi}{8}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{6\pi}{8}\right) & \sin\left(\theta + \frac{6\pi}{8}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{8\pi}{8}\right) & \sin\left(\theta + \frac{8\pi}{8}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{10\pi}{8}\right) & \sin\left(\theta + \frac{10\pi}{8}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{12\pi}{8}\right) & \sin\left(\theta + \frac{12\pi}{8}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{14\pi}{8}\right) & \sin\left(\theta + \frac{14\pi}{8}\right) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_{\alpha}^r \\ i_{\beta}^r \end{bmatrix}. \quad (6)$$

Нижче наведене співвідношення значень струму кожного стрижня ротора в залежності від складових струмів осей α, β :

$$i_k^r = m \left[i_{\alpha}^r \cos\left(\theta + \frac{2(k-1)\pi}{n}\right) + i_{\beta}^r \sin\left(\theta + \frac{2(k-1)\pi}{n}\right) \right], \quad (7)$$

де $m = \sqrt{\frac{2}{n}}$; n - параметр, яких враховує кількість стрижнів ротора; $k = 1, 2, \dots, n$.

Таке співвідношення (7) представлено у моделі на суматорі струмів 1-з'єднуванні ($i_{\alpha}^r, i_{\beta}^r$), а також просторове положення ротора відображається розрахунковими коефіцієнтами (8) на модульованих трансформаторах MTF1,1-MTF1,2 ... :

$$t_k = m \cos\left(\theta + \frac{2(k-1)\pi}{n}\right) \quad \text{та} \quad t_{k+n} = m \sin\left(\theta + \frac{2(k-1)\pi}{n}\right). \quad (8)$$

Зв'язок між електричною та механічною підсистемами асинхронного двигуна побудовано за допомогою виразу електромагнітного моменту:

$$M_e = \sum_{k=1}^n M_k = \frac{p}{2} \sum_{k=1}^n m \cdot \left[\psi_{\beta}^r \cos\left(\theta + \frac{2(k-1)\pi}{n}\right) - \psi_{\alpha}^r \sin\left(\theta + \frac{2(k-1)\pi}{n}\right) \right]. \quad (9)$$

Дане співвідношення електромагнітного моменту реалізується в моделі гіраторними елементами MGY1-MGY8 на які подаються сигнальні потоки, розраховані за виразом:

$$r_k = m \cdot \left[\psi_{\beta}^r \cos\left(\theta + \frac{2(k-1)\pi}{n}\right) - \psi_{\alpha}^r \sin\left(\theta + \frac{2(k-1)\pi}{n}\right) \right]. \quad (10)$$

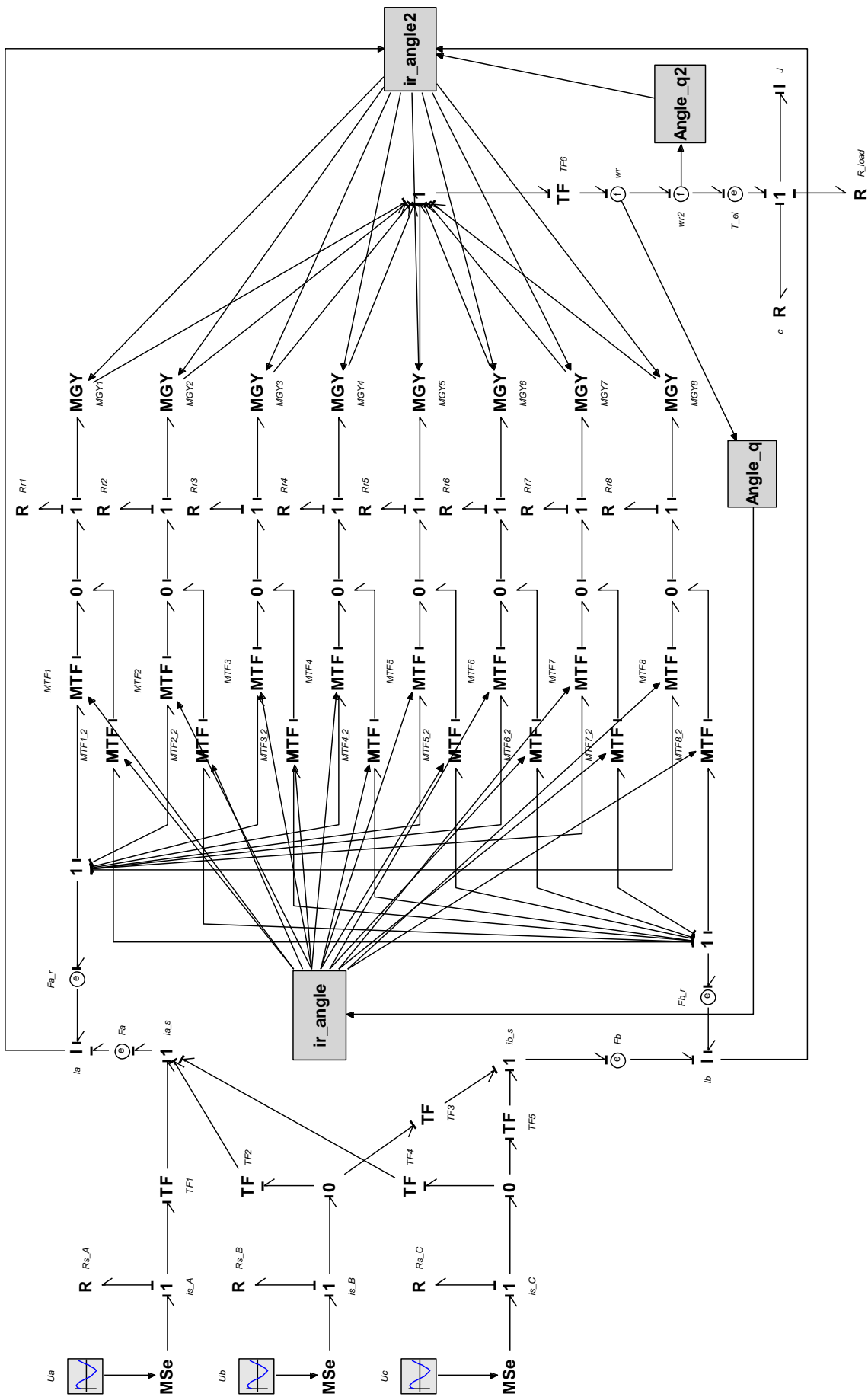


Рисунок 2 – Діагностична Bond Graph модель приводу електродвигуна

Механічна частина електроприводу представлена в моделі рівнянням руху агрегату (11):

$$M_e = J_{AGR} \frac{d\omega^r}{dt} + K_C \omega^r + M_L, \quad (11)$$

де, J_{AGR} - значення моменту інерції привода; K_C - коефіцієнт тертя підшипників; M_L - величина моменту навантаження на валу двигуна.

Момент навантаження для приводу асинхронного двигуна задаємо в моделі значенням активного опору, таким чином показуємо що вся утворена механічна енергія витрачається на виконання корисної роботи. Вираз для знаходження числового значення активного опору навантаження отримуємо із наступних співвідношень розрахунку миттєвого значення механічної потужності

$$P_{Load} = M_L \cdot \omega_{ном}^r, \quad (12)$$

Далі представимо значення моменту навантаження через механічну потужність та кутову швидкість обертання валу, і в наступному співвідношенні введемо поняття активного опору навантаження

$$P_{Load} = M_L \cdot \omega_{ном}^r = \frac{P_{Load}}{\omega_{ном}^r} \cdot \omega_{ном}^r = \frac{R_L \cdot (\omega_{ном}^r)^2}{\omega_{ном}^r} \cdot \omega_{ном}^r, \quad (13)$$

Із виразу (13) отримуємо значення механічного активного опору навантаження:

$$R_L = \frac{P_{Load}}{(\omega_{ном}^r)^2}. \quad (14)$$

Міжвиткові короткі замикання в обмотках статора це категорія несправностей, яка найчастіше зустрічається в асинхронних двигунах. Як правило, короткі замикання в обмотках статора виникають між витками однієї фази, або між витками двох фаз, або між витками всіх фаз. Крім того, також виникають короткі замикання між провідниками обмотки та сердечником статора.

Вплив несправностей статора на струми асинхронної машини можна дослідити за допомогою підходу векторного перетворення Парка. Геометричне місце миттєвої просторової векторної суми трифазних струмів статора формує основу для вектора Парка. Як правило, трифазний асинхронний двигун не передбачає підключення до нейтралі. Він передбачає лише підключення до трифазної мережі. Отже, струм мережі не має гомополярного струму.

Двовірне представлення трифазного струму асинхронного двигуна може бути досягнуте за допомогою перетворення Парка. Як функція змінної фази мережі (i_A , i_B , i_C), векторні компоненти Парка (i_α ; i_β) обчислюють за виразами:

$$i_\alpha = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot i_A - \frac{1}{\sqrt{6}} \cdot i_B - \frac{1}{\sqrt{6}} \cdot i_C, \quad (15)$$

$$i_\beta = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot i_B - \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot i_C. \quad (16)$$

На практиці трифазні струми живлення асинхронного двигуна вимірюються, а векторні струми Парка обчислюються за допомогою перетворення Парка. Авторами запропоновано проводити дослідження несправностей обмоток статора за допомогою розробленої Bond Graph моделі приводу асинхронного електродвигуна, оскільки в моделі векторні компоненти Парка представлені у вузлах 1-сполучень ia_s та ib_s . Поточний вектор Парка для справного двигуна відповідає колу, тоді як для несправного двигуна форма спотворюється до еліпса залежно від рівня несправності.

Діагностику несправностей короткозамкненої (КЗ) обмотки ротора асинхронного двигуна у електроприводі запропоновано поводити шляхом спектрального аналізу осцилограми статорного струму [4]. Частотні компоненти, які характеризують несправності ротора визначають за спектром частот f_{cbmf}

$$f_{cbmf} = f_s (1 \pm 2 \cdot s_n), \quad (17)$$

де s_n – значення номінального ковзання двигуна.

Проведено розрахунок параметрів діагностичної моделі, за методикою [5] для приводу асинхронного двигуна кулачкової дробарки НМ950132 із двигуном ВАО2-280S4, як найбільш відповідального споживача технологічної лінії кормозмішування та гранулювання ТОВ «АБО-МІКС».

Вихідні каталогові параметри асинхронного двигуна ВАО2-280S4:

- значення вхідної номінальної номінальна напруги $U_{НОМ} = 380 / 660 \text{ В}$;
- номінальну частоту живленн $f_{НОМ} = 50 \text{ Гц}$;
- значення вхідного номінального струму $I_{НОМ} = 243 \text{ А}$;
- значення вихідної номінальної потужності $P_{НОМ} = 132 \text{ кВт}$;
- значення кратності моменту $\lambda_M = M_K / M_{НОМ} = 2,6$;
- значення номінальної частоти обертів ротора $n_{НОМ} = 1480 \text{ об / хв}$;
- номінальне значення коефіцієнта ККД $\eta_{НОМ} = 93,9 \%$;
- номінальне значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi_{НОМ} = 0,88$;
- пари полюсів первинної обмотки $p = 2$.

Діагностика несправностей обмотки КЗ ротора асинхронного двигуна кулачкової дробарки НМ 950132 із двигуном ВАО2-280S4 здійснювалася шляхом аналізу струму статора в динамічному режимі роботи. Проведено моделювання пуску справного та із дефектами стрижнів ротора асинхронного двигуна. Осцилограма статорного струму вміщує перехідне та усталене значення за визначений проміжок часу 5 секунд або 250 періодів. До отриманий залежностей споживаного струму справного та із пошкодженнями стрижнів ротора електродвигуна застосовано функцію швидкого перетворення Фур'є та отримано амплітудно-частотні залежності і їх спектральний аналіз. Результати розрахунків занесено в таблицю 1.

Таблиця 1 – Результати діагностики несправностей обмотки КЗ ротора двигуна на основі методу спектрально-струмового аналізу споживаного струму

Діагностика несправностей стрижнів ротора	Величина амплітуди на частоті 49,2 Гц	Величина амплітуди на частоті 50 Гц	Величина амплітуди на частоті 50,8 Гц	Різниця між амплітудними значеннями бічних частот
Справний двигун	168,8	1083,5	177,2	914,7÷906,3
Дефекти одного стрижня	78,52	474,9	73,51	401,4÷396,4
Дефекти двох стрижнів	59,25	256,54	60,27	196,3÷194,3
Дефекти трьох стрижнів	47,81	248,65	48,61	200,84÷200,04

Список використаних джерел

1. Чорний О.П., Зачепа Ю.В., Титюк В.К., Чорна О.А. Моніторинг і діагностика електромеханічних об'єктів: навчальний посібник. Кременчук: ПП Щербатих А. В., 2019. 122 с.
2. Титюк В.К. Наукові основи керування пуском потужних електроприводів, оптимізованим за енергетичною ефективністю: дисертація на здобуття наукового ступеня доктора техн. наук / В.К. Титюк. Кривий Ріг, 2019. 367 с.
3. Костишин В.С., Курляк П.О. Bond Graph модель асинхронного двигуна з врахуванням насичення магнітопроводу та ефекту витіснення струму в роторі. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2011. №4 (30). 2011 С.32-37.
4. Курляк П.О. Діагностика несправностей в асинхронних двигунах насосних агрегатів на ранній стадії їх виникнення. *Наукові праці Донецького національного технічного університету*. 2014. № 1 (16). С. 119-123.
5. Курляк П.О. Моделювання динамічних режимів роботи електроприводних відцентрових насосних агрегатів магістральних нафтопроводів на основі методу Bond Graph: дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.09.03 “Електротехнічні комплекси та системи”/ П.О. Курляк. Вінниця, 2012. 209 с.

СТВОРЕННЯ ОСНОВИ ВОДНЕВОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПЕРЕХОДУ ДЛЯ ДОСЯГНЕННЯ КЛІМАТИЧНОЇ НЕЙТРАЛЬНОСТІ КАРПАТСЬКОГО РЕГІОНУ

Андрій ЯВОРСЬКИЙ,

к.т.н., доцент

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

andrii.yavorskyi@nung.edu.ua

Максим КАРПАШ,

д.т.н., професор

Університет Короля Данила

maksym.karpash@ukd.edu.ua

Назарій-Андрій СОРОКА,

асистент

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

nazarii-andrii.soroka@nung.edu.ua

Розвиток водневих технологій є одним з ключових напрямків для досягнення цілей Європейського зеленого курсу та переходу Європи до кліматично нейтральної економіки. Відповідно, Європейський союз сприяє активному поширенню даного палива та інноваціям у цій сфері. Мета – стати лідером ринку водневих технологій та створити до одного мільйона нових робочих місць. [1] Ця політика також поширюється на співпрацю з країнами Східного енергетичного співтовариства, до яких входить і Україна. Важливо відзначити, що Україна доєдналась до Європейського зеленого курсу та має зобов'язання щодо зниження рівня викидів парникових газів. Уряд України затвердив також у 2021 році оновлений національно визначений внесок до Паризької угоди, згідно з яким держава зобов'язується зменшити рівень викидів парникових газів на 65% від рівня 1990-го року. [2]

Для країн ЄС (Польща, Угорщина, Словаччина, Румунія), області яких входять до карпатського регіону, як і для відповідних областей України притаманні спільні риси, що сформували розвиток транспорту, промисловості та енергетики як основних чинників впливу на довкілля. Наприклад, складність гірського рельєфу і відповідний рівень необхідних інвестицій не дозволив здійснити 100% перехід залізниці на електричну тягу, що призвело до використання значної кількості дизельного пального для потягів. Відсутність розвиненої промислової інфраструктури регіону як потужного споживача електричної енергії не дозволяє повністю реалізувати потенціал спорудження об'єктів відновлюваної енергетики (сонячних та вітроелектростанцій).

Водень є одним з рішень актуального питання забезпечення енергетичної безпеки та підвищення надійності енергосистеми загалом. Це зумовлене зменшенням залежності від імпорту енергоносіїв, а також можливістю розподіленої генерації поблизу центрів споживання. Так, внаслідок обстрілів Росією ТЕС, ТЕЦ та ГЕС, розподілена генерація СЕС домогосподарств допомагає забезпечити резервним живленням об'єкти критичної інфраструктури, такі як амбулаторії, лікарні тощо. [3] Перевагою «зеленого» водню є також можливість його міжсекторального застосування і зниження рівня викидів у секторах економіки, які важко декарбонізувати (транспортний сектор, металургія та виробництво цементу).

У регіоні наявна надзвичайно розвинута газотранспортна система зі значними за обсягами газовими сховищами, проте переживає період занепаду через значне падіння місцевого видобутку природного газу і появу альтернативних шляхів експорту природного газу до основних споживачів на теренах ЄС. Це призводить до росту безробіття і стимулює відтік кваліфікованої робочої сили з карпатського регіону. Створення газоводневих сумішей та їх транспортування газовими мережами створить умови для притоку інвестицій та модернізації обладнання, стимулюючи появу високооплачуваних професій. Ділянки трубопровідної системи, що не експлуатуються, мають також потенціал для накопичення палива. У 2020-му році було проведено дослідження герметичності газорозподільних мереж регіону при транспортуванні сумішей з концентрацією водню до 100%. Результати показують, що наявна суттєва негерметичність в системах з високим тиском (0,3 МПа), а для систем низького тиску – незначна або «або схована за сильною залежністю низького тиску від зміни температури» [4].

Газотранспортна система України також має значний потенціал для транспортування інших відновлюваних газів, таких як біометан та синтетичний газ. Перш за все, молекули даних газів значно більші, ніж молекула водню, а отже, менш схильні до витоків. Проте, водень відіграє в даному сценарії не менш важливу роль. При виробництві біометану, утворюється вуглекислий газ, який можна уловлювати, [5] і за допомогою водню внаслідок термохімічних реакцій перетворити накопичений CO₂ у синтетичний газ. Такий підхід не потребує значних капіталовкладень для оновлення наявної газотранспортної системи, оскільки характеристики синтетичного газу, по суті, ідентичні характеристикам метану.

Негативним для рекреаційного та туристичного потенціалу карпатського регіону є застосування кам'яного вугілля як палива для потреб теплових електростанцій і теплоелектроцентралей, опалення будівель та виробництва цементу. Відповідно, запровадження податку на викиди вуглекислого газу (Carbon Border Adjustment, CBA) спричинить в недалекому майбутньому значні додаткові видатки для підприємств, що використовують «брудну» енергію. [6]

Відповідними інструментами зміни для карпатського регіону в плані кліматичної нейтральності однозначно має бути енергетична ефективність та відновлювана енергетика. Проте, як відомо, джерела відновлюваної енергетики не можуть бути надійною основою енергосистеми без відповідних акумулюючих та балансуючих потужностей. Саме «зелений» водень можна використовувати для балансування електричної мережі та як засіб сезонного накопичення енергії. Водень може забезпечити короточасну гнучкість мережі, оскільки електролізери можуть реагувати на надлишки електроенергії з відновлюваних джерел та зменшувати навантаження на мережу, стабілізуючи таким чином систему. У години високої генерації з відновлюваних джерел енергії (сонця, вітру), надлишкову електроенергію можна використовувати для виробництва водню. Цей зелений водень можна зберігати протягом тривалого часу і у години високого попиту (пікові години) забезпечити додаткове виробництво електроенергії.

Також, вбачається заміна дизельних потягів на неелектрифікованих ділянках на електричні потяги, де електрика надходить не з контактної мережі а отримується шляхом перетворення водню і кисню з атмосфери в паливних елементах. Викидів шкідливих речовин в атмосферу, як у дизельних двигунів, при цьому немає - як результат електрохімічної реакції в паливному елементі у доквілля виділяється тільки вода. Водневі потяги уже розпочали експлуатувати, зокрема і в Німеччині. Наприклад, регіональний залізничний оператор LNVG замінив дизельні локомотиви на потяги з електричною тягою, зажививши привід від водневих паливних елементів. Такий залізничний транспорт здатен проїхати 1000 км без дозаправки. [7]

Опцією також може слугувати використання ДВЗ на газоводневих сумішах як тягового механізму потягів. Такий підхід дозволить споживати природний газ як один з найчистіших видів викопного палива, проте зі значно нижчим вуглецевим слідом. Багато досліджень проводиться також у напрямку розробки ДВЗ на чистому водні. Аналіз різних конструкцій ДВЗ для водневих потреб наведений, зокрема, і в працях SAE. [8] Деякі автовиробники протягом останніх років ведуть активну роботу над двигунами внутрішнього згорання. Так Toyota створила автомобіль Corolla Cross H2 з 1,6-літровим трициліндровим турбодвигуном. Продовжуючи розвиток водневих ДВЗ, Toyota розробляє у партнерстві з Yamaha 5-літровий V-8 двигун. [9] З допомогою водню та паливних комірок, або двигунів на газоводневих сумішах чи на чистому водні можна декарбонізувати громадський транспорт, що призведе до покращення якості повітря у територіальних громадах.

Технологія отримання «зеленого» водню із залученням відновлюваних джерел енергії дає можливість, щодо введення нових гравців новим енергетичному ринку, якими можуть стати окремі муніципалітети чи територіальні громади. Відповідно джерелом для отримання «зеленого» водню може стати попередньо очищена стічна вода, що дає змогу генерувати енергоносії в будь-якій точці регіону за наявності електроенергії з відновлюваних джерел.

Перспективою переходу Карпатського регіону на водневу економіку є також близьке розташування до країн-партнерів Європейського Союзу. Це зумовить посилення партнерства завдяки спільним водневим проектам, та стимулюватиме розвиток ринку «зеленого» водню, що буде корисним і у випадках недостатнього внутрішнього споживання, і при потребі імпорту даного палива. А порівняно незначна відстань до кордону прямо корелює з меншими витратами на транспортування енергоносія.

Для реалізації бачення, щодо можливості впровадження водневих технологій в регіоні, популяризації «зеленого» водню і підготовки підґрунтя для залучення можливих інвестицій необхідне проведення відповідних регіональних досліджень та освітньо-інформаційної кампанії. Рушіями такого проекту однозначно мають виступати технічні університети, які працюють в галузі енергоефективності та відновлюваної енергетики.

Список використаних джерел

1. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Brussels: European Commission, 2020. 23 p.
2. Головка І. Кліматичні цілі та українська промисловість: модернізуйся або програй // Heinrich Böll Stiftung Київ. URL: <https://ua.boell.org/uk/2021/11/16/klimatychni-tsili-ta-ukrayinska-promyslovisv-modernizuysya-abo-prohray> (дата звернення: 02.10.2023).
3. Євстігнеєва О., Савицький О. Фенікс, відроджений з попелу: як "зелена" генерація відновить енергетику // Економічна правда. URL: <https://www.epravda.com.ua/publications/2023/04/4/698751/> (дата звернення: 02.10.2023).
4. Карпаш М.О, Райтер П.М., Яворський А.В., Олійник А.П., Уніговський Л.М. Дослідження герметичності газорозподільних мереж у разі їх використання для постачання газоводневих сумішей. *Нафтогазова галузь України*. 2020. №6. С.14–23.
5. Георгій Гелетуха: Біометан і «зелений» водень // Біоенергетична асоціація України. URL: <https://uabio.org/materials/12272/> (дата звернення: 02.10.2023).
6. Carbon Border Adjustment Mechanism // European Commission. URL: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en (дата звернення: 03.10.2023).
7. Белоусова К. У Німеччині “вийшли на дороги” перші в світі водневі поїзди // Екополітика. URL: <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/u-nimechchini-vijshli-na-dorogi-pershi-v-sviti-vodnevi-poizdi/> (дата звернення: 02.10.2023).
8. H2-ICE technology options of the present and the near future // SAE International. URL: <https://www.sae.org/publications/technical-papers/content/2022-01-0472/#:~:text=Studied%20100%25%20hydrogen%20combustion%20engines%20are%20dominantly%20of,limitations%20of%20using%20hydrogen%20for%20high%20power%20applications> (дата звернення: 03.10.2023).
9. Sachek R. Toyota's hydrogen combustion engine has the potential to make EVs obsolete // TopSpeed. URL: <https://www.topspeed.com/toyotas-hydrogen-combustion-engine-has-the-potential-to-make-evs-obsolete/#a-large-hydrogen-powered-v-8-is-in-the-works> (дата звернення: 03.10.2023).

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КУЛЬТУР В КОНТЕКСТІ ВПЛИВУ ВНЕСЕННЯ ОСАДУ СТИЧНИХ ВОД НА ДЕГРАДОВАНИХ ЗЕМЛЯХ В УКРАЇНІ

*Галина ГРИЦУЛЯК,
к.с.-г.н, доц. кафедри ТЗБП,
Івано-Франківського національного технічного
університету нафти і газу,
gritsulyaka@ukr.net*

*Андрій КОЦЮБИНСЬКИЙ,
к.фіз.-мат.н, доц. кафедри ТЗБП,
Івано-Франківського національного технічного
університету нафти і газу,
kotsyubynskyao@gmail.com*

Однією з основних проблем сучасного етапу розвитку людства є забезпечення доступу до недорогих джерел енергії, зокрема тих, які є відновлюваними. Вирощування біоенергетичних культур розглядається як спосіб забезпечення сталого походження відновлюваної енергії з мінімальними викидами парникових газів. Проте, продуктивність цих культур ще не повністю вивчена і не розглянута в різних ґрунтових і кліматичних умовах. Важливо пам'ятати, що вирощування енергетичних культур є ключовою частиною відновлюваної біоенергетики, яка має на меті зменшення викидів парникових газів та ефективне управління родючістю та використанням маргінальних земель та різних пошкоджених територій.

У країнах Європи біомаса є важливим джерелом відновлюваної енергії, і вчені передбачають, що вона візьме на себе ключову роль у досягненні вуглецевої нейтральності. Це великою мірою пов'язано

з вирощуванням високопродуктивних енергетичних культур, які можуть бути використані для виробництва енергії.

Одним з перспективних напрямків вирощування багаторічних деревоподібних і трав'янистих енергетичних культур є створення енергетичних плантацій на маргінальних і деградованих землях. Це дозволяє досягти максимального використання таких земель, при цьому зберігаючи здатність виробляти продукти харчування та зберігаючи навколишнє середовище.

Надзвичайно перспективним виглядає можливість використання відходів у якості добрив. Серед величезної кількості відходів що продукує людина перспективними виглядають осади стічних вод (ОСВ), які є потужним джерелом мікро- та макро-елементів для рослин і водночас практично безкоштовним добривом.

Порівняльними дослідженнями продуктивності біомаси трав'янистих енергетичних культур встановлено, що різні культури по-різному реагують на внесення ОСВ і залежно від норми внесення ОСВ та форми застосування забезпечують різний рівень врожаю

На рис 1. показаний експериментальний розподіл густини імовірностей показників продуктивності для 8 різних типів добрив. Manure 1 (M1) показує контрольну групу ділянок, на яких були відсутні штучно внесені добрива.

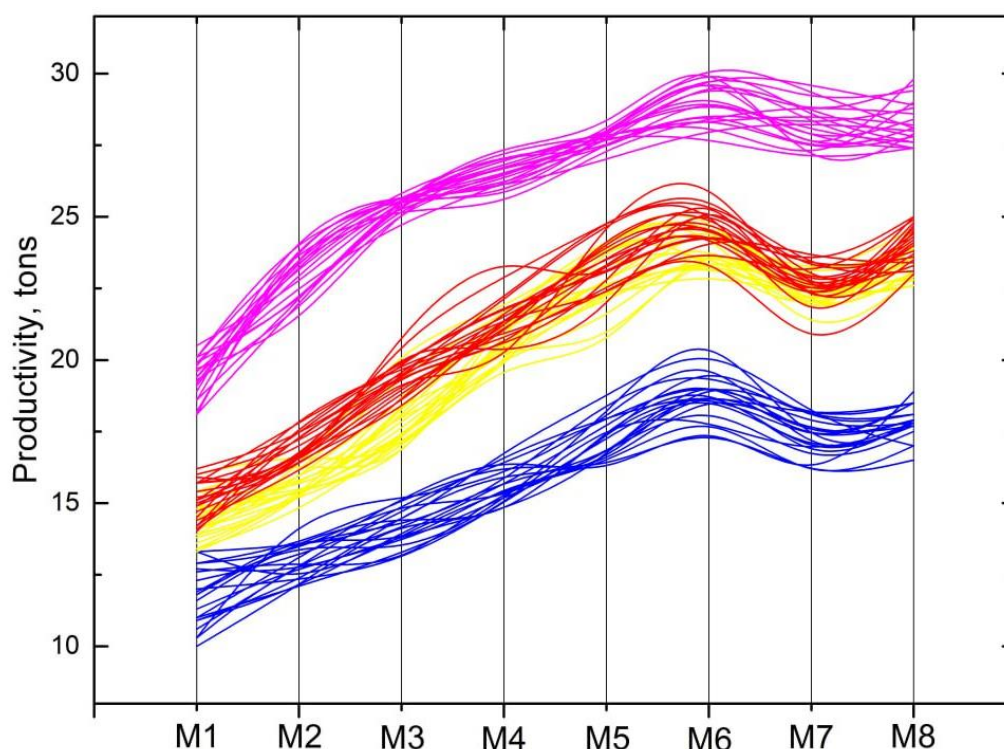


Рисунок 1. Розподіл густини імовірностей продуктивності культур (сильфія пронизанолиста, топінамбур, міскантус, свічграс) залежно від норми внесення ОСВ (M1 – M8 – варіанти дослідів).

Інші добрива відповідали певній кількості внесення ОСВ та мінеральних речовин (К, Mg та інших). Кожна група ділянок з різними типами добрив була поділена на 21 частину. Таким чином експеримент включав 672 вимірювань (4 культури, 168 ділянок для кожної з дослідних культур).

У результаті виконаних досліджень встановлені переконливі залежності між внесенням осаду стічних вод з компенсаційною дозою мінеральних добрив і продуктивністю трав'янистих енергетичних культур.

Список використаних джерел

1. Fijałkowski, K., & Kwarciak-Kozłowska, A. (2021). Sewage Sludge as Soil Conditioner and Fertilizer. Handbook of Assisted and Amendment: Enhanced Sustainable Remediation Technology, 283-297.
2. Kaletnik, G., Pryshliak, N., & Tokarchuk, D. (2021). Potential of production of energy crops in Ukraine and their processing on solid biofuels. Ecological Engineering & Environmental Technology. 2021. Vol. 22. Issue 3. P. 59-70.

МЕТОДИКА ЗАСТОСУВАННЯ ЗЕНІТАЛЬНОГО СПОСОБУ ПРИ ВИЗНАЧЕННЯ СКЛАДОВИХ ВІДХИЛЕНЬ ПРЯМОВИСНИХ ЛІНІЙ

Ростислав ПИЛИП'ЮК
доц.каф.ГКЗ ІФНТУНГ

Ірина БОДНАРУК
доц.каф.ГКЗ ІФНТУНГ

Леся ПЕРОВИЧ
доц.каф.ГКЗ ІФНТУНГ

Богдан ЛИСКО
доц.каф.ГКЗ ІФНТУНГ

Мета. Метою роботи є вивчення можливості використання зенітних відстаней для визначення складових відхилень прямокутних ліній у точках геодезичної мережі на земній поверхні.

Теорія способу визначення складових відхилень прямокутних ліній встановлює функціональний зв'язок між зенітними відстанями довільного напрямку на земній поверхні, що визначаються в геодезичній і астрономічній системах координат, та складовими відхилень прямокутної лінії в точці спостережень. Ця залежність записується рівнянням

$$Z - z = \xi \cos A + \eta \sin A, \quad (1)$$

де Z і z – відповідно значення геодезичної та астрономічної зенітної відстані напрямку, ξ і η – відповідно складові відхилень прямокутної лінії в площині меридіану та першого вертикалу, а A – азимут цього напрямку. На можливість використання цього рівняння для визначення значень складових відхилень прямокутної лінії в довільній точці дослідження звернув увагу К. Czarnicki (1996) та інші дослідники.

Для реалізації рівняння (1) з метою визначення складових відхилень прямокутної лінії в точці дослідження був створений дослідний полігон, що складався з астрономічного пункту (АП) та чотирьох закріплених на місцевості точок дослідження (рис. 1).

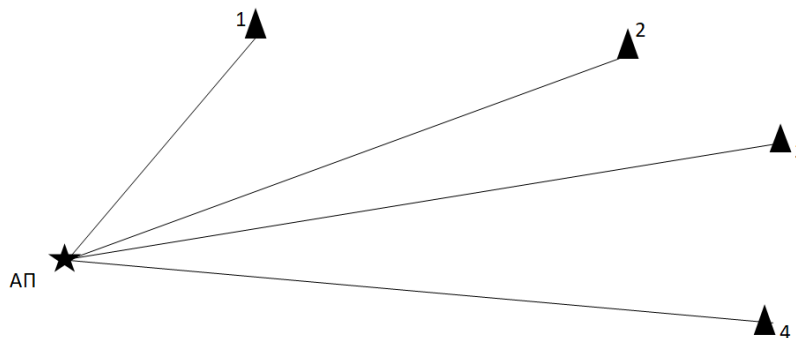


Рисунок 1 – Схема дослідної геодезичної мережі

Щоб визначити в цій мережі топоцентричні значення зенітних відстаней в реальному гравітаційному полі Землі виконували їх вимірювання за допомогою електронного тахеометра South NTS 350 за методикою вимірювання, що використовується при створенні просторових геодезичних мереж.

Для визначення зенітних відстаней в геодезичній системі координат на всіх пунктах дослідницької мережі проведено GPS – спостереження за допомогою приймача South S 600 I.

Результати спостережень, наведені в таблиці 1, послужили вихідними даними для подальших досліджень фігури Землі на основі рівняння (1).

За результатами опрацювання GNSS – спостережень отримано просторові геодезичні координати B, L, H всіх пунктів мережі, віднесених до геоцентричного загальноземного еліпсоїда WGS – 84. За відомими формулами [7]

$$\begin{aligned} X_g &= (N + H) \cos B \cos L, \\ Y_g &= (N + H) \cos B \sin L, \\ Z_g &= (N(1 - e^2) + H) \sin B \end{aligned} \quad (2)$$

Таблиця 1 – Вихідні дані за результатами спостережень

Назва точок	Геодезичні координати в системі WGS-84			Z ^о астр.
	B	L	H	
АП	48° 55' 50,1276"	24° 41' 41,3377"	279,8527	
1	48° 55' 53,1216	24° 41' 38,4583"	277,9563	91,04895556
2	48° 55' 54,2017"	24° 41' 39,1599"	277,9265	90,86675
3	48° 55' 55,0421"	24° 41' 39,6980"	277,8974	90,75851667
4	48° 55' 56,4982"	24° 41' 41,4449"	277,9489	90,58973889

переобчислюють геодезичні координати у просторову геоцентричну прямокутну систему координат X,Y,Z, пов'язану з цим же еліпсоїдом. Наступним кроком алгоритму опрацювання є перехід від геоцентричної системи координат, пов'язаних з еліпсоїдом WGS – 84 до геоцентричної системи координат, пов'язаних з референц-еліпсоїдом Красовського, використовуючи семи параметричне перетворення Гельмерта, що задається рівнянням

$$\begin{bmatrix} X \\ Y \\ Z \end{bmatrix}_R = \begin{bmatrix} X \\ Y \\ Z \end{bmatrix}_G + \begin{bmatrix} \mu & \varepsilon_z & -\varepsilon_y \\ -\varepsilon_z & \mu & \varepsilon_x \\ \varepsilon_y & -\varepsilon_x & \mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X \\ Y \\ Z \end{bmatrix}_G + \begin{bmatrix} \Delta X \\ \Delta Y \\ \Delta Z \end{bmatrix}_{GR}, \quad (3)$$

де $[\Delta X, \Delta Y, \Delta Z]^T$ – вектор, що характеризує зміщення початку референцної системи координат відносно глобальної; $\mu, \varepsilon_x, \varepsilon_y, \varepsilon_z$ – елементи, що характеризують зміну масштабу та непаралельність відповідних координатних осей.

Результати досліджень показали, що при впровадженні референцної системи координат України практично зберігається масштаб і паралельність осей референцної і глобальної систем координат, що зводить матрицю зв'язку до діагональної одиничної матриці, і тим самим спрощує обчислення за формулою (3).

Параметри трансформації $[\Delta X, \Delta Y, \Delta Z]^T$, отримані С. Савчуком ($\Delta X = -62,01\text{м}$, $\Delta Y = 120,96\text{м}$, $\Delta Z = 104,83\text{м}$), дозволяють на осові (3) встановити функціональний зв'язок між зазначеними геоцентричними системами координат. За результатами опрацювання спостережень, виконаних в мережі референцних станцій фірми « System Solutions» на території західних областей України було встановлено трансформаційні параметри Гельмерта ($\Delta X = 55,377\text{м}$, $\Delta Y = -92,147\text{м}$, $\Delta Z = -10,297\text{м}$, $e_x = 0,3597''$, $e_y = 0,1648''$, $e_z = 0$, $\mu = 1$), що дозволило розрахувати матрицю зв'язку між міжнародною системою геоцентричних координат ITRS та системою геоцентричних координат України УСК2000.

Наступний крок в опрацюванні полягав у перетворенні геоцентричних просторових прямокутних координат точок створеної мережі у їх топоцентричні просторові координати, з початком координат, що співпадає з астрономічним пунктом (АП), віссю аплікату, направленою в геодезичний зеніт, віссю абсцис, що розміщена в площині геодезичного горизонту і направлена на північ. Для перетворення використовувалось рівняння зв'язку наступного виду [5]:

$$\begin{bmatrix} x_i \\ y_i \\ z_i \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} X_j - X_{АП} \\ Y_j - Y_{АП} \\ Z_j - Z_{АП} \end{bmatrix}, \quad (4)$$

де матриця перетворення R визначається за геодезичними координатами пункту АП з виразу:

$$R = \begin{bmatrix} -\sin B \cos L & -\sin B \sin L & \cos B \\ -\sin L & \cos L & 0 \\ \cos B \cos L & \cos B \sin L & \sin B \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Розраховані таким чином топоцентричні координати дозволяють обчислити значення геодезичної зенітної віддалі з астрономічного пункту на кожен із пунктів створеної мережі, а також значення азимута відповідного напрямку, використовуючи для цього формули:

$$Z_g = \arctg\left(\frac{z_i}{\sqrt{x_i^2 + y_i^2}}\right), \quad (6)$$

$$A_g = \arctg\left(\frac{y_i}{x_i}\right). \quad (7)$$

Визначивши різницю значень геодезичної і астрономічної зенітної віддалі за кожним із напрямків створеної дослідної мережі, на основі рівнянь (1) складаємо систему лінійних рівнянь поправок і із сумісного їх розв'язку знаходимо значення складових відхилень прямовисних ліній. Результати обчислень приведено в таблиці 2.

Таблиця 2 – Складові відхилення прямовисної лінії

Назва складових	Еліпсоїд		
	WGS - 84	Красовського	Красовського (УСК2000)
В меридіані ξ	1,940"	1,929"	1,929"
В першому вертикалі η	- 2,969"	-2,924"	-3,029"

Співставляючи отримані результати визначення складових відхилення прямовисної лінії на основі зенітальних вимірів з даними, отриманими С. Савчуком для перманентної станції SULP (складова в меридіані $\xi = 2,8''$, складова в першому вертикалі $\eta = -2,4''$) та для перманентної станції LVIV (складова в меридіані $\xi = 1,9''$, складова в першому вертикалі $\eta = -1,2''$), які були отримані на основі застосування класичного астрономо-геодезичного способу визначення, бачимо, що вони співставимі за величиною та знаками. Це свідчить про правомірність та доцільність застосування розглянутої методики для визначення складових відхилень прямовисної лінії та дослідження фігури Землі.

Розглянута в роботі методика побудови локальної геодезичної мережі для дослідження фігури Землі є ефективною і може використовуватися при визначенні складових відхилень прямовисних ліній.

Отримані на основі використання різниць зенітних віддалей значення складових відхилень є співставимі за величиною та знаками з відповідними значеннями, отриманими на основі застосування класичного астрономо-геодезичного способу для пунктів перманентних станцій. Розглянута методика значно спрощує і прискорює визначення цих складових.

Дослідженням встановлено, що на складові відхилення прямовисної лінії в точці спостереження практично не впливають параметри трансформування Гельмерта, оскільки для їх обчислення використовують різниці координат, при визначенні яких поправки, привнесені в координати трансформаційними параметрами спростовуються.

Список використаних джерел

1. Кучер О. Науково-технічне забезпечення впровадження референційної системи координат для території України / О. Кучер, Б. Лепетюк, О. Ренкевич, І. Заяць // Сучасні досягнення геодезичної науки та виробництва. Львів, 2003. С. 23 – 32.
2. Марченко О.М. Референційні системи в геодезії: навчальний посібник / О.М. Марченко, К.Р. Третяк, Н.П. Ярема. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2013. 216с.
3. Машимов М.М. Геодезия (теоретическая геодезия): справочное пособие / М.М. Машимов. М.: Недра, 1991. 268с.
4. Пеллинен Л.П. Высшая геодезия (теоретическая геодезия): учебное пособие / Л.П.Пеллинен. М.: Недра, 1978. 264с.
5. Пилип'юк Р.Г. Вища геодезія (сфероїдна геодезія): практикум / Р.Г. Пилип'юк, Р.Р. Пилип'юк. Івано-Франківськ; Видавництво ІФНТУНГ, 2016. 188с.
6. Ренкевич О. Дослідження вихідних даних для побудови моделі квазігеоїда на територію України. *Сучасні досягнення геодезичної науки та виробництва*. 2005. С. 107 – 112.
7. Савчук С.Г. Вища геодезія (сфероїдна геодезія): підручник. Львів: Ліга-Прес, 2000. 248с.
8. Савчук С.Г. Основи формування геодезичної референційної системи України: дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук. Львів, 2005. 260с.
9. Савчук С., Ничвид М. Визначення розходження масштабів двох систем координат. *Сучасні досягнення геодезичної науки та виробництва*. Львів, 2003. С. 110 – 116.
10. Czarniecki K. Geodezja wspolczesna w zarzysie. Warszawa: Wydawnictwo Wiedza i Zycie, 1996. 488р.
11. Position determination of the national reference ellipsoid of Ukraine observation for the results of GNSS observations / R. Pylypiuk, K. Burak et al. Poznan, Wydawnictwo politechniki Poznanskiej, 2016. pp. 63 – 71.

ПРОЄКТУВАННЯ СКЛАДУ СУМІШІ КЛАСУ МІЦНОСТІ БЕТОНУ В10 РУХОМОСТІ Р4

Андрій АНДРУСЯК

доцент кафедри будівництва та енергоефективних споруд

ІФНТУНГ

andriandrusiak@gmail.com

Денис СІЛЬЧУК

студент групи Б-20-1

ІФНТУНГ

denchuk.2003@gmail.com

Цементний бетон в наш час залишається провідним матеріалом для виготовлення різноманітних конструкцій і зведення споруд, від якості бетону залежить відповідність конструкцій і споруд функціональному призначенню, їх надійність і довговічність.

В даній роботі ключовим завданням є проектування складу бетонної суміші. Для отримання необхідного результату використовуємо щебень з кар'єру с. Хом'яківка, пісок з кар'єру с. Кліщівна, цемент марки ПЦ II/A-III-500P-N та вода.

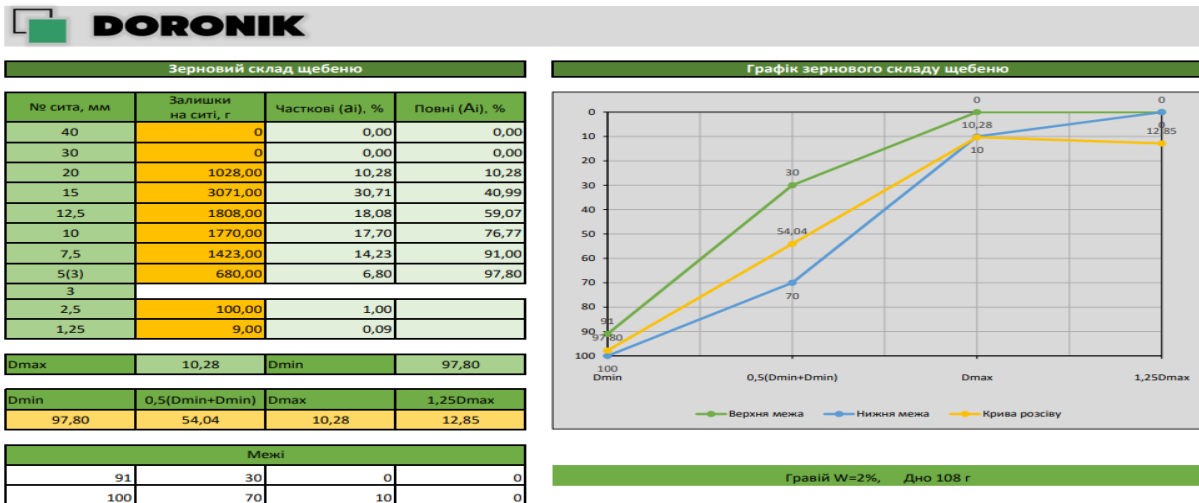


Рисунок 1 – Таблиця розсіювання та графік зернового складу щебеню з кар'єру с. Хом'яківка

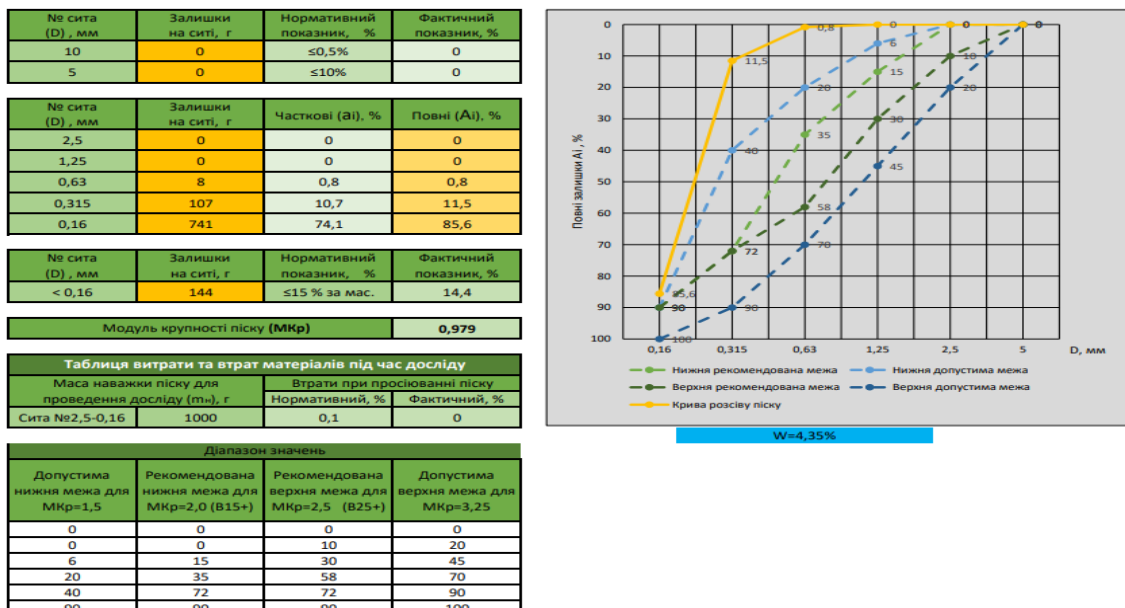


Рисунок 2 – Таблиця розсіювання та графік зернового складу піску з кар'єру с. Кліщівна

В 10 М 150 Р4

Матеріал	Вага	Дійсна щільність	Об'єм, л	вц	Пісчана частина				
					Сито, мм	Частковий залишок	Повний залишок	Модуль крупності пісчаної частини суміші	
Вода	215	1,0	215	0,98	2,50	1,71	1,71	1,03	
Цемент	220	4,00	55		1,00	0,15	1,87		
Пісок	660	2,63	251		0,50	0,77	2,64		
2-5	0	2,49	0		0,25	10,30	12,93		
5-10	0		0		0,14	71,31	84,24		
5-20	1175		472		<0,14	15,71	99,95		
Plastidor 19 1,2%	2,64	1,16	2,28						
	0,00	1,00	0,00						
Разом	2273		995,1						
Маса мінеральної частини					1835				
Маса пісчаної частини <5 мм				686					
Доля пісчаної частини, % за масою				37,4					
Маса щебеню >5 мм.				1149					
Об'єм розчину, л/м ³				526					
Маса < 0,125, кг/м ³				328					
Об'єм < 0,125, л/м ³				96					
Кількість тіста, л/м ³				311					

Рухомість: ОК, РК см		Рухомість 60 хв: ОК, РК см		Рухомість 120 хв: ОК, РК см	
ОК	РК	ОК	РК	ОК	РК
21	35	15	24	14	21

Випробуваний зразок у проекті (кг)	Маса фракції	Розмір, мм зб, см	Місткість по сток, кг/см ²	Середня % від маркі
7 дб	2241	100*101*99	99,8	101,8 (82%)
	2255	100*100*100	103,4	
28 дб	2245	100*99*100	165,3	163,55 (99%)
	2250	100*100*100	161,8	

Розмір сит, мм.	Гранулометричний склад (часткові залишки на ситах в %) вихідних матеріалів								Часткові залишки запроєктованої суміші	Повні проходи запроєктованої суміші	Вимоги
	щебінь 5-20		щебінь 5-10	щебінь 2-5	Пісок			Пісок			
	щебінь 5-20	щебінь 5-10	щебінь 2-5	щебінь 5-20	щебінь 5-10	щебінь 2-5	Пісок				
	Номер протокола випробування								Вміст матеріалу в мінеральній частині		
	59	32		101	64,0%	0,0%	0,0%	36,0%			
25	0,0	0,0		0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	100
20	10,3	0,0		0,0	6,58	0,00	0,00	0,00	6,58	93,42	95
15	30,7	0,00		0,0	19,66	0,00	0,00	0,00	19,66	73,75	75
10	35,8	0,00		0,0	22,91	0,00	0,00	0,00	22,91	50,84	60
5	21,0	0,00		0,00	13,47	0,00	0,00	0,00	13,47	37,38	36
2,5	1,0	0,00		0,00	0,64	0,00	0,00	0,00	0,64	36,74	21
1	0,1	0,0		0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,06	36,68	12
0,5	0,0	0,00		0,80	0,00	0,00	0,00	0,29	0,29	36,39	7
0,25	0,0	0,00		10,70	0,00	0,00	0,00	3,85	3,85	32,54	3
0,14	0,0	0,00		74,10	0,00	0,00	0,00	26,65	26,65	5,89	1
<0,14	1,1	0,00		14,40	0,69	0,00	0,00	5,18	5,87	0,02	0



Рисунок 3 – Таблиця складу суміші класу міцності бетону В10 рухомості Р4 та графік зернового складу мінеральної частини бетонної суміші

Висновок

При даній витраті в'язучого та композиції інертних заповнювачів гравійного щебеня з кар'єру с. Хом'яківка та піску з кар'єру с. Кліщівна отримали клас міцності В10.

ЕФЕКТИВНЕ ВИКОРИСТАННЯ ІНВЕСТИЦІЙ ПРИ РОЗРОБЦІ ПРОЕКТІВ ВІДБУДОВИ УКРАЇНИ ТА ДЖЕРЕЛА ФІНАНСУВАННЯ

Іван ДОБРЯНСЬКИЙ,

доктор техн. наук, професор
Івано-Франківського національного технічного
університету нафти і газу,
ivandobryanskyu@ukr.net

Любов ДОБРЯНСЬКА,

канд. еком. наук, доцент
Івано-Франківського національного технічного
університету нафти і газу,
ljubov_dobryanska@ukr.net

Владислав ПРОЦЬ,

студент групи Б-21-1
Івано-Франківського національного технічного
університету нафти і газу,
vladyslavprots@gmail.com

Тетяна КЛИЩ,

студентка групи Б-21-1
Івано-Франківського національного технічного
університету нафти і газу,
tetiana.klishch-b211@nung.edu.ua

Використання світового досвіду при відбудові зруйнованих будівель і споруд є дуже важливим процесом, оскільки це дозволяє ефективніше та безпечніше відновити пошкоджені об'єкти та мінімізувати ризики для життя та здоров'я людей. Ось деякі ключові аспекти, які слід враховувати при використанні світового досвіду у цьому процесі:

- **попередні оцінки та планування:** Перш ніж розпочати відбудову, необхідно провести детальну оцінку пошкоджень і ризиків. Важливо враховувати найновіші методи та технології, які використовуються у світі для цієї мети;

- **інженерні та будівельні стандарти:** Важливо дотримуватися міжнародних стандартів та нормативів у галузі будівництва і відновлення. Це забезпечує якість та безпеку відновлюваних об'єктів;

- **сучасні будівельні матеріали та технології:** Використання новітніх технологій та матеріалів може покращити якість та тривалість будівель. Наприклад, стійкі до землетрусів конструкції або енергоефективні рішення;

- **інновації у безпеці:** Світовий досвід також може включати інновації у сфері безпеки будівництва, такі як системи відслідковування та моніторингу, які можуть попереджати небезпечні ситуації;

- **управління ризиками:** На основі досвіду інших країн слід враховувати потенційні ризики та приймати заходи для їх зменшення;

- **співпраця з міжнародними організаціями:** Багато міжнародних організацій, таких як ООН, Всесвітній банк, можуть надавати фінансову підтримку та консультації для проектів відновлення;

- **соціальний аспект:** Важливо враховувати потреби та думки місцевого населення при плануванні та відбудові, оскільки це сприяє сталому розвитку та зменшенню соціальних напруг;

- **екологічна стійкість:** Модерні підходи до будівництва також включають в себе заходи для збереження навколишнього середовища та зменшення негативного впливу на природу.

Використання світового досвіду у відбудові допомагає покращити ефективність та безпеку проектів, а також сприяє збереженню життя та майна. Однак важливо також адаптувати цей досвід до конкретних умов і потреб регіону, де відбувається відновлення.

Ефективне використання європейської допомоги при розробці проектів відбудови України вимагає комплексного підходу та дотримання ряду принципів та кроків. Ось деякі з них:

- **розробка стратегії:** Україна повинна визначити свої пріоритети у розвитку і відбудові. Це пов'язано з розробкою національної стратегії, яка відповідала б потребам та цілям країни;
- **залучення стейкхолдерів:** Важливо включити всіх зацікавлених сторін, включаючи громадські організації, бізнес, та інші важливі групи, у процес прийняття рішень і реалізації проектів;
- **транспарентність та прозорість:** Забезпечення прозорості у використанні фінансів є ключовим аспектом. Це включає в себе публікацію інформації про витрати та результати проектів;
- **управління проектами:** Систематичний підхід до управління проектами допоможе уникнути зайвих витрат та забезпечити досягнення поставлених цілей. Важливо впроваджувати кращі практики у сфері управління проектами;
- **співпраця з міжнародними партнерами:** Україна може співпрацювати з міжнародними організаціями, такими як Європейський союз, Європейський банк реконструкції та розвитку, для отримання додаткової технічної та фінансової підтримки;
- **моніторинг та оцінка:** Важливо постійно відстежувати та оцінювати результати проектів для того, щоб коригувати стратегію та методи в разі необхідності;
- **розвиток інфраструктури та людських ресурсів:** Залучення фінансів на розвиток інфраструктури та підвищення кваліфікації працівників у сфері управління проектами також є важливим кроком для успішної реалізації проектів;
- **звернення до досвіду інших країн:** Вивчення досвіду інших країн у використанні європейської допомоги може бути корисним для України;
- **боротьба з корупцією:** Поширена корупція може стати перешкодою для ефективного використання допомоги. Важливо впроваджувати антикорупційні заходи та забезпечувати відповідальність;
- **контрольний механізм:** Створення незалежних органів або комітетів для контролю за використанням європейської допомоги може допомогти запобігти можливим зловживанням та неефективному використанню коштів.

Ці принципи та кроки можуть допомогти Україні ефективно використовувати європейську допомогу для розробки та реалізації проектів відбудови. Однак успіх також залежить від політичної волі та дотримання принципів демократії та правової держави.

Відбудова житла після війни є складним і дорогим процесом, і для її фінансування можуть використовуватися різноманітні джерела. Залежно від конкретних обставин і можливостей країни чи регіону, такі джерела можуть включати в себе:

- **державний бюджет:** Уряд може виділяти кошти з державного бюджету на відновлення житла та інфраструктури після війни. Це може включати в себе асигнування на відновлення міст, сіл, доріг, шкіл та житлових будівель;
- **міжнародна допомога:** У разі масштабних військових конфліктів країна може отримувати допомогу від міжнародних організацій, таких як ООН, Міжнародний Комітет Червоного Хреста, гуманітарні організації та інші донори. Ці кошти можуть використовуватися для відновлення житла та надання гуманітарної допомоги населенню;
- **кредити та позики:** Уряд може брати позики або отримувати кредити від міжнародних фінансових інститутів, таких як Міжнародний валютний фонд (МВФ) або Світовий банк, для фінансування відбудови. Ці кошти можуть бути використані для створення інфраструктури та підтримки житлового будівництва;
- **приватні інвестиції:** Приватні інвестори, будівельні компанії та розвиток ринку нерухомості можуть брати участь у відновленні житла після війни, і це може забезпечити необхідний капітал для будівництва нових житлових об'єктів;
- **громадські організації та благодійні фонди:** Громадські організації і благодійні фонди можуть збирати кошти на відновлення житла та надання допомоги жертвам війни. Це може включати в себе грошові пожертвування та матеріальну підтримку;
- **страхові компанії:** У випадку, якщо житлова власність була застрахована перед війною, страхові компанії можуть виплачувати компенсації для відновлення зруйнованого майна.

Висновки

Важливо враховувати, що відновлення житла після війни - це складний і тривалий процес, і його успішність залежить від спільних зусиль уряду, міжнародної спільноти, приватного сектору та громадянського суспільства.

Список використаних джерел

1. Center for Economic Strategy. 2022. «Україна після перемоги: Бачення України 2030.» Available at <https://ces.org.ua/ukraine-after-victory/>.
2. World Bank. 2022c. «World Bank Group Response to Global Impacts of the War in Ukraine: A Proposed Roadmap.» Available at <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/bf544fb23105352f4aef132bd6f40cb8-0290032022/original/WBG-Responseto-Global-Impacts-of-the-War-in-Ukraine-A-Proposed-Roadmap.pdf>.
3. «Life or Debt in Ukraine». Project Syndicate, Apr 29, 2022, available at <https://www.project-syndicate.org/onpoint/ukraine-debt-deferment-restructuring-by-annagelpern-et-al-2022-04>

ПЕРСПЕКТИВНІ КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙНИХ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ ДЛЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ ЕЛЕКТРОПРИВОДНИХ СИСТЕМ

Тетяна ПАВЛЕНКО

*професорка кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
tetianapavlenkogr@gmail.com*

Надія ГАБЛЮВСЬКА

*доцентка кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
nadiia.hablovska@nung.edu.ua*

Любов ШИНДАК

*асистентка кафедри електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
ep eo@nung.edu.ua*

Юрій КУБІЄВИЧ

*студент групи ЕТСм-22-1
кафедра електроенергетики,
електротехніки та електромеханіки
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
yurikubiyevych@gmail.com*

Умовами автоматизації виробництва є вирішення задач ефективного використання електроприводних систем для забезпечення впровадження гнучкої технології, що дозволяє швидко та ефективно перебудовувати виробництво на виготовлення нової продукції.

Актуальність напряму використання лінійних двигунів обумовлена науково-пошуковими шляхами визначення можливості рішення задач і вибору оптимального варіанту з меншим об'ємом складних і громіздких конструкцій основних і додаткових елементів.

Метою роботи є визначення перспективних конструкцій лінійних електродвигунів для автоматизованих електроприводних систем промислових роботів і високоточних пристроїв.

Лінійний двигун – це основний елемент електроприводу, який не створює обертового руху для керованого об'єкта. Замість цього він переміщує об'єкт по прямій або кривій траєкторії. Лінійний двигун використовується, коли динаміка, яку досягає обертовий серводвигун, є недостатньою, і замість цього необхідно реалізувати прямий поступний рух [1].

Функціональний принцип дії лінійних двигунів походить від принципу дії роторних двигунів. На відміну від поворотних приводів, активна частина, яка живиться струмом, переміщується в лінійному двигуні, а електрично пасивна частина залишається в стані неробочого ходу. У цьому випадку «електрично пасивна» означає, що магнітне поле зазвичай створюється постійними магнітами, які можна розташувати в будь-якому порядку [2]. При цьому реактивні сили поглинаються самою машиною або системою.

Лінійні двигуни називають прямими приводами через відсутність здійснення обертального руху. Така їх особливість приводить до розширення області використання, наприклад, у верстатах, конвеєрах, транспортерах, системах позиціонування тощо.

Сучасний розвиток електромеханіки сприяє створенню високоякісних електроприводних систем. Наприклад на світовому ринку почали з'являтися електроприводи з синхронними лінійними серводвигунами, які практично не зношуються і не потребують обслуговування. Прямі приводи з конвекційним охолодженням або примусовим повітряним охолодженням особливо добре підходять для виконання завдань, таких як підбір та розміщення і синхронної обробки.

Серводвигуни є одним із найбільш інноваційних типів двигунів і призначені для точного керування рухом електроприводу. Такі двигуни відрізняються від звичайних двигунів змінного струму тим, що в них вбудований механізм зворотного зв'язку, який дозволяє підтримувати певне положення або швидкість. Серводвигуни широко використовуються в різних промислових додатках, таких як робототехніка, верстати з ЧПУ та автоматизовані виробничі системи, де точне позиціонування та управління мають вирішальне значення.

Ключовим компонентом серводвигунів є сервопривід, який контролює положення та швидкість двигуна. Сервопривід отримує дані про зворотний зв'язок від датчиків, які вимірюють швидкість та положення двигуна, і на основі цих даних регулює швидкість та положення двигуна.

Механізм зворотного зв'язку зазвичай включає енкодер або потенціометр, який надає інформацію про поточне положення або швидкість двигуна, яка потім використовується системою управління для регулювання вихідного сигналу двигуна [3].

Серводвигуни бувають різних типів, кожен з яких призначений для різних сфер застосування. Існує кілька типів серводвигунів, кожен із яких підходить для певних електроприводів. Деякі з найбільш поширених типів включають лінійні серводвигуни, поворотні та лінійно-поворотні.

Лінійні серводвигуни використовуються у додатках, де потрібне точне переміщення вздовж прямої лінії. Поворотні серводвигуни використовуються в додатках, де потрібне точне обертання навколо осі. Лінійно-поворотні серводвигуни поєднують у собі можливості лінійних та поворотних серводвигунів і використовуються в додатках, де потрібне точне переміщення та обертання.

В залежності від струму виділяють щіткові та безщіткові серводвигуни постійного струму, які використовуються в автоматизації та робототехніці завдяки їхній високій точності та обертаючого моменту. Серводвигуна змінного струму, використовується там, де потрібне високоточне позиціонування та високоточне керування. У робототехніці використовуються п'єзоелектричні серводвигуни завдяки їхній здатності створювати значно великі зусилля в малому просторі.

Кожен з цих типів серводвигунів має свої переваги та недоліки, і вибір конкретного типу залежить від вимог конкретного застосування [4].

Серводвигуни знаходять широке застосування у різних галузях промисловості. Вони широко використовуються в робототехніці та верстатах з ЧПУ, де важливі точне позиціонування та керування. Серводвигуни також застосовуються в області автоматизації, особливо на складальних лініях, де потрібний точний контроль руху.

Багато передових виробничих процесів, таких як 3D-друк, покладаються на серводвигуни для точного позиціонування механізму. Вони також використовуються в імбалах для камер, літальних апаратів та іншої побутової електроніки, оскільки забезпечують високу точність керування рухом. Загалом ефективність та точність серводвигунів роблять їх важливим компонентом сучасних систем автоматизації та управління.

На цей час існує декілька модифікацій лінійних серводвигунів. Наприклад, **лінійні двигуни з оптимізованою ефективністю, які не мають залізне осердя** і застосовуються для роботи в пристроях високої динаміки. Це сімейство електродвигунів забезпечує неперевершену точність і продуктивність.

Лінійний двигун серії зі сталевим осердям - не схожий на інші та складається з рухомого електромагнітного блоку з обмотками і пластинчастим сталевим осердям і одностороннього нерухомого магнітного контуру. Електромагнітний блок укладений у герметичний корпус з теплопровідною пластмасою, що надає всій конструкції необхідну жорсткість.

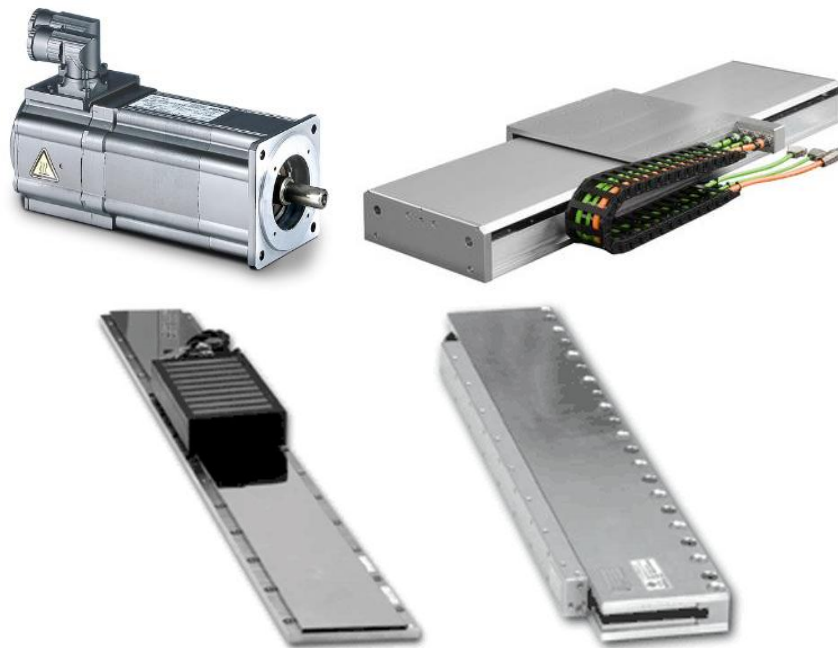


Рисунок 1 – Конструкції серводвигунів

Максимальна швидкість показаних лінійних двигунів складає до 5 м/с з повторюваністю 1мкм.

Широке застосування у сучасних електроприводних систем мають крокові електродвигуни. По конструкції такі двигуни представляють тип безщіткового електродвигуна постійного струму, який ділить повний оберт на кілька рівних кроків. Вони працюють передбачувано та точно, і ними можна керувати для переміщення з невеликим, точним кроком. На відміну від звичайних двигунів постійного струму, крокові двигуни обертаються дискретними кроками, що робить їх особливо придатними для додатків, що потребують точного позиціонування або обертання, таких як 3D-принтери, верстати з ЧПУ та робототехніка. Крокові двигуни бувають різних конфігурацій та розмірів, що робить їх досить універсальними для використання у широкому спектрі додатків.

Крокові двигуни працюють на основі "крокових" рухів, тобто вони рухаються від однієї позиції до іншої з певною кількістю кроків між ними. Це дозволяє їм досягти високої точності та контрольованості, що робить їх ідеальними для використання у додатках, де потрібна висока ефективність та швидкість [5].

Точний рух крокових двигунів досягається з допомогою поділу повного оберту на ряд рівних кроків. Однією з переваг крокових двигунів є їхня здатність зберігати своє положення у просторі без споживання енергії, що робить їх придатними для утримання вантажу у фіксованому положенні.

Крокові двигуни бувають різних типів, кожен із яких призначений для конкретних застосувань. Їх можна розділити на дві широкі категорії: біполярні та уніполярні крокові двигуни.

- Біполярні крокові двигуни вимагають більш складної схеми управління, але забезпечують вищий обертаючий момент і точність.
- Уніполярні крокові двигуни простіші в управлінні, але мають нижчий обертаючий момент і точність.

Інша класифікація крокових двигунів ґрунтується відповідно кількості кроків на оберт. Крокові двигуни високої роздільної здатності забезпечують більш точніше керування за рахунок більшої кількості кроків на оберт, а крокові двигуни низької роздільної здатності мають меншу кількість кроків на оберт і зазвичай використовуються для додатків, що не потребують високої точності переміщення.

Також існує кілька підтипів крокових двигунів, кожен з яких має свої унікальні характеристики і може бути використаний в різних умовах залежно від вимог конкретної програми.

- Однокрокові двигуни - це найпростіший і доступніший тип крокових двигунів, який може використовуватися в широкому діапазоні систем.
- Двокрокові двигуни - це складніший тип крокових двигунів, який може забезпечити більш високу точність і контрольованість, ніж однокрокові двигуни.
- Мікрокрокові двигуни - це найточніший і найконтрольованіший тип крокових двигунів, який може використовуватися в системах, де потрібна висока точність і швидкість переміщення.

Таким чином, крокові двигуни дуже універсальні та інтегровані в багато сучасних технологій, що робить їх важливим компонентом у різних промислових та споживчих додатках.

Список використаних джерел

1. Теряєв В.І. Алгоритм скалярного керування лінійним асинхронним двигуном із компенсацією впливу кінцевих ефектів / В.І.Теряєв, М.О.Островецьков // Електротехнічні та комп'ютерні системи. Науково-технічний журнал. – Київ : «Техніка», 2011. – С. 32 – 34.
2. Попович М. Г. Електромеханічні системи автоматичного керування та електроприводи / М. Г. Попович, О. Ю. Лозинський. – Київ : «Либідь», – 2005. – 680 с.
3. Бондар Р.П. Електромагнітні параметри та електромеханічні характеристики лінійного двигуна з постійними магнітами приводу вібратора. Частина 1 // Гірничі, будівельні, дорожні та меліоративні машини. – Київ, –2015. –№85. – С. 108-116.
4. Тетяна Павленко, Надія Габльовська, Юрій Кубієвич. Особливості використання лінійних електродвигунів та методи розрахунку параметрів // International Science Journal of Engineering & Agriculture2023; 2(4): 58-70. <https://doi.org/10.46299/j.isjea.20230204>
5. Pavlenko, T., Hablovska, N., Kiiianiuk, O., Kubiievych, Y. (2023). Perspectives of linear motors in electrical engineering. *Scientific Collection «InterConf+»*, (35(163), 263–271. <https://doi.org/10.51582/interconf.19-20.07.2023.025>

ДІЯЛЬНІСТЬ ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТ-МЕТРОЛОГІЯ» ЯК НАУКОВОГО МЕТРОЛОГІЧНОГО ЦЕНТРУ В РАМКАХ «ЗЕЛЕНОГО» ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПЕРЕХОДУ УКРАЇНИ

Олег КОРЖАК,

генеральний директор

ДП „Івано-Франківськстандартметрологія”,

oleg.korzhak27@gmail.com

Тарас КЕПЕЩУК,

канд. техн. наук, головний науковий співробітник

ДП „Івано-Франківськстандартметрологія”,

ktv.metr77@gmail.com

Віталій МАЛІСЕВИЧ,

канд. техн. наук, головний метролог

ДП „Івано-Франківськстандартметрологія”,

vitaliy_malisevych@ukr.net

Денис СЕРЕДЮК,

канд. техн. наук, начальник центру наукового

забезпечення вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу

ДП „Івано-Франківськстандартметрологія”,

sdo.if05@gmail.com

Юрій ПЕЛІКАН,

начальник науково-дослідної лабораторії

ДП „Івано-Франківськстандартметрологія”,

yura.pelikan@gmail.com

Державне підприємство «Івано-Франківський науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації» (ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ») є науковим метрологічним центром з вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу та пройшло державну атестацію як наукова установа. ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ» здійснює фундаментальні наукові дослідження в сфері метрології, виконує науково-дослідні роботи, пов'язані зі створенням, удосконаленням, зберіганням, звіряннями, застосуванням національних еталонів

об'єму та об'ємної витрати газу, які включені до бази даних Міжнародного бюро мір і ваг (BIPM) та підтверджуються відповідними калібрувальними та вимірювальними можливостями (СМС рядками). Підприємство також проводить повірку, калібрування засобів вимірювальної техніки, і випробування при оцінці відповідності продукції відповідно до вимог технічних регламентів.

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ» забезпечує повноцінну діяльність та надає якісні послуги у сфері метрології, оцінки відповідності та стандартизації в умовах воєнного стану. Враховуюче вищенаведене, ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» відповідно до Наказу Мінекономіки №1003 від 21.02.2023 визнано критично важливим для функціонування економіки та забезпечення життєдіяльності населення в особливий період.

Одним із основних видів діяльності ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» є проведення калібрування еталонних повірочних установок яке здійснюється відповідно до сфери акредитації та розробленої методики калібрування. Методика передбачає поетапне калібрування каналів вимірювання тиску та температури. Калібрування вказаних каналів проводиться в складі установки для виключення впливу монтажу, забезпечення герметичності та перевірки роботи програмного забезпечення.

Калібрування каналу вимірювання об'єму газу, тобто еталонного лічильника, відбувається із застосуванням еталонів передавання. Еталони передавання проходять періодичне калібрування на національних державних первинних та вторинних еталонах об'єму та витрати газу.

Для кожного каналу проводиться розрахунок складової невизначеності. За результатами розрахунків вибирається найбільше значення розширеної невизначеності.

Ієрархічну схему для засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу (обліку природного газу) очолює Національний державний первинний еталон одиниць об'єму та об'ємної витрати газу ДЕТУ 03-01-15. Первинний еталон забезпечує відтворення та передавання одиниці об'ємної витрати газу в діапазоні від 1 м³/год до 250 м³/год. Нижчим щаблем ієрархічної схеми є вторинні еталони. Для двох вторинних еталонів, які зберігаються в ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» отримано статус «національних». Зокрема, це: НДЕТУ М-04-2019 в діапазоні об'ємної витрати газу від 0,016 м³/год до 25 м³/год та НДЕТУ М-05-2019 в діапазоні об'ємної витрати газу від 0,001 м³/год до 0,3 м³/год. Підставою для отримання статусу «національних» є той факт, вторинні еталони реалізують процес відтворення одиниць об'єму та об'ємної витрати газу шляхом забезпечення простежуваності безпосередньо до одиниць системи СІ. На рис. 1 показана графічна інтерпретація схеми простежуваності національних еталонів.



Рисунок 1 – Схема простежуваності національних еталонів до одиниць системи СІ

Також в частині розвитку нормативного забезпечення, фахівцями підприємства розроблені методики повірки, які введені як національні стандарти на наступні законодавчо-регульовані засоби вимірювальної техніки: ДСТУ 9033:2020 на турбінні лічильники; ДСТУ 9034:2020 на роторні; ДСТУ 9036:2020 на ультразвукові; ДСТУ 9040:2020 на барабанні; ДСТУ 9035:2020 на лічильники газу побутового призначення; ДСТУ 9038:2020 на коректори; ДСТУ 9039:2020 на обчислювачі об'єму газу та ДСТУ 9037:2020 вимірювальні комплекси з вбудованими пристроями перетворення об'єму газу. Суттєвими вимогами, які оформлені обов'язковими додатками до методик, є вимоги до еталонів, які можна застосовувати для повірки лічильників та коректорів газу. В даному пункті детально описаний перелік функцій, які повинен забезпечувати та реалізовувати еталон (повірочна установка). Зазначені нормативні документи на методики повірки поки що є діючими, та внесені в «Норми часу на повірку законодавчо-регульованих ЗВТ»

Перспективним напрямком розвитку метрологічного забезпечення обліку природного газу є створення еталонних повірочних та калібрувальних установок з діапазоном об'ємної витрати до 25 000 м³/год для забезпечення повірки ультразвукових лічильників газу Ду 500, які встановлені на газовимірювальних станціях та підземних сховищах газу. Українські підземні сховища газу використовуються європейськими газопостачальними організаціями, відповідно, точність та достовірність обліку газу в сховищах буде актуальним питанням при подальшому використанні сховищ.

Крім того, спонукальним інструментом є зацікавленість споживачів у проведенні калібрування, тобто визначення реальної метрологічної характеристики лічильників газу в умовах, які максимально наближені до умов їх експлуатації, тобто із застосуванням реального газового середовища та надлишкового тиску. Актуальність даного питання виникає, в тому числі, в рамках реалізації Європейської водневої стратегії, оскільки Україна визначена, як один з пріоритетних партнерів у постачанні водню у Європу. Відповідно, це питання тісно пов'язане із переходом на облік природного газу в одиницях енергії.

В рамках співробітництва з України із Європейською Комісією, яка анонсувала «European Green Deal», як дорожню карту заходів, які сприятимуть перетворенню економіки Євросоюзу на ефективну, стійку та конкурентоспроможну економіку, визначають засоби трансформації Європи на перший у світі кліматично нейтральний континент до 2050 року, Міністерство енергетики та захисту довкілля України розробило проект Концепції «зеленого» енергетичного переходу України, яку назвали «Ukrainian Green Deal» [1]. Українська концепція передбачає досягнення основної мети – зменшення обсягу викидів парникових газів, з метою забезпечення переходу до кліматично нейтральної економіки України до 2070 року. Одним із важливих пунктів є поступова декарбонізація енергетики в частині зменшення використання природного газу за рахунок заміщення його енергією відновлювальних джерел, в тому числі енергії сонця та вітру, а також водню. Зокрема, передбачається збільшення частки синтетичного «зеленого метану» та біометану в трубопровідній системі транспортування газу споживачам. Крім того, важливим елементом стратегії є розвиток проектів водневої енергетики в рамках підготовки до програми H2Ready, тобто впровадження комплексного підходу щодо можливості транспортування в газопровідних мережах сумішей природного газу з воднем із вмістом останнього до 20 %.

В Україні успішно запущений пілотний водневий проект здійснення якого передбачає два етапи: перший етап – це виробництво чистого водню; другий етап – транспортування водню трубопроводами. Причому питання транспортування вивчається в двох напрямках: подача в трубопровід чистого водню і змішування водню з природним газом у співвідношенні 20 % / 80 % та, відповідно, транспортування його до кінцевого споживача.

В ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» під час виконання науково-дослідної договірної роботи в рамках водневого проекту проводились дослідження щодо визначення впливу чистого водню та газоводневих сумішей на працездатність та метрологічні характеристики лічильників газу, які застосовуються в побутовому секторі у відповідності з розробленою методикою [2].

Список використаних джерел

1. Ukraine 2050 Green Energy Transition Concept - Ukraine Green Deal (electronic resource - access mode: [https://mepr.gov.ua/files/images/news_2020/14022020/eng_pdf_зелена%20концепція%20\(1\).pdf](https://mepr.gov.ua/files/images/news_2020/14022020/eng_pdf_зелена%20концепція%20(1).pdf). Tomaszewska-Wach B., Rzasa M.A. Correction Method for Wet Gas Flow Metering Using a Standard Orifice and Slotted Orifices. *Sensors*. 2021. Vol. 21. No 7. P. 2291–2310.
2. РМУ 001 РД/М-2021 Рекомендація. Метрологія. Лічильники Газу. Методика визначення впливу чистого водню та сумішей на працездатність та метрологічні характеристики лічильників газу, які застосовуються у побутовому секторі.

ВЕРТИКАЛЬНІ ЗМІЩЕННЯ ОСНОВ ТА ЦЕНТРУВАННЯ ОСЕЙ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Ігор ТРЕВОГО

докт. техн. наук, професор,

Національний Університет «Львівська Політехніка»

trevoho@gmail.com

Микола ПРИХОДЬКО,

докт. географ. наук, професор,

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

prihodkon@ukr.net

Євген ІЛЬКІВ,

канд. техн. наук, доцент,

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

evgen_ilkiv@ukr.net

Мирон ГАЛЯРНИК

аспірант,

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

geo.myron_zem@ukr.net

Дмитро ЖИТАР

аспірант

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

zhytardima2003@gmail.com

Для дослідження вертикальних переміщень фундаментів ГПА визначають їх абсолютні та відносні зміни. Абсолютні переміщення визначають за допомогою опорних реперів, які описуються в роботі (Trevoho, 2022). При роботі ГПА його фундамент нагрівається, що призводить до теплових деформацій. Ці деформації впливають на співвісність роторів приводу та нагнітача ГПА. Тому важливо врахувати вплив цих деформацій на співвісність роторів.

Для аналізу осідань споруд у роботі (Джалилов, 1985) запропоновано використовувати апроксимуючі функції. Однак цей підхід є придатним лише для аналізу середніх осідань фундаментів. Більш повну інформацію можна отримати, використовуючи оформлюючу площину (Новак, 1979).

Цей підхід було застосовано для баштових споруд у роботі (Trevoho, 2021). Виходячи зі зміни положення оформлюючої площини в різних серіях нівелювання, можна встановити вплив деформацій основи на надфундаментні конструкції.

У роботі (Перович, 1985) за зміною положення оформлюючої площини судять про співвісність роторів ГПА. У роботі (Winkler, 1981) встановлюється зв'язок між вибраними вихідною та поточною системами координат. За взаємною зміною положення систем судять про просторові переміщення надфундаментних конструкцій. Підходи, які використовують для досліджень рухів земної поверхні (Derzani, 1983; Нау-Ман Ng, 2023), не зовсім підходять для розв'язку поставленої проблеми.

Через теплові деформації фундамент ГПА набуває складної опуклої форми. Для опису такої форми необхідні поверхні вищого порядку. Ці поверхні дозволяють визначити вплив теплових деформацій на співвісність роторів.

Практика показує, що основа ГПА внаслідок теплових деформацій набуває складної деформованої форми, яку важко описати математично. Тому для опису таких основ використовують апроксимуючі поверхні, які будують на основі результатів нівелювання.

Для апроксимації поверхні використовують поверхні n -го ступеня. Для i -тої марки записують наступне рівняння:

$$a_m x_i^n y_i^n + \dots + a_2 x_i + a_1 y_i + a_0 - S_i = V_i \quad (1)$$

Тут a_m, a_k, a_0 – невідомі коефіцієнти; x_i, y_i – відповідно, абсциса та ордината i -тої марки; S_i – зміщення марки по вертикалі, одержані за результатами нівелювання; V_i – відхилення величини зміщення марки від заданої деформаційної поверхні.

Допустимо, що спостереження ведуть за N осадовими марками. Для них запишемо систему (2):

$$\begin{aligned} a_m x_i^n y_i^n + \dots + a_k x_i^l y_i^j + a_2 x_i + a_1 y_i + a_0 - S_i &= V_i \\ a_m x_i^n y_i^n + \dots + a_k x_i^l y_i^j + \dots + a_2 x_i + a_1 y_i + a_0 - S_i &= V_i \\ a_m x_N^n y_N^n + \dots + a_k x_N^l y_N^j + \dots + a_2 x_N + a_1 y_N + a_0 - S_N &= V_N \end{aligned} \quad (2)$$

Запишемо систему (2) у матричному вигляді, тоді отримаємо (3):

$$\begin{aligned} & XA - S = V \\ X = \begin{matrix} x_i^n y_i^n \dots & x_i^l y_i^j \dots & x_i y_i 1 \\ x_i^n y_i^n \dots & x_i^l y_i^j \dots & x_i y_i 1 \\ x_N^n y_N^n \dots & x_N^l y_N^j \dots & x_N y_N 1 \end{matrix} & X = \begin{matrix} a_m \\ a_k \\ a_0 \end{matrix} & S = \begin{matrix} S_1 \\ S_k \\ S_N \end{matrix} & V = \begin{matrix} V_i \\ V_k \\ V_N \end{matrix} \end{aligned} \quad (3)$$

Вважатимемо, що вектору зміщень S відповідає вагова матриця P . Перетворимо систему (3) за умови $[V^T P V] = \min$. Тоді шукані коефіцієнти a , будуть дорівнювати:

$$A = (X^T P X)^{-1} (X^T P V) \quad (4)$$

або:

$$A = D^{-1} L v, \quad (5)$$

де $D = X^T P X$, $L = X^T P S$.

Середні квадратичні похибки визначення елементів матриці A будуть

$$m_{d_i} = \mu \sqrt{d_u} \quad (6)$$

Тут μ – похибка одиниці ваги при визначенні зміщення;

d_u – діагональний елемент матриці D^{-1} .

Зміщення довільної точки основи з координатами x_T, y_T буде становити:

$$S_T = A_m Y_T^n Y_T^n + \dots + A_k X_T^l Y_T^j + \dots + A_2 X_T + A_1 Y_T X_0 \quad (7)$$

Середня квадратична похибка цього зміщення буде становити:

$$m_T^2 = R_T^T D^{-1} R_T \quad (8)$$

Тут R_T – матриця-рядок виду:

$$R_T = (X_T^n Y_T^n \dots X_T^l Y_T^j \dots X_T Y_T 1) \quad (9)$$

Для встановлення впливу деформацій основи ГПА на співвісність роторів приводу та нагнітача розглянемо рис. 1.

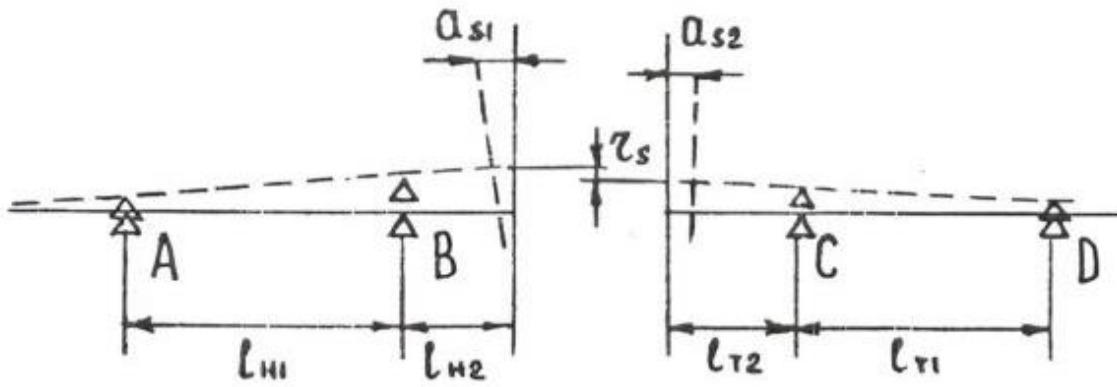


Рисунок 1 – Схема розміщення осей роторів

На ньому штриховими лініями показано положення роторів при деформації основи. Під час перевірки співвісності роторів визначають величину радіального зміщення r , тобто зміщення їх центрів за висотою, а також величину аксіального зміщення a_s , тобто непаралельність напівмуфт, яка лінійною мірою дорівнює:

$$a_s = a_{s1} + a_{s2} \quad (10)$$

Ротори розташовані на підшипниках А, В, С, D. Визначимо величини r та a_s при зміщенні підшипників внаслідок теплових деформацій фундаментів ГПА. Згідно з рис. 1 маємо:

$$Z_s = S_B - S_C + (S_B - S_A) \frac{L_{H2}}{L_{H1}} - (S_C - S_0) \frac{L_{T2}}{L_{T1}} \quad (11)$$

$$A_s = (S_B - S_A) \frac{R}{L_{H1}} + (S_0 - S_C) \frac{R}{L_{T1}} \quad (12)$$

де L_{H1}, L_{T1} – відстані між опорними підшипниками нагнітача та приводу, відповідно; L_{H2}, L_{T2} – відстані між підшипниками, напівмуфтами нагнітача та приводу, відповідно.

Введемо позначення

$$\frac{L_{H2}}{L_{H1}} = K1 \cdot \frac{L_{T2}}{L_{T1}} = K2 \cdot \frac{R}{L_{H1}} = K3 \cdot \frac{R}{L_{T1}} = K4,$$

тоді запишемо:

$$Z_s = (S_B - S_C) + K1(S_B - S_A) - K2(S_0 - S_0)S_0 \quad (13)$$

$$a_s = K3(S_B - S_A) + K4(S_C - S_0) \quad (14)$$

Величини зміщень підшипників при деформації основи можна отримати, використовуючи вираз (7). Остаточно запишемо:

$$Z_s = A_M \{ (X_B^N Y_B^N - X_C^N Y_C^N) + K_1 (X_B^N Y_B^N - X_A^N Y_A^N) - K_2 (Y_C^N Y_C^N - X_0^N Y_0^N) \} + \dots + A_I \{ (X_B^L Y_B^L - X_C^L Y_C^L) + K_1 (X_B^L Y_B^L - X_A^L Y_A^L) - K_2 (X_C^L Y_C^L - X_0^L Y_0^L) \} + A_1 \{ (Y_B - Y_C) + K_1 (Y_B - Y_A) - K_2 (Y_C - Y_0) \}. \quad (15)$$

$$A_s = A_M \{ K_3 (X_B^N Y_B^N - X_A^N Y_A^N) + K_4 (X_C^N Y_C^N - X_0^N Y_0^N) \} + \dots + A_I \{ K_3 (X_B^L Y_B^L - X_A^L Y_A^L) + K_4 (X_C^L Y_C^L - X_0^L Y_0^L) \} + \dots + A_1 \{ K_3 (Y_B - Y_A) + K_4 (Y_C - Y_0) \} \quad (16)$$

Встановимо, що:

$$M_R = \frac{X_B^N Y_B^N - X_C^N Y_C^N + K_1 (X_B^N Y_B^N - X_A^N Y_A^N) - K_2 (X_C^N Y_C^N - X_0^N Y_0^N)}{Y_B - Y_C + K_1 (Y_B - Y_A) - K_2 (Y_C - Y_0)} \quad (17)$$

$$M_R = \begin{matrix} K_3(X_B^N Y_B^N - X_A^N Y_A^N) + K_4(X_C^N Y_C^N - X_0^N Y_0^N) \\ K_3(X_B^L Y_B^L - X_A^L Y_A^L) + K_4(X_C^L Y_C^L - X_0^L Y_0^L) \\ K_3(Y_B - Y_A) + K_4(Y_C - Y_0) \end{matrix} \quad (18)$$

У матричному вигляді отримаємо:

$$Z_S = A^T M_Z \quad (19)$$

$$A_S = A^T M_S \quad (20)$$

Середні квадратичні похибки визначення величин радіального та аксіального зміщень роторів отримаємо з виразів:

$$M_{Z_S}^2 = M_Z^T D^{-1} M_Z \quad (21)$$

Отже, розроблено методичку обліку впливу теплових деформацій фундаменту ГПА на співвісність роторів приводу та нагнітача зі строгою оцінкою точності одержуваних результатів. Для зручності обчислень на ЕОМ формули для визначення елементів розцентрування роторів з оцінкою їх точності приведені до матричного виду.

Список використаної літератури

1. Джалилов, Т. Ф., & Полищук, Ю. В. (1985). Геодезия и фотограмметрия: О выборе аппроксимирующих функций при исследовании деформаций и осадок сооружений в процессе их эксплуатации в сейсмических районах. Ростов-на-Дону. С. 104–109.
2. Новак, В. Е., & Ключин, Е. Б. (1979). Вычисление и оценка точности деформационных характеристик оснований прецизионных сооружений. Исследования по геодезии, аэросъемке и картографии, 5(4), 13–17
3. Перович, Л. Н. (1985). Определение деформационных характеристик газоперекачивающих агрегатов. Геодезия, картография и аэрофотосъемка, 41, 98–104.
4. Brunken, G. (1981). Analyse von Bauwerksbewegungen. Allg. Vermess. Nachr., 10, 386–395.
5. Trevoho, I., Ilkiv, E., Halyarnyk, M., & Hrushko, O. (2021). The foundation subsidence of the tower-type structures. International Conference of Young Professionals, GeoTerrace 2021.
6. Trevoho, I., Ilkiv, E., Halyarnyk, M., Kukhtar, D., & Hrushko, O. (2022). Research and improvement of bimetal benchmark construction. International Conference of Young Professionals, GeoTerrace 2022..
7. Dermani, A., & Livierato, E. (1983). Applications of Deformation Analysis in Geodesy and Geodynamics. Reviews of Geophysics and Space Physics, 21(1), 41–50.
8. Hai-Man Ng, A., Ge, L., Chang, H., & Du, Z. (2023). Geodetic Monitoring for Land Deformation. Remote Sens., 15(1), 283.

ОЦІНКА НАПРУЖЕНОГО СТАНУ ТА УМОВ РУЙНУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ ІЗ ЗОВНІШНІМИ ОСЬОВИМИ ДЕФЕКТАМИ

Роман ГРАБОВСЬКИЙ,

доктор технічних наук, професор,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
hrabovskyy.r@gmail.com

Володимир АРТИМ,

доктор технічних наук, професор,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
viartym@gmail.com

Олег ТУЦЬ,

аспірант,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
olehtuts@ukr.net

Володимир ТИРЛИЧ,

кандидат технічних наук, доцент,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
turluch27@ukr.net

Надійна експлуатація магістральних газопроводів понад 90% з яких прокладені під землею в першу чергу залежить від довговічності проти корозійного покриття [0], які в процесі тривалої експлуатації втрачають еластичність, стають крихкими і зазвичай відшаровуються від поверхні труби. При цьому внаслідок впливу ґрунтових вод на поверхні газопровідної труби зароджуються двовимірні дефекти (пітинги, корозійні виразки, мікротріщини). Інтенсивність зародження і розвитку цих дефектів залежить від напруженого стану металу газопровідної труби, його електродного потенціалу та pH середовища. Слід підкреслити, що дія асиметричного циклічного навантаження суттєво прискорює розвиток тріщиноподібних експлуатаційних дефектів по товщині газопровідної труби [0].

У зв'язку з цим оцінка умов руйнування труби магістрального газопроводу із зовнішніми осьовими двовимірними дефектами є актуальною проблемою.

Використовуючи критерії механіки руйнування вивчали умови руйнування виготовлених із сталі 10Г2БТ тривало експлуатованих труб при максимальному тиску газу $p_{\max} \approx 7,4 \text{ МПа}$ ($D = 1420 \text{ мм}$, $t = 15,5 \text{ мм}$, 28 років) та ($D = 1420 \text{ мм}$, $t = 15,4 \text{ мм}$, 42 роки) магістрального газопроводу, а також, для порівняння не експлуатовану трубу запасу ($D=1420 \text{ мм}$, $t= 15,7 \text{ мм}$). При цьому на зовнішній поверхні досліджуваних труб, розглядали розміщені осьові двовимірні (тріщиноподібні) дефекти двох найбільш типових півеліптичних форм із заданим співвідношенням півосей (a/c).

Для оцінки напруженого стану та визначення умов руйнування магістральних газопроводів з наявними поверхневими осьовими двовимірними (тріщиноподібними) дефектами у вигляді корозійної виразки ($a/c=1/2,5$) та корозійної риски ($a/c=1/25$) розглянемо розрахункову схему (рис. 1).

Визначення величини коефіцієнта інтенсивності напружень K_I по фронту осьової півеліптичної тріщини зі співвідношенням півосей a/c розміщеної на зовнішній поверхні пустотілого циліндра під дією внутрішнього тиску здійснювали використовуючи залежність [2]:

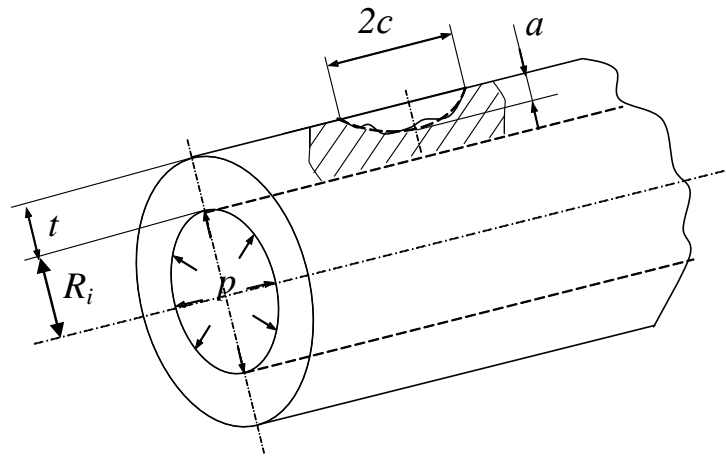


Рисунок 1 – Схематичне представлення зовнішнього осевого півеліптичного тріщиноподібного дефекту під дією внутрішнього тиску

$$K_{Ia} = F \cdot \sigma \cdot \sqrt{\pi \cdot a} \cdot 0,97 \cdot \left(\frac{R_a^2 + R_i^2}{R_a^2 - R_i^2} + 1 - 0,5 \cdot \sqrt{\frac{a}{t}} \right) \cdot \frac{t}{R_i} \cdot 1,07 \quad (1)$$

$$K_{Ic} = K_{Ia} \cdot \left(1,1 + 0,35 \cdot \left(\frac{a}{t} \right)^2 \right) \cdot \sqrt{\frac{a}{c}};$$

де σ – розтягувальні напруження, p – внутрішній тиск газу в трубопроводі, t – товщина стінки труби, $R_i = d/2$ – внутрішній радіус труби, $R_a = R_i + t - a$ – віддаль від осі труби до вершини півеліптичного дефекта, a – глибина тріщини; $2c$ – довжина поверхневої тріщини:

$$\sigma = \frac{p \cdot R_i}{t}; \quad F = \frac{M_1 + M_2 \cdot \left(\frac{a}{t} \right)^2 + M_3 \cdot \left(\frac{a}{t} \right)^4}{\sqrt{Q}}; \quad Q = 1 + 1,464 \cdot \left(\frac{a}{c} \right)^{1,65};$$

$$M_1 = 1,13 - 0,09 \cdot \frac{a}{c}; \quad M_2 = -0,54 + \frac{0,89}{0,2 + \frac{a}{c}}; \quad M_3 = 0,5 - \frac{1}{0,65 + \frac{a}{c}} + 14 \cdot \left(1 - \frac{a}{c} \right)^{24}.$$

При цьому використовуючи відому залежність [3]

$$J_1 = \frac{1 - \nu^2}{E} K_1^2 \quad (2)$$

де ν – коефіцієнт Пуассона, E – модуль пружності 1-го роду, визначали J -інтеграл – величину, яка характеризує роботу пластичного деформування і руйнування, а також поле напружень і деформацій при пружно-пластичному деформуванні в околі вершини тріщини (аналогічно коефіцієнту інтенсивності напружень K_I для пружного тіла. Результати обчислень представлені на рис. 2.

Результати експериментальних досліджень відображені на рис. 2 (точки $A_1, B_1, C_1, A_2, B_2, C_2$) і представлені в таблиці 1.

Крім того, експериментально визначали в'язкість руйнування тривало експлуатованої сталі 10Г2БТ. Для цього використовували балкові зразки прямокутного поперечного перерізу (рис. 3) з краю тріщиною довжиною $l \approx 0,5 t$. Критичне значення J_{cr} - інтеграла визначали згідно методики описаної в стандарті [4] за схемою три точкового згину (рис. 3).

Наведені у таблиці 1 дані характеризують умови руйнування виготовлених із сталі 10Г2БТ газопровідних труб, які експлуатуються при максимальному робочому тиску газу $p_{\max} \approx 7,4$ МПа, тобто за даних обставин робочий тиск є руйнівним.

Слід також урахувати, що при оцінюванні впливу глибини дефекту застосовують норму передбачену в стандарті України [5] згідно якої трубу магістрального газопроводу необхідно вибракувати за умови якщо глибина тріщиноподібного дефекту становить $a = 0,8 t$, де t – товщина стінки труби.

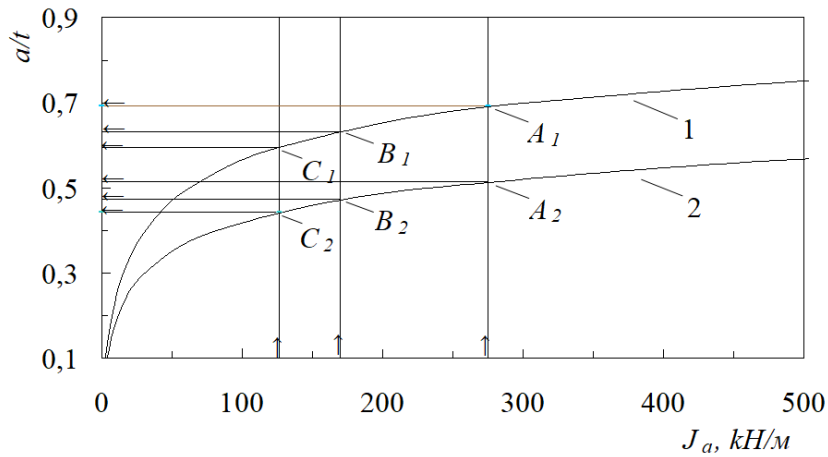


Рисунок 2 – Розрахункові залежності зміни в'язкості руйнування J_a у вершині півеліптичної тріщини (1 – $a/c=1/2,5$, 2 – $a/c=1/25$) по глибини стінки експлуатованих газопровідних труб

Таблиця 1 – Критичні розміри тріщиноподібних півеліптичних дефектів

Тривалість експлуатації, роки	Вид дефекту				Критична в'язкість руйнування $J_{cr}, \kappa H / M$
	корозійна виразка, $(a/c)_{cr} = 1/2,5$		корозійна риска $(a/c)_{cr} = 1/25$		
	$(a/t)_{cr}$	$2c_{cr}, \text{мм}$	$(a/t)_{cr}$	$2c_{cr}, \text{мм}$	
0	0,692	54,3	0,514	403,5	275,2
28	0,632	49,0	0,473	366,6	169,9
42	0,595	45,8	0,442	340,3	126,7

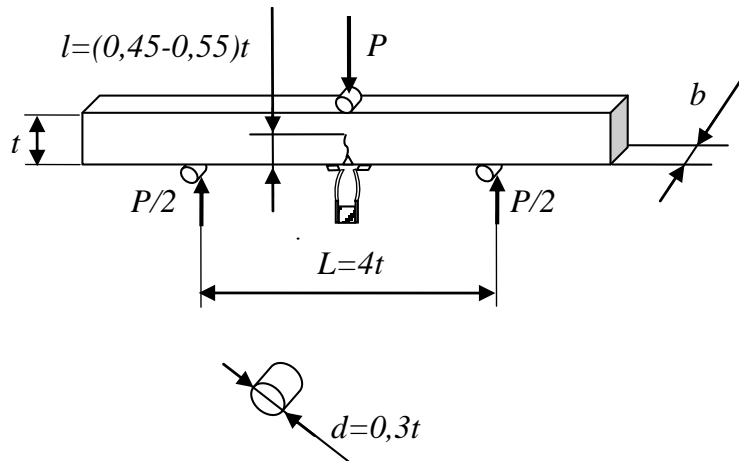


Рисунок 3 – Схема навантаження зразка виготовленого з труби магістрального газопроводу для випробування на статичну тріщиностійкість

Аналіз отриманих результатів (див. табл. 1) засвідчує, що глибини тріщиноподібних дефектів типу корозійна виразка та корозійна риска досягають критичних розмірів за умови $a_{cr} < 0,8t$ незалежно від тривалості експлуатації.

При цьому у випадку коли півеліптичний дефект типу корозійна виразка досягає критичної глибини ($(a/c)_{cr} = 1/2,5$) можливе у газопровідній трубі утворення свища, при цьому катастрофічного руйнування труби не відбудеться руйнування [6], оскільки довжина поверхневої тріщини у цьому випадку буде $2c < 90 \text{ мм}$ (див. табл. 1).

У випадку коли півеліптичний дефект типу корозійна риска досягає критичної глибини ($(a/c)_{cr} = 1/25$) можливе руйнування газопровідної труби на повний переріз [6], оскільки довжина поверхневої тріщини $2c > 90 \text{ мм}$.

Альтернативну оцінку умов руйнування досліджуваної газопровідної труби здійснювали використовуючи інженерний критерій оцінки міцності матеріалу газопровідної труби, а саме його границю міцності (σ_B), яку визначали експериментально.

У процесі експериментальних досліджень зусилля навантаження за даними вбудованого динамометра машини, а видовження – з тензометричного екстензометра реєстрували використовуючи персональний комп'ютер. Випробовували партію з десяти зразків та визначали усереднені значення границь плинності ($\sigma_{0,2}$) та міцності (σ_B) (згідно з ISO 80000-1, результати в МПа округляли до найближчого цілого числа), а також відносне видовження (δ) після розриву (згідно з ISO 80000-1, результати наведено з похибкою до 0,5%).

Дані експериментальних досліджень на розтяг циліндричних зразків виготовлених з сталі труби досліджуваного магістрального газопроводу наведені у таблиці 2.

Таблиця 2 – Зміна механічних характеристик сталі 10Г2БТ магістрального газопроводу під час тривалої експлуатації

Сталь		Тривалість експлуатації, роки	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа
10Г2БТ	нова	0	618	483
	експл.	28	602	471
	експл.	42	581	451

Оцінку умов руйнування труби досліджуваного магістрального газопроводу здійснювали шляхом визначення руйнівного тиску. Для цього використали європейський стандарт DNV RP-F101 [7], який є усестороннім і узагальненим способом розрахунку внутрішнього руйнівного тиску для трубопроводів з тріщиноподібними дефектами. Він базується на даних про зовнішній діаметр труби (D), товщину її стінки (t), напруження міцності матеріалу труби (σ_B), довжину ($L = 2c$) і глибину дефекту (a), однак сама форма дефекту не конкретизується. Згідно цього стандарту руйнівний тиск

$$p_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[\frac{1 - (a/t)}{1 - \frac{(a/t)}{q}} \right], \quad (3)$$

де $q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2}$. У нашому випадку $L = 2c_{cr}$.

Таблиця 3 – Критичні значення руйнівного тиску для труби магістрального газопроводу з тріщиноподібним дефектом

Тривалість експлуатації, роки	Вид дефекту					
	корозійна виразка, $(a/c)_{cr} = 1/2,5$			корозійна риска $(a/c)_{cr} = 1/25$		
	$(a/t)_{cr}$	$2c_{cr}$, мм	p_f , МПа	$(a/t)_{cr}$	$2c_{cr}$, мм	p_f , МПа
0	0,692	54,3	13,38	0,514	403,5	9,49
28	0,632	49,0	13,07	0,473	366,6	9,81
42	0,595	45,8	12,61	0,442	340,3	9,87

На загал, отримані результати розрахунково-експериментальних досліджень засвідчують, що критеріальна оцінка умов руйнування за підходи механіки руйнування є більш консервативною за альтернативний підхід, який ґрунтується на оцінці руйнівного тиску дефектної труби і у залежності від тривалості експлуатації забезпечує додатковий запас міцності в інтервалі $28 \div 33\%$.

Список використаних джерел

1. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: [наук.-техн. посіб. у 3-х т.] під заг. ред. В. В. Панасюка. Івано-Франківськ – Львів: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2012. Т. 3: Деградація газопроводів та її запобігання. 2012. 433 с.
2. Newman J. C., Raju I. S. Stress-Intensity Factors for Internal Surface Cracks in Cylindrical Pressure Vessels. Transactions of the ASME: Journal of Pressure Vessel Technology. 1980. 102 (November). P. 342-349.
3. Rice J. R. A path independent integral and the approximate analysis of strain concentration by notched and cracks. *Journal Appl. Mech.* 1968. V. 35, ser E. P. 287-298.
4. ГОСТ 25.506-85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. М.: Изд-во стандартов, 1985. 62 с.
5. ДСТУ–Н Б В.2.3.-21:2008 Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. К.: Мінрегіонбуд України, 2008. 68 с.
6. Розрахунок міцності газопроводів з корозійними дефектами / Т. І. Смоляк, І. І. Капцов, В. І. Холодов [та ін.]. *Нафтова і газова промисловість*. 2005. № 4. С. 31-33.
7. DNV-RP-F1001: Corroded pipelines. Det Norske Veritas, 1999.

СЕКЦІЯ С:

Техноекобезпека видобування вуглеводнів

ДО ПИТАННЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ТА ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД – КОЛЕКТОРІВ І ПОРІД ПОКРИШОК НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ

Олександр ТРУБЕНКО

к. геол. н., доцент ІФНТУНГ

geotom@nung.edu.ua

Дмитро ФЕДОРИШИН

д. геол. н., професор ІФНТУНГ

geophys@nung.edu.ua;

Сергій ФЕДОРИШИН

к. геол. н., доцент ІФНТУНГ

geophys@nung.edu.ua

Андрій ТРУБЕНКО

студент ІФНТУНГ

geotom@nung.edu.ua

На основі багаторічних досліджень колекторських властивостей порід Карпат автори прийшли до висновку, що при прогнозуванні розвитку та якості колекторів і флюїдоупорів, в першу чергу, необхідно враховувати крім товщини, глибини їх сучасного залягання, також мінеральний склад, структуру, текстуру гірських порід, літолого – фаціальні умови їх формування, вік, тектонічне середовище їх епігенезу і метагенезу.

При прогнозуванні фільтраційних та ємнісних властивостей порід на більших глибинах всі перераховані фактори набувають пріоритетне значення.

Нижче звернемо увагу на мінералогічні та літологічні особливості нафтогазоносних флюїдоупорів, які представлені піщано-глинистими комплексами порід і вапняками.

Авторами досліджувалися породи неогенового, палеогенового та крейдового віку, які були відібрані з глибини від 120 до 5000 м.

Вивчення їх проводилося макроскопічним, мікроскопічним, літологічним, рентгено-структурним методами та методом ртутної порометрії.

У першу чергу звертаємо увагу на специфіку мінерального складу порід, їх структуру, текстуру і умови утворення (генетично, геотектонічно і геоморфологічно доволі подібні в різні періоди існування водного басейну), а також в загальних рисах торкнемося явища діагенезу, епігенезу, віку, глибини залягання, а також тектонічних процесів, які змінили первинну специфіку порід.

Узагальнення результатів дослідження вищевказаних різновидів порід дозволило виділити головні мінерали цементів при значних змінах вмісту уламкового матеріалу. Це – каолінит, монтморилоніт, серицит, гідрослюди, кальцит, співвідношення між якими визначають головні типи флюїдоупорів. У значних домішках спостерігалися глауконіт (різних генерацій), хлорит, магнезійний шамозит та пенін. В окремих шарах порід, що досліджувалися, виявлені домішки складношаруватих мінералів: хлорит – монтморилоніту і каолінит – монтморилоніту. Рідко зустрічалися палигорскіт, сепіоліт, гідробіотит, гідромусковіт та флогопіт. В окремих прошарках локалізуються доломіт, сидерит, аутигенний кварц та лейкоксен.

Більшість порід вміщують невеликі домішки піриту або марказиту поряд з найдрібнішими углефікованими частинками і розсіяною органічною речовиною.

Нижче наводимо коротку характеристику комплексів порід, що досліджувалися, за літологічними типами, парагенетичними асоціаціями і відношенням їх до нафтогазоносності.

Перший літологічний тип. Представлений пісковиками (та їх різновидами), які вміщують біля 70-90 % уламків, серед яких є кварц (60-70 %), кварцит (2-10 %), ортоклаз, мікроклін, рідко зустрічаються домішки карбонатних та глинистих порід. Аутигенні мінерали формують цемент та визначають колір породи. Відсотковий вміст аутигенних мінералів нестабільний і коливається в межах від 10 до 30 %. В загальному це – комплексні цементы, які представлені глинистими, кварцевими, рідко гідрослюдовими і карбонатними мінералами. Дуже часто ці цементы вміщують домішки глауконіту і хлориту. Досить розповсюджена у прошарках локалізація піриту і марказиту (псевдоморфози їх по вуглефікованим уламкам). Розсіяна органічна речовина практично відсутня.

Зазвичай ці пісковики білого, білувато-сіруватого і зеленувато-сіруватого кольору. Мають текстури: масивні, лінзувато-шаруваті, рідко-косошаруваті і плямисті; структури цементів: згусткові, кварцитовидні, плівкові, рідко – виповнення пор.

Порівняння даних ртутної порометрії, рентгено-структурного аналізу і мікроскопії дозволили виділити два типи порід, щодо нафтогазоносності, серед піщанистих різновидів: локальні і пластові неколектори.

Перші характеризуються нерівномірним розподілом згусткового або кварцитоподібного цементу, в зв'язку з чим втрачають проникність, але володіючи декотрим поровим простором, текстурою, структурою і парагенезом мінералів подібними в таких породах, де проникність більша $K = 1 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, вірогідно припустити, що поряд з такими породами можуть знаходитися горизонти колекторів. Такі породи ми вважаємо локальними неколекторами.

Другі (пластові неколектори) представлені кварцитовими та глинистими пісковиками; володіють масивною текстурою, кварцитоподібною або згустковою структурою цементу, характеризуються присутністю окремих ізольованих пор і пор радіусом менше 0,1 мкм. Такі породи є пластовими неколекторами і можуть бути добрими флюїдоупорами.

Другий літологічний тип. Представлений алевролітами, які вміщують від 50 до 60 % кварцитових уламків, аутигенні мінерали формують цемент та визначають забарвлення породи. Зазвичай вони світлосірі, зеленувато-сірі, рідко темносірого кольорів. Текстури їх лінзувато-шаруваті, масивні, косошаруваті, рідко тонкошаруваті і плямисті. Структури цементу: згусткові, плівкові, виповнення пор. Органічна речовина (1-3 %) розсіяна в глинистому субстраті. Рідко органічна речовина представлена дрібними вуглистими частинками і разом з глинистою речовиною виповнює тонкі прошарки в породах (Фото. 1).

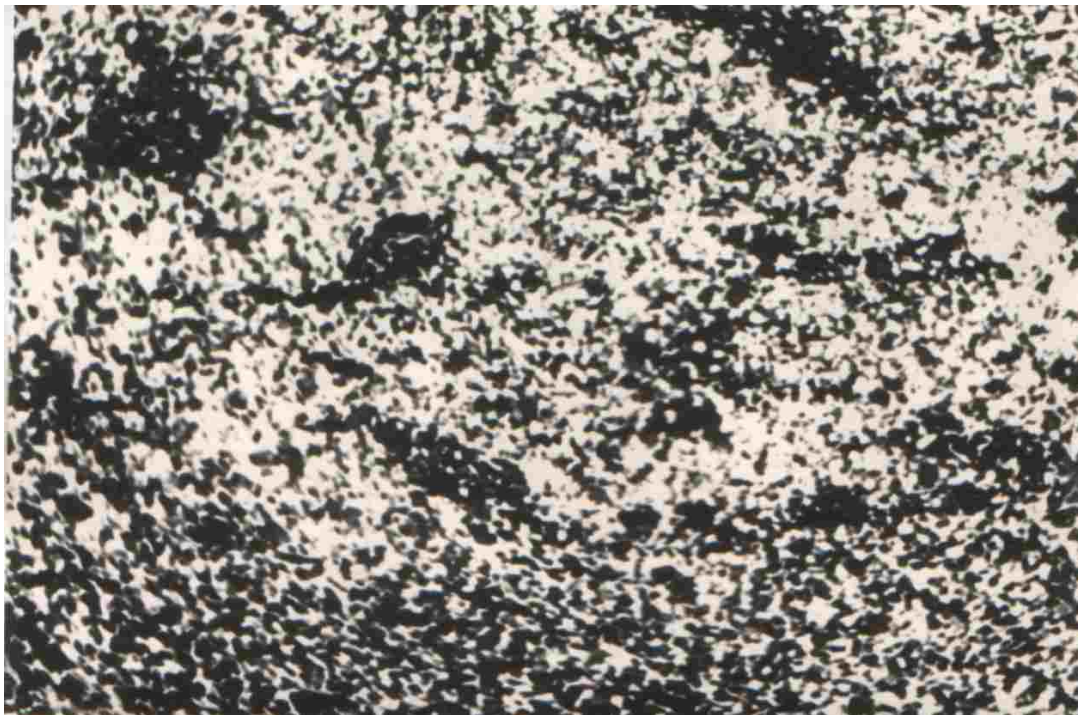


Фото 1 – Шліф алевроліту з відкладів менілітової свити Українських Карпат (збільшено 40х) на фото добре видна слаба шаруватість, місцями косошаруватість (450 до основної), яка виражена локалізацією глинистих згустків та уламкових лусок мусковіту.

Найбільш розповсюджений тип цементу поровий та базальний.

Порода – локальний неколектор.

Звертаємо увагу на алевроліти, які вміщують суттєво гідролюдистий (з домішками аутигенного кварцу, серициту, іліту), хлоритовий і глауконітовий цементи (з домішками аутигенного кварцу, монтморилоніту, доломіту, іліту, кальциту), мають масивні текстури і згустково-плівковий тип структури цементу. Такі породи показали відсутність проникності (за даними ртутної порометрії), а дослідження їх під мікроскопом – наявність ізольованих пор та пор радіусом менше 0,1 мкм. Ці породи витримані в просторі і можуть бути хорошими флюїдоупорами.

Третій літологічний тип представлений двома різновидами:

- аргілітами, основна маса, яких складена з вищезгаданих аутигенних мінералів, іноді з незначними домішками уламкового кварцу (10-20 %). Ці породи зазвичай темносірого, чорного, дуже рідко світло-сірого забарвлення, більш-менш багаті розсіяною органікою. Текстури їх масивні, “сланцюваті”, рідко тонко- та мікрошаруваті і дуже рідко лінзувато-шаруваті (Фото. 3). Домінують структури: пелітоморфні (скритокристалічні), рідко порфіробластові, лепідобластові, дуже рідко сплутано-лускуваті;

- особлива увага приділялася дослідженню суттєво аргілітам (без домішок уламків).

Вивчення парагенезисів аутигенних мінералів в них показало наявність монтморилоніту з домішками серициту і кальциту; серициту, іліту, доломіту; серициту, іліту, хлориту; іліту, каолініту.

Ці породи зазвичай чорно-сірі і чорні, рідко мають світло-сірий колір. Текстури їх тонкошаруваті, паралельношаруваті і “сланцюваті”.

Для аргілітів є характерною ознакою наявність значного вмісту розсіяної органічної речовини, що свідчить про спокійні морські умови утворення їх на великих глибинах (в холістатичних ділянках басейну) у відновленому та лужному середовищах.

Наявність вище наведених мінералогічних та текстурно-структурних особливостей порід свідчить про наявність регіональних та локальних екрануючих горизонтів нафтових і газових родовищ, тобто дані породи можуть бути відмінними флюїдоупорами (Фото. 2).

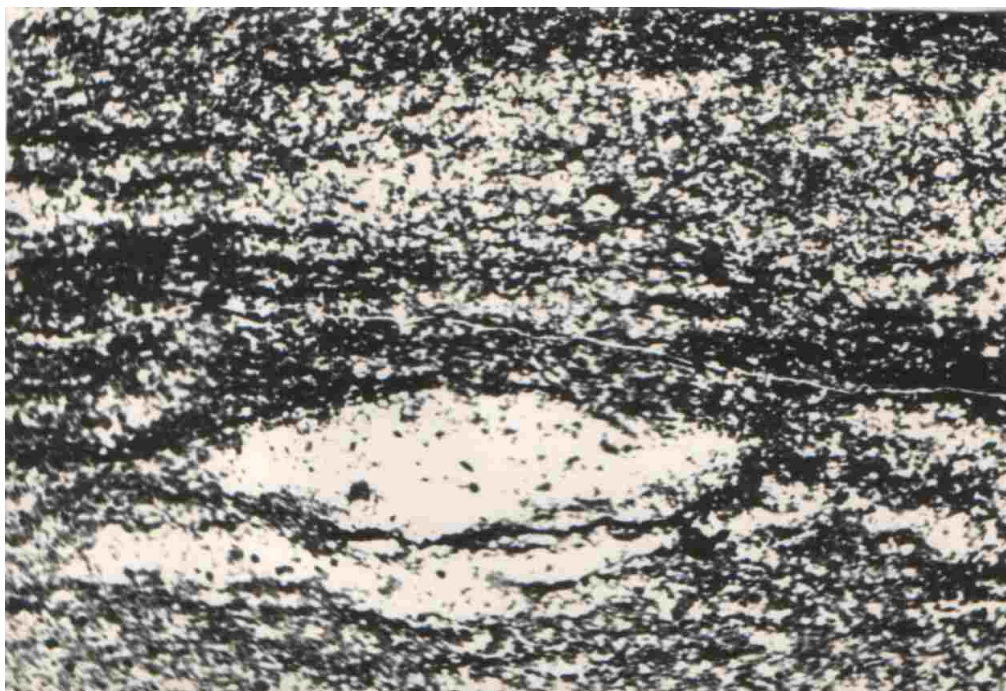


Фото 2 – Шліф алевритистого аргіліту з відкладів менілітової свити Українських Карпат (збільшено 40х)

На фото добре видна слаба шаруватість, місцями косошаруватість (15-30-450 до основної), яка виражена наявністю тонких прошарків органо-глинистого субстрату та лінзочок, які збагачені кварцевим алевритом. Порода – локальна покришка.

Четвертий літологічний тип представлений суттєво хомогенними вапняками. Структура їх пелітоморфна, а текстура – плямиста. Найчастіше це – прибережні лагунні утворення, які вміщують незначні домішки глинистої речовини. Дані породи мають регіональне поширення і можуть бути відмінними флюїдоупорами. Але коли такі породи будуть розташовані поблизу тектонічного порушення, вони можуть стати тріщинними колекторами.

Епігенез та метаморфізм. Співставлення літологічного складу і структури порід, що вивчалися, вказує на те, що в загальному, метаморфізм їх до глибини майже 5000 м є незначним. Він зумовлює в загальному слабу розкristалізацію глинистих та інших тонкодисперсних мінералів.

Глинисті мінерали, хлорити, глауконіт зазвичай представлені лусками розмірами 0,001-0,01, рідко до 0,1 мм. Карбонатні тонкодисперсні мінерали зустрічаються розмірами 0,02-0,05 мм, рідко 0,1 мм. Однак, розкristалізація аутигенних мінералів не повсюдно однакова і місцями визначається не скільки епігенезом та метаморфізмом, скільки геохімічними умовами їх розкristалізації (підвищене кисле або лужне середовище при ранньому діагенезі, або інфільтрація – при пізньому діагенезі).

Враховуючи всю специфіку проявлення аутигенних мінералів можна вважати, що явища метаморфізму (що спостерігається) представлені регіональними і дислокаційними типами.

Регіональний метаморфізм проявився наступним чином:

а) розкristалізація речовини зазвичай незначна (від 0,001 – 0,01 мм). У рідких випадках спостерігається формування лусок серициту, біотиту розміром до 0,03 - 0,5 мм. Особливо це явище чітко спостерігається в пісковиках з кварц – каоліновим цементом, де луски каоліну досягають розміру 0,01 – 0,02 мм, а луски іліту обтікають регенеровані зерна кварцу і досягають розмірів до 0,05 – 0,1 мм. Рідко кальцит перекристалізований в пойкилітові зерна розміром до 0,5 – 1 мм. Також дуже рідко в одиничних ділянках із кальцит – кварц – глинистого тонкодисперсного агрегату “народжуються” неправильної форми зерна епідоту та цоїзиту. Серед лейкоксенових згустків і, особливо, на їх зовнішніх границях з’являються одиничні голочки подібні до рутилу. У пісковиках доломітизованих спостерігаються окремі лусочки тальку.

б) перекристалізація окремих груп мінералів за слабвираженими діагональними напрямками кліважу. Така переорієнтація помітна в аутигенно-діагенетичних утвореннях:

- у вигляді скупчень регенераційного кварцу, вибірково охоплюючих груп уламків кварцу;
- у вигляді скупчення хлоритових згустків;
- у вигляді неправильної форми лінзовидних скупчень органо-глинистої речовини;
- у вигляді коротких мікрожилок органо-глинистої речовини;
- діагональною орієнтацією серициту, який виник при розкristалізації глинистої маси.

Дислокаційний метаморфізм виражається появленням діагональних метаморфічних жилок, що виповнені перевідкладеними (мобілізованими) мінералами.

У пісковиках жилки часто заповнені кварцем. В алевролітах і аргілітах мікротріщини частіше виповнюються кальцитом. Навколо них посилено розкristалізовуються хлорит - пенін. Іноді в кальцитових жилках локалізуються кварц і глинисті мінерали.

Розгляд матеріалів, що є в наявності, дозволяє запропонувати наступне: чим менша пористість порід, тим специфічні умови їх седиментації, і тим більший вміст аутигенних мінералів. Хоча за глибиною спостерігається збіднення цементів глинистими мінералами.

Для виявлення зон підвищеного метаморфізму, необхідно встановлення та прогнозування положення дислокацій, які кінцево ще не встановлені бурінням, поблизу котрих визначається підвищене ущільнення порід, перекристалізація мінералів, перегрупування речовини, фракційне розділення вуглеводневих та органо-глинистих речовин.

За результатами вивчення аутигенних мінералів, які пов’язані з зонами тектонічних порушень в структурах нафтових і газових родовищ Українських Карпат, можна зробити наступні висновки:

1. На території вказаних регіонів крупні блоки розколоті 4 системами порушень – меридіонального, широтного, північно-західного, північно-східного простягання, за якими відбувалися чисельні консидементаційні рухи, більш пізні і навіть четвертинного віку. Вони в основному успадкували і зберегли положення розломів в структурах вищих та нижчих порядків. Існування густої сітки таких розломів в літературі згадується, але повної характеристики тектонічної ґратки і її значення для формування нафтогазових родовищ поки що не існує.

2. Амплітуди рухів зсувів за розломами доволі різноманітні, що кидається в очі при розгляді ізоліній поверхонь будь-яких горизонтів. Так, наприклад, поверхня кори вивітрювання в різних блоках (лусках) припіднята на висоту до 900 м, в інших до 1000 м і більше та ступінчасто опущена до 300-400 м. Деякі менші амплітуди рухів посування виявляються в юрських та крейдових товщах. У загальному, в верхніх стратиграфічних поверхнях розмах порушень поступово зменшується, ступінь дислокованості, як і ступінь метаморфізму природно також зменшуються, що відбивається на різних за віком нафтових і газових родовищах.

3. Нафтові і газові родовища Українських Карпат орієнтовані у відповідності до головних напрямлень диз’юнктивних дислокацій, які за своєю успадкованістю в значній мірі визначали та

блокували розвиток молодих складчастих деформацій. Це вірогідно і визначало розміщення структур, сприятливих для накопичення нафти і газу.

Для виявлення перспективи пошуків нових нафтогазових площ дуже важливим є виявлення мікротектонічної решітки регіонів, уточнення закономірностей зв'язків локалізації родовищ з тектонікою. У цьому можуть значну допомогу надати непрямі методи дослідження структур закритих районів.

Для вирішення тектонічних задач можуть бути застосовані, крім широко відомих, додаткові показники, які отримані на основі узагальнення картографічних матеріалів (геоморфологічних, гідрографічних) та характеристики річкових систем, специфіки окремих стратиграфічних комплексів, декотрі літологічні ознаки порід, специфічні особливості складу вуглеводневих скупчень, склад водорозчинних газів, особливості підземних вод, локальні прояви мінералізації, метаморфізму, дислокацій, ознаки пересування мінеральних речовин та інші показники.

Вивчення парагенезів аутигенних мінералів та структури порового простору дозволили виявити наступні перспективи для прогнозування як колекторів, так і флюїдоупорів:

1. Пісковики, які мають однаковий парагенезис аутигенних мінералів, але відрізняються між собою типом структури цементу, будуть мати різну проникність (аж до її зникнення), що пояснюється згустковим характером його розподілу. Останні, в силу цього локально втрачають свою проникність. Тому ми розглядаємо такі породи, як локальні не колектори, поблизу яких можуть знаходитися горизонти колекторів.

2. Пісковики та інші уламкові породи, які мають власний парагенезис аутигенних мінералів, ми вважаємо за необхідне розглядати, як самостійні геологічні тіла, що сформовані на тлі відносних змін геохімічних і гідродинамічних умов осадконакопичення (при коливних рухах дна басейну). Такі пласти володіють кращою просторовою витриманістю, можуть генетично розміщуватися в зоні виклинювання колекторів, а також слугувати одним з пошукових критеріїв.

3. Алевроліти, які володіють загальним парагенезисом аутигенних мінералів з аргілітами (і іншими сусідніми породами), можуть розглядатися, як локальні пластові неколектори. Вони утворилися при локальному привносі уламкового матеріалу замуленими потоками під час активізації розмиву на сусідній суші в басейн з доволі стійкими фаціями, фізико-хімічним і гідродинамічним середовищем.

4. Значну зміну парагенезисів аутигенних мінералів можна достатньо точно досліджувати за допомогою рентгеноструктурного аналізу флюїдоупорів, що дозволяє зрозуміти та розкрити якісні особливості і геологічну роль різноманітних покришок:

4.1 Флюїдоупори з каоліном зазвичай "заражені" уламковим матеріалом (більшість різновидів алевролітів і алевритових аргілітів). Суттєво хемогенні покришки зустрічаються рідко, володіють зазвичай плямистими, згустковими текстурами та структурами. Найчастіше ці прибережні утворення є локальними флюїдоупорами. Наявність доломіту, вказує на підвищену солоність, іноді на лагунні умови, а парагенезис каоліну та монтморилоніту свідчить про зміну кислого середовища на лужне. Такі породи більш характерні для Карпат;

4.2 Флюїдоупори полімінеральні, суттєво гідролудисті (часто з хлоритами і глауконітом) володіють найбільш сильною зміною парагенезисів аутигенних мінералів. Алевритова, алевритиста і аргілітова фації значно відрізняються складом другорядних мінералів, найбільш чітко відображають тонку зміну середовища в мілководних умовах шельфу моря. Виявлена нами зміна парагенезисів мінералів, можливо, є ключем до розшифрування тонкої морфології дна шельфової зони.

4.3 Флюїдоупори суттєво монтморилонітові. Відрізняються значно кращою мінеральною однорідністю. Домішки малих мінералів вказують на значне різноманіття фізико-хімічного середовища осадконакопичення (в прилагунних холістатичних зонах і в більш глибоких зонах басейнів). Ці відмінні покришки (локальні і регіональні) можуть бути хорошими маркуючими горизонтами або головними екранами нафтових і газових родовищ.

На закінчення звернемо увагу на необхідність детального комплексного дослідження парагенезисів глинистих та інших аутигенних мінералів, що дозволить:

- прогнозувати стратиграфічне положення родовищ;
- оцінювати якість флюїдоупорів в конкретних умовах;
- визначати нові горизонти, перспективні для виявлення локальних колекторів різних класів;
- виділяти за допомогою палеогеографічного аналізу товщі та райони, що можливо перспективні не тільки на нафту і газ, але і на інші корисні копалини.

ОЦІНКА ТА КОНТРОЛЬ ЕКОЛОГІЧНИХ РИЗИКІВ У НАФТОВИХ КОМПАНІЯХ

Любов ПОБЕРЕЖНА

кандидат технічних наук, доцент ІФНТУНГ
dlya2906@gmail.com

Леся ШКИЦА

доктор технічних наук, професор ІФНТУНГ
shkitsa@gmail.com

Любомир ПОБЕРЕЖНИЙ

доктор технічних наук, професор ІФНТУНГ
poberezl@hsu-hh.de

Охорона навколишнього середовища є невід'ємною частиною діяльності підприємств, спрямованої на підвищення їх конкурентоспроможності на ринку та формування позитивної репутації. Особливо важливо враховувати екологічну складову компаніям, які виконують роботи, що можуть мати негативний вплив на довкілля. До таких підприємств належать сервісні компанії, що обслуговують нафтогазовидобуток, зокрема, виконують роботи з ремонту та обслуговування трубопроводів промислових компаній.

У процесі своєї діяльності нафтосервісні підприємства виникають труднощі, пов'язані зі сферою охорони навколишнього середовища. Забезпечити вирішення цих проблем дозволяє впровадження на підприємстві системи екологічного менеджменту відповідно до вимог міжнародного стандарту ISO 14001 [1]. Необхідність впровадження цього процесу зумовлена також тим, що великі нафтові, газові та інші промислові підприємства вимагають від своїх підрядників наявності ефективно функціонуючої системи екологічного менеджменту, щоб впевнитися, що сервісна компанія, яка виконує роботи, вживає зі свого боку необхідних заходів для захисту довкілля від забруднення [2].

Для ефективного функціонування системи екологічного менеджменту компанії необхідно ідентифікувати та постійно актуалізувати екологічні ризики, які вона може контролювати і на які може впливати. Ідентифікація та оцінка екологічних ризиків є важливим моментом у визначенні екологічної політики компанії, цілей, завдань і заходів у сфері охорони навколишнього середовища.

Наразі не існує єдиної методології процесу ідентифікації та оцінки екологічних ризиків, пов'язаних з ними впливів на довкілля та визначення їх прийнятності, яка б підходила для кожного підприємства та враховувала всі особливості його діяльності [3].

Кожній компанії необхідно застосовувати підхід, який буде відповідати задекларованій сфері застосування системи екологічного менеджменту, специфіці роботи, масштабу підприємства, а також наявності необхідної інформації [4-6].

Запропоновано методику ідентифікації та оцінки екологічних ризиків з урахуванням специфіки діяльності сервісних компаній, які виконують роботи з ремонту та обслуговування трубопроводів нафтогазових компаній. Дана методика ідентифікації та оцінки екологічних ризиків спрямована на розробку заходів щодо запобігання настанню небезпечних подій шляхом своєчасного виявлення слабких місць у діяльності компанії та їх постійного аналізу і моніторингу.

При побудові процесу ідентифікації та оцінки екологічних ризиків ефективним методом є використання системного аналізу, який передбачає розгляд джерел небезпеки, самого ризику, потенційно небезпечної роботи та можливих наслідків вцілому [3-4].

Загальний алгоритм ідентифікації та оцінки екологічних ризиків із застосуванням системного підходу має 4 кроки:

- Ідентифікація конкретних екологічних небезпек
- Опис серйозності екологічної небезпеки
- Оцінка величини ризику
- Визначення заходів щодо запобігання настанню небезпечної події

Етап 1. Ідентифікація конкретних екологічних небезпек - неперервний процес, в результаті якого визначаються можливі впливи нафтосервісної компанії на довкілля. Екологічні аспекти ідентифікуються на основі задекларованого підприємством екологічного менеджменту [5]. При ідентифікації екологічних ризиків використовується експертний аналіз, який може враховувати специфіку діяльності нафтогазосервісної компанії.

Простота використання, мінімальний обсяг статистичної інформації, можливість врахування великої кількості факторів робить використання експертних методів привабливим для нафтогазових сервісних компаній.

Однак при такому підході виникає необхідність залучення достатньої кількості компетентних фахівців, які здатні об'єктивно оцінити ситуацію і знають особливості виконуваних робіт. Слід зазначити, що експерти, які залучаються до ідентифікації та оцінки екологічних ризиків, повинні володіти комплексом знань у сфері нафтогазового сервісу та мати достатній досвід роботи [6-8].

При виявленні та оцінці екологічних ризиків до складу експертної групи нафтогазового сервісного підприємства повинні входити фахівці сервісної служби, відділу охорони праці та промислової безпеки, відділу управління якістю та екології.

Після формування експертної групи визначаються методи, застосовні до конкретної ситуації, а також залежно від часових, трудових та інформаційних ресурсів, якими володіє компанія. До основних методів відносяться:

- складання контрольних списків;
- інтерв'ю та анкетування;
- методи групової дискусії (мозковий штурм);
- причинно-наслідкові діаграми, такі як діаграма Ісікави, "дерево рішень" [9].

На практиці при виявленні та аналізі ризиків експертні методи використовуються в комплексі для отримання максимального ефекту.

Під час ідентифікації та оцінки екологічних ризиків група експертів аналізує:

- політику компанії у сфері охорони навколишнього середовища;
- дані про результати аудитів систем екологічного менеджменту;
- законодавчі вимоги, екологічні норми та стандарти у сфері охорони навколишнього середовища;
- дані про відомі практики захисту довкілля у сфері нафтогазових послуг, типові аварії, що мали місце в галузі (періодичні видання, тематичні форуми);
- зворотній зв'язок від працівників та інших зацікавлених сторін (наприклад, дані нарад з екологічних питань, інформація від контрагентів, анкетування);
- дані про інциденти, що відбуваються в компанії та впливають на навколишнє середовище [8].

На основі наявної інформації група експертів, залежно від обраного методу, визначає види діяльності та конкретні технологічні операції, які можуть призвести до негативного впливу на навколишнє середовище. До таких робіт належать:

- усунення протікань;
- зварювальні роботи;
- постукування під тиском;
- вилучення трубних пучків;
- гідравлічні випробування арматури;
- композитний ремонт;
- комплекс робіт по заміні утеплювача;
- зберігання та транспортування паливно-мастильних матеріалів (ПММ), ремонт обладнання;
- експлуатація допоміжного обладнання та транспортних засобів.

Далі визначаються екологічні ризики, класифікуються залежно від виду діяльності та вносяться до спеціального переліку. До уваги беруться лише ті аспекти, які сервісна компанія здатна контролювати та впливати на них.

До основних груп екологічних ризиків, які вивчаються на нафтогазових сервісних підприємствах, належать:

- викиди забруднюючих речовин в атмосферу;
- утворення відходів;
- скиди забруднюючих речовин у стічні води;
- забруднення ґрунту та ґрунтового покриву забруднюючими речовинами [10-11].

Результатом цього етапу є формування документа "Реєстр екологічних ризиків".

Етап 2. Опис серйозності екологічної небезпеки.

Після виявлення можливих екологічних ризиків група експертів визначає причини ризику, ступінь його серйозності та можливі наслідки, що можуть виникнути в результаті небезпечної події. На цьому етапі також використовуються методи експертного аналізу [7,12].

Етап 3. Оцінка величини ризику.

На цьому етапі експерти оцінюють величину виявленого ризику. Процес оцінки екологічних ризиків передбачає порівняння рівня виявленого ризику з певними критеріями та визначення ступеня його значущості [13].

Значимість екологічного ризику вимірюється комбінацією двох змінних: ймовірністю виникнення міжризиковою подією та величиною її наслідків, яку можна представити у вигляді наступної формули:

$$P = T \times B, \quad (1)$$

де P – ризикова подія, яка може мати вплив на навколишнє середовище; T – тяжкість наслідків; B – ймовірність настання ризикової події.

Відповідно до специфіки діяльності нафтогазових сервісних компаній, ми представляємо наступні рівні значущості критеріїв, представлених у табл. 1 та 2.

Таблиця 1 – Тяжкість наслідків

Рівень	Характеристика тяжкості та масштабу наслідків
5	Великомасштабний вплив – спричинення довгострокової серйозної шкоди навколишньому середовищу, комерційних збитків, втрата природних ресурсів на великій території. Довгостроковий негативний вплив на екологічні зони. Приклади таких впливів включають <ul style="list-style-type: none">• Тривалий викид природного газу в атмосферу внаслідок розгерметизації фланцевих з'єднань.• Розлив, що призводить до забруднення великої площі водно-болотних угідь і вимагає ліквідації надзвичайних наслідків для розливів нафтопродуктів 3-го рівня і вище [13].
4	Значний вплив – це серйозна шкода навколишньому середовищу, яка вимагає вжиття серйозних заходів для відновлення корисного використання природних об'єктів. Негативний вплив на навколишнє середовище за межами об'єкта, тривалість якого перевищує 1 рік. Приклади таких впливів включають <ul style="list-style-type: none">• Розлив, що призводить до забруднення поверхневих або підземних вод на великій території за межами об'єкта, що вимагає екстреного реагування на нафтові розливи рівня 2.• Значне перевищення лімітів викидів в атмосферу, встановлених різними нормативно-правовими актами, що триває більше 1 року та (або) має довгострокові наслідки [13].
3	Помірний вплив – обмежена шкода навколишньому середовищу, що вимагає ліквідації (очищення). Приклади таких впливів включають <ul style="list-style-type: none">• Розлив, що вимагає видалення великої кількості забрудненого ґрунту або піску (більше 100 м). – Пошкодження водних біоресурсів або рослинності за межами майданчика.• Неодноразове перевищення лімітів викидів в атмосферу, встановлених різними нормативно-правовими актами, що триває більше 3 місяців та/або має потенційно довгострокові наслідки.
2	Незначний вплив – вплив на навколишнє середовище без довгострокових наслідків. Приклади: невеликий витік за межі ділянки, забруднення ґрунтових вод на ділянці; одиничний випадок перевищення лімітів, встановлених законодавчими або іншими нормативними актами.
1	Незначний вплив – незначний вплив на навколишнє середовище на території підприємства (або об'єкта).
0	Жодного впливу на навколишнє середовище.

Таблиця 2 – Матриця оцінки екологічних ризиків

	Навколишнє середовище		Тяжкість наслідків					Масштабний Вплив	
			0	1	2	3	4		5
			Немає впливу	Незначний вплив	Незначний вплив	Помірний вплив	Значний вплив		Масштабний Вплив
Ймовірність виникнення	A	Ніколи не траплялося в галузі							
	B	Зустрічається в індустрії							
	C	Відбувається в компанії рідше 1 разу на рік							
	D	Відбувається в компанії частіше, ніж один раз на рік							
	E	Трапляється в компанії кілька разів на рік							

Експертна група присвоює ідентифікованим ризикам бали залежно від ймовірності їх настання та масштабу наслідків і заносить ці характеристики у відповідну матрицю (Таблиця 3), яка відображає рівень прийнятності ризиків.

Вертикальна матриця показує ймовірність настання екологічного ризику (рівень від А до Е).

Горизонтальна вісь показує тяжкість наслідків (рівень від 0 до 5), виражену в термінах впливу на навколишнє середовище.

Матриця розділена на синю, блакитну, помаранчеву та червону зони, щоб візуально показати зростання ступеня ризику.

Залежно від рівня ризику здійснюється подальша обробка (табл. 3).

Таблиця 3 – Категорії виявлених екологічних ризиків та заходи, яких необхідно вжити

Рівень ризику	Управління екологічними ризиками
Інцидент з низьким рівнем ризику	Управління екологічним ризиком з метою підтримки ефективності функціонування системи екологічного менеджменту. У цьому випадку немає необхідності вживати додаткових заходів для зниження ризику за умови його постійного моніторингу та контролю.
Інцидент з помірним ризиком	Управління екологічним ризиком з метою підтримання ефективності функціонування системи екологічного менеджменту. Однак співробітники можуть встановити нижчий пріоритет для завдання з метою подальшого зниження ризику.
Інцидент з високим рівнем ризику	Визначення та застосування попереджувальних подій та коригувальних дій для зниження рівня екологічного ризику до мінімально допустимого рівня (ALRA)
Інцидент з високим рівнем ризику	Визначення та застосування превентивних заходів і коригувальних дій для зниження рівня екологічного ризику АЛРА та забезпечення документального підтвердження АЛРА з використанням діаграми-метелика або аналогічної методики [14].

Прийнятний ризик за цим підходом визначається як помірний і низький. Високі неприйнятні екологічні ризики називаються значними.

Екологічні ризики високого рівня заносяться до "Реєстру значних екологічних ризиків", для них розробляються карти ризиків і заходи щодо запобігання настанню небезпечної події.

Етап 4. Визначення заходів щодо запобігання настанню небезпечної події.

На цьому етапі експертна група розробляє заходи, застосування яких може мінімізувати настання небезпечної події при виконанні певних видів робіт.

До заходів щодо запобігання екологічних ризиків, які характерні для нафтогазових сервісних підприємств, є:

- виконання технологічних операцій у суворій відповідності з робочими інструкціями, технологічними картами, проектами виробництва робіт, процедурами реагування на аварійні ситуації;
- вступні інструктажі для працівників при виконанні робіт;
- використання інструментів моніторингу та контролю (вимірювання гранично допустимих концентрацій хімічних речовин, природного газу, рівнів загазованості, шуму тощо);
- безперервне навчання, підвищення кваліфікації працівників, у тому числі у сфері охорони навколишнього середовища;
- своєчасне виконання ремонтних робіт, планово-попереджувального ремонту, огляду, налагодження, діагностики, обстеження обладнання, інструментів, механізмів, виробничого інвентарю відповідно до розроблених графіків;
- ремонт і технічне обслуговування автотранспорту;
- планові перевірки санітарно-технічного стану робочих місць;
- планові роботи з визначення ступеня справності електроустановок та електроінструменту;
- дотримання правил пожежної безпеки;
- використання якісних та сертифікованих матеріалів;
- інші заходи, залежно від специфіки небезпеки [14].

Результати процесу ідентифікації та оцінки значущих екологічних ризиків оформлюються "Картою екологічних ризиків" для кожного ідентифікованого типу. Ці документи зберігаються в екологічній службі підприємства, а їх зареєстровані копії надсилаються до підрозділів для інформування працівників. Реєстр і Карти значущих екологічних ризиків компанії аналізуються при визначенні ефективності процесу управління екологічними аспектами вищим керівництвом.

Рівень прийнятності екологічного ризику в компанії періодично переглядається з урахуванням законодавчих та інших екологічних стандартів, можливості виділення додаткових ресурсів для управління значними ризиками та принципу орієнтації на постійне поліпшення і вдосконалення своєї діяльності [15]. Управління значними екологічними ризиками здійснюється шляхом систематичного встановлення екологічних цілей і планів компанії.

Висновки

Діяльність нафтогазових сервісних компаній пов'язана з виконанням робіт підвищеної небезпеки, схильних до техногенних аварій, операцій, які можуть мати негативний вплив на навколишнє середовище. У зв'язку з цим виникає необхідність впровадження системи екологічного менеджменту в компанії.

Для ефективного процесу управління екологічними ризиками кожна компанія повинна застосовувати методологію, яка буде відповідати заявленій сфері застосування системи екологічного менеджменту, специфіці роботи, а також наявності необхідної інформації.

Запропонований алгоритм ідентифікації та оцінки екологічних ризиків враховує функціональні зони та види впливів на довкілля, притаманні нафтогазовим сервісним підприємствам. Виокремлено критерії та методи оцінки, що дозволяють визначити рівні екологічних ризиків, характерні для конкретної галузі.

Таким чином, застосування методики ідентифікації та оцінки екологічних ризиків з урахуванням специфіки діяльності нафтосервісних компаній дозволяє підвищити ефективність системи екологічного менеджменту та мінімізувати негативний вплив на навколишнє середовище за рахунок своєчасної та систематичної ідентифікації та оцінки екологічних ризиків.

Список використаних джерел

1. <https://www.iso.org/iso-14001-environmental-management.html>
2. Magrini, A., & dos Santos Lins, L. (2007). Integration between environmental management and strategic planning in the oil and gas sector. *Energy Policy*, 35(10), 4869-4878.
3. Longo, M., Mura, M., & Bonoli, A. (2005). Corporate social responsibility and corporate performance: the case of Italian SMEs. *Corporate Governance: The international journal of business in society*, 5(4), 28-42.

4. Mitchell, B. (2018). *Resource and environmental management*. Oxford University Press.
5. Moumen, M., & El Aoufir, H. (2017). Quality, safety and environment management systems (QSE): analysis of empirical studies on integrated management systems (IMS). *Journal of Decision Systems*, 26(3), 207-228.
6. Poberezhna, L., Shkitsa, L., Poberezhnyi, L., Popovych, P., Brych, V., & Shevchuk, O. (2022). Assessment of environmental risks using elements of fuzzy logic. Paper presented at the 2022 12th International Conference on Advanced Computer Information Technologies, ACIT 2022, 219-222.
7. Hryhoriyskiy, S., Ivanov, O., Bortnyak, O., Poberezhny, L., Zapukhlyak, N., & Poberezhna, L. (2022). Assessment of the degree of environmental pollution in emergency situations on main oil pipelines. Paper presented at the *Procedia Structural Integrity*, , 36 342-349.
8. Poberezhna, L., Markhalevych, V., Poberezhny, L., Lisafin, D., Khomyn, V., Stanetsky, A., & Tuts, O. (2022). Risk assessment of accidents at oil and gas infrastructure objects near the joint forces operation demarcation line. Paper presented at the *Procedia Structural Integrity*, , 36 350-355.
9. Badida, P., Balasubramaniam, Y., & Jayaprakash, J. (2019). Risk evaluation of oil and natural gas pipelines due to natural hazards using fuzzy fault tree analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 66, 284-292.
10. Pichtel, J. (2016). Oil and gas production wastewater: Soil contamination and pollution prevention. *Applied and Environmental Soil Science*, 2016.
11. Poberezhnyi, L. Y., Poberezhna, L. Y., Maruschak, P. O., & Panin, S. V. (2017). Assessment of potential environmental risks from saline soils subsidence. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 50, No. 1, p. 012046). IOP Publishing.
12. Yavorskyi, A. V., Karpash, M. O., Zhovtulia, L. Y., Poberezhny, L. Y., & Maruschak, P. O. (2017). Safe operation of engineering structures in the oil and gas industry. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 46, 289-295.
13. Shakil, M. H. (2021). Environmental, social and governance performance and financial risk: Moderating role of ESG controversies and board gender diversity. *Resources Policy*, 72, 102144.
14. Hollnagel, E. (2018). *Safety-I and safety-II: the past and future of safety management*. CRC press.

ТЕХНОГЕННО-ЕКОЛОГІЧНІ РИЗИКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Любов ПОБЕРЕЖНА

кандидат технічних наук, доцент ІФНТУНГ
dlya2906@gmail.com

Леся ШКИЦА

доктор технічних наук, професор ІФНТУНГ
lshkitsa@nung.edu.ua

Любомир ПОБЕРЕЖНИЙ

доктор технічних наук, професор ІФНТУНГ
poberezl@hsu-hh.de

Під екологічним ризиком розуміють ймовірність настання несприятливих наслідків для довкілля від будь-яких змін природних об'єктів і факторів. Ризик розглядається як ймовірність настання надзвичайних подій за певний проміжок часу, виражена в кількісних параметрах. Найчастіше розглядається техногенний аспект екологічного ризику - ймовірність техногенних аварій, які можуть завдати значної шкоди навколишньому середовищу або здоров'ю людей. Деякі ризики є специфічними, інші не піддаються конкретному визначенню. Існують професійні ризики - небезпека виникнення професійних захворювань [1].

Екологічний ризик часто розглядають у двох аспектах – потенційний ризик та реальний ризик. Потенційний екологічний ризик – це явище небезпеки порушення взаємозв'язку живих організмів з навколишнім середовищем внаслідок дії природних або антропогенних факторів. Реальний екологічний ризик формується з потенційного з урахуванням ймовірної частоти його реалізації. За характером прояву екологічний ризик може бути раптовим (техногенна аварія, землетрус тощо) та повільним (зсув, затоплення, ерозія тощо) [1-3].

Оцінка ризику – це аналіз причин його виникнення і ступеня прояву в конкретній ситуації. Небезпека значних за своїми наслідками техногенних аварій більшою мірою пов'язана з хімічними та нафтохімічними підприємствами, атомними та тепловими електростанціями, шахтами, каналізаційними спорудами. Ймовірність виникнення техногенних аварій значною мірою визначається ефективністю природоохоронної діяльності.

Екологічні ризики при бурінні свердловин. Досвід реалізації великих морських нафтогазових проєктів показує, що цей вид діяльності супроводжується великою кількістю викидів: в атмосферу, морське середовище тощо. Навіть після завершення видобутку нафти чи газу на родовищі екологічні ризики залишаються [4-7]. Буріння свердловин починається вже на етапі геолого-геофізичних досліджень на тих ділянках, де сейсмічні дослідження вказують на наявність нафтогазоносних структур. Практично всі етапи та операції розвідки і видобутку вуглеводнів супроводжуються скиданням рідких і твердих відходів. Обсяги цих скидів сягають 5 000 м³ на кожну закінчену свердловину у вигляді відпрацьованих бурових розчинів та шламу, що являє собою вибурену в свердловині гірську породу.

Рідкі відходи містять величезну кількість токсичних домішок, необхідних для безперебійної роботи бурового обладнання, важкі метали, які накопичуються з гірничих виробок, а також глинисті суспензії, що підвищують каламутність води в місцях скидання. Велику небезпеку становить використання бурових розчинів на нафтовій основі. Шлам, просочений таким розчином, є основним джерелом нафтового забруднення під час бурових робіт [6-10].

Іншим значним джерелом забруднення є скидання пластових вод, що надходять зі свердловин. Їх склад відрізняється не тільки високим вмістом нафтових вуглеводнів і важких металів, а й аномальною мінералізацією, яка зазвичай перевищує солоність морської води [7,11]. Це може бути причиною порушення гідрохімічного режиму в зоні скидання пластових вод. Крім того, вони містять природні радіонукліди, які при контакті з морською водою випадають в осад і утворюють локальні мікрокластери [12]. Чим довше експлуатується родовище, тим більше утворюється пластової води. Пластова вода може бути повернута в море з попереднім очищенням або без нього, або закачана назад у природні резервуари (свердловини).

Відпрацьований буровий розчин та інші відходи необхідно збирати і транспортувати для подальшої переробки або піддавати спеціальній обробці перед скиданням за борт. Часто ці запобіжні заходи не виконуються. Наразі не існує ефективних технологій переробки нафтопродуктів, а спеціалізовані сховища переповнені.

Локальний вплив відходів з однієї свердловини спостерігається в радіусі 3-5 км, але якщо кількість свердловин досить велика, то їх негативний вплив може "накрити" весь рибальський берег. Наприклад, за даними Норвезького інституту морських досліджень, дефіцит екосистеми Північного моря є результатом нафтогазової діяльності [13].

Розливи нафти. Розробка нафтових і газових родовищ, а також транспортування вуглеводнів супроводжується випадковими розливами нафти або хімічних речовин. Найпоширенішими причинами аварій є несправність обладнання, людський фактор та екстремальні умови навколишнього середовища. Екологічні наслідки аварійних викидів стають особливо важкими, коли вони відбуваються поблизу узбережжя або в районах з повільним водообміном.

Бурові аварії - це несподівані викиди рідких і газоподібних вуглеводнів зі свердловини під час буріння при розкритті зон з аномально високим пластовим тиском. У рідкісних випадках, при дуже великих перепадах тиску, аварія матиме довготривалий катастрофічний характер, і для припинення викидів доведеться бурити похило-скеровані свердловини [7, 14].

Інша група аварій - регулярні "нормальні" витоки, які можна зупинити протягом кількох годин без додаткового буріння. Небезпека таких викидів полягає саме в їх регулярності, що зрештою призводить до хронічного впливу на морське середовище.

Одноразові або систематичні розливи нафти можуть призвести до серйозних порушень функціонування морської екосистеми:

- погіршення хімічного складу води та її фізичних показників (прозорість, температура тощо);
- загибель живих організмів внаслідок потрапляння нафтопродуктів на поверхневий шар шкіри та оперення [15];
- вимушена зміна маршрутів міграції, линяння, гніздування та нересту тощо.

Викиди в атмосферу. Викиди забруднюючих речовин в атмосферу завжди супроводжують будь-які нафтові родовища. Найпоширенішим джерелом таких викидів є спалювання попутного газу та надлишкових вуглеводнів під час випробування та експлуатації свердловин.

За деякими оцінками, до 30% спалюваних вуглеводнів потрапляють в атмосферу, а потім випадають на поверхню моря, утворюючи відносно нестійкі тонкі плівки навколо бурових платформ. Викиди "парникових" газів. Нафтогазова промисловість робить значний внесок у зміну клімату через викиди великої кількості парникових газів, таких як CO₂ та CH₄. Більшість цих викидів є результатом спалювання нафти або газу для отримання енергії, необхідної для роботи видобувної платформи, встановленої на родовищі, а також спалювання попутного газу [5-7, 16].

Викиди NO_x утворюються в результаті спалювання попутного газу та газу в турбінах, необхідних для виробництва енергії. Вплив цього типу викидів є локальним, але він може завдати серйозної екологічної шкоди прибережним екосистемам, оскільки великий вміст цієї речовини в атмосфері може призвести до "кислотних дощів".

Викиди НЛОВ (неметанові леткі органічні вуглеводні) утворюються в результаті випаровування сирої нафти під час її зберігання або транспортування до терміналів. Коли НЛОВ реагують з NO_x на сонці, утворюється озон. Високі концентрації озону в приземному шарі можуть завдати шкоди здоров'ю людей, рослинності та будівлям [17].

Оцінка екологічних ризиків, пов'язаних з експлуатацією нафтових родовищ та їх попередження. Розвинена промисловість та інфраструктура, збільшення кількості транспортних засобів, розміщення великої кількості промислових об'єктів на невеликій території призводить до збільшення техногенного навантаження на навколишнє середовище, спричиняючи його зміну та трансформацію.

Формування економічного механізму природокористування передбачає врахування наслідків можливих еколого-економічних ризиків, виникнення яких ініціюється процесами антропогенної діяльності. Для оцінки техногенного навантаження нами запропоновано концепцію порогового впливу техногенних об'єктів на компоненти природного середовища. Оцінка техногенного навантаження в загальному вигляді включає процес виявлення, оцінки та прогнозування негативного впливу на навколишнє природне середовище та/або здоров'я людини в результаті функціонування промислових та інших виробництв і об'єктів, що може становити небезпеку для населення і навколишнього природного середовища після досягнення певного значення, яке можна назвати "порогом техногенного навантаження" [18-19].

Оцінка ризиків є інструментом управління екологічною безпекою. Оцінка екологічного ризику визначається як процес, який оцінює ймовірність несприятливого впливу на навколишнє середовище, що викликає стрес і, зрештою, деградацію екосистем або погіршення здоров'я населення на територіях з підвищеним антропогенним навантаженням. Процедуру аналізу екологічного ризику, спричиненого забрудненням довкілля, можна розділити на два етапи: оцінка ризику та управління ризиком. Узагальнена оцінка ризику включає ідентифікацію факторів небезпеки та визначення ступеня цього негативного впливу з точки зору рівня наслідків для здоров'я людини та стану довкілля. При управлінні ризиком вирішуються завдання регулювання наслідків впливу на людину і навколишнє середовище.

Залежно від мети та обсягу робіт, даних і засобів, можуть бути виконані окремі етапи (скринінговий аналіз) або повна оцінка ризику. Наприклад, якщо необхідно визначити розмір небезпеки, яку становить один або кілька шкідливих факторів навколишнього середовища, застосовується оцінка ризику, зумовленого дією цих факторів. Якщо стоїть завдання вибрати технічні рішення різної вартості, здатні знизити ризик від викидів з будь-якого джерела, необхідно використовувати економічні підходи до управління ризиком. Порівняльний аналіз ризиків орієнтує користувачів на те, як при обмежених коштах вибрати пріоритетну і легшу для вирішення проблему з усіх можливих.

Оцінка та аналіз екологічних ризиків, зумовлених постійним техногенним навантаженням або надзвичайними ситуаціями, що мають негативні еколого-економічні наслідки, дають змогу оцінити кількісні показники ризику у вигляді:

- шкода природним екосистемам;
- економічні втрати у вигляді прискореного зносу агрегатів, конструкцій, установок;
- соціально-економічні збитки для здоров'я населення, спричинені підвищеним забрудненням навколишнього середовища;
- додаткові витрати на ліквідацію наслідків аварій та катастроф.

Кількісне значення економічних критеріїв, що використовуються, залежить від факторів екологічного ризику. Загалом економічна оцінка екологічного ризику ґрунтується на розрахунку збитків і вигод від потенційних або фактичних змін стану довкілля внаслідок техногенного

навантаження. Така оцінка базується на аналізі двох основних аспектів - стану реципієнтів впливу та характеристик самого техногенного впливу [20].

Під економічним збитком від порушення довкілля слід розуміти вартісне вираження фактичних і можливих втрат, які завдаються суб'єктам господарювання внаслідок екодеструктивного впливу.

Різні країни, залежно від національних особливостей, наявних ресурсів та інших факторів, оцінюють еколого-економічні ризики, використовуючи різні механізми. Наприклад, у Нідерландах, США та низці інших країн використовується принцип, суть якого полягає в тому, що в регіоні встановлюється загальна допустима норма викидів для конкретної забруднюючої речовини. В рамках такого нормативу має регулюватися розподіл загального допустимого обсягу викидів між підприємствами, а також розподіл обсягу викидів кожного підприємства між окремими джерелами забруднення. Концепція екологічного ризику пов'язує збільшення витрат на охорону довкілля з очікуваною величиною зниження втрат, які визначаються не встановленим нормативом викидів, а рівнем ризику, який викликаний постійною присутністю забруднюючої речовини в навколишньому середовищі, і відповідним економічним збитком. При цьому за основний показник втрат береться здоров'я людини, тобто критерієм чистоти довкілля є не нормативні рівні забруднення, а відсутність захворювань, спричинених факторами довкілля [21].

Перевагою при розрахунку економічної оцінки екологічного збитку на основі теорії екологічного ризику порівняно з нормативним підходом є прагнення отримати максимальний ефект за рахунок більш повного (комплексного) врахування втрат від забруднення довкілля, приведених до одного реципієнта – людини або екосистеми, та вибору раціональної структури інвестування ресурсів на його охорону і відновлення [22-24].

Найбільш ефективними є оцінки ризиків на етапі проектування та розміщення небезпечного об'єкта, при обґрунтуванні та оптимізації заходів безпеки, при аналізі небезпек можливих аварій для людей, навколишнього середовища та майна.

Як кількісний показник ризику доцільно використовувати показник, який одночасно враховує дві характеристики несприятливої події – ймовірність її настання та розмір завданої нею шкоди. Математична модель екологічного ризику, яка описується за допомогою економічного механізму, в загальному вигляді має вигляд:

$$EcoRisk = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^q P_{ij}(R) \cdot E_{ijk}$$

де EcoRisk - екологічний ризик, спричинений антропогенним впливом, дол;

n – кількість потенційних техногенних факторів (викиди забруднюючих речовин в атмосферу, скиди у водні об'єкти, забруднення ґрунтів, захоронення токсичних відходів тощо);

m – кількість зон екологічного ризику;

q – ступінь порушення екосистеми або ступінь погіршення показників здоров'я населення в техногенно навантаженому регіоні;

$P_{ij}(R)$ – потенційний ризик екологічної небезпеки внаслідок техногенного впливу для реципієнта R ;

E_{ijk} – екологічні та економічні збитки, грн. чи євро.

Відомі методи економічної оцінки екологічного ризику шляхом розрахунку питомих показників техногенного навантаження, що призводить до виникнення екологічних ризиків. При цьому екологічне навантаження використовується як інструмент економічної оцінки екологічної безпеки, використання та встановлення рівня якого зумовлює витрати на компенсаційні заходи залежно від конкретної екологічної ситуації, конкретних заходів та можливості їх реалізації [18-24].

При проведенні перевірок:

- посилити контроль за виконанням піднаглядними організаціями заходів щодо усунення порушень вимог промислової безпеки, а також за фінансуванням цих заходів і скороченням термінів приведення небезпечних виробничих об'єктів у відповідність до вимог федеральних норм і правил у сфері промислової безпеки;

- звернути особливу увагу на наявність та виконання організаціями планів своєчасного діагностування обладнання; своєчасне виведення з експлуатації несправного обладнання та його заміну; забезпечення виробничого контролю за якістю проведення аудитів, ремонтів обладнання, експертиз промислової безпеки;

- включити до сфери перевірочних заходів питання дотримання виробничим персоналом організацій технологічних регламентів, інструкцій з безпечного ведення ремонтних, газонебезпечних, вогневих робіт та іншої експлуатаційної документації. При виявленні випадків порушення вимог інструкцій при виконанні робіт підвищеної небезпеки або проведенні ремонтних робіт на обладнанні,

що перебуває в експлуатації або не підготовленому до таких робіт, вживати суворих адміністративних заходів до посадових осіб, відповідальних за проведення цих робіт, аж до їх дискваліфікації;

- забезпечити перевірку впровадження систем управління промисловою безпекою на об'єктах 1 та 2 класів небезпеки, а також аналіз розроблених планів дій з локалізації та ліквідації наслідків аварій. При цьому необхідно звернути увагу на ефективність превентивних заходів, а також на готовність професійних аварійно-рятувальних формувань до локалізації та ліквідації аварій у найкоротші терміни.

Державні нормативні акти майже всіх європейських країн прописують необхідність проведення аналізу ризиків, але не вимагають суворого дотримання певних методів аналізу ризиків, залишаючи підприємцям право створювати власні регламенти, які повинні враховувати загальні вимоги державних стандартів. У більшості зарубіжних документів щодо застосування аналізу ризиків, на розсуд підприємця, дозволяється використовувати один або декілька методів аналізу небезпек і ризиків:

- "Що буде, якщо?" (What - if);
- Контрольний список;
- поєднання двох методів;
- аналіз небезпеки та експлуатаційних характеристик (HAZOS - Hazard and Operability Study);
- Аналіз режимів та наслідків відмов (FMEA);
- кількісний аналіз режиму, наслідків і критичності відмови (FMESCA - Failure Mode and Event Criticality Analysis);
- Аналіз дерева несправностей (ТТА) / Аналіз дерева подій
- (ETA - Аналіз дерева подій);
- аналіз рівнів безпеки (захисту) (SLA - Safety Layers Analysis);
- повний кількісний аналіз ризиків (QRA - Quantitative Risk Analysis).

З перелічених методів аналізу ризиків лише QRA є суто кількісним методом, решта методів є такими частково. Власник виробництва вільний у виборі методу аналізу ризиків, але обраний ним метод повинен бути науково обґрунтованим (повторюваним і верифікованим), відповідати системі, що розглядається, давати прозорі, легко зрозумілі результати і дозволяти створювати системи управління ризиками.

Кількісний аналіз ризиків використовується для визначення операційних можливостей відносно заданого рівня безпеки або конкретної мети.

Він був розроблений для оцінки великомасштабних аварій, які трапляються дуже рідко, і тому їх частота і наслідки не можуть бути визначені лише на основі статистичних методів. В даний час в США і Європі цей метод широко використовується в атомній і хімічній промисловості, оскільки він є найбільш універсальним і всеосяжним методом оцінки безпеки. Метод кількісного аналізу ризику розглядає всі можливі аварійні ситуації внаслідок будь-якої діяльності і оцінює ймовірність (частоту) кожної події і пов'язані з ними наслідки. Метод кількісного аналізу ризиків особливо активно використовується в атомній енергетиці і відомий як імовірнісний аналіз безпеки.

Індивідуальний ризик – частота ураження людини внаслідок впливу досліджуваних факторів небезпеки аварії.

Колективний ризик – це очікувана кількість людей, які постраждають внаслідок можливих нещасних випадків протягом певного періоду часу.

Соціальний ризик – це залежність частоти настання подій F, в яких щонайменше N людей постраждали на певному рівні, від цієї кількості N.

Для визначення рівня індивідуального ризику слід враховувати характер нещасного випадку, частку часу, проведеного в "зоні ризику", та місце розташування "зони ризику". У зв'язку з цим індивідуальний ризик розраховується за формулою:

$$R_{ind} = \sum_{i=1}^n Q_{n(i)} \cdot Q_i \cdot P_{pr(i)}$$

де R_{ind} – індивідуальний ризик, 1/рік;

$Q_{n(i)}$ – умовна ймовірність травмування людини при реалізації i -го сценарію аварії;

Q_i – ймовірність реалізації i -го сценарію аварії протягом року; - ймовірність перебування людини в зоні дії уражаючих факторів i -го сценарію аварії;

n – кількість сценаріїв аварій.

Умовна ймовірність ураження людини надлишковим тиском, що утворюється під час горіння пароповітряних сумішей на певній відстані від епіцентру, а також тепловим випромінюванням під час проливної пожежі, розраховується за допомогою функції "probit".

Індивідуальний ризик розраховується для різних категорій персоналу з урахуванням часу перебування персоналу певної спеціальності (оператори, слюсарі, інженерно-технічний персонал - начальник цеху, начальник зміни, технолог тощо) в зоні дії уражаючих факторів конкретної аварії, при цьому використовуються дані з посадових карток персоналу на робочих місцях.

Ймовірність перебування персоналу в зоні дії уражаючих факторів можливої аварії P_{pr} визначається за формулою:

$$P_{pr(i)} = \frac{\tau_i \cdot n_i}{T}$$

де τ_i – час перебування працівника в зоні дії шкідливих факторів за одну зміну, год;

T – кількість годин у році;

n_i – кількість робочих змін на рік.

Колективний ризик розраховується за формулою:

$$R_{col} = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot N_i,$$

де R_{col} – колективний ризик, осіб/рік;

Q_i – ймовірність реалізації i -го сценарію аварії протягом року;

N_i – кількість загиблих при реалізації i -го сценарію аварії.

Середній індивідуальний ризик розраховується як:

$$R_{av} = \frac{R_{col}}{N_i}$$

де R_{av} - середній індивідуальний ризик, 1/рік;

N_i - персонал у зоні ризику, осіб.

Технологічний рівень виробництва в наш час необхідно оцінювати з урахуванням ступеня використання гнучких технологій, які самостійно справляються з технічними збоями і великою кількістю людських помилок або можуть забезпечити достатній час для вжиття контрзаходів. Оцінка ризиків повинна бути інтегрована в комплексну, інтегровану оцінку технології або вирішення проблеми, щоб отримані результати могли бути використані в процесі прийняття рішень.

Робота зі зниження ризиків може бути дуже плідною, оскільки стимулює створення принципово нових технологій, матеріалів, конструкцій, змушує людину критично ставитися до своїх потреб і можливостей, свого місця і ролі в природі, оскільки "сучасні технології пред'явили людині донині непристойні вимоги щодо відповідальності за свої вчинки".

В даний час теорія ризику широко застосовується в різних галузях нафтогазової та хімічної промисловості, використовується при проектуванні потенційно небезпечних об'єктів і перегляді допустимого рівня безпеки їх експлуатації, розміщенні та офіційному затвердженні.

Висновок

Проведений аналіз показав, що в якості критерію оцінки реального екологічного ризику, який формується в локальному та регіональному масштабі, може бути використана потенційна характеристика економічних втрат, кількісно пов'язаних з техногенними факторами промислового виробництва. Механізм економічної оцінки збитків від забруднення навколишнього природного середовища на основі теорії ризиків, у порівнянні з нормативним підходом, дозволяє більш повно врахувати наслідки впливу антропогенних факторів у грошовому вираженні в розрізі забруднюючих речовин та їх джерел. При цьому з'являється можливість прогнозування факторів забруднення довкілля, потенційно небезпечних для стану екосистеми та здоров'я людини.

У теорії безпеки техногенної сфери виділяють десятки потенційних небезпек, які перетворюються на загрози та створюють різноманітні ризики. Загалом безпеку техногенної сфери можна розділити на два аспекти:

- техногенна безпека визначає ступінь захищеності людини, об'єктів і навколишнього природного середовища від загроз, що виходять від створених і функціонуючих складних технічних систем у разі виникнення та розвитку аварійних і катастрофічних ситуацій;

- Технологічна безпека визначає ступінь захищеності людини, суспільства, об'єктів і навколишнього природного середовища від загроз, пов'язаних з необґрунтованим створенням або

нестворенням технічних систем, технологічних процесів і матеріалів, які забезпечують досягнення основних національних інтересів країни.

Зростання потенційних і реальних загроз у техногенній сфері вимагає посилення ролі держави у вирішенні проблем техногенно-техногенної безпеки.

У майбутньому ризики в техногенній сфері можуть кардинально змінитися: техногенні ризики придуть на зміну технологічним, а збитки виникатимуть через руйнування національної технологічної бази.

Список використаних джерел

1. Kasperson, J. X., & Kasperson, R. E. (2013). *Global environmental risk*. Routledge.
2. Sharfman, M. P., & Fernando, C. S. (2008). Environmental risk management and the cost of capital. *Strategic management journal*, 29(6), 569-592.
3. Tiede, K., Hassellöv, M., Breitbarth, E., Chaudhry, Q., & Boxall, A. B. (2009). Considerations for environmental fate and ecotoxicity testing to support environmental risk assessments for engineered nanoparticles. *Journal of chromatography A*, 1216(3), 503-509.
4. Nazarpour, A., Ghanavati, N., & Bahaenejad, T. (2017). Evaluation of the level of pollution and potential ecological risk of some heavy metals in surface soils in the Ahvaz oil-field. *Iranian Journal of Health and Environment*, 10(3), 391-400.
5. Hryhoriy, S., Ivanov, O., Bortnyak, O., Poberezhny, L., Zapukhlyak, N., & Poberezhna, L. (2022). Assessment of the degree of environmental pollution in emergency situations on main oil pipelines. Paper presented at the *Procedia Structural Integrity*, 36 342-349.
6. Poberezhna, L., Chudyk, I., Khomyn, V., Prykhodko, M., Yatsyshyn, T., & Hrytsanchuk, A. (2022). Assessment and minimization of the impact of oil and gas production on environmental protection areas. Paper presented at the *Procedia Structural Integrity*, 36 326-333.
7. Chudyk, I., Poberezhny, L., Hrytsanchuk, A., & Poberezhna, L. (2019). Corrosion of drill pipes in high mineralized produced waters. Paper presented at the *Procedia Structural Integrity*, 16 260-264.
8. Marzuki, I., Noor, A., La Nafie, N., & Djide, M. N. (2015). Sponge role in alleviating oil pollution through sludge reduction, a preliminary approach. *Int. J. Appl. Chem*, 11, 427-41.
9. Haroni, N. N., Badehian, Z., Zarafshar, M., & Bazot, S. (2019). The effect of oil sludge contamination on morphological and physiological characteristics of some tree species. *Ecotoxicology*, 28, 507-519.
10. Ismail, A. R., Alias, A. H., Sulaiman, W. R. W., Jaafar, M. Z., & Ismail, I. (2017). Drilling fluid waste management in drilling for oil and gas wells. *Chemical Engineering Transactions*, 56, 1351-1356.
11. Bakke, T., Klungsoyr, J., & Sanni, S. (2013). Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry. *Marine environmental research*, 92, 154-169.
12. Gazineu, M. H. P., de Araujo, A. A., Brandao, Y. B., Hazin, C. A., & Godoy, J. M. D. O. (2005). Radioactivity concentration in liquid and solid phases of scale and sludge generated in the petroleum industry. *Journal of environmental radioactivity*, 81(1), 47-54.
13. Hovelsrud, G. K., McKenna, M., & Huntington, H. P. (2008). Marine mammal harvests and other interactions with humans. *Ecological Applications*, 18(sp2), S135-S147.
14. Sneddon, A., Mearns, K., & Flin, R. (2013). Stress, fatigue, situation awareness and safety in offshore drilling crews. *Safety science*, 56, 80-88.
15. Sanchez-Silva, M., & Rosowsky, D. V. (2008). Biodeterioration of construction materials: state of the art and future challenges. *Journal of Materials in Civil Engineering*, 20(5), 352-365.
16. Burnham, A., Han, J., Clark, C. E., Wang, M., Dunn, J. B., & Palou-Rivera, I. (2012). Life-cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal, and petroleum. *Environmental science & technology*, 46(2), 619-627.
17. Klimont, Z., Streets, D. G., Gupta, S., Cofala, J., Lixin, F., & Ichikawa, Y. (2002). Anthropogenic emissions of non-methane volatile organic compounds in China. *Atmospheric Environment*, 36(8), 1309-1322.
18. Yatsyshyn, T., Polutrenko, M., Poberezhny, L., Maruschak, P., & Martynyuk, R. (2022). Assessment of factors of technogenic and environmental risks at particular stages of the life cycle of oil and gaswells. *Procedia Structural Integrity*, 36, 362-369.
19. Poberezhna, L., Markhalevych, V., Poberezhny, L., Lisafin, D., Khomyn, V., Stanetsky, A., & Tuts, O. (2022). Risk assessment of accidents at oil and gas infrastructure objects near the joint forces operation demarcation line. *Procedia Structural Integrity*, 36, 350-355.

20. Baloi, D., & Price, A. D. (2003). Modelling global risk factors affecting construction cost performance. *International journal of project management*, 21(4), 261-269.
21. Omer, A. M. (2008). Energy, environment and sustainable development. *Renewable and sustainable energy reviews*, 12(9), 2265-2300.
22. Mezher, T., Fath, H., Abbas, Z., & Khaled, A. (2011). Techno-economic assessment and environmental impacts of desalination technologies. *Desalination*, 266(1-3), 263-273.
23. Cucchiella, F., D'Adamo, I., Koh, S. L., & Rosa, P. (2015). Recycling of WEEE: An economic assessment of present and future e-waste streams. *Renewable and sustainable energy reviews*, 51, 263-272.
24. Santos, J., Flintsch, G., & Ferreira, A. (2017). Environmental and economic assessment of pavement construction and management practices for enhancing pavement sustainability. *Resources, Conservation and Recycling*, 116, 15-31.
25. Han, Z. Y., & Weng, W. G. (2010). An integrated quantitative risk analysis method for natural gas pipeline network. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 23(3), 428-436.
26. Gholami, R., Rabiei, M., Rasouli, V., Aadnoy, B., & Fakhari, N. (2015). Application of quantitative risk assessment in wellbore stability analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 185-200.
27. Abimbola, M., Khan, F., & Khakzad, N. (2014). Dynamic safety risk analysis of offshore drilling. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 30, 74-85.

ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНІ ЧИННИКИ ВПЛИВУ МІНЕРАЛЬНОЇ БУДОВИ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ВІДКЛАДІВ НА РЕЗУЛЬТАТИ РАДІОАКТИВНИХ МЕТОДІВ

Дмитро ФЕДОРИШИН

д. геол. н., професор ІФНТУНГ

geophys@nung.edu.ua

Олександр ТРУБЕНКО

к. геол. н., доцент ІФНТУНГ

geotom@nung.edu.ua

Сергій ФЕДОРИШИН

к. геол. н., доцент ІФНТУНГ

geophys@nung.edu.ua

Дмитро ФЕДОРИШИН

студент ІФНТУНГ

geophys@nung.edu.ua

У зв'язку із зниженням видобувних запасів газу із покладів неогенової системи Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину та геологічних розрізів складної будови ДДЗ, виникає необхідність розробки ефективних комплексних геолого-геофізичних методів досліджень літолого-стратиграфічних товщ у межах пошукових площ та родовищ України. Основні проблеми, які обумовлюють неоднозначність інтерпретації комплексних геофізичних досліджень пов'язані із мінералогічною будовою неогенових відкладів, а також методико-технологічними процесами при дослідженні пошуково-розвідувальних свердловин. Знану роль у процесі дослідження тонкошаруватих товщ неогену на покази радіоактивних та електричних методів впливає мінералогічна будова літолого-стратиграфічних товщ сарматського, баденського та гельветського ярусів, а також технологія проведення досліджень.

Метою наукової роботи є встановлення основних критеріальних ознак продуктивних порід-колекторів, а також виявлення і встановлення причин деформації параметрів геолого-геофізичної інформації отриманої в процесі досліджень геологічних розрізів складної будови. У процесі аналізу та інтерпретації геолого-геофізичних даних встановлено, що у більшості випадків пропущення газонасичених порід-колекторів обумовлено наступним:

- тонкошаруватою будовою геологічного розрізу;
- полімінеральною будовою матриці породи;
- неможливістю стандартної геофізичної свердловинної структури виділяти породи-колектори товщина яких змінюється в межах 10-15 см з типовим масштабом реєстрації;

- викривлення зареєстрованих геофізичних параметрів напроти продуктивних пластів за рахунок впливу вміщуючих порід характеру насичення та свердловинних умов вимірювань.

У випадку тонкошаруватої будови геологічного розрізу суттєво знижується роздільна здатність та ефективність радіоактивних методів, зокрема гамма та гамма спектрального каротажів. Основною причиною цього негативного явища є вплив на покази методу гамма каротажу поліміктова будова вміщуючих глинистих порід, фонові інтенсивності гамма поля яка значно більша ніж у газонасичених пісковиках та алевролітах.

Полімінеральний склад матриці продуктивних порід в основному у більшості випадків впливає на покази електричних методів (мікроградієнт та мікропотенціал зонди). Окрім цього встановлено також наявність у складі матриці породи елементів радіоактивних ізотопів уранового, торієвого рядів та радіоактивного ізотопу калію (K^{40}) підвищує інтенсивність подвійного різницевого показника (ΔJ) у 3-4 рази в піщаних газонасичених породах, значення якого рівнозначне показнику ΔJ для глинистих порід.

У результаті багаторічних досліджень різних авторів [1, 2, 3, 4, 5] вдалось сформувавши та встановити основні закономірності розподілу радіоактивних елементів у басейнах седиментації і на їх основі обґрунтовалися можливості радіоактивних методів у процесі вирішення наступних геологічних задач:

- кореляція продуктивних газонасичених порід у геологічних розрізах;
- детальне розчленування літостратиграфічних товщ;
- оцінка колекторських властивостей порід неогенових відкладів та визначення їх мінералогічного складу;
- встановлення природи радіоактивних аномалій;
- оцінка глинистості продуктивних теригенних порід.

Проведені нами дослідження розподілу радіоактивних ізотопів у неогенових відкладах газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину створили передумови удосконалення геологічної інтерпретації результатів гамма-методів, що отримані у процесі свердловинних досліджень. Отримані експериментальні результати показали невідповідність реальних умов залягання глинистих і піщаних відкладів побудовам, які виконані за даними гамма каротажу.

У зв'язку з цим виникла необхідність встановлення причин вище вказаної розбіжності. Для реалізації цієї задачі нами виконано цілий ряд лабораторних експериментів на кернах матеріалі, що відібраний із складнобудованих геологічних розрізів свердловин Летнянського, Вижомлянського, Русько-Комарівського родовищ.

З метою виявлення факторів, які визначають інтегральну радіоактивність і є домінуючими при її формуванні, нами проведено лабораторну гамма спектрометрію порід сарматського, баденського та гельветського ярусів на предмет вмісту урану, торію і калію. Похибка кожного виміру не перевищувала 10 % від виміряної величини, при середній похибці – 3,5 %.

Розрахункові похибки при визначенні концентрації калію склали $S \pm 0,17\%$ для торію $S \pm 1,2 \cdot 10^{-4}\%$, для урану $S \pm 0,6 \cdot 10^{-4}\%$.

Отримані результати досліджень та їх аналіз показали (таблиця 1), що на вміст вище вказаних радіоактивних ізотопів, а також їхнього співвідношення суттєво впливає, як мінералогічний склад матриці породи, так і геологічні передумови формування породи. Середні значення вмісту урану, торію і калію в породах неогену представлені у таблиці 2 і на рисунку 1.

Проведення співставлення величин розподілених ізотопів у геологічних розрізах неогенової системи різних газових родовищ, дозволило встановити, що показники співвідношення радіоактивних ізотопів урану, торію і калію для неогенових порід, доробратівської світи Русько-Комарівського газоконденсатного родовища та дашавської світи Летнянського газового родовища не відрізняються за їхньою величиною і є однаковими у пісковиках та алевролітах.

Середні значення їх концентрації складають: $U(Ra) - 2,3 \cdot 10^{-4}\%$, $Th - 3,3 \cdot 10^{-4}\%$, $K^{40} - 2,1\%$. Однак петрографічні дослідження керну показали, що на вміст радіоактивних елементів впливає органічна речовина, яка визначається умовами формування поклада. Так по геологічному розрізу доробратівської світи у горизонтах Д-8, Д-10 вміст $U(Ra)$ складає $7,3 \cdot 10^{-4}\%$, торію (Th) - $7,9 \cdot 10^{-4}\%$, $K^{40} - 3,2\%$. У той час у породах дашавської світи Летнянського родовища у горизонтах НД-13, НД-14 відмічено значне зменшення стосовно кларкового та вище приведеного вмісту радіоактивних ізотопів урану, торію і калію, відповідно: $U(Ra) - 1,3 \cdot 10^{-4}\%$, $Th - 1,5 \cdot 10^{-4}\%$, $K_{39}^{40} - (0,8-0,9)\%$.

Таблиця 1. Результати гамма-спектрометричних визначень гельветських і сарматських відкладів Летнянського родовища

Глибина і інтервал відбору, м	Номер свердловини	Вміст радіоактивних елементів		
		U(Ra), · 10 ⁻⁴ %	Th, · 10 ⁻⁴ %,	K ⁴⁰ , %
гельветські відклади				
1665-1670,5	2	0,4	2,8	3,3
1673,5	2	0,8	1,3	2,6
1675	2	0,6	1,5	1,6
1579	5	0,1	0,01	1,7
1588,5	5	0,2	2,30	0,3
1590	5	0,2	2,2	2,4
1592,5	5	0,4	1,4	3,0
1593,5	5	0,2	0,01	0,7
1596	5	0,1	0	1,3
1603	5	0,5	2,1	2,5
1608-1618	5	1,0	1,3	1,8
1642-1652	6	0,5	2,2	2,9
1484	9	0,4	2,8	1,8
14885	9	1,1	1,3	3,7
1490	9	0,7	3,6	3,4
сарматські відклади				
1666-1670,5	2	0,4	2,8	6,5
1316-1332,5	5	1,2	0	9,4
1246-1262,4	5	1,3	4,5	5,8
1316-1332	5	1,4	0,5	1,7
1300-1316	5	1,1	0,6	2,6
1316-1332	5	1,3	1,9	2,8
1250-1280,4	9	1,8	2,4	5,1
1168-1178,4	9	1,2	1,8	1,2
1178-1188,5	9	1,4	1,6	0,8
1178-1188	9	0,9	0,5	1,5
1150-1260	9	1,1	0,9	2,8
1300-1310	9	1,0	1,9	2,6

Таблиця 2. Середні значення природної радіоактивності елементів у неогенових відкладах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину

№ п/п	Світи	Індекс	Вміст радіоактивних елементів		
			U(Ra), · 10 ⁻⁴ %	Th, · 10 ⁻⁴ %,	K ³⁹ ⁴⁰ , %
1	Сарматська	N _{1s}	3,0	5,2	1,8
2	Баденська	N _{1b}	4,9	8,1	2,8
3	Гельветська	N _{1h}	1,4	1,8	0,3

Вміст органічної речовини у неогенових відкладах вище вказаних горизонтах нижньодашавської підсвіти за даними петрографії відсутній, у той час як для горизонтів Д-8, Д-10 вміст органічної речовини складає (18-27) %.

Таким чином, результати отримані шляхом експериментальних досліджень керну методом лабораторної гамма-спектрометрії, дають змогу обґрунтувати причини аномальності гамма-поля в процесі досліджень складнопобудованих гірських порід, дозволяють встановити причини підвищеної радіоактивності порід літолого-стратиграфічних товщ, а також врахувати їхній вплив на покази радіоактивних методів, зокрема гамма та гамма-гамма каротажів.

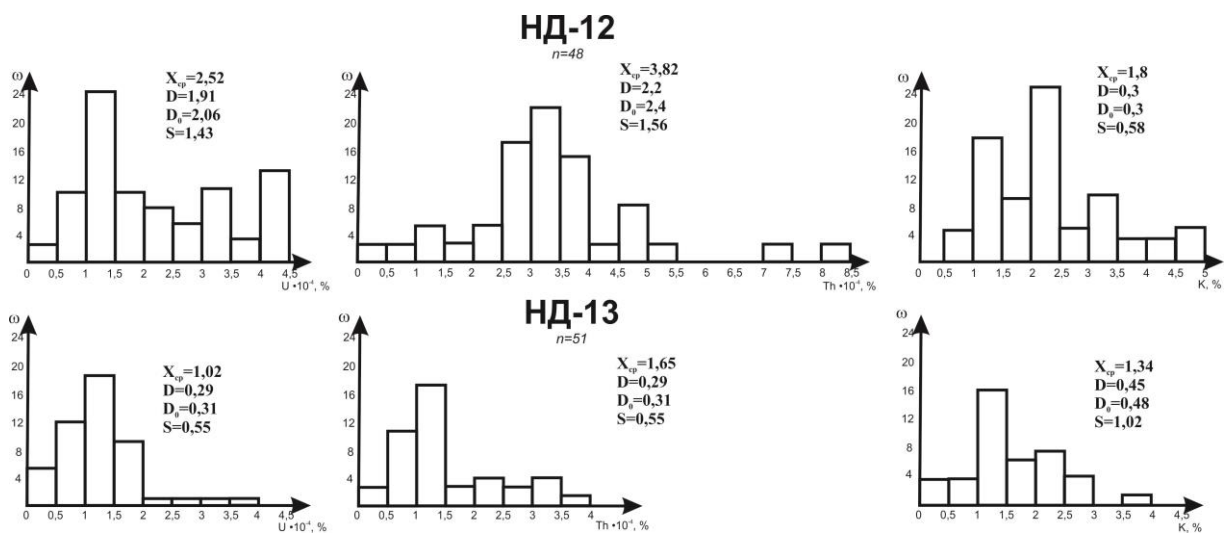


Рисунок 1 – Розподіл природної радіоактивності елементів у неогенових відкладах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину

Список використаних джерел

1. Adams, John, and Paolo Gasparini. Gamma-Ray Spectrometry of Rocks. Elsevier Science, 2013. Web. 15 Aug. 2023.
2. Федоришин Д.Д. Розподіл радіоактивних ізотопів урану, торію і калію в породах міоценових відкладів та їх вклад в загальну радіоактивність. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Збірник наукових праць ІФНТУНГ – Івано-Франківськ. 1998 р. №35. с.124-126.
3. Shaban, H., Abd, E. A., Imran, I. S. and Abdallah, I. A. Natural radioactivity and their radiological effect for different types of rock from Egypt. Journal of Radiation and Physics. Elsevier. 60: 2011. 201-231.
4. Skupio, R., Kubik, B. & Wolański, K. Archival gamma ray logs standardization by nondestructive core measurements of the low-radioactivity rocks. Acta Geophys. 67, 2019. 1835–1844. <https://doi.org/10.1007/s11600-019-00340-z>.
5. Федоришин, Д. Д. Ядерно-фізичні методи для досліджень нафтогазових родовищ : навч. посіб. / Д. Д. Федоришин, С. Д. Федоришин, С. О. Лизун. Івано-Франківськ.

ПРИРОДНІ УМОВИ СТАРУНСЬКОГО ГЕДИНАМІЧНОГО ПОЛІГОНУ

Тетяна КАЛИНИЙ

асистент ІФНТУНГ

Валерій ОМЕЛЬЧЕНКО

к. геол. н, доцент кафедра геології та розвідки
нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ

e-mail: tetiana.kalynii@nung.edu.ua

Старунський геодинамічний полігон розташований на двох структурно-фаціальних зонах Передкарпатського прогину – внутрішній, Бориславсько-Покутській та середній, Самбірській і межує зі сходу із зовнішньою Більче-Волицькою, а із заходу – зі Скибовою зоною Карпат.

В основі Бориславсько-Покутської та Скибової зон залягають верхньокрейдяні флішові, які ритмічно чергуються, піщано-алевролітові відклади стрийської світи, яка перекривається масивними палеоценовими пісковиками ямненської-битківської світи. Вище спостерігається еоценовий фліш манявської, пасічнянської-вигодської та бистрицької світ (пісковики, алевроліти, аргіліти). Розріз палеогену завершується олігоценним флішем темно-сірих і чорних алевролітів, аргілітів (сланців) тричленної менілітової світи.

На південь і південний захід від Старуні у палеогенових і неогенових відкладах Бориславсько-Покутської та Скибової зон відкрито шість родовищ нафти і газу – Гвіздецьке, Південно-Гвіздецьке, Монастирчанське, Пнівське, Пасічнянське та Битків-Бабчинське.

На північній околиці Старунського геодинамічного полігону у відкладах воротищенської світи розвідане Старунське родовище природних солей, яке є південним флангом Росільнянсько-Марківської соленосної структури. За даними Г.І. Рудька із співавторами (2017), загальна потужність солей досягає 500м, а у складі Старунського родовища є як кам'яні, так і калійні солі з підрахованими запасами у 32,8 млн. т. Воротищенські відклади, крім солей, складені глинистими породами з включенням пісковиків і тонкозернистих мергелів з прошарками і лінзами гіпсів, включенням піриту, самородної сірки та уламків гравелітів (Korin, S. S., 2005).

Якщо прослідковувати геологічний розріз Старунського геодинамічного полігону знизу до гори, то у розподілі корисних копалин спочатку спостерігаються поклади нафти і газу у флішових відкладах еоцену і олігоцену. Потім у моласах міоцену розміщені родовища природних солей. А завершує цю тріаду корисних копалин одне із найбільших у світі Старунське родовище озокериту. Воно розроблялось, за даними Wojko and Sozanski (2004), з 1868 по 1960 рр.

Озокерит Старунського родовища виявлений на глибинах від 10 до 500м у вигляді лінз та прошарків товщиною від 2 до 30 см (рідше до декількох метрів) у тріщинуватій зоні верхньої частини соленосної воротищенської світи. М. J. Kotarba (2008) вказує, що іноді зустрічається так званий "озокеритовий камінь", що складається із фрагментів твердих карбонатних пісковиків та гіпсу, покритих озокеритом. Поверхня воротищенських відкладів, за даними бурових робіт Т. Sokolowski (2009), знаходиться на глибині максимум 17 м, під четвертинними відкладами.

Встановлено, що у Старунській структурі, воротищенські відклади під час формування гірсько-складчастої структури Карпат були стиснуті у складки, в результаті чого у них утворились тріщини. Нафта і газ мігрували із флішових відкладів до земної поверхні, більшість газоподібних вуглеводнів викидалися у атмосферу, рідкі насичували четвертинні відклади, а вищі вуглеводні утворили жили озокериту. Тому у гірських породах Старунської складки виникло одне з найбільших у світі родовище озокериту, а покладів нафти і газу не знайдено. Між тим нафта, яка ще виходить на поверхню, утворюючи "грязьові вулкани", за даними М. J. Kotarba (2005), є одним із найважливіших генетичних факторів утворення озокеритових покладів. Рідкі вуглеводні, які утворюють поверхневі просочення пов'язані з нафтовими покладами олігоцену та еоцену Бориславсько-Покутської зони.

Таким чином можна зробити наступні висновки:

1. Наведене вище свідчить про досить детальну оцінку природно-ресурсного потенціалу регіону, що дало новий "поштовх" у вивченні геології дочетвертинних відкладів, як фундаменту, на якому формувались природні умови Старунського геодинамічного полігону.

2. Для дочетвертинної основи Старунського геодинамічного полігону характерні основні особливості геологічної будови та тектоніки Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину і, частково, її сусідів – Самбірської та Скибової зон, що необхідно врахувати при вивченні Старунського геодинамічного полігону.

3. Унікальним для досліджуваної території є наявність тріади корисних копалин: у нижніх горизонтах розрізу палеогену знаходяться поклади нафти і газу, при складкоутворенні яких вуглеводні були витіснені в апікальну зону Старунської складки, де утворились одні з найбільших у світі поклади озокериту Старунського родовища. А вище, у міоценових відкладах маємо потужні поклади, з промисловими запасами, калійних та натрієвих солей.

4. Дочетвертинна основа Старунського геодинамічного полігону зіграла важливу роль у формуванні як геологічної пам'ятки Диво-Старуні та полігону так і майбутнього міжнародного еколого-туристичного центру "Парк Льодовикового періоду". Тому Старуня претендує не тільки на проведення широкого поля досліджень для геологів, й буде цікавим для краєзнавців, туристів і усіх небайдужих до природи чудового Карпатського краю.

ГЕОТЕРМОДИНАМІЧНА ОБСТАНОВКА НАДР СТАРУНСЬКОГО ГЕОДИНАМІЧНОГО ОБ'ЄКТУ

Валерій ОМЕЛЬЧЕНКО

*к. геол. н, доцент кафедри геології та розвідки
нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ*

Тетяна КАЛИНІЙ

*асистент кафедри геології та розвідки
нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ*

e-mail: ovgeo@nung.edu.ua

У 2004 році польськими та українськими науковцями були відновлені геологічні, геофізичні, геохімічні та мікробіологічні дослідження Старунського об'єкту, після 70-ти літньої «перерви». У травні та жовтні 2004 року Товариство досліджень екологічних змін "Геосфера" спільно з Університетом науки і техніки АГН у Кракові, Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу в Івано-Франківську та Інститутом геології та геохімії горючих копалин Національної академії наук України у Львові, організували дві наукові експедиції до Старуні. Їх мета полягала в дослідженні геотермодинамічної обстановки Старунського геодинамічного об'єкту.

Напротязі 2007-2008 рр. буріння свердловин діаметром 12 см та буровим зондом MDR-06 з плексигласовою трубкою діаметром 5 см проводила польська бурова компанія UGB-50. Загалом від глибини 4.6 м до 20 м пробурено 44 свердловини. Із свердловин відібрано 421.1 м керну, з них 191.2 м з четвертинних відкладів (108 м з плейстоценових та 82.9 м з голоценовий), 109.9 м з відкладів міоцену та 120 м з шахтових відвалів.

В результаті малокологічних та палеоботанічних лабораторних досліджень відібраних зразків керну було встановлено:

1. Відсутність залишків деревини у флорі епохи Middle Pleniglacial свідчить про домінування відкритих безлісних рослинних угруповань. Безсумнівно, що у межах ландшафту переважали тундрові угруповання, представлені карликовою березою й степовими спільнотами, наявність яких відзначилася на поширенні усіляких видів трав і осокових видів;

2. Зона відкладів, що містить залишки карликової берези відноситься до епохи Middle Pleniglacial і належить до пізнього віслінського льодовиків'я;

3. Ряд видів (рослин), слугуючи індикаторами показників холодного клімату, указують на те, що мінімальна температура липня у річковій долині Великий Лукавець у період Middle Pleniglacial коливалася у межах 7-10°C;

4. Характерною рисою флори на території Старунського геодинамічного об'єкту є дуже мізерна частотність водних рослинних таксонів. Це можна пояснити досить високим рівнем солоності води, забрудненням нафтою, яка проникає з міоценових пластів у підстильну породу, а також несприятливим кліматом, особливо у період плейстоцену;

5. Починаючи з епохи Middle Pleniglacial і до наших днів, досліджувана ділянка представлена рослинними видами, які у свою чергу призвичаїлися до високого вмісту NaCl у навколишньому середовищі. Це, наприклад, *Zannichellia palustris* (вид водних багаторічних трав'янистих рослин родини Рдесникові), *Triglochin maritimum* – тризубець морський (вид однорічних або багаторічних трав'янистих рослин родини Тризубцеві), *Schoenoplectus tabernaemontani* – комиш табернемонтана, *Rusciniella distans* – покісниця розставлена (вид трав'янистих рослин родини Тонконогові) і *Eleocharis pflustris* – ситняг болотний (невелика рослина родини Осокові). Їхній розвиток та поява насамперед пов'язані з природним впливом розсолів, що просочувалися з міоценових пластів у підстильну (корінну) породу;

6. Малакофауна, виявлена у кернах свердловин, є різноманітною. Можна виокремити три істотно різні типи груп. Ці три групи характеризуються як різним ареалом поширення так і різними кліматичними умовами розвитку, що підтверджує, що вони неоднакового віку;

7. Черговим етапом є поширення молюскових груп по майже всій території середньої Європи. Еволюція ареалу починається з пізнього льодовикового періоду вологої тундри, переходить у фазу озерного голоцену і закінчується пізнім голоценом у відкритих і сухих біотопах.

Проведені геофізичні дослідження методами вертикального електрондування та питомого опору, виміри сили тяжіння та мікрогравіки дозволили уточнити геологічну будову та виявити ділянки з товщиною болотних біогенних намулів понад 2м, а також встановити геотермальну обстановку Старунського геодинамічного об'єкту в процесі геоісторичного розвитку досліджуваної території.

В межах Старунського геодинамічного об'єкту активно проявляють грязьові та нафтові вулканчики, особливо в районі свердловини "Надія-1" які постійно викидають газ, сольові розчини, грязі та нафту.

Біля свердловини "Надія" збереглися давні дерев'яні лотки для збору нафти, які використовувались у 30-ті роки ХХ століття. Нафтові викиди свідчать про постійні аномально високі тиски у Старунській складці, яка продовжує вижимати нафту, грязі та сольові розчини на поверхню.

Таким чином, Старунський грязьовий вулкан, який виник після землетрусу у 1977 р. в горах Вранча (Румунія) з поверхні складений грязьовими, іноді соляно-грязьовими потоками, які спрямовані у бік потоку Рінне. Він має форму конуса висотою до 3м, а потоки – довжиною до 100м. У центрі конуса розташований кратер діаметром 0.5 – 1м, через який викидається грязь поки що не встановленої періодичності. Іноді вулкан "засинає" і його кратер заповнений затверділими грязями.

АНАЛІЗ МОРФОЛОГІЇ ГЕОФІЗИЧНИХ КРИВИХ ДЛЯ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ЛІТОЛОГІЧНИХ НЕОДНОРІДНОСТЕЙ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ

Ігор ФЕДАК

к. з. н., доцент ІФНТУНГ

igor.fedak@nung.edu.ua

Ярослав КОВАЛЬ

к. з. н., доцент ІФНТУНГ

yaroslav.koval@nung.edu.ua

Віталій УСКОВ

аспірант ІФНТУНГ

meduzaf@ukr.net

Іван ФЕДАК

студент ІФНТУНГ

ivan.fedak-nzfm221@nung.edu.ua

В основу геологічної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин покладено принцип вивчення площинного розповсюдження складу і властивостей гірських порід за даними досліджень в окремих точках (свердловинах). Ця процедура є дискретною через неможливість безперервного спостереження пластів за всією їх площею. Тому петрофізичні залежності, отримані на основі даних свердловинних геофізичних і лабораторних досліджень, мають статистичний характер. Без врахування літологічних неоднорідностей продуктивних пластів неможливо добитися високої точності моделей петрофізичних зв'язків.

Формування літологічних неоднорідностей залежить від палеогеографічного розподілу умов нагромадження осадових, що пов'язано з діяльністю гідросфери (річки, озера або моря) і атмосфери. Літологія та властивості гірських порід по площі родовища змінюються. У межах одного продуктивного горизонту імовірно існування декількох локальних ділянок з різними умовами нагромадження осадових, а отже і різними властивостями. Ці ділянки можна охарактеризувати індивідуальними петрофізичними залежностями, точність яких є вищою за точність таких самих моделей зв'язків, створених для горизонту в цілому. Але для виділення таких ділянок необхідно мати велику кількість фактичного матеріалу, що у більшості випадків є проблемою. Тому, можна скористатися іншим підходом і виділяти ділянки з різними умовами нагромадження осадових використовуючи опосередковані критерії.

У роботі [1] локалізацію літологічних неоднорідностей продуктивних пачок Білокам'янського нафтового родовища проведено шляхом виділення зон з однаковими умовами нагромадження осадових на основі класифікації кривих гамма-каротажу за їх формою. Для аналізу використано криві гамма-каротажу, оскільки у роботі доведено існування зв'язку між умовами утворення осадових окремих літотипів із вмістом у них природних радіоактивних елементів. У якості кількісних критеріїв, на основі яких криві ділились на класи, було використано градієнт зміни величини природної гамма-активності гірських порід з глибиною і величину глинистості цих порід. Перший критерій характеризує інтенсивність зміни умов нагромадження осадових, а другий вказує на умови формування

осадів на кожному окремому етапі. Ряд опонентів вказують на додаткові чинники, які можуть негативно впливати на об'єктивність запропонованих критеріїв. Тому, у нашій роботі запропоновано удосконалену методику локалізації літологічних неоднорідностей гірських порід, в якій у якості критерію використовуються амплітудно-частотні характеристики кривих гамма-каротажу.

Під час опису функції будь-якого фізичного явища або параметру фізичного поля, які змінюються у часі і (або) просторі, швидкість цієї зміни (тобто частота) стає значущим параметром. Перетворення спостереженого запису у частотну форму представлення означає перегрупування даних в іншому порядку. Тобто дані групуються за частотою, а не за часом. Перевага спектрів полягає у тому, що вони використовуються в частотній області, де незалежна змінна (частота) забезпечує надійний і однозначний контроль порівняння різних записів, так як порівнюються одні і ті ж самі значення цього параметру. Проводячи вимірювання тільки у часовій області, в багатьох випадках не можна бути впевненим у тому, що порівняння зроблено правильно, оскільки параметр часу не дає можливості стверджувати, що порівнюються два однакові записи. Тому, використання гармонійного аналізу геофізичних кривих дає змогу провести інтерпретацію результатів каротажу з іншої точки зору, і отримати додаткову інформацію про геологічні процеси, що відбувались на досліджуваній території в період нагромадження осадів.

У наш час розрахунок спектрів сигналів зручно проводити з використанням обчислювальної техніки. Для обробки даних у цифровому вигляді необхідно замінити інтегральні формули для коефіцієнтів Фур'є відповідними формулами дискретного сумування. В результаті дискретизації неперервна крива $y(x)$ замінюється багатокутником, причому тим точніше, чим коротший інтервал Δx . Для ряду, який складається із $N+1$ дискретних відліків, взятих через рівні проміжки, з $k = 1, 2, \dots, N$, формули дискретного сумування для обрахунку коефіцієнтів Фур'є мають вигляд

$$\begin{cases} a_0 = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N f(k), \\ a_n = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N f(k) \cos \frac{2n\pi t}{T} k, \\ b_n = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N f(k) \sin \frac{2n\pi t}{T} k, \end{cases} \quad (1)$$

а сам розклад у дискретний ряд Фур'є має наступний вигляд:

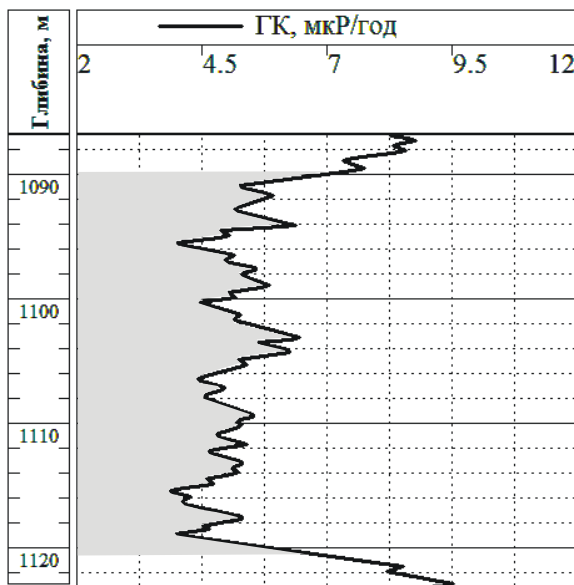
$$f(k) = a_0 + \sum_{k=1}^{N/2} a_n \cos \frac{2n\pi t}{T} k + \sum_{k=1}^{N/2} b_n \sin \frac{2n\pi t}{T} k. \quad (2)$$

Властивості симетрії функцій синуса і косинуса дають змогу переписати дискретні формули (2) для a_n і b_n у вигляді, зручному для обчислень на комп'ютері [2]:

$$\begin{cases} a_n = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^{N/2} \left[f(k) + (-1)^n f\left(\frac{N}{2} + k\right) \right] \cos \frac{2n\pi}{N} k, \\ b_n = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^{N/2} \left[f(k) + (-1)^n f\left(\frac{N}{2} + k\right) \right] \sin \frac{2n\pi}{N} k. \end{cases} \quad (4)$$

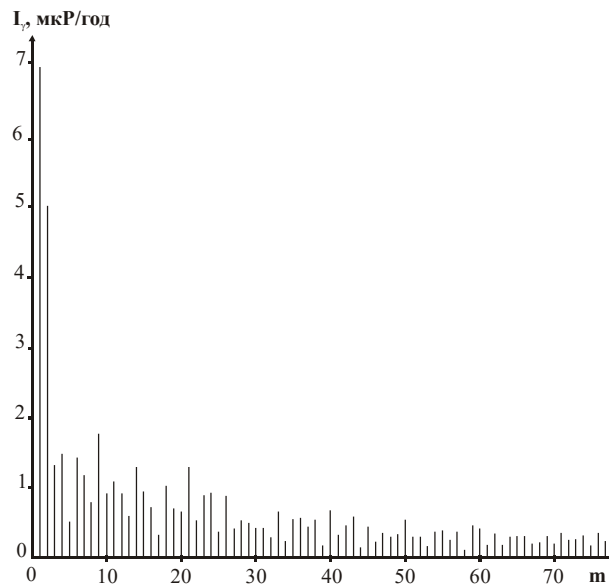
З першого погляду обмежуючим чинником у нашому випадку є умови Діріхле, при виконанні яких справджується теорема Фур'є. Необхідно відмітити, що умови, які накладаються на досліджувану функцію $f(t)$, є достатніми, але не всі з них необхідні. Це означає, що теорема Фур'є справедлива для ширшого класу функцій. Єдиною вимогою є інтегрованість функції $f(t)$ [2].

Для перевірки ефективності запропонованої методики нами було використано фактичний матеріал досліджень продуктивного пласта «А» Богородчанського газового родовища. На даному родовищі проводились комплекси геофізичних досліджень у свердловинах та ряд лабораторних досліджень керна матеріалу [3]. Але існуючих фактичних даних виявилось не достатньо для безпосереднього виділення літологічних неоднорідностей у пласті «А». Тому, нами застосовано метод опосередкованого виділення у досліджуваному пласті ділянок з різними властивостями. Для дослідження вибрано криві методу гамма-каротажу. В результаті гармонійного аналізу кривих гамма-каротажу, зареєстрованих у свердловинах Богородчанського газового родовища навпроти пласта «А», отримано їх амплітудно-частотні спектри (рис. 1). Групування амплітудно-спектральних характеристик за критерієм максимального коефіцієнта кореляції дало змогу виділити декілька класів і підкласів кривих гамма-каротажу.



t – порядковий номер гармоніки

а)



б)

Рисунок 1 – Крива гамма-каротажу, зареєстрована навпроти продуктивного пласта «А» у свердловині № 9 Богородчанського газового родовища (а), та її амплітудно-спектральна характеристика (б)

На основі проведеної класифікації кривих гамма-каротажу у пласті «А» виділено дві основні зони з різними умовами нагромадження осадів і декілька локальних ділянок літологічних неоднорідностей (рис. 2). До першої зони відносяться дванадцять свердловин 1-го класу, амплітудно-частотні спектри кривих гамма-каротажу яких корелюються з коефіцієнтом не меншим за 0,95, та 27 свердловин (декілька підкласів 1-го класу), амплітудно-частотні спектри кривих гамма-каротажу яких корелюються з амплітудно-частотними спектрами кривих гамма-каротажу 1-го класу з високим коефіцієнтом кореляції, але між собою корелюються дещо гірше.

Друга зона об'єднує 16 свердловин 2-го класу та його підкласів. У результаті класифікації також виділено декілька малочисельних перехідних класів, відображених на схемі (рис. 2) у вигляді локальних зон неоднорідностей, які не враховувались при створенні моделей взаємозв'язків геолого-геофізичних параметрів гірських порід.

Виділені зони характеризуються різними умовами нагромадження осадів, а отже різними властивостями пластів-колекторів. У роботі дане твердження доводиться на прикладі петрофізичної залежності $k_n = f(\Delta I_\gamma)$. На початку розробки Богородчанського родовища було виявлено взаємозв'язок подвійного різницевого параметру інтенсивності гамма-випромінювання порід-колекторів з їх коефіцієнтом пористості і створено модель цієї залежності ($k_n = -34,997\Delta I_\gamma + 26,353$; $R^2 = 0,9165$) (рис. 3 (а)) [3].

У процесі розбурювання родовища з'явилась додаткова інформація, яка під час уточнення даної моделі негативно вплинула на її достовірність (коефіцієнт кореляції зменшився - $R^2 = 0,8066$) (див. рис.3 (б)), що пов'язано з впливом неоднорідності досліджуваного пласта.

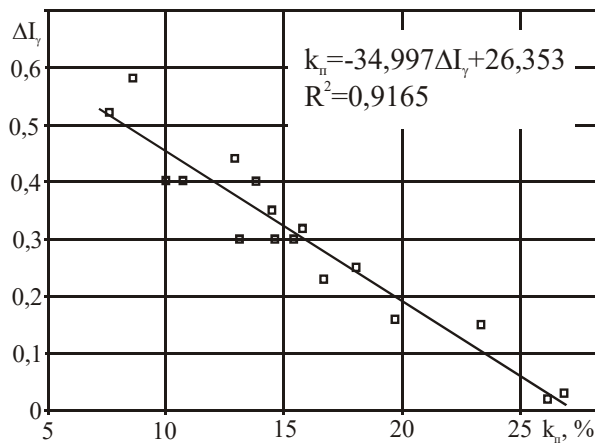
Використовуючи побудовану в роботі схему розташування зон з різними умовами нагромадження осадів (див. рис. 2), було побудовано залежності такого типу для першої і другої зон окремо (рис. 4).

Для першої зони – $k_n = -31,759\Delta I_\gamma + 26,701$ ($R^2 = 0,8806$); для другої зони – $k_n = -31,052\Delta I_\gamma + 23,47$ ($R^2 = 0,9165$). Отримані залежності вказують на високу тісноту зв'язку подвійного різницевого параметру інтенсивності гамма-випромінювання порід-колекторів і коефіцієнта пористості в кожній окремо взятій зоні.

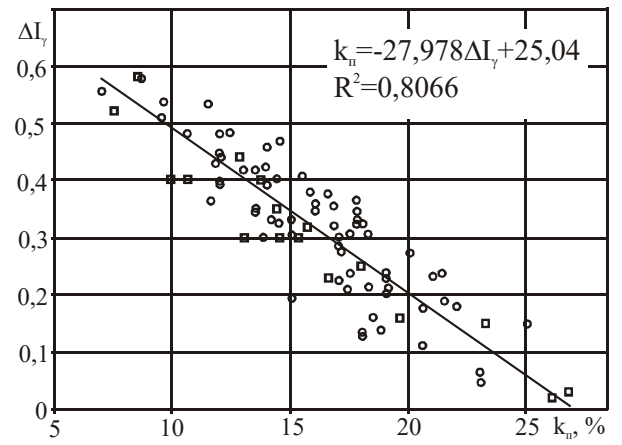
Отже, проведені у роботі дослідження підтвердили ефективність застосування амплітудно-спектральної характеристики геофізичних кривих у якості критерію для розділення їх на класи за умовами нагромадження осадів. Поділ на класи за таким принципом дає змогу локалізувати літологічні неоднорідності продуктивних горизонтів, які характеризуються індивідуальними петрофізичними зв'язками геолого-геофізичних параметрів. Застосований підхід підвищує достовірність результатів інтерпретації каротажів свердловин і сприяє збільшенню ефективності розроблення родовищ нафти і газу.



Рисунок 2 – Схема розташування зон з різними умовами нагромадження осадів (пласт «А» Богородчанського газового родовища)



а)



б)

Рисунок 3 – Початкова і уточнена петрофізичні залежності $k_p = f(\Delta I_\gamma)$ (для пласта «А» Богородчанського газового родовища)

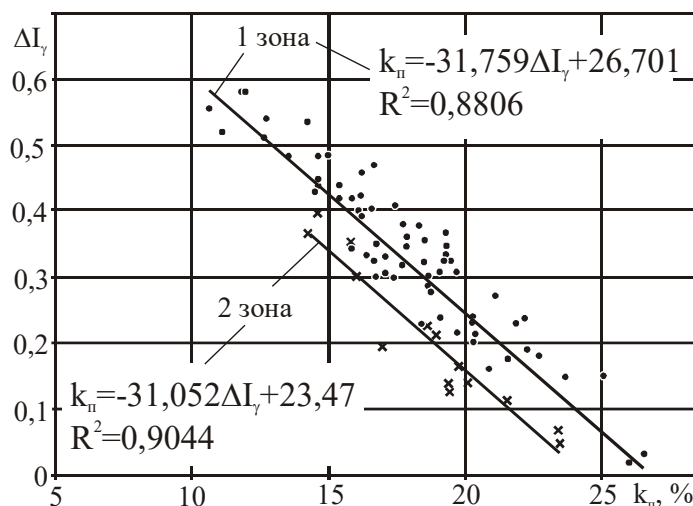


Рисунок 4 – Петрофізичні залежності $k_{п} = f(\Delta I_{\gamma})$ для першої та другої зон пласта «А» Богородчанського газового родовища

Список використаних джерел

1. Федак І. О. Оцінка літофасіальної неоднорідності продуктивних відкладів нафтогазових родовищ за результатами геофізичних досліджень свердловин / І. О. Федак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.–2008. № 4(29). С.28–33.
2. Bath В.М. Spectral Analysis in Geophysics / В.М. Bath // 1st Edition. Elsevier Science, 1982. 580p. ISBN: 9780444599988
3. Зведене заключення по Богородчанському газовому родовищу (аналіз результатів ГДС). В. В. Кузьменко, М. В. Ніколюк, В. І. Грицишин, С. Я. Белік. Івано-Франківська промислово-геофізична експедиція. Івано-Франківськ. 1969. 71 с.

ФОРМУВАННЯ МОДЕЛІ СУСПІЛЬНИХ ВІДНОСИН СТІЙКОЇ ДО ВИКЛИКІВ СЬОГОДЕННЯ

Теодозія ЯЦИШИН

д.т.н., доцент, професор кафедри технології захисту навколишнього середовища та безпеки праці ІФНТУНГ
teodoziia.yatsyshyn@nung.edu.ua

У звіті про глобальні ризики, що оприлюднено під час всесвітнього економічного форуму в Давосі 2023 року йдеться про ризики, які потенційно можуть постати перед суспільством впродовж найближчих двох та десяти років. Серед них виокремлено економічні, екологічні, соціальні, геополітичні та технологічні ризики (рис. 1) [1].

Серед ризиків на дворічний період відзначено кризу вартості життя. На даний час фіксується зростання кількості військових конфліктів (рис. 2)

В цей же час передбачається ризик зростання природних стихійних лих, що вже зараз фіксується статистичними даними (рис. 3) [3].

Ризик геоекономічної конфронтації закриває першу трійку ризиків на найближчий дворічний період.

В той же час, можна спостерігати фокусування на ризиках, пов'язаних зі станом довкілля, а зокрема із нездатністю пом'якшити зміни клімату та адаптуватися до них в десятирічному періоді.

Існуюча криза відволікає ресурси від ризиків у середньостроковій та довгостроковій перспективі. На даний час недооцінена роль у світовій економіці та загалом стану планети щодо її стійкості в умовах кліматичних змін. Важливо зазначити, що на даний час основні нормативні акти щодо змін клімату передбачають скорочення викидів парникових газів для запобігання небезпечній зміні клімату. Однак, така точка зору формує обмежену картину кліматичних змін, а отже і розуміння їх наслідків, що призводить до виконання неефективних дій та зростання ризику не справитися з протистоянням кліматичним змінам.

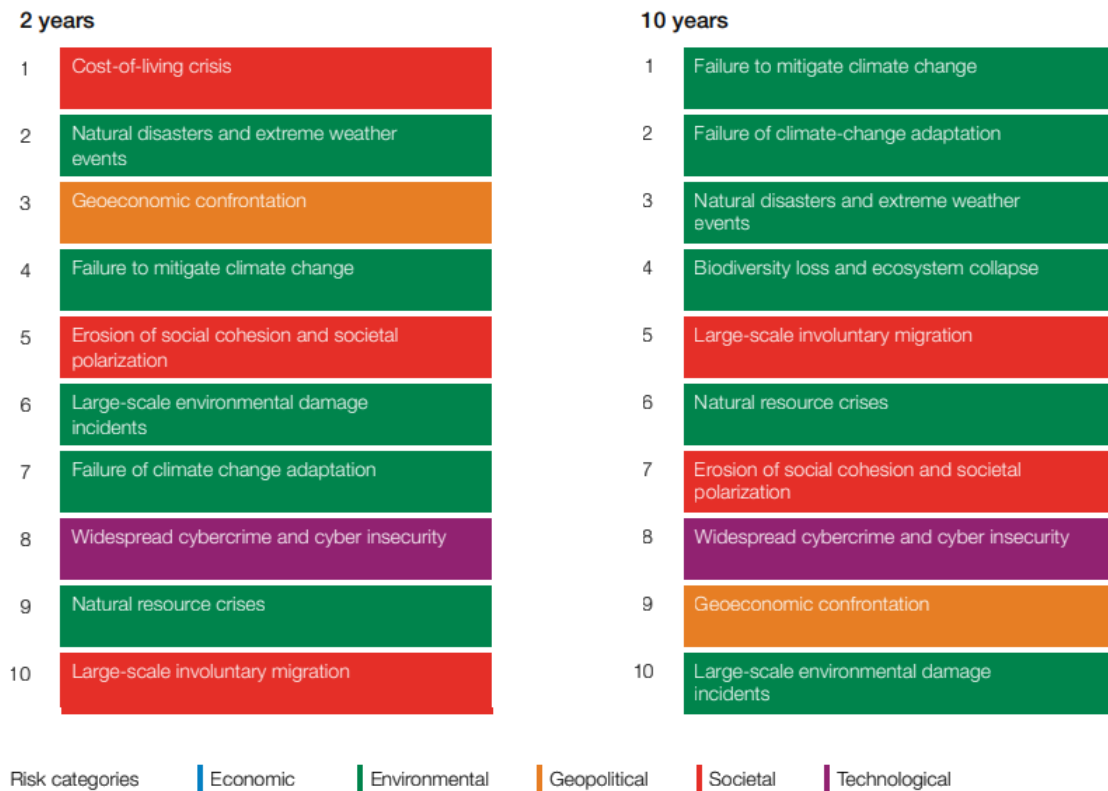


Рисунок 1 – Глобальні ризики впорядковані за ступенем тяжкості в короткостроковій і довгостроковій перспективі [1]

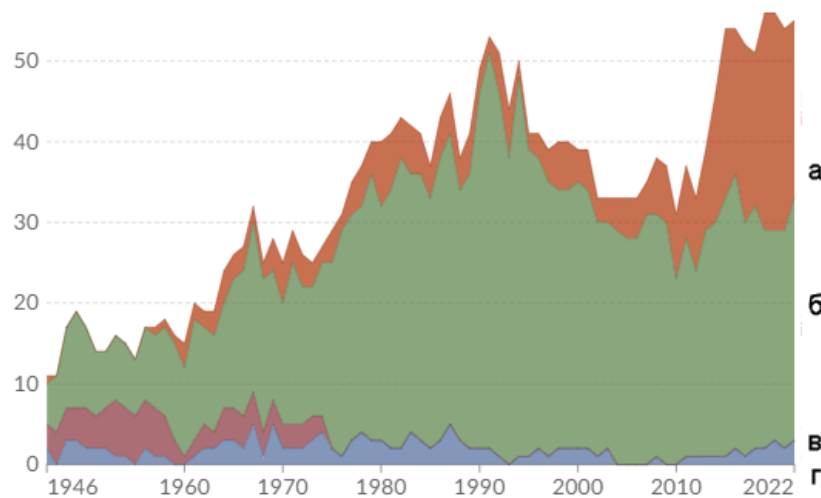


Рисунок 2 – Поточні державні конфлікти за типом:
 а - світові інтернаціоналізовані; б - не інтернаціоналізовані внутрішньодержавні відносини;
 в – позасистемні; г – міждержавні [2].

Техногенний вплив зумовив забруднення довкілля, зокрема вод океану, атмосферного повітря, порушення ґрунтового покриву та ін. Такі наслідки зумовлюють послаблення імунітету планети у проходженні періоду кліматичних змін, які мають циклічний характер. Зміни клімату супроводжуються змінами у різних сферах земної кулі, а також фіксуються на інших планетах [4,5]. Для розуміння цілісної картини є потреба міждисциплінарного погляду на дану проблему, а не тільки з точки зору кліматологічних досліджень. На даний час присутнє наростання геодинамічної, вулканічної та сонячної активності, зафіксовано зміщення земної осі, зміни магнітного поля та швидкості дрейфу магнітних полюсів Землі та ін. [6, 7]

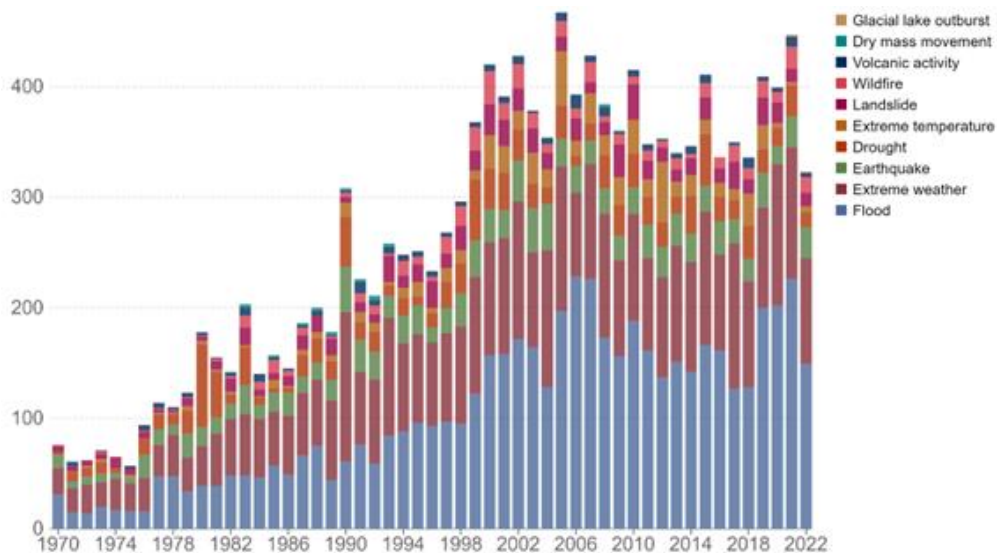


Рисунок 3 – Дані кількості стихійних лих за типами [3]

В той же час в Звіті [1] йдеться: “Наш глобальний «новий нормальний стан» — це повернення до основ — продовольство, енергія, безпека — проблеми, які наш глобалізований світ мав на шляху вирішення.” Тобто, в період складних викликів, пов’язаних зі змінами клімату, де основною причиною є природний фактор, формуються рукотворні проблеми військових конфліктів, які відкидають суспільство у розвитку та спрямовують основний ресурс на озброєння.

У книзі М. Голяничка «Футурологія, філософія майбуття» відмічено позицію В.Вернадського, який закликав до якнайшвидшого подолання потрясінь і жахливих наслідків світових воєнних катаклізмів, поділу світу на табори, й тому найбільшим тягарем вважав війни – це організоване вбивство, голод, недоїдання, які необхідно виключити із життя землян, щоб людство фактично об’єдналося в «єдине економічне ціле». У такому об’єднанні, як вважав вчений, відкриються нові можливості розвитку людства завдяки науково-технічним досягненням [8].

Таким чином, з піднесенням ролі науки змінюватиметься держава, стануть доступними ті технології, які дозволять вивести суспільство на абсолютно інший рівень взаємодії, забезпечення потреб та якості довкілля. В період кліматичних викликів постає першочергова потреба спрямувати кращий науковий потенціал не на розроблення передових технологій знищення людини – озброєння, а на розроблення технологій захисту планети від випромінювань, що сприяють надлишковому накопиченню енергії в надрах та є причиною прояву її катастрофічними наслідками назовні. В умовах кліматичних змін постає необхідність доступності технології незалежного забезпечення елементарних потреб людини таких як енергетичної, продовольчої, чистою водою та ін. Реалізація таких технологій, до прикладу, безпаливні генератори енергії, можлива при відмові від споживацького формату суспільства. Протистояння наростаючим викликам стане можливим при зміні суспільного вектора від “самознищення” до “найважливішої цінності – життя людини” і тут кожен з нас відіграє важливу роль.

Список використаних джерел

1. The Global Risks Report 2023 18th Edition INSIGHT REPORT. Електронний ресурс. Режим доступу: https://www3.weforum.org/docs/WEF_Global_Risks_Report_2023.pdf
2. Our world in data. Електронний ресурс. Режим доступу: <https://ourworldindata.org/war-and-peace>
3. Our world in data. Електронний ресурс. Режим доступу: <https://ourworldindata.org/grapher/natural-disasters-by-type>
4. Magnetic Reconnection in theNear Venusian MagnetotailT. L. Zhang, Q. M. Lu, W. Baumjohann, C. T. Russell, A. Fedorov, S. Barabash, A. J. Coates, A. M. Du, J. B. Cao, R. Nakamura, W. L. Teh, R. S. Wang, X. K. Dou, S. Wang, K. H. Glassmeier, H. U. Auster, M. Balikhin 2012 Magnetic Reconnection in theNear Venusian Magnetotail. Science 336(6081):567-70 DOI:10.1126/science.1217013
5. Tectonic implications of Mars crustal magnetism / J. E. P. Connerney, M. H. Acuña, N. F. Ness, +3, and H. RemeAuthors Info & Affiliations, 2005., 102 (42) 14970-14975. <https://doi.org/10.1073/pnas.0507469102>

6. S. Deng, S. Liu, X. Mo, L. Jiang, P. Bauer-Gottwein. Geophysical Research Letters. Polar Drift in the 1990s Explained by Terrestrial Water Storage Changes. Volume48, Issue7, 2021 <https://doi.org/10.1029/2020GL092114>
7. Livermore, P.W., Finlay, C.C. & Bayliff, M. Recent north magnetic pole acceleration towards Siberia caused by flux lobe elongation. Nat. Geosci. 13, 387–391 (2020). <https://doi.org/10.1038/s41561-020-0570-9>
8. Голянич М. Футурологія. Філософія майбуття. Монографія. Івано-Франківськ: «Лілея-НВ», 2017. 540 с.

СЕКЦІЯ D:

Соціально-економічні аспекти нафтогазової енергетики

ЗАГАЛЬНІ ТА ХАРАКТЕРНІ РИСИ ТУРИСТИЧНИХ НАФТОГАЗОВИХ ДЕСТИНАЦІЙ

Іванна ЗАПУХЛЯК

*д.е.н., професор, директор інституту
економіки та менеджменту ІФНТУНГ*

e-mail: zapib@ukr.net

Олег СОХАН

аспірант ІФНТУНГ

e-mail: oleg.sokhan@gmail.com

У сучасному світі усе більше є прикладів успішного формування та ефективного функціонування не просто окремих туристичних об'єктів, а цілих туристичних дестинацій з відповідною інфраструктурою та функціональним призначенням. Яскравим прикладом є туристична дестинація «Буковель». Загалом в Україні налічують понад чверть туристичних дестинацій практично в усіх регіонах країни. Потрібно відмітити те, що усі вітчизняні дестинації істотно відрізняються рекреаційними ресурсами, за видами туризму та призначенням (метою подорожі туристів). Також цікавими для вивчення та перейняття досвіду є транскордонні дестинації у межах Європейського туристського регіону, які частково охоплюють територію України, наприклад, біосферні заповідники «Західні Карпати» (Польща, Словаччина, Україна), «Західне Полісся» і «Розточчя» (Польща й Україна) та ін. [1].

Головчук Ю., Мороз С., Цесьців Д. [2], досліджуючи управління туристичними дестинаціями на основі застосування інноваційних маркетингових підходів, дійшли висновку, що сучасні туристичні дестинації повинні складатися із таких основних компонентів як атракції та туристична інфраструктура. «Атракції – те, що безпосередньо спонукає туристів до подорожі. Їх поділяють на природні (заповідники, заказники, парки, водойми тощо) та культурно-історичні (пам'ятки архітектури, музеї, виставки, театри, фестивали тощо). «Туристична інфраструктура містить супутню інфраструктуру, яка безпосередньо задіяна в обслуговуванні туристів (банки, страхові компанії, магазини роздрібною торгівлі), засоби транспортної доступності (автомобільні та залізничні дороги, аеропорти, прокат автомобілів, наявність місцевого транспорту для екскурсій та трансферу тощо) та інформаційні ресурси (туристично-інформаційні центри, туристичні Інтернет-портали, сторінки у соцмережах тощо)».

Кожна дестинація має свої власні риси, але серед них можна виділити і чотири загальні, рис. 1. Слід зазначити, що процеси виробництва й споживання туристичного продукту збігаються не тільки в просторі, але й у часі, тобто дестинації не можуть бути замовлені або відкладені на не визначений термін (номера в готелях, театральні квитки тощо не можуть бути відкладені в «міжсезоння» для наступного їхнього продажу під час, наприклад, театального сезону). Також, варто зазначити, що підприємства дестинації мають бути орієнтовані як на місцевих жителів, так і на туристів.

Щодо нафтогазових дестинацій, то найбільш відомі у світі є Парк газових заводів (англ. Gas Works Park) та Музей і парк «Свердловина Дрейка».

Парк газових заводів (англ. Gas Works Park) – парк, розташований у Сіетлі, штат Вашингтон, США. Це громадський парк площею 19,1 акрів (77 000 м²) на місці колишнього заводу з газифікації Seattle Gas Light Company, розташований на північному березі озера Юніон на південному кінці району Воллінгфорд [URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Gas_Works_Park].

Музей і парк «Свердловина Дрейка» – це музей, який розповідає про започаткування американської нафтової промисловості в 1859 році «полковником» Едвіном Дрейком на берегах Ойл-Крік у містечку Черрітрі, округ Венанго, штат Пенсільванія, США. Музей збирає та зберігає відповідні артефакти. Реконструйована свердловина Дрейка демонструє перше практичне використання методів буріння соляних свердловин для видобутку нафти. Музей розташований у

містечку Черрітрі. Музей і парк «Свердловина Дрейка» в Тітусвіллі, штат Пенсильванія, розповідає не лише про еволюцію нафтового буріння, але й про жертви, на які пішли різні люди, що працювали, щоб заробити свої статки [URL:<http://surl.li/lwqpw>].

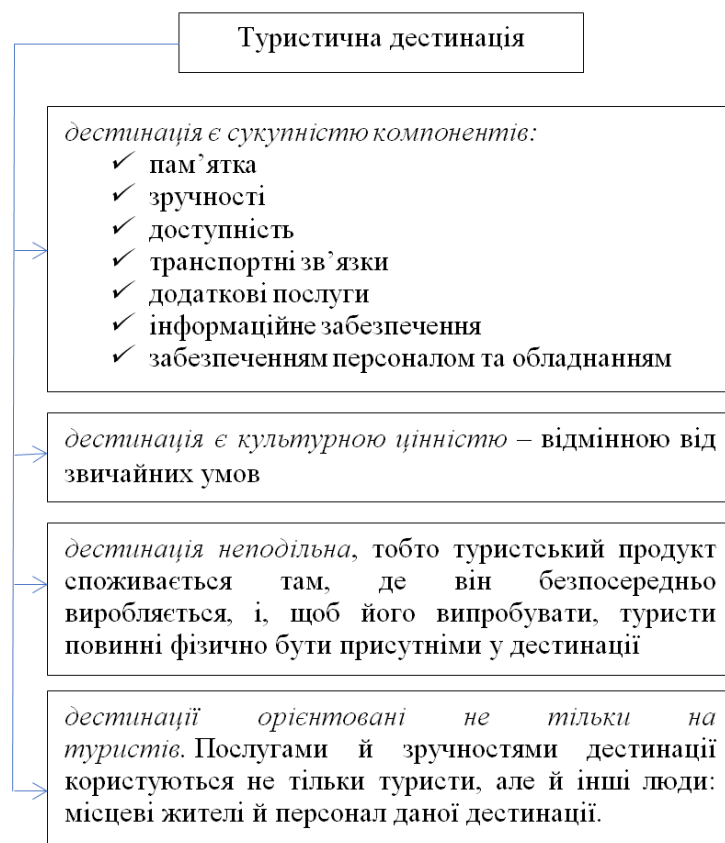


Рисунок 1 – Загальні риси туристичних дестинацій
Джерело: побудовано автором на основі [3]

Характерними рисами світових нафтогазових дестинацій є те, що вони сформовані на місці колишнього нафтогазового промислу, містять газові заводи, бурові вишки, нафтопереробні цехи тощо, які відремонтовані і слугують часто не тільки як туристичні об'єкти, але й частково, як можливість практично спробувати та відтворити процес нафтогазовидобутку, переробки чи транспорту вуглеводнів. Також можна ознайомитися із історією нафтогазового промислу, відчутти специфіку цієї галузі та сформувати бачення її розвитку з огляду на сучасні умови, одночасно базуючись на історичних фактах.

Західні регіони України славилися стрімким розвитком нафтової і газової промисловості у минулому столітті, проте зараз запаси виснажені і цілі розроблені площі законсервовані. З огляду на перспективність нашого регіону як туристичного, близькість до кордонів Європейського Союзу та наявність ще збереженої як виробничої, так і лікувально-оздоровчої інфраструктури нафтогазового комплексу, стає привабливим розвиток саме нафтогазових туристичних дестинацій. На нашу думку, такі дестинації можуть одночасно приваблювати туристів і як індустріальні, так і як лікувально-оздоровчі та розважальні.

Список використаних джерел

1. Дестинації. URL: <http://surl.li/lwoar>.
2. Головчук Ю., Мороз С., Цецьків Д. Управління туристичними дестинаціями: інноваційні маркетингові підходи. Проблеми сучасних трансформацій. Серія: економіка та управління. 2022. №5. DOI: <https://doi.org/10.54929/2786-5738-2022-5-12-02>.
3. Юрчишина Л. І. Дестинація як основа регіонального розвитку туризму. *Економічний вісник Національного гірничого університету*. 2017. №4(60). С.77-84. URL: https://tourlib.net/statti_ukr/yurchyshyna.htm.

КОМУНІКАЦІЙНА ПОЛІТИКА У НАФТОГАЗОВОМУ СЕКТОРІ УКРАЇНИ

Ірина ГАЛЮК

*к.е.н., доцент кафедри менеджменту
та адміністрування ІФНТУНГ*

irynagaliuk11@gmail.com

Назар ГАМУЛЯК

аспірант ІФНТУНГ

ifuadev@gmail.com

Комунікаційна політика стає на сьогоднішній день важливим інструментом управління для підприємств усіх сфер діяльності, нафтогазової галузі у тому числі. Саме інформаційна відкритість, готовність до діалогу, оприлюднення результатів діяльності стають кроком до наближення цінностей підприємства та цінностей суспільства, для якого вони створюють свою пропозицію.

В одному із своїх виступів медіаексперт та директор з програмної діяльності в «Інтерньюз-Україна» Андрій Кулаков зазначив: «...Якщо ж ми хочемо діяти стратегічно, необхідно розуміти, що комунікація — абсолютно не додатковий процес, а те, що має бути закладене із самого початку» [1].

Комунікаційна стратегія кожного підприємства має доповнювати стратегію його розвитку, допомагати будувати корпоративну культуру. Глобалізаційні виклики змушують виходити за рамки звичних меж роботи. «Менеджмент такий, який він зараз є, довго не протримається. Через 10 років це буде щось зовсім інше» – зазначає у своїх виступах віце-президент з питань управління персоналом компанії SoftServe Рената Чучмай [2]. Саме тому розвиток внутрішніх комунікацій підприємств є рівно важливим із розвитком зовнішніх його комунікацій.

Одним із аспектів, в межах якого розглядають комунікації, є технічний аспект – його зв'язують з процесами передачі інформації від однієї точки, устаткування або особи іншій по відповідних каналах [3]. Технічні аспекти комунікацій є важливі для галузей, діяльність підприємств яких є взаємопов'язаною, а самі підприємства – географічно віддаленими. Саме така ситуація стосується підприємств нафтогазового сектору.

Нафтогазовий сектор України посідає чільне місце у забезпеченні розвитку держави та її економіки. За даними дослідження «Тисяча українських компаній, які отримали найбільший дохід у 2022 році», проведеного компанією Youcontrol, перше місце за доходами посів нафтогазовий сектор, заробивши 1,3 трлн грн., що становить 21 % від загальних доходів топ 1000. При цьому загальна кількість підприємств даного сектору налічує 146 компаній. [4]

Значна кількість компаній даного сектору економіки говорить про географічну розсосередженість підприємств. Саме тому комунікаційна політика для них є важливим моментом і повинна враховувати ефективні та надійні рішення з комунікації для забезпечення зв'язку з віддаленими операціями, моніторингу устаткування та забезпечення безпеки персоналу.

Рішення з комунікаційних питань для нафтових родовищ оновлюються постійно на міжнародному рівні. Це, у свою чергу, впливає на постійне зростання промисловості у цій галузі.

Основні застосування комунікаційних рішень включають бурові операції, моніторинг трубопроводів, морські платформи та віддалений доступ до даних для прийняття рішень. Прогнозується, що цей ринок буде зростати з ЦАГР 10,9 % з 2023 по 2030 рік. [5]

До рішень з комунікацій у нафтогазовому секторі відносять різноманітні технології та сервіси, які створені для полегшення комунікації у промисловості нафти та газу.

Ці рішення відіграють важливу роль у процесі безперервного передавання даних та моніторингу операцій безперервним потоком та у режимі реального часу.

Велика кількість підприємств, зростаюча складність та географічна розсосередженість компаній – все передумови для формування розширеної комунікаційної інфраструктури.

Необхідність та обов'язковість дотримання норм безпеки та екологічних стандартів зумовили зростання інвестиційних потоків у забезпечення системи комунікації з метою запобігання аваріям та можливості ефективного та негайного реагування на надзвичайні ситуації.

Обробка великих обсягів даних стала можливою завдяки інтеграції IoT-пристроїв та сенсорів у нафтові операції, що забезпечило надійні рішення з комунікації для цих цілей. Водночас, на ринку також спостерігається зрушення до використання більш безпечних і стійких мереж комунікацій з метою захисту критичних активів і даних компаній. [5]

Розвиток технологічного прогресу обіцяє створення нових перспективних рішень з комунікації для нафтогазового сектору:

- застосування мереж 5G та супутникової комунікації дозволяє забезпечити швидкість з'єднання при низькій затримці у віддалених локаціях нафтових родовищ;
- збереження та аналітика даних з метою подальшої оптимізації операцій забезпечується завдяки інтеграції штучного інтелекту (AI) та машинного навчання (ML).

Нафтогазовий сектор України прагне постійного оновлення та розвитку. Тому новітні рішення з комунікації, які передбачають кращу автоматизацію та можливості дистанційного керування, будуть затребуваними. Адже їх використання дозволить отримати зниження витрат, покращення ефективності, підвищення рівня безпеки як для працівників, так і для довкілля. А саме ці компоненти лежать в основі політики сталого розвитку, яка декларується на загал [6].

Список використаних джерел

1. Стратегічні комунікації. URL: http://practicum.space/andriy_kulakov_communication (дата звернення 01.10.2023)
2. Як налагодити внутрішню комунікацію в компанії? Поради експерта. URL: https://tvoemisto.tv/news/yak_nalagodyty_vnutrishnyu_komunikatsiyu_v_kompanii_porady_eksperta_73434.html (дата звернення 02.10.2023)
3. Poplavs'ka, Zh.V.(2013), "Zmina paradyhmy stratehichnoho upravlinnia na pidpriemstvi v umovakh suchasnoho rozvytku" [The changing paradigm of strategic management at the enterprise in conditions of modern development] [Online], available at: <http://ena.lp.edu.ua:8080/bitstream/ntb/26244/1/16-109-116.pdf>
4. Тисяча українських компаній, які отримали найбільший дохід у 2022 році. URL: <https://youcontrol.com.ua/data-research/naybilshyy-dokhid-u-2022/> (дата звернення 02.10.2023)
5. Розуміння ринку рішень з комунікації у нафтогазовому секторі. URL: <https://ts2.shop/uk/posts/rozuminnya-rynku-rishen-z-komunikatsii> (дата звернення 03.10.2023)
6. Сталий розвиток. Нафтогаз України. URL: <https://www.naftogaz.com/sustainability> (дата звернення 04.10.2023)

ОСОБЛИВОСТІ ЦИФРОВОГО МАРКЕТИНГУ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ СЕКТОРІ

Софія КОНЕВИЧ

*асистент кафедри підприємництва
та маркетингу ІФНТУНГ*
sofiakonevych@gmail.com

Оксана ДЮК

*доцент кафедри підприємництва
та маркетингу ІФНТУНГ*
oksanka_djuk@ukr.net

В останні десятиліття енергетичний сектор переживає значні трансформації, особливо гостро це питання постало в умовах російсько-української війни. Цифровий маркетинг виявився однією з ключових інновацій, яка впливає на спосіб, яким компанії в цій галузі взаємодіють зі споживачами та конкурують на ринку.

Серед основних аспектів цифрового маркетингу варто виділити:

1. Соціальні медіа та онлайн-присутність. Використання платформ соціальних медіа для залучення та взаємодії з клієнтами. Розробка ефективної стратегії онлайн-присутності та управління репутацією компанії.
2. Аналітика даних. Використання аналітики даних для розуміння споживацьких тенденцій та прогнозування попиту. Персоналізована реклама та збільшення конверсії завдяки аналізу поведінки клієнтів.
3. Інтернет-реклама. Вплив цифрової реклами на популяризацію нових енергетичних продуктів та послуг. Використання таргетингу для привертання нових клієнтів та ретеншну.

Основними видами діяльності енергетичного маркетингу є прогнозування та дослідження попиту, аналіз та підтримка конкурентоспроможності, розробка цінової політики. З іншого боку, на діяльність підприємств енергетичного комплексу безпосередньо впливають різні фактори

макросередовища: економічне середовище; науково-технічна спільнота; політичне середовище; соціальне середовище.

Енергетичний маркетинг є складним явищем, що включає в себе кілька ключових параметрів, які визначають його характер:

1. Поєднання монополії та конкуренції: енергетичний сектор відрізняється тим, що в ньому існують як ситуації монополії, де один гравець контролює ринок, так і ситуації конкуренції, де багато учасників змагаються за клієнтів та ресурси.

2. Галузевий та регіональний маркетинг: енергетичний маркетинг включає в себе маркетинг на галузевому рівні, який охоплює великі національні чи глобальні аспекти, а також маркетинг на регіональному рівні, де рішення приймаються відповідно до конкретних регіональних особливостей та потреб.

3. Різноманітність учасників ринку: в енергетичному секторі діють різні учасники ринку, включаючи виробників, постачальників, дистриб'юторів та споживачів, що робить цей сектор особливо складним для регулювання та маркетингових стратегій [2].

Ця взаємодія трьох основних параметрів створює тривимірну стратегічну матрицю, яка відіграє важливу роль у прийнятті рішень щодо маркетингового міксу. Управління попитом стає зростаючою пріоритетною задачею, відображаючи одну з ключових функцій маркетингу. Мотивація підприємств енергетичного сектору для впровадження програм управління попитом визначається як дією державних регуляторів, так і економічними чинниками. Це вимагає від маркетологів розв'язування надзвичайно складних завдань, включаючи не тільки розробку маркетингової стратегії, але і переконання клієнтів правильно використовувати енергетичні послуги, які вони отримують.

На рисунку 1 представлено основні напрями маркетингової діяльності підприємств енергетичного комплексу.



Рисунок 1 – Основні напрями маркетингової діяльності підприємств енергетичного комплексу [1]

Умови глобалізації вимагають від підприємств енергетичного комплексу розробки концепції маркетингу, що враховує кілька ключових напрямків розвитку:

1. Вдосконалення виробничої політики: підприємства енергетичного комплексу повинні активно працювати над покращенням технічних параметрів, впровадженням нових технологій та реорганізацією виробництва з метою підвищення економічної ефективності. Це сприятиме підвищенню якості виробленої продукції та оптимізації всіх ланок підприємства.

2. Особливості маркетингу в енергетичному секторі: Маркетинг в енергетичному комплексі має свої особливості, такі як залежність попиту на енергію від рівня економічного розвитку регіону, синхронізація виробництва та споживання електроенергії, обмежені можливості покращити якість

енергії за діючими стандартами, наявність лише цінової конкуренції та важливість потужності як одного з параметрів продукту.

3. Реструктуризація через маркетинг: реструктуризація підприємств на основі маркетингових концепцій передбачає функціональну перебудову взаємодії комерційних і виробничих структур з метою подолання протиріч між зовнішнім та внутрішнім середовищем. Ця реорганізація спирається на договірні відносини між виробничим сегментом та споживачем.

4. Маркетингові заходи реструктуризації: до основних маркетингових заходів у реструктуризації входять дослідження ринку, сегментація ринку, бенчмаркінг, розробка цінової політики та маркетингових комунікацій.

5. Головна мета реструктуризації: головною метою реструктуризації на основі маркетингу є сприяння збалансованому розвитку виробництва та споживання енергії в масштабах суспільства, що є ключовою умовою для неперервного функціонування виробничого процесу.

6. Моніторинг та вплив маркетингових рішень: реструктуризація підприємств на основі маркетингових концепцій передбачає вдосконалення механізмів збалансованого поєднання виробництва і споживання за допомогою систематичного моніторингу впливу прийнятих рішень на розвиток як виробничої, так і комерційної діяльності підприємства [1].

Отже, формування маркетингової концепції для підприємств енергетичного комплексу в умовах глобалізації вимагає ретельного вивчення попиту та ринку, а також врахування незвичайних каналів збуту продукції, що адаптуються до аналогічних ринкових моделей виробників. Це створює основу для розробки спрямованої маркетингової програми, яка підтримує всі аспекти діяльності та сприяє вдосконаленню підприємства на ринку.

Цифровий маркетинг став ключовою складовою успіху в сучасній енергетичній промисловості. Його інноваційні підходи дозволяють компаніям привертати нових клієнтів, оптимізувати витрати та збільшувати ефективність маркетингових кампаній. Однак, він також ставить перед компаніями виклики у сфері даних та кібербезпеки, а також вимагає дотримання відповідальних підходів до маркетингу. Для досягнення успіху у цьому секторі, компанії повинні бути готові до постійних інновацій та адаптації до змін у цифровому середовищі.

Список використаних джерел

1. Васюченко П. В. Розробка концепції маркетингу для підприємств енергетичного комплексу в умовах глобалізації. П. В. Васюченко. Колективна монографія «Управління соціально-економічними системами на основі підвищення ефективності маркетингових послуг в умовах діджиталізації». Харків, 2023.

2. Прохорова В. В., Чобіток В. І. Інтелектуалізація управлінських процесів як детермінантно-мотиваційна основа бізнес-моделі підприємств. Вісник Київського національного університету технологій та дизайну. Серія «Економічні науки». 2020. № 2 (144).

КОНЦЕПТУАЛЬНІ ЗАСАДИ ТРАНСФОРМАЦІЇ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ В ПОВОЄННИЙ ПЕРІОД

Олег ДЗЬОБА

*д. е. н., професор, заступник директора
інституту післядипломної освіти ІФНТУНГ
oleh.dzoba@nung.edu.ua*

Назар СЛОБОДЯН
аспірант ІФНТУНГ

Раціональне використання енергетичних ресурсів, підвищення рівня енергетичної ефективності та енергетичної безпеки стали нормою та пріоритетом економічного розвитку розвинутих країн світу. Україна з перших днів здобуття незалежності взяла курс на формування дієвої системи національної енергетичної безпеки, розглядаючи її як необхідну умову гармонійного економічного, соціального розвитку, а особливо з позицій подальшої її євроінтеграції. Саме тому забезпечення усіх сфер економіки України різними видами енергії, палива виступає одним із найважливіших завдань системи управління, економічної політики країни та необхідною умовою для її успішного і гармонійного розвитку.

Науковці та політики, експерти в галузі енергетики погоджуються, що формування та реалізація сучасної ефективної енергетичної політики України є надзвичайно важливою складовою економічної політики загалом, а також подальшої євроінтеграції. Тому лише вдале взаємне доповнювання (комплементарність) економічної та енергетичної політик дозволять досягнути гармонійного розвитку країни за умов євроінтеграції [1, с. 3].

Особливістю сучасного етапу цивілізаційного розвитку людства є те, що економічно розвинуті країни світу намагаються вирішувати економічні та екологічні проблеми активним впровадженням концепцій сталого розвитку й так званої «зеленої економіки». Власне кажучи, доктрину зеленої економіки розглядають як особливу систему довгострокових дій, що деталізує ресурсні можливості, обґрунтування вагомості «зеленого зростання» економіки країн та формування сприятливого бізнес-середовища як на державному, так і регіональному рівнях. Зазначена доктрина сьогодні реалізується через механізми, сформовані в рамках Європейського зеленого курсу, ключовими напрямками якого є чиста енергія, енергоефективність, кліматична дія, будівництво та реновація, стійка промисловість, стійка мобільність, зменшення забруднення довкілля, біорозмаїття, стійка аграрна політика [2, с. 38].

В цих умовах цілком логічним стало розроблення принципово нової енергетичної стратегії України і саме напередодні війни на початку лютого 2022 року на сайті Міністерства енергетики України було анонсовано про розроблення Енергетичної стратегії України до 2050 року та наведено її місію, ключові принципи та цілі [3]. Зокрема місією Енергетичної стратегії України є створення умов для сталого розвитку національної економіки через забезпечення доступу до надійних, стійких і сучасних джерел енергії, а в якості її ключових принципів визначені економічна обґрунтованість, екологічність, доступність, соціальна справедливість та ринковість. Відповідно сформовано і систему цілей Енергетичної стратегії України 2050 :

- досягнення максимального рівня кліматичної нейтральності;
- максимальне скорочення використання вугілля в енергетичному секторі;
- оновлення та модернізація енергетичної інфраструктури;
- підвищення ефективності використання ресурсів в енергетичному секторі;
- всебічна інтеграція з ринками Європейського Союзу та ефективне функціонування внутрішніх ринків;
- забезпечення енергетичного сектору власними ресурсами з урахуванням економічної доцільності;
- розвиток альтернативних джерел енергії, нових продуктів та інноваційних рішень в енергетичному секторі.

Надзвичайно важливим, на наш погляд, є і те, що в Енергетичній стратегії України до 2050 року враховані [4]:

- наслідки повномасштабної війни, посилення ролі енергетичної безпеки та зміцнення стійкості енергосистеми;
- результати приєднання ОЕС України до європейської мережі операторів системи передачі електроенергії (ENTSO-E) та поглиблення інтеграції енергетичної системи України в загальноєвропейську;
- наявність новітніх технологій (виробництво та використання водню, малі модульні ядерні реактори, установки зберігання енергії), технічні зміни в енергетичному секторі, світові тренди та інноваційні рішення, вимоги до екологічної безпеки згідно з нормами ЄС та прийнятим зобов'язанням України;
- міжнародні зобов'язання України щодо енергоефективності та використання ВДЕ, зменшення викидів парникових газів тощо;
- децентралізація генерації електроенергії по всій території країни.

Зазначимо також і те, що Стратегією передбачено досягнення Україною вуглецевої нейтральності енергетичного сектору до 2050 року.

Вважаємо, що в Стратегії необхідно також відобразити низку завдань щодо трансформації існуючої газотранспортної системи та системи підземного зберігання газу. Ключовими завданнями в цьому плані мали б стати:

- нарощування адаптаційного потенціалу ГТС та системи ПСГ, забезпечення їх здатності протистояти існуючим та потенційним воєнним загрозам, стихійним лихам, зміні внутрішніх та трансконтинентальних газових потоків, здатності технологічної адаптації до використання нових технологій тощо;
- модифікація існуючої ГТС та її виробничих об'єктів під транспортування і зберігання метано-водневих сумішей;

- технологічна реструктуризація системи газопроводів з урахуванням припинення транзиту газу з РФ та значної зміни внутрішніх потоків газу;
- використання територіально розсосереджених об'єктів ГТС для їх інтеграції з системами фотовольтаїки;
- активне використання ПСГ та ГТС для балансування споживання енергії.

Список використаних джерел

1. Завербний А. Економічна політика України в сфері енергетики в умовах євроінтеграції: автореф. дис. ... д-ра екон. наук : 08.00.03. Львів, 2019. 46 с.
2. Люльчак З. С. Інструментальне забезпечення реалізації державної програми енергоефективності на цільових ринках: дис. ... д-ра екон. наук : 08.00.03. Рівне, 2021. 429 с.
3. Енергетична стратегія. URL: <https://www.mev.gov.ua/reforma/enerhetychna-stratehiya> (дата звернення: 06.10.2023).
4. Уряд схвалив Енергетичну стратегію до 2050 року. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3703255-urad-shvaliv-energeticnu-strategiu-do-2050-roku.html> (дата звернення: 06.10.2023).

АСПЕКТИ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ БУДІВЕЛЬНОЇ ГАЛУЗІ В КОНТЕКСТІ ГЛОБАЛЬНИХ ЦІЛЕЙ СТАЛОГО РОЗВИТКУ

Ірина ГАЛЮК

к.е.н., доцент кафедри менеджменту та адміністрування ІФЕТУНГ
irynagaliuk11@gmail.com

Олег МИКИТЮК

аспірант ІФНТУНГ
oleg.mykytiuk75@gmail.com

Франко ЄЖАК

аспірант ІФНТУНГ
franko-mail@ukr.net

Споживання енергоресурсів в Україні відбувається у значних обсягах та використовується неефективно у порівнянні з країнами Європейського Союзу. При цьому велика частка - близько 40% енергоносіїв, припадає на споживання будівлями, промисловістю і транспортний сектор йдуть у даному рейтингу [1].

Причини такого високого енергоспоживання криються в наступному [1]:

- через застарілі системи постачання тепла, гарячої води та електроенергії відбувається велика втрата тепла під час генерації та транспортування теплової енергії.
- через відсутність оновлених будівельних норм (ДБНів) забудівники не завжди дбають про енергоефективність будівель. Існуючі норми частково враховують нові вимоги до будівництва, однак ще не відповідають європейському рівню;
- через брак знань про енергоефективне будівництво серед архітекторів і планувальників не застосовуються новітні підходи до проектування будівель;
- учасники взаємодії у будівельному бізнесі: інвестори, власники та користувачі теж не завжди мають достатні знання про можливості заощадження енергії.

З огляду на окреслені в Україні глобальні цілі сталого розвитку, серед яких «Інновації та інфраструктура», «Відповідальне споживання», «Збереження екосистем суші» [2], будівельна сфера ставить перед собою нові виклики, досягнення яких дозволить відповідати зазначеним цілям.

В Україні є великий потенціал для заощадження енергії та зменшення витрат на енергоносії. Про це невпинно говорять і здійснюють кроки до використання цього потенціалу.

Так, на опрацюванні питань енергозбереження, забезпечення енергетичної безпеки, що відбулось у Придніпровській державній академії будівництва і архітектури за участі Будівельної палати України визначено основні напрямки дій, серед яких [3]:

- зазначено, що в Україні при будівництві житла практично не використовуються відновлювальні джерела енергії. Розвинуті країни визначають їх використання як обов'язкову умову при спорудженні нових та реконструкції існуючих будинків. Для вирішення цього питання

пропонується «розробити та впровадити механізм кредитування будівельних підприємств України для використання відновлювальних джерел енергії в інженерних системах будинків, що призведе до суттєвої економії енергоресурсів»;

– враховуючи необхідність проведення масштабних відновлювальних та відбудовних робіт для об'єктів інфраструктури, які були пошкоджені внаслідок воєнних дій, слід збільшити обсяги державного замовлення на підготовку фахівців будівельних спеціальностей. Зокрема, визначити їх пріоритетними.

Зазначені дії дозволять створити хорошу основу для роботи з відновлення та нового будівництва із урахуванням ситуації та розумінням необхідності підготовки фахівців на перспективу.

Слід зазначити, що в країні діє програма "Енергоефективність громадських будівель в Україні", яка має місце в рамках Фінансової угоди «Енергоефективність громадських будівель в Україні» між Україною та Європейським інвестиційним банком та в межах якої забезпечено фінансування на термомодернізацію громадських будівель (лікарень, шкіл, дитсадків, спортивних закладів, будинків культури, будівель органів місцевого самоврядування тощо) [4]. У 2023 році програма розрахована на бюджет в 300 мільйонів євро [5].

Окрім цього, в Україні створено Фонд енергоефективності, який є державною установою, що надає інструменти для термомодернізації багатоквартирних будинків з ОСББ (об'єднання співвласників багатоквартирного будинку). Програма Фонду енергоефективності реалізовується у співпраці з Міжнародною фінансовою корпорацією – IFC та Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH [6].

З огляду на вищий рівень енергоемності української економіки, який в середньому у 2 рази вищий за європейський, дана сфера потребує більшої уваги. Враховуючи, що близько третини всього енергоспоживання припадає на житловий сектор, що спричинено такими проблемами як високий рівень зношеності теплових, водопровідних мереж та технологічного обладнання, будівельна сфера першочергово потребує дієвих механізмів реалізації програм енергоефективності.

Враховуючи існуючий потенціал в Україні для заощадження енергії та зменшення витрат на енергоносії, потребу у надійнішому енергозабезпеченні, а також зростаючу необхідність у пом'якшенні наслідків від зміни клімату у довгостроковій перспективі, питання енергоефективності у будівельній галузі стає одним із найважливіших завдань національної енергетичної політики.

Вирішення цих питань є ключовим завданням для забезпечення глобальних цілей сталого розвитку української економіки та підвищення її конкурентоспроможності.

Список використаних джерел

7. Заощадження енергії в будівельній галузі URL: <https://www.giz.de/en/downloads/giz2019-ua-energie-bausektor-ukraine.pdf> (дата звернення 28.09.2023)

8. Інтегровані рішення для сталого розвитку. URL: <https://www.undp.org/uk/ukraine/tsili-staloho-rozvytku> (дата звернення 28.09.2023)

9. Будівельна палата України бере участь в опрацюванні питань енергозбереження, забезпечення енергетичної безпеки. URL: <https://budpalata.com.ua/news/budivelna-palata-ukraini-bere-uchast-v-opracjuvanni-pitan-energozberezhennja-zabezpechennja-energetichnoi-bezpeki/> (дата звернення 30.09.2023)

10. Програма "Енергоефективність громадських будівель в Україні. URL: <https://mtu.gov.ua/content/programa-energoefektivnist-gromadskih-budivel-v-ukraini.htm> (дата звернення 01.10.2023)

11. В Україні стартувала Програма енергоефективності громадських будівель. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-vidbudova/3691131-v-ukraini-startovala-programa-energoefektivnosti-gromadskih-budivel.html> (дата звернення 02.10.2023)

12. Фонд енергоефективності. URL: <https://eefund.org.ua/> (дата звернення 02.10.2023)

ЖИТТЄВИЙ ЦИКЛ ДЛЯ ЗВО ЧЕРЕЗ ПРОЄКЦІЮ ЕКОЛОГІЧНОЇ БІЗНЕС-МОДЕЛІ

Леся ВЕРБОВСЬКА

к.е.н., доцент, докторант ІФНТУНГ

verlesya@gmail.com

В умовах сталого розвитку все більшої значущості набувають підходи, які ґрунтуються на екологічних підходах та цілях сталого розвитку. Не є виключенням розвиток та життєвий цикл закладу вищої освіти (далі ЗВО), який мав би включатиме в себе цілі сталого розвитку, які мали б базуватися на екологічних бізнес-моделях чи включати їх у свою діяльність через зазначення у стратегії розвитку. Підхід до екологічного життєвого циклу [1], це стандартизований метод сімейства стандартів ISO 14040, який вимірює вплив на навколишнє середовище, пов'язаний з усіма етапами життєвого циклу освітнього чи наукового продукту і/та/або послуги, відповідно до численних показників впливу на навколишнє середовище. Автор [2] вважає, що оцінка життєвого циклу є надійним методом екологічної оцінки завдяки таким характеристикам: численним етапам і численним показникам.

Опишемо підхід життєвого циклу, як елемент включення його в екологічну проєкцію початкової структури бізнес-моделі для закладу вищої освіти. Елементи екологічного життєвого циклу складаються із дев'яти елементів.

Коротко опишемо кожен із елементів та представимо їх у таблиці 1.

Дев'ять елементів екологічного життєвого циклу:

а) Функціональне значення.

В оцінці життєвого циклу для університетів, це спеціальності, освітні програми (на всіх рівнях), всі рівні освіти. Функціональна цінність для ЗВО – кількість вступників на різні рівні освіти, в т.ч., кількість вступників із високим балом НМТ до попереднього року та в цілому по Україні. Функціональна цінність, по-перше, декларує те, що можна виміряти, а по-друге, слугує базовою лінією для порівняння альтернативних бізнес-моделей.

б) Матеріали.

Університети, постачальники/надавачі освітніх та/і/чи наукових послуг, а отже матеріали не обов'язково будуть передані клієнту. Постачальники послуг також споживають матеріали у вигляді витратних матеріалів, таких як папір, світло і газ, а також у вигляді активів, таких як комп'ютери, транспортні засоби та навчальні приміщення.

с) Виробництво.

Виробничий аспект діяльності для ЗВО як постачальника послуг прослідковуються в діях, які вони здійснюють через активну діяльність, таку як, управління інфраструктурою, опалення, освітлення та вентиляція корпусів тощо.

д) Постачання та аутсорсинг.

Для ЗВО найпоширенішим прикладом аутсорсингу є споживання енергії, необхідної для внутрішніх процесів. Найчастіше вони надходять від місцевих комунальних компаній та організації, які мали б використовувати вітрову або сонячну енергію, що дозволяє їм стати більш незалежними та стійкими.

д) Розповсюдження/розподіл/просування.

Головною відмінною рисою просування ЗВО є одночасна діяльність на двох ринках [3]: освітніх послуг та праці наукових працівників. Заклад вищої освіти надає споживачам два види послуг: різні освітні програми на ринку освітніх послуг і наукових послуг та кваліфікованих випускників на ринку праці. Тому необхідно просувати як трендові освітні програми, так і самих випускників.

ф) Фаза використання.

Фаза використання продукту чи освітньої послуги відбувається, коли клієнт бере участь у ціннісній пропозиції. У більшості випадків, таких як модернізація системи вищої освіти, інноваційного прориву в пошуку організаційних структур і механізмів фінансування, для забезпечення конкурентоспроможності закладів вищої освіти через усвідомлення сприйняття на всіх рівнях і всіма учасниками ринку освітніх послуг [4].

е) Завершення життєвого циклу.

Кінець життєвого циклу починається тоді, коли клієнт вирішує припинити споживання ціннісної пропозиції, у випадку ЗВО, це спад набору студентів на різні освітні програми та рівні. Кінець екологічного життєвого циклу пов'язаний зі стосунками з клієнтами в початковій структурі бізнес-

моделі. Це підтверджує ідею про те, що організації повинні нести більшу відповідальність в управлінні закінченням життєвого циклу своєї ціннісної пропозиції.

f) Вплив на навколишнє середовище.

З економічної точки зору бізнес-моделі, кінцевий результат - це єдиний грошовий показник. Для ЗВО, це зменшення попиту на освітні програми, що буде мати на початкових етапах несуттєвий вплив на навколишнє середовище, а це в свою чергу дає можливість ЗВО подумати над новими освітніми програмами які будуть орієнтуватися на цілі сталого розвитку.

g) Екологічні переваги.

Переваги для навколишнього середовища представляють собою покращення умов для процвітання життя на землі. Найголовнішою екологічною перевагою буде, підготовлені екологічно-свідомі випускники.

Таблиця 1 – Екологічна канва життєвого циклу освітніх послуг ЗВО

Запаси і аутсорсинг Енерго-ощадні ресурси для надання освітніх та наукових послуг.	Виробництво Екологічно свідомі студенти	Функціональне значення Кількість ОП/ОНП помножена на кількість студентів та кількість студентів які захистили наукові роботи	Завершення життєвого циклу Закриття освітніх програм та послуги, які не користуються попитом	Використання продуктів Формування нових освітніх послуг відповідно до цілей сталого розвитку. Співпраця із випускниками
	Матеріали Комп'ютери, транспортні засоби та офісні будівлі		Розподіл Просування освітніх програм, формальної «Інтернет-присутності» ЗВО у віртуальному світі	
Вплив на навколишнє середовище.		Екологічні переваги		
Не суттєвий вплив на навколишнє середовище		Підготовлені екологічно-свідомі випускники		

Бізнес-модель заснована на екологічному підході із врахуванням життєвого циклу дозволяє планувати зміни, враховувати вплив на суспільство, природньо-екологічне середовище, локальний розвиток, а також економічні аспекти діяльності ЗВО. Запропонований підхід дозволяє обговорювати та вносити зміни, що особливо важливо в ситуації, коли цілі сталого розвитку інколи здаються суперечливими стратегічним цілям розвитку закладу вищої освіти. Дане питання є досить складним та потребує подальших досліджень.

Список використаних джерел

1. Alexandre Joyce, Raymond Paquin, Yves Pigneur The triple layered business model canvas. A tool to design more sustainable business models [https://www.academia.edu/12914336/The triple layered business model canvas a tool to design more sustainable business models?email_work_card=title](https://www.academia.edu/12914336/The_triple_layered_business_model_canvas_a_tool_to_design_more_sustainable_business_models?email_work_card=title)

2. Guinée J. Handbook on Life Cycle Assessment — Operational Guide to the ISO Standards. Editorial in Int J LCA 6 (5) 255. 2001.

3. Сорока О. В., Кривцова М. С. Бренд закладу вищої освіти – основа конкурентоспроможності на ринку освітніх послуг. http://www.visnyk-econom.uzhnu.uz.ua/archive/19_3_2018ua/15.pdf

4. О. М. Левченко, Р. І. Жовновач, І. М. Хаїдура удосконалення системи фінансування дослідницького сектора вищої освіти в Україні як умова розвитку національної економіки. <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=5788>

ПЕРЕДУМОВИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПЕРЕХОДУ ВІТЧИЗНЯНИХ ПІДПРИЄМСТВ В УМОВАХ ПІСЛЯВОЄННОГО ВІДНОВЛЕННЯ

Алла ПОЛЯНСЬКА

*доктор економічних наук, професор,
завідувач кафедри менеджменту та
адміністрування ІФНТУНГ*

ragvs@ukr.net

Христина МИХАЙЛИШИН

*аспірантка кафедри менеджменту та
адміністрування ІФНТУНГ
mykhailyshyn.k@gmail.com*

Питання енергетичного переходу є актуальним для країн, які в умовах сучасних викликів керують енергетичною перспективою. За даними Міжнародного Енергетичного Агентства обсяг інвестицій в чисту енергетику в 2023 році зросте до 1,7 трлн. дол. США, що включатимуть інвестиції у відновлювані джерела енергії та енергетичну інфраструктуру, а також підвищення енергоефективності тощо [1]. Глобальний тренд енергетичної трансформації пов'язаний з тим, що саме енергетичний перехід та інвестиції в чисті технології є ефективним рішенням для стабілізації глобальних енергетичних ринків та розв'язання енергетичної кризи, що виникла після повномасштабного вторгнення росії в Україну на початку 2022 року. Енергетичний перехід є важливим аспектом не лише в рамках забезпечення енергетичної безпеки в Україні та світі, а й для зменшення залежності від викопних палив, зменшення вартості енергії, а також досягнення кліматичних цілей.

Для успішного енергетичного переходу української енергетичної галузі безпека є ключовою умовою, відсутність якої унеможливує зростання інвестицій у чисті технології вітчизняних підприємств. На думку директора із кліматичної стратегії та реалізації ЄБРР Гаррі Бойд-Карпентер в період післявоєнного відновлення, очікується, що приватні та державні іноземні інвестиції в українську відновлювальну енергетику значно зростуть [2]. Саме тому важливо дослідити передумови енергетичного переходу вітчизняних підприємств в умовах післявоєнного відновлення. Проведені дослідження щодо реалізації енергетичного переходу за рахунок смарт спеціалізації узагальнили доцільність залучення інвестицій у імплементацію засад енергетичного переходу з використанням принципів смарт спеціалізації [3]. На даному етапі активної стадії війни в Україні складно прогнозувати фактичні передумови, що складуться після закінчення війни в період відновлення. Важливим є узагальнення загальних факторів та чинників, які можуть вплинути на реалізацію енергетичного переходу та розвитку енергетичного сектору в умовах післявоєнного відновлення (табл. 1).

Отже, підсумовуючи передумови енергетичного переходу вітчизняних підприємств в умовах післявоєнного відновлення важливо враховувати загрози та вживати заходів для їх подолання опираючись на сильні сторони для реалізації наявних можливостей. Системне залученням різних стейкхолдерів, включаючи уряд, бізнес, громадян та міжнародні організації, може допомогти забезпечити успішний енергетичний перехід в Україні.

Таблиця 1 – SWOT-аналіз передумов енергетичного переходу в Україні

Сильні сторони	Слабкі сторони
Значний потенціал у сфері відновлюваної енергетики Зростання іноземних приватних інвестицій у період післявоєнного відновлення завдяки досягненню безпекової умови Фінансова підтримка від урядів інших країн для підприємств, що інвестують у відновлення та модернізацію енергетичної інфраструктури Зростаючий попит на чисту енергію в світі Розвинена система партнерства з міжнародними організаціями Розвиток інформаційних технологій	Пошкоджена та застаріла енергетична інфраструктура, що потребує відновлення та модернізації Політична та економічна нестабільність Залежність від імпорту технологій та обладнання Брак досвіду та кваліфікованих кадрів для якісної перебудови української енергетики Недосконала законодавча база у сфері енергетики та його невідповідність європейським нормам і стандартам Корупція у сфері державного управління

Можливості	Загрози
<p>Комплексне переосмислення та перебудова енергетичної інфраструктури</p> <p>Спільні проекти у сфері енергетичного переходу з сусідніми країнами</p> <p>Лібералізація та розвиток енергетичних ринків</p> <p>Розвиток і впровадження нових технологій у сфері енергетики</p> <p>Зменшення залежності від імпорتنних джерел енергії та створення стійкості до можливих збоїв у постачанні енергії</p> <p>Встановлення регуляторних механізмів стимулювання для підприємств, які інвестують у відновлення та модернізацію енергетичної інфраструктури</p> <p>Впровадження енергоефективних технологій</p> <p>Забезпечення стабільних тарифів на енергію, що не буде залежати від коливань цін на вугілля чи газ</p>	<p>Повторне військове вторгнення</p> <p>Фінансові обмеження в процесі реалізації проектів в сфері енергетики</p> <p>Сезонність та значне коливання обсягів виробництва енергії відновлюваних джерел</p> <p>Імпортозалежність енергоресурсів</p> <p>Погіршення зв'язків з іноземними партнерами та організаціями</p> <p>Можливий соціальний спротив населення, де підприємства видобування з невідновлюваних джерел, були основним джерелом робочих місць</p>

Складено авторами

Зазначимо, що ключовими напрямками енергетичного переходу є відновлення енергетичної інфраструктури, інвестиції в сферу енергоефективності та активний розвиток проектів відновлюваної енергетики спільно з партнерами.

Список використаних джерел

1. Звіт Міжнародного Енергетичного Агентства «World Energy Investment 2023». URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>
2. Відновлювану енергетику України після війни чекає бум приватних інвестицій – ЄБРР. URL: <https://thepage.ua/ua/news/u-yebrr-prognozuyut-privatni-investiciyi-v-ukrayinsku-vidnovlyuvalnu-energetiku>
3. Polyanska A. , Pazynich Yu., Mykhailyshyn Kh., Buketov V. Energy transition: the future of energy on the base of smart specialization. Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, 2023, № 4, С. 89-95. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-4/089>.

УНИКНЕННЯ ЕФЕКТУ ДАННІНГА-КРЮГЕРА ЯК УМОВА ЗРОСТАННЯ ГАЗОВИДОБУТКУ В УКРАЇНІ

Святослав КІСЬ

*д.е.н., професор, директор інституту
післядипломної освіти ІФНТУНГ
sviatoslav.kis@nung.edu.ua*

Галина КІСЬ

*д.е.н., доцент кафедри менеджменту
і адміністрування ІФНТУНГ
halyna.kis@nung.edu.ua*

Галина МАЛИНОВСЬКА

*доктор філософії за спеціальністю Менеджмент
malinovska19866@gmail.com*

Погоджуючись з думкою вітчизняних науковців та експертів про те, що зменшення обсягів видобування природного газу в Україні – це, перш за все, результат впливу таких об'єктивних чинників як виснаженість родовищ та наявність важковидобувних ресурсів, можна припустити, що розробка галузевих планів та програм, зокрема, Енергетичної стратегії України на період до 2035 р. [25] здійснювалась з їх врахуванням і передбачала такі відповідні заходи, як відкриття нових родовищ, інтенсифікацію видобутку, техніко-технологічну модернізацію виробничих процесів тощо. Очевидно, що головним завданням прийнятих у 2016 році Концепції розвитку газовидобувної галузі

України [26] та у 2017 році Енергетичної стратегії в частині газовидобутку було досягнення зростаючих показників протягом планованого періоду. Наприклад, документом [26] передбачено, що обсяги видобутку протягом 2016-2020 рр. повинні зрости з 18,7 до 27,6 млрд. куб. м. Фактично, якщо у 2018 році спостерігається зростання обсягу видобутку природного газу на 0,4 млрд. куб. м. то починаючи з 2019 року маємо чітку тенденцію до спаду (0,3 млрд. куб. м. – у 2019 р., 0,4 млрд. куб. м. – у 2020 р. та 2021 р.) [27]. При цьому, аналітики консалтингової компанії ExPro зазначають, що Україна за підсумками 2021 р. скоротила видобуток природного газу на 2,2% (440 млн. куб м) – до 19,79 млрд. куб. м., що є найвищим за останні 10 років показником [27]. В той же час, за їх даними, які ґрунтуються на матеріалах офіційної статистики, приватний сектор демонструє ріст видобутку природного газу.

В матеріалах звіту про стан реалізації Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» за 2019 рік [28] приведено проміжні результати досягнення цілей, визначених Стратегією. Загальна частина документа містить аналіз реалізованих цілей та завдань за усіма напрямками розвитку вітчизняної енергетичної галузі. В контексті встановлення причин падіння газовидобутку в Україні привертає увагу розділ «Газовий сектор». У підрозділі «Видобуток природного газу» авторами звіту зазначено, що галузева програма [26] «виконується з відхиленнями в термінах і обсягах...» [28]. При цьому акцентовано увагу на факторах, які не сприяють виконанню планів та завдань. На наш погляд, наведена інформація вимагає глибшого аналізу в контексті ідентифікації реальних причин виникнення негативних факторів (табл. 1).

Таблиця 1 – Причини виникнення факторів зниження газовидобутку

Фактори впливу на зниження газовидобутку [26]	Причини виникнення
Надання недостатньої кількості нових перспективних спецдозволів на геологічне вивчення надр в 2015-2018 рр.	Недостатній рівень прозорості, зарегульованість процедур, низька інституційна спроможність, ускладнений доступ до геологічної інформації
Не підтвердження частини прогнозних запасів за результатами буріння нових розвідувальних свердловин	Недостатня обґрунтованість інформації про наявні запаси
Упереджене зниження продуктивності нових експлуатаційних свердловин, а також свердловин після ГРП та капітального ремонту	Низький рівень залученості фахівців до науково-експертного супроводу реалізації виробничих процесів. Прийняття рішень на основі неповної або недостовірної інформації
Недооцінка реального технічного стану успадкованого фонду свердловин при складанні Програми 20/20 та непередбачувані обводнення родовищ із значним рівнем видобутку та залишковими запасами	Залучення до розробки галузевих стратегічних планів та програм фахівців з недостатнім рівнем розвитку професійних компетенцій, які б дозволили провести реальну оцінку потреб та можливостей газовидобутку
Обмеженість українського нафтогазосервісного ринку та відсутність високотехнологічного ринку в Україні	Недосконале планування та реалізація політики у сфері розвитку вітчизняних нафтогазових сервісів. Обмежена кількість кваліфікованих фахівців
Необхідність будівництва інфраструктури (доріг) як до родовищ, так і безпосередньо до свердловин (не було передбачено Програмою 20/20)	Недостатній рівень залученості або обмежена наявність фахівців, які володіють знаннями та практичними навичками щодо особливостей реалізації виробничих процесів у сфері газовидобутку
Відсутність необхідних ключових закупівельних, планувальних, сервісних, геологічних та резервуарних компетенцій в АТ «Укргазвидобування» в 2015 р. та необхідність їх створення в 2016-2017 рр.	Невідповідність результатів розвитку компетенцій реальним потребам газовидобувних підприємств

Таким чином, ідентифіковані причини виникнення факторів впливу на зниження газовидобутку в Україні, на наш погляд, мають чітко виражене суб'єктивне походження: недостатня прозорість, обґрунтованість, залученість, недосконалість планування та недостатність розвитку компетенцій.

На нашу думку, прийняття необґрунтованих, невчасних, помилкових рішень організаційного, виробничого, комерційного та іншого характеру, які стали головною причиною негативних явищ у сфері вітчизняного газовидобутку може бути пов'язане з дією ефекту Даннінга-Крюгера. Його суть полягає в тому, що «...люди із невисоким рівнем інтелекту, недостатньою кваліфікаційною підготовкою та вузьким кругозором не мають здібностей для того, щоб зрозуміти: рішення, які вони приймають, – помилкові, а талантів, якими вони себе наділяють, у них немає» [29]. У своїх дослідженнях Девід Даннінг (David Dunning) і Джастін Крюгер (Justin Kruger) звертають увагу на людей, які не тільки приймають рішення, переоцінюючи свої можливості, але й дуже часто недооцінюють фахівців з високим рівнем кваліфікації, які працюють в такій самій сфері діяльності [30]. Враховуючи те, що усі зазначені в табл. 1 фактори могли б бути нівельовані за умови відсутності або обмеженої кількості людей з вираженою поведінкою, спричиненою ефектом Даннінга-Крюгера, вважаємо доцільним звернути увагу на можливі способи та підходи до подолання його негативного впливу. З цього приводу самі автори ефекту пропонують людям пройти навчальний курс, який складається з двох частин: перша – це отримання професійних знань, друга – отримання навичок визначення власного та чужого професіоналізму. Науковці вважають, що таке навчання дасть змогу усвідомити рівень власної компетенції, в тому числі для тих людей, які не змогли її підвищити.

Таким чином, вище приведені обґрунтування та узагальнення дають підставу зробити висновок про те, що одним із найдієвіших інструментів впливу на мінімізацію або повну відсутність факторів зниження газовидобутку може стати використання суб'єктами господарювання ефективних підходів до розвитку людських ресурсів і формування на цій основі людського капіталу без ознак присутності ефекту Даннінга-Крюгера.

Список використаних джерел

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. (2021). URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245239564&cat_id=245239555
2. Концепція розвитку газовидобувної галузі України. (2021). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1079-2016-%D1%80#n84>.
3. Видобуток газу в Україні знизився на 2% – до 19,8 млрд. куб. м. (2022). Офіційний сайт консалтингової компанії Exploration&Production Consulting (EXPRO). URL: <https://expro.com.ua/novini/vidobutok-gazu-v-ukran-znizivsya-na-2-do-198-mlrd-kub-m>.
4. Звіт про стан реалізації Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» за 2019 рік. (2020). URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245472866>
5. Ефект Даннінга-Крюгера, або Чому профани не розуміють своєї некомпетентності? (2022). URL: <http://www.management.com.ua/blog/2676>
6. Kruger J., Dunning D. (1999). Unskilled and unaware of it: How difficulties in recognizing one's own incompetence lead to inflated self-assessments. *Journal of Personality and Social Psychology*. Vol. 77 (6), 1121–1134.

ТЕНДЕНЦІЇ, ВИКЛИКИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЛЮДСЬКИХ РЕСУРСІВ НАФТОГАЗОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

Галина МАЛИНОВСЬКА

доктор філософії за спеціальністю Менеджмент

malinovska19866@gmail.com

Андрій ІВАСІВ

здобувач PhD кафедри менеджменту

і адміністрування ІФНТУНГ

andrii.ivasiv@nung.edu.ua

Василь ПУКАЛЯК

здобувач PhD кафедри менеджменту

і адміністрування ІФНТУНГ

vasyl.pukaliak@nung.edu.ua

Вітчизняні державні та приватні нафтогазвидобувні компанії, відповідно до оприлюдненої на офіційних ресурсах інформації активно використовують різноманітні інструменти впливу на людські ресурси, в тому числі ті, що забезпечують їх розвиток. Зокрема, за матеріалами річного звіту за 2020 рік [31] Група Нафтогаз звітує про успіхи трансформації за попередній період, серед яких досягнення в сфері організаційної трансформації, реінжинірингу бізнес-процесів, а також лідерстві та культурі. Серед переліку з більше як 25-ти позицій, дві стосуються безпосередньо успіхів у сфері людського розвитку. Насамперед, – це «розроблення та впровадження програми навчання та розвитку топ-100 лідерів Групи Нафтогаз» та «впровадження моделі оцінки топ-менеджменту за системою 360» [31, с. 126]. У пріоритетах трансформації на 2021 рік компанія декларувала розвиток компетенцій, реалізація якого повинна відбуватись через «нову програму лідерства топ 50», «визначення потреб та розвиток компетенцій», «розробку та впровадження навчальних програм з операційної ефективності, проектного управління» [31, с. 127]. Таким чином, зусилля галузевих HR-фахівців заслуговують уваги і, на наш погляд, спрямовані на посилення ролі людського чинника у забезпеченні позитивних результатів господарської діяльності.

За результатами діяльності у 2020 році Група Нафтогаз звітує про прийняття та впровадження Політики роботи з персоналом [32], яка, серед багатьох завдань та напрямів, «встановлює засади діяльності компанії, які сприяють реалізації професійного потенціалу працівників». Про важливість акцентів, які Група Нафтогаз зосереджує на змінах підходів до управління людськими ресурсами, свідчить те, що у 2020 році на підприємствах компанії було впроваджено Систему Управління Талантами (TMS – Talent Management System). TMS передбачає використання спеціального програмного забезпечення, яке застосовується у процесах та процедурах управління персоналом. Важливо відзначити, що запропоновані на майбутнє та запроваджені у поточному періоді зміни у підходах до реалізації HR-функцій на підприємствах Групи Нафтогаз відповідають тенденціям, які щорічно оприлюднює у своїх звітах провідна світова компанія «Делойт» [33]. Зокрема, у звіті за 2019 рік (Тенденції у сфері управління персоналом – 2019) [34] зазначено, що головним трендом у 2019 році є формування якісного складу персоналу, його знань, навичок та досвіду. З іншого боку, опитування, на основі якого визначаються поточні та майбутні тенденції, продемонструвало, що тільки 10% організацій готові інвестувати в навчання як один з головних напрямів управління персоналом. Привертає увагу результат дослідження про те, що 64% опитаних важливим та дуже важливим чинником розвитку організацій вважають автоматизовані технології, а за висновками авторів, цінність цих технологій підвищується завдяки майстерності людини. Прогнозуючи у 2019 році поведінку організації у майбутньому, директор «ТОВ Делойт Консалтинг», керівник Групи з питань майбутнього праці в США Джеф Шварц зазначає, що традиційний досвід персоналу має бути замінений так званим «гуманістичним досвідом», відносини між працівником та роботодавцем мають стати тривалими, навчання – безперервним, а в центрі господарської діяльності повинна знаходитись ідентичність людини. Що стосується реалізації HR-функцій у майбутньому (після 2019 року), то у згаданому звіті «Делойт» зазначено про необхідність зміщення фокуса уваги із залучення талантів на пошук доступу до їхніх вмінь та досвіду [34].

Ключовими висновками Міжнародного дослідження Deloitte 2020 Human Capital Trends [35], яке відображає тенденції, зміни, практики і прогнози у сфері управління персоналом в умовах кризи, викликаній пандемією COVID-19, є:

- не більше 4 % бізнес-лідерів в Україні планують суттєво збільшити інвестиції у перекваліфікацію персоналу впродовж наступних трьох років;
- до 10 % керівників компаній вказують на те, що отримують аналітику про стан персоналу в режимі реального часу;
- до 75 % керівників в Україні мають на меті розвивати навички та компетенції працівників шляхом перекваліфікації, але тільки 45 % готові мотивувати за такий розвиток;
- 26 % опитаних мають сумніви щодо здатності HR ефективно впливати на адаптацію персоналу до нових умов.

Коментуючи результати дослідження за 2020 рік, на той час директор Human Capital Advisory Services «Делойт» в Україні, а до 2023р. член правління, директор з людського капіталу Групи Нафтогаз Олена Бойченко [36] акцентує увагу на тому, що український бізнес турбують питання врахування цінності працівника при визначенні винагороди і тільки 4 % керівників готові до інвестування в розвиток нових навичок персоналу [35].

Головною тезою дослідження Deloitte Global Human Capital Trends за 2021 рік є те, що «керівники спрямовують зусилля на редизайн роботи шляхом оптимізації людського потенціалу, фокусуючись на сильних сторонах працівників». Результати традиційного опитування, в якому взяли участь 1200 керівників вищої ланки та членів правління, продемонстрували, що для забезпечення ефективного управління організаціями в умовах малопрогнозованих сценаріїв настання тих чи інших подій, важливе значення має аналітика персоналу в режимі реального часу, а також максимальне розкриття потенціалу працівників шляхом нового погляду на компетенції [37]. З цього приводу Олена Бойченко наголошує на важливості навчання і розвитку персоналу, а затягування з реалізацією цих процесів, на її думку, «...віддаляють компанії від майбутнього успіху» [37].

Головні результати звіту Deloitte Global Human Capital Trends за 2023 [38], підготовка якого традиційно супроводжувалась численними опитуваннями авторитетних респондентів вказують на те, що сучасним організаціям необхідно спільно з працівниками створювати інновації та переосмислювати шляхи подальшого розвитку, при цьому, визначаючи пріоритетність людських результатів і формуючи стратегії з врахуванням потенціалу людських ресурсів та необхідності їх розвитку.

Таким чином, за результатами аналізу тенденцій та трендів в управлінні людським капіталом, які демонструє протягом останніх років авторитетна світова консалтингова компанія, з поміж багатьох висновків, на наш погляд, можна зробити три найважливіших, які мають стати основою формування цілей і завдань розвитку людського капіталу для вітчизняних підприємств, в тому числі суб'єктів господарювання нафтогазової галузі. Перший – головним напрямом в управлінні персоналом має стати його навчання в режимі безперервності, а наслідком – зростання рівня знань, вмінь, досвіду працівника як головної цінності організації. Другий – це формування індивідуального підходу до траєкторії розвитку людини на основі застосування аналітики в режимі реального часу та врахування необхідності використання раніше сформованого потенціалу працівника. Третій – максимальна залученість працівників до розробки та реалізації організаційних змін, яка збільшує шанси на отримання позитивних результатів, інноваційність, вчасне та ефективне реагування на зміни.

Список використаних джерел

1. Партнер, якого обирають. Група Нафтогаз. Річний звіт 2020. (2021). URL: https://www.naftogaz.com/rails/active_storage/disk/Annual_report_Naftogaz_2020_UA_28_04_2021_11.pdf
2. Політика роботи з персоналом Групи Нафтогаз. (2023). URL: <https://www.ukrtransnafta.com/wp-content/uploads/2020/04/Політика.pdf>
3. Компанія «Делойт» в Україні. (2023). URL: <https://www2.deloitte.com/ua/uk.html>
4. Тенденції у сфері управління персоналом – 2019. Міжнародне дослідження Deloitte. (2020). URL: <https://www2.deloitte.com/ua/uk/pages/press-room/press-release/2019/human-capital-trends-2019.html>
5. Міжнародне дослідження Deloitte 2020 Human Capital Trends. (2021). URL: <https://www2.deloitte.com/ua/uk/pages/about-deloitte/press-releases/gx-2020-global-human-capital-trends-report.html>
6. НАК «Нафтогаз України». Управління. Наглядова рада. (2023). URL: <https://www.naftogaz.com/management>
7. Міжнародне дослідження Deloitte 2021 Human Capital Trends. (2022). URL: <https://www2.deloitte.com/ua/uk/pages/about-deloitte/press-releases/gx-2021-global-human-capital-trends-report.html>
8. Міжнародне дослідження Deloitte 2023 Human Capital Trends. (2023). URL: <https://view.deloitte.nl/Human-Capital-Trends-Report-2023.html>

ОСОБЛИВОСТІ БІРЖОВОГО МЕХАНІЗМУ ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ ЦІНОУТВОРЕННЯ ЕНЕРГОНОСІЇВ

Ірина ПЕРЕВОЗОВА

д.е.н., професор ІФНТУНГ

perevozova@ukr.net

Віталій НИЦЕНКО

д.е.н., професор ІФНТУНГ

vitaliinitsenko@gmail.com

Надія ДАЛЯК

к.е.н., доцент ІФНТУНГ

nadiya_d82@ukr.net

Володимир НАУМЕНКО

аспірант ІФНТУНГ

naumenko.volodymyr.o@gmail.com

Олена ОРЛОВА

аспірантка ІФНТУНГ

alrino1313@gmail.com

У поточних реаліях функціонування енергетичних бірж у сегментах ринку можливе виключно в рамках біржового простору, який узгоджено з політикою співпраці з міжнародними енергетичними біржами. Цей простір, як такий, ґрунтується на відносинах обміну та розподілу економічних, інформаційних та технологічних ресурсів для досягнення спільної мети розвитку енергетичного сектору як прозорого ринку в Україні, а також для підтримки конкуренції та правового забезпечення на європейському енергетичному ринку.

Розвинений ринок енергетичних бірж пов'язується мікро- та макрорівнем енергетичного ринку, в якому зосереджуються важливі ринкові механізми, а саме: ціноутворення, конкуренція, попит та пропозиція. Одним з основних ринкових механізмів є ціноутворення, з урахуванням якого біржа безперервно забезпечує громадську інформацію учасників енергетичного ринку про зміни ринку [1]. Отже, енергетичні біржі – місця, де формуються ринкові ціни, комерційна інформація про статус ринку і залишаються єдиними джерелами цінової інформації.

Якщо з усього енергетичного ринку виділити ринок електроенергії, то на даний момент ціна на роздрібному ринку виходить із наступного:

- населення та суміжні з ним групи споживачів, кінцева ціна для яких підлягає державному тарифному регулюванню;
- ціноутворення для інших споживачів, що ґрунтується на інших регулюючих аспектах.

При визначенні ціни на енергію як продукцію необхідно враховувати такі характерні риси її виробництва:

1. зміна первісної вартості продукту при трансформації в структурі генеруючих потужностей та застосовуваних енергоресурсах. Це вимагає визначення диференційованих цін для досягнення стабільного середнього рівня прибутку;

2. первісна ціна енергії залежить від часу, коли вона була зроблена. Ця залежність обумовлена тим, що за різних режимів споживання в енергетичній системі необхідно встановлювати відповідну їм потужність, що призводить до різних виробничих витрат. Відповідно, споживачі з різними режимами експлуатації повинні мати різні тарифи на енергію. При цьому слід мати на увазі, що ціна енергії містить постійні та змінні витрати: змінні витрати розподіляються між споживачами пропорційно кількості енергії, яку вони споживають, а розподіл постійних витрат, неавтономних від вироблення енергії, здійснюється серед споживачів згідно з показником, що відображає їх питома вага у формуванні максимального навантаження на енергетичну систему.

В цілому, аналіз ціноутворення на енергетичному ринку дозволив виділити низку суттєвих чинників:

- найкращі природні умови виробництва енергії та її транспортування;
- у деяких випадках орієнтація на експорт енергетичної продукції зумовлює суттєвий взаємозв'язок та взаємодію світових цін із внутрішніми цінами та навпаки, що характерно для Української економіки;
- значний вплив регулювання цін із боку держави на енергоносії.

Форми реалізації тарифної політики у різних галузях енергетики будуть індивідуальні до різних типів завдань, але наразі вони будуть спрямовані на вирішення загальних завдань.

Зважаючи на інтереси енергокомпаній, до цих завдань належать:

- забезпечення максимальної рентабельності виробництва та загальне зростання економічної ефективності;

- фінансова стійкість та конкурентоспроможність компанії на ринку.

З погляду споживачів енергетики, вирішення цих завдань має забезпечити:

- справедливість цін;
- надійність енергопостачання;
- стимулювання впровадження енергозберігаючих технологій;
- економічне зростання;
- збереження робочих місць та соціальна стабільність;
- підвищення якості довкілля.

Споживчі показники в тарифах відображають чинники, що впливають на витрати енергопостачання споживчих груп, які формуються за однорідністю умов енергопостачання. Це здійснюється за допомогою:

- вибору виду (структурної моделі) тарифу;
- диференціації тарифних ставок;
- застосування знижок та надбавок до базових тарифів.

Основою формування середньої ціни при цьому є принцип відшкодування витрат та отримання певного прибутку лише на рівні встановлених нормативів. Оптимальне значення необхідного доходу визначається на основі економічної стратегії та тактики її поведінки на ринку, яку можна досягти:

- орієнтацією компанії на просте та розширене відтворення;
- стратегією «завоювання ринку» чи «збереження існуючих сфер впливу»;
- відшкодуванням витрат та формування прибутку за рахунок тарифів.

Остаточне формування тарифної системи охоплює широкий набір процедур, що містять такі елементи:

- тариф, який враховує споживання;
- складова частина абонентської плати;
- тариф, що враховує режими споживання енергетики;
- ставки та/або надбавки з тарифу.

Розвиток ринкових відносин передбачає дерегулювання тарифної політики, зокрема, певну свободу вибору споживачем запропонованого йому тарифу. Цей підхід має ряд переваг:

- конфлікти, які можуть бути між виробником, споживачем і регулюючими органами зводяться до мінімуму;
- реалізація оптимальних напрямів підвищення енергоефективності для споживача;
- зростання конкурентоспроможності на ринку.

Механізм ціноутворення на ринку енергетики ускладнюється наявністю системи перехресного субсидування [2]. Соціальна підтримка населення у вигляді державного регулювання величини тарифу зумовлює завищення вартості енергоносіїв для інших споживачів, насамперед для промисловості.

Обсяг перехресного субсидування, згідно з Міністерством енергетики України, на ринку електроенергії складає 50 млрд. грн., через який необхідний новий механізм згладжування перехресного субсидування, що стримує конкуренцію збутових підприємств та перегляд регулятивних норм ціноутворення[2].

Фактори, які вплинули на ціноутворення, це, перш за все, зниження попиту на продукцію енергетичної галузі, а саме електроенергії, проте попит на електроенергії в Україні не впав, а навпаки – піднявся (окупація Запорізької АЕС, руйнація та пошкодження близько 50 % усієї енергосистеми).

Другим фактором є зміщення акцентів з газу на інші джерела енергії, такі як відновлювані джерела енергії.

Третій чинник є зростанням неплатежів у галузі. На ринку електроенергії боргова яма - лише між двома державними компаніями НЕК «Укренерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом»» станом на 1 липня 2023 року борг на ринку становить 32.5 мільярда гривень [3]. На ринку природного газу цей борг становить понад 100 мільярдів гривень. Зростання неплатежів означає посилення боргового навантаження на виробників і ставить під загрозу надійність енергопостачання споживачів, а також весь ринок загалом.

Тому, до вищезазначених факторів дотична також інвестиційна частина ринку енергетики, в якій фактичний обсяг інвестицій суттєво нижчий за передбачуваний у планових показниках. Це безпосередньо впливає на реалізацію планів будівництва нових енерговидобувних об'єктів, що вплинуло б на ціноутворення на ринку в цілому.

Однак, вважаємо що розвиток конкурентних відносин, удосконалення тарифного регулювання, покращення ціноутворення, забезпечення рівності всіх учасників енергетичної галузі дозволять посилити інвестиційний процес та забезпечити конкурентоспроможність енергетики України на довгострокову перспективу.

Список використаних джерел

1. Офіційний сайт Українська енергетична біржа [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.ueex.com.ua/> - Загол. з екрану.
2. Перехресне субсидювання [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://docs.dtkr.ua/download/pdf/1078.20730.1> - Загол. з екрану.
3. "ГарПок" пішов судом на "Енергоатом". Forbes дізнався про деталі позову на 32,5 млрд грн [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://forbes.ua/ru/news/garpok-pishov-sudom-na-energoatom-forbes-diznavsya-detali-pozovu-na-325-mlrd-grn-07072023-14683> - Загол. з екрану.

РОЗВИТОК СЕКТОРУ ВДЕ В УМОВАХ ВІЙСЬКОВОГО СТАНУ

Андрій УСТЕНКО

д.е.н., професор ІФНТУНГ
andrey.ustenko@gmail.com

Христина ОБЕЛЬНИЦЬКА

к.е.н., доцент ІФНТУНГ
obelnytska@ukr.net

Мирослав МАЦІРУТА

аспірант ІФНТУНГ
m.maciruta@ukr.net

Олександр ДЕДЕЛЮК

аспірант ІФНТУНГ
dedeluk.oleksandr@gmail.com

Ігор ЖУК

аспірант ІФНТУНГ
beetle@ukr.net

З перших годин після вторгнення, російські війська масовано обстрілюють не лише українські міста і селища, але й намагаються зруйнувати критичні об'єкти енергетичної інфраструктури: високовольтні мережі, трансформаторні підстанції, диспетчерські пункти, а також безпосередньо електростанції, включно з об'єктами відновлюваної енергетики. Загалом після атомних електростанцій і ліній електропередач відновлювання джерела енергії стали другим пріоритетом руйнування для російських окупантів.

Переважає більшість встановлених наразі в країні об'єктів відновлюваної енергетики, зосереджені у південних та південно-східних областях України, де вже протягом останніх 6 місяців безупинно точаться активні бойові дії. За різними оцінками експертів, станом на серпень 2023 року вже так чи інакше постраждало 40–50 % ВДЕ електростанцій у цих регіонах або близько 1 120–1 500 МВт встановленої потужності [1].

До прикладу, за даними Української вітроенергетичної асоціації, з початку широкомасштабної війни в Україні зупинено понад 3/4 вітроенергетичних потужностей, тобто з загальних 1 673 МВт, наразі не працює близько 1 462 МВт українських ВЕС, а 5 вітрових турбін в Херсонській області, що встановлені на Мирненській, Сиваській та Новотроїцькій вітроелектростанціях, сьогодні є знищеними [1].

Через пошкодження 330 кВт лінії електропередачі в Мелітополі не працюють також майже 600 МВт вітроенергетичних потужностей у Запорізькій області. Варто наголосити, що даний показник пошкоджень може бути більшим, оскільки на сьогоднішній день точно невідомо рівень пошкоджень

на тих станціях, які знаходяться під окупацією російських терористів без можливості фізичного доступу до них.

Основною перешкодою для широкомасштабного розвитку відновлюваних джерел енергії є нестабільність і суперечливість національної енергетичної політики, яка, з одного боку, вирішила зупинити розвиток галузі, а з другого, все ще робить деякі позитивні кроки для ринку.

Так, в березні 2022 року, енергосистеми України та Молдови повністю синхронізувались з енергомережею континентальної Європи ENTSO-E, що стало одним із важливих рішень спрямованих проти країни-агресора та новим вікном можливостей для «зеленої» генерації. Після подвоєння пропускної спроможності України з Румунією та Словаччиною зі 100 МВт до 250 МВт у кінці липня 2022 року, що вважається ще одним безумовним досягненням Оператором системи передач (ОСП) за час війни, українська електроенергія, а особливо вироблена за рахунок ВДЕ, набула нової ваги для європейського споживача. За даними Atlantic Council, споживачі Центральної та Східної Європи можуть почати помічати зниження рахунків ще до кінця року завдяки дешевому імпорту української електроенергії, а українські компанії, у перспективі можуть заробляти до 9,5 млрд євро прибутку на рік, якщо потужність з'єднання з сусідніми Угорщиною, Польщею, Румунією та Словаччиною збільшиться до 2,5 ГВт з 2023 року [2]. Враховуючи те, що відповідно до даних НЕК «Укренерго», в Україні є достатньо інфраструктурних можливостей щоб довести потужність з'єднання з сусідніми країнами від 4 ГВт до навіть 6 ГВт, оперативне нарощення національних електроенергетичних потужностей в Україні неминуче. А з урахуванням коротких термінів будівництва і екологічної привабливості згенерованої електроенергії у якій зацікавлений європейський споживач, роль саме відновлюваної енергетики в цьому процесі важко переоцінити.

Другим не менш важливим рішенням прийнятим під час війни, яке безпосередньо впливає на подальший розвиток ВДЕ в Україні, є затвердження Європейською Комісією в травні 2022 року плану REPowerEU, який визначає розвиток відновлюваних джерел енергії як першорядний суспільний інтерес і передбачає збільшення цілі ЄС із досягнення частки ВДЕ у електроенергетичному балансі у 2030 році з 40% до 45%. Так, зокрема, стосовно вітрової енергетики, Європа прагне довести загальну потужність даного сектору до 2030 року до 510 ГВт, яка сьогодні становить 190 ГВт. Україна, як частина енергетичної системи Європи, немає іншого вибору окрім як розвиватись відповідно до європейських енергетичних тенденцій.

Ще одним позитивним для сектору рішенням воєнного часу є підписання Президентом України Володимиром Зеленським Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку систем накопичення енергії», який дає «зелене» світло масштабному будівництву систем накопичення і зберігання енергії в Україні, які вкрай важливі для такої негнучкої енергосистеми як українська.

Вкрай важливим для підвищення ліквідності ринку ВДЕ в Україні є надання можливості виробникам з ВДЕ добровільно виходити з балансуєчої групи Гарантованого покупця і продавати електроенергію самостійно на різних сегментах ринку. Дане право було затверджене прийнятим в липні 2022 року Законопроектом №7427 «Про особливості регулювання відносин на ринку природного газу та у сфері теплопостачання протягом дії воєнного стану та подальшого відновлення». Це й же Законопроект відкрив шлях до розвитку ринку корпоративних РРА [3] з ВДЕ, в першу чергу, для нових проектів, оскільки надав можливість укладання договору на різницю між виробниками ВДЕ та покупцями електроенергії з відновлюваних джерел енергії.

Також, Міністерство енергетики поновило свою роботу над впровадженням «зелених» аукціонів. Так, 2 серпня 2022 року, Міністерство енергетики України на своєму сайті повідомило про ухвалення Кабінетом Міністрів України розроблену Міністерством енергетики Постанови «Про внесення змін до постанов Кабінету Міністрів України від 23 травня 2018 р. № 420 і від 27 грудня 2019 р. № 1175», якою встановлюється графік проведення аукціонів у 2023 році та визначаються індикативні показники квот на 4 роки вперед. Проте текст даної Постанови на час написання цієї статті, ще не опублікований. Необхідно зазначити, що ринок ВДЕ очікує проведення «зелених» аукціонів ще з квітня 2019 року, коли був прийнятий відповідний Закон «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії» № 2712-VIII. Нормативно-правові акти, прийняті після прийняття цього Закону, направлені на удосконалення Процедури проведення «зелених» аукціонів. [4] Проте, Міністерство енергетики України, скоріш за все, визначиться з індикативними показниками квот після закінчення військових дій на території України.

Позитивний сигнал для ринку розподіленої генерації з ВДЕ надала новина стосовно розробки Міністерством енергетики України Законопроекту «Про внесення змін до деяких законів України щодо

удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії генеруючими установками споживачів», який пропонує на заміну «зеленого» тарифу для споживачів запровадити нову модель підтримки (Net billing) [5], що орієнтована на покриття власного споживання та не потребуватиме додаткових фінансових витрат з боку держави та/або інших споживачів.

Усі ці позитивні рішення, прийняті чи напрацьовані під час війни, свідчать про розуміння державними органами влади важливої ролі відновлюваних джерел енергії для післявоєнної відбудови енергетичного сектору країни. Володіючи одним із найкращих потенціалів вітрової та сонячної енергії; будучи аграрною країною з нескінченними водними та біоресурсами, яка до того ж визначається Європою як майбутній хаб виробництва відновлюваного водню, Україна не може дозволити собі втратити можливості побудувати стабільну, сталу, вуглецево-нейтральну і безпечну енергосистему. Крім того, політична воля Європи, спрямована на максимальне скорочення своєї залежності від російського викопного палива за рахунок нарощення темпів розвитку ВДЕ, дає надію на світле майбутнє й українського ринку ВДЕ, який не просто є безпосередньою частиною європейської енергетичної системи, а й володіє достатніми потужностями для заміщення значної частини російських енергоресурсів своєю відновлюваною генерацією.

Список використаних джерел

1. Разумков. Центр. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://razumkov.org.ua/statti/>
2. Atlantic Council. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.atlanticcouncil.org/blogs/ukrainealert/ukraine-defies-russian-invasion-and-advances-european-energy-integration/>
3. Разумков. Центр. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://razumkov.org.ua/statti/sector-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>
4. Кабінет Міністрів України. Офіційний сайт. [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245534726&cat_id=167475; <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1175-2019-%D0%BF#Text>; <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2479-20#Text>
5. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://mepr.gov.ua/files/images/news_2020/Енергетична%20стратегія%20України%20на%20період%20до%202035%20року.pdf

MANAGEMENT STRATEGIES FOR ENERGY COMPANIES DURING FULL-SCALE WAR: FOSTERING RESILIENCE THROUGH SYSTEMATIC BUFFER CREATION

Yurii KASHCHENKO

Ph.D. student,

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
kashchenkoyurii@gmail.com

Vladyslav PSYUK

M.Sc. student,

Dnipro University of Technology
vladyslavpsyuk@gmail.com

Volodymyr MARTYNETS

Ph.D. student,

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
volodymyr.martynets@ukr.net

Scientific consultant **prof. Polyanska Alla**

This paper investigates the communication management strategies tailored for energy companies, which are operating within full-scale war regions. The central objective during such crises revolves around ensuring survival by establishing robust buffers across multiple organizational levels. This paper emphasizes three pivotal aspects: (1) the cultivation of a proficient workforce capable of expeditious repair and rejuvenation, (2) the establishment of a resilient logistical network marked by diversification in geographical locations and

equipment types and (3) empowering both logistics and employees with an efficient communication system. Furthermore, it offers practical suggestions and methods for implementing these strategies.

In regions characterized by ongoing full-scale war bombardment and rocket attacks, effective communication management emerges as an imperative for the survival of energy companies. The core aim is to create buffers within the organizational framework to not only withstand but also efficiently recover from disruptions [1]. This paper provides actionable guidance on how to achieve that.

Cultivating a proficient workforce and maintaining it well-trained stands as a cornerstone during crisis periods. Competent personnel play a pivotal role in swiftly assessing damages, conducting necessary repairs, and ensuring the uninterrupted operation of essential systems [2].

The rationale of it can be formulated in the next three points:

1. Competent staff members diminish downtime, thereby mitigating the impact of disruptions.
2. Well-trained employees exhibit adaptability in operating under extreme conditions, thereby enhancing overall organizational resilience.
3. A highly skilled workforce catalyzes innovation in implementing crisis response mechanisms.

The other critical aspect in establishing a resilient robust logistical network characterized by diversification in both geographical locations and equipment types [3], especially for energy companies operating within war-torn regions. This multifaceted approach is instrumental in reducing the risk of catastrophic system failure.

Here are the next factors that forge the logistical aspect:

1. Geographical diversification of equipment locations minimizes the vulnerability of critical assets to localized attacks.
2. The establishment of redundant logistical routes ensures the continual availability of indispensable resources, even in the face of disruptions.
3. The flexibility to deploy diverse equipment types facilitates resource replacement, enhancing adaptability to ever-changing circumstances.

To execute these strategies effectively, energy companies can consider the following methods:

1. Rigorous and continuous training programs to maintain and enhance staff competence.
2. Adoption of advanced technologies, such as remote monitoring and predictive maintenance, to optimize workforce efficiency.
3. Collaborative partnerships with logistics providers to establish alternative supply routes.
4. Periodic risk assessments to identify vulnerabilities and adapt logistical networks accordingly.
5. Investment in equipment standardization and interoperability to enhance resource flexibility.

Especially, energy companies should consider the following methods for optimizing their external communication processes [4]:

1. Partners: Establish clear communication protocols with strategic partners, ensuring regular updates on project progress, goals, and performance metrics. Utilize collaboration tools such as project management software and secure communication platforms.
2. Suppliers: Implement a transparent and efficient supply chain communication system. Utilize electronic data interchange (EDI) and supplier portals to streamline orders, deliveries, and inventory management [5].
3. Legal and Governmental Regulations: Stay compliant with legal and regulatory requirements through proactive communication. Utilize legal databases and regulatory compliance software to track and manage compliance tasks and deadlines.
4. Business Clients & Citizens: Maintain open channels of communication with clients and the wider population. Utilize social media, email newsletters, and community engagement platforms to share updates, address concerns, and gather feedback.

As for the internal communication processes, each level of the energy company should be addressed accordingly:

1. Organizational Level: Develop a comprehensive organizational communication strategy that aligns with the company's mission and values. Use corporate intranets, town hall meetings, and annual reports to convey organizational objectives and updates.
2. Managerial Level: Equip managers with communication training to ensure the effective transfer of company goals to their teams. Utilize performance dashboards and management software for data-driven discussions.
3. Group Level: Encourage group discussions and brainstorming sessions using collaboration tools like virtual whiteboards and video conferencing. Ensure that group communication supports project objectives and fosters creativity.

4. Interpersonal Level: Promote interpersonal communication skills through training programs and workshops. Encourage employees to use communication tools like instant messaging and video calls for one-on-one interactions.

By implementing these tailored communication strategies, energy companies can enhance their internal and external communication processes, fostering collaboration, compliance, and effective decision-making. These methods align with the diverse communication needs of energy companies, ensuring optimal communication flow across various levels and types of stakeholders.

Effective communication management in energy companies navigating persistent full-scale war revolves around the strategic creation of buffers. The cultivation of a highly competent workforce and the establishment of a resilient logistical network, when executed systematically, enhance an organization's capacity to handle crises and ensure uninterrupted critical services. Both logistics and competent employees should be empowered by a communication system for all processes, and corresponding tools and means. Future research endeavors could delve into the development of tailored training programs for staff members and explore advanced logistical network optimization techniques to further fortify organizational resilience.

References

1. Kwasinski, Alexis, and Vaidyanathan Krishnamurthy. "Generalized integrated framework for modelling communications and electric power infrastructure resilience." 2017 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC). IEEE, 2017.
2. Sezonova, Olga N., Svetlana A. Galchenko, and Valentina N. Khodirevskaya. "The efficiency of higher education institutions as a basis for forming competent personnel for region economy." European journal of contemporary education 18.4 (2016): 464-471.
3. Zander, Ivo. "Technological diversification in the multinational corporation—historical evolution and future prospects." Research Policy 26.2 (1997): 209-227.
4. Blazenaite, Aukse. "Effective organizational communication: In search of a system." Socialiniai mokslai 4.74 (2011): 34-44.
5. Kubasáková, Iveta, Rudolf Kampf, and Ondrej Stopka. "Logistics information and communication technology." Communications-Scientific letters of the University of Zilina 16.2 (2014): 9-13.

ОСНОВНІ НАПРЯМИ РОЗВИТКУ ПІДПРИЄМСТВ ГАЗОВИДОБУВНОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ

Петро ГРИНІВ

аспірант ІФНТУНГ
petrogrn@gmail.com

Олексій ЛАСТОВЕЦЬ

аспірант ІФНТУНГ
lastovets@gmail.com

Євген ВОЛОШИН

voloshyno666@gmail.com

Михайло Романюк

аспірант ІФНТУНГ
m.z.romaniuk@gmail.com

Назарій СТЕФАНІШИН

аспірант ПНУ ім. Василя Стефаника
nazarii.stefanyshyn.22@pnu.edu.ua

Газодобувний сектор є однією з найважливіших галузей економіки України, оскільки газ є важливим енергетичним ресурсом, який використовується для опалення, виробництва електроенергії, промисловості та транспорту, а Україна є другою по запасам газу в Європі після Норвегії.

Природний газ визначено ресурсом «зеленого переходу» в енергетиці країни до 2050 року для забезпечення енергетичної незалежності і напрям гадовидобутку визначено за базою для державних інвестицій у довгостроковій перспективі. Крім того, газ є важливим експортним товаром, що сприяє залученню інвестицій та збільшенню економічного потенціалу країни.

На сучасному етапі Україна забезпечує свої потреби в газі переважно за рахунок власного виробництва, що дозволяє знизити залежність від імпорту та збільшити економічну незалежність країни. Попри російську агресію з початку 2023 року в Україні введено в експлуатацію 35 свердловин і до кінця року планується збільшення видобутку газу приблизно на 5 мільйонів кубометрів на добу. У такому разі рівень газовидобування може вийти на 13,2-13,3 мільярдів кубометрів за рік у 2023. Є збереженим потенціал Чорноморського шельфу, що розглядається як головний регіон, завдяки якому планується основне приращення ресурсів післявоєнний період [1].

Окремо слід зазначити, що розвиток газовидобувної галузі, особливо сектору приватного газовидобування, сприяє створенню нових робочих місць та залученню інвестицій в економіку країни.

Формування візії розвитку підприємств газовидобувного сектору України повинно виходити з аналізу енергетичного балансу держави: місця та ролі природного газу у загальному постачанні первинної енергії, його проміжному та кінцевому використанні, найбільших споживачах [2].

В загальному вигляді візія розвитку підприємств газовидобувного сектору полягає в наступних напрямках:

Розвиток нових технологій: Інноваційні технології можуть допомогти в покращенні процесу видобутку газу, зменшенні витрат та забезпеченні більш ефективного використання ресурсів. Наприклад, використання сучасних систем дистанційного керування може зменшити ризики, пов'язані з безпекою на робочому місці, а також покращити ефективність витрат.

1. Диверсифікація джерел енергії: Підприємства газовидобувного сектору можуть диверсифікувати свою діяльність та інвестувати у розвиток інших джерел енергії, таких як сонячна, вітрова або гідроенергетика. Це допоможе зменшити залежність від газу та забезпечити більш стійку позицію на ринку.

2. Покращення енергоефективності: Використання енергоефективних технологій може допомогти зменшити витрати на енергію та забезпечити більш стійкий бізнес. Наприклад, встановлення сучасних систем енергозбереження може зменшити споживання електроенергії та забезпечити більш стійку позицію на ринку.

3. Розвиток мережі газопроводів: Розвиток мережі газопроводів може забезпечити більш широкий доступ до газу та сприяти збільшенню обсягів його використання.

4. Зменшення впливу на довкілля: Відповідальне ставлення до природних ресурсів та довкілля може стати додатковим фактором розвитку підприємств газовидобувного сектору. Застосування екологічно чистих технологій та відновлюваних джерел енергії може зменшити негативний вплив на довкілля та збільшити позитивний імідж компанії.

5. Розвиток міжнародної співпраці: Міжнародна співпраця може сприяти розвитку підприємств газовидобувного сектору, забезпечивши доступ до нових ринків та технологій. Також може бути корисним обмін досвідом та знаннями між компаніями.

6. Розробка стратегії розвитку: Ключовим елементом розвитку будь-якого підприємства є розробка стратегії, яка враховує конкретні потреби та виклики сектору. Важливо визначити мету, цілі та завдання підприємства, розробити плани дій та виконання проєктів, враховуючи всі ризики та можливості.

7. Узагальнюючи, для розвитку підприємств газовидобувного сектору необхідно зосередитися на розвитку інноваційних технологій, диверсифікації джерел енергії, покращенні енергоефективності, розвитку мережі газопроводів та зменшенні впливу на довкілля. Також важливо розробити стратегію розвитку та взаємодіяти з міжнародними партнерами для досягнення успіху на ринку.

Проте, для того щоб газодобувна галузь України могла успішно розвиватись, необхідно забезпечити не лише виробництво, але й модернізацію, екологічну та соціальну безпеку, а також підвищення ефективності використання газу. Такі заходи допоможуть зберегти навколишнє середовище, підвищити якість життя населення та забезпечити сталість розвитку галузі.

Список використаних джерел

1. Розвиток газовидобування та залучення інвесторів: які перспективи має Україна. [18.08.2023]. [Електронний ресурс] URL: <https://ua.news/ua/money/gazvytue-gazodobychu-y-privlechenye-ynvestorov-kaque-perspektyvu-umeet-ukrauna> - Назва з екрану. (дата звернення: 20.09.23).

2. Перезовова І.В., Гринів П.М. Візія розвитку підприємств газовидобувного сектору України. *Науковий вісник ІФНТУНГ. Серія: Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості.* 2022, № 2(26). С. 7-15.

THE NEED TO ENSURE OF ENERGY SECURITY

Yuliya PAZYNICH

Associate Professor

Dnipro University of Technology, Ukraine

The one of the main challenge - the need to ensure energy security. These are the factors that are laid in the basis of ensuring the energy safety policy of countries: the availability of own energy resources or the presence of reliable suppliers who comply with the terms of the signed contracts, the inadmissibility of turning energy resources into an element of manipulation and blackmail in political games. Energy sector is one of major factors of society development determining the development of civilization and causing environment pollution resulting in climate change. Whereas mankind used energy of sun, wind, and water before the industrial revolution, in the 20th century it used energy of fossil fuels (coal, oil, gas, uranium etc) for the most part. And so far they remain the base of world economy. As the energy consumption shows the significant increase trends in 21st century, the issues of energy saving, as well as wider concept of energy efficiency, become urgent and important recently.

People should provide its existence with the energy produced, and this affects the development of economy and civilization directly, and simultaneously maintain the liveable environment for future generations. Ensuring reliable energy supply is one of the most important conditions of sustainable development and stable functioning of world economies. It being known that there exist the clear relationship between the economic growth rate and energy consumption rate; the increase of gross domestic product (GDP) in most developed countries was attended by equal relative increase of fuel and energy resources (FER) consumption.

Fifty recent years saw the significant increase of the rate of energy resources use. In 2015 it reached 13,647 mlrd tons of oil equivalent (o. e.). To compare: as far back as in 1973 (the benchmark of energy saving policy in the world scale) it was only 6,101 mlrd tons of o. e. [1, p.6]. According to a range of forecasts, explored reserves are sufficient for the following period of time: oil – 40 years; natural gas – 65 years; coal – 250 years. The coal resources are distributed almost equally between major regions and world economies, which provides the relative coal price stability, in contrast to oil price, although it changes in respond to political and social and economic interests. Only some countries have oil and gas reserves, and this fact rises the problem of access to their resources on a world scale and may lead to international conflicts, particularly military ones. Thus, after the Arab-Israeli War started in 1973 as resulted from embargo on oil put by Arab countries OPEC (Saudi Arabia, Kuwait, Iraq, Abu Dhabi, Qatar, Algeria), the price per barrel (160 liters) of crude oil increased 4-5 times and reached 11 dollars compared to 1,90 dollars. After the Iran-Iraq War started in 1979, the price of a barrel reached 30-40 dollars [2]. As the oil price is dependent on the cooperation between political and business elite, than, the more the energy system of a country is dispersed according to independent energy producers, the less are possibilities for manipulations with prices and profits on the energy market.

The most successful methods of energy efficiency increase are developed by national economies of democratic states in Northern Europe. In the developed countries, where the authorities make the minimum intervention into enterprises activity, the economically sound system for management of energy efficiency increase is developed. Energy audit and energy management are the tools of its implementation. This enables permanent analysis of state of FER supply, critical assessment of energy efficiency of the main and additional techniques, determination of reserves of energy saving, and suggestion of complex energy saving measures of efficient use of FER. According to the regulatory documents of EU, e. g. The Energy Chart Treaty [3], in the developed countries the fiscal and financial incentives are stipulated by the laws for implementation of energy efficient technology in the market, motivation of such an innovative approaches to funding energy efficiency increase as funding by the third party, maintaining and motivation of cogeneration, as well as measures of efficiency increase for central heating systems.

The realization by the governments of different countries the significance of energy sector for the development of economy and society resulted in the concept of "energy safety" elaboration. As for now, the energy saving has become the highest priority for the energy strategy of the developed countries. In most developed countries there exist national programs of energy saving as targeted on reasoned use of FER and include complex of measures for improvement of the structure of energy resources consumption, implementation of modern energy saving technology, deeper extraction of useful components, use of secondary resources, energy consumption control etc. The countries also launch the programs of development of nontraditional and renewable energy.

The energy safety of countries should be considered as the ability of the state to ensure the efficient use of its own fuel and energy base, to provide the optimum diversification of sources and ways of supply of the energy resources in order to provide the vital activity of inhabitants and functioning of national economy in ordinary state, emergency state, and military state; prevent fuel and energy resources from dramatic price fluctuations or create the conditions for the smooth adaptation of national economy to new prices of the resources.

The issue of energy safety is the main condition for existence of countries as an independent state. The measures of state regulation of energy safety ensuring may be divided into the preventive and liquidation ones. The implementation of preventive measures should favour the formation of less sensitive to energy troubles economy. This includes the energy saving, diversification of sources energy resources supply, motivation of production of the main types of fuel and electrical energy production, use of nontraditional and renewable types of energy. The liquidation measures should consist in creation of strategic oil and gas reserves controlled by the state authorities and the system of distribution of oil and gas in case of serious troubles of infrastructure of supply to consumers. The measures should also be taken to prospect and drill oil fields of strategic importance to be put into operation in case of war. The achieving the goal of energy safety is impossible without the determination of factors, which can cause negative effect on the development of fuel and energy complex [4, 5].

So, the issues of energy safety is one the main condition for existence of countries as an independent state. Improvement of control system for fuel and energy complex and energy saving process is among the important state purposes. Countries needs the changes of the structure of national production, implementation of energy saving technology; this would lower dependence from oil and gas import and lead to economy stabilization and provide the conditions for energy safety of the country.

References:

1. Key World Energy Statistics. – Paris: International Energy Agency, 2017. – 80 p.
2. Енергетика: історія, сучасність, майбутнє Кн. 5 : // <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5/part-2/section-1/1-1>.
3. Договір до Енергетичної хартії // Українська дипломатична енциклопедія: У 2-х т./Редкол.: Л. В. Губерський (голова) та ін. К: Знання України, 2004. Т.1. 760 с.
4. Y. Pazynich et al., "Implementation of Energy Safety Policy in Ukraine by Means of Energy Saving in Electric Drive Systems" Advanced Engineering Forum, Vol. 25, pp. 96-105, 2017 <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AEF.25.96>.
5. Pazynich Y. Some aspects of energy safety policy / Y.Pazynich // «Сейфуллин окулары – 18(2): «XXI ғасыр ғылымы – трансформация дәуірі» халықаралық ғылыми -практикалық конференция материалдары «Сейфуллинские чтения – 18(2): «Наука XXI века - эпоха трансформации». 2022 . Т.І, Ч.ІV. Р. 101-103.

ПОТЕНЦІАЛ ВИКОРИСТАННЯ ЛІСОВОЇ БІОМАСИ ЯК ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ТА ЇЇ РОЛЬ У ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ НЕЗАЛЕЖНОСТІ УКРАЇНИ

Іванна МЕЛЬНИЧУК
к. е. н., доцент кафедри прикладної економіки ІФНТУНГ
Микола ПЕТРАЩУК
аспірант ІФНТУНГ

У сучасному світі, коли проблеми зміни клімату та питання сталого використання природних ресурсів набувають все більшого значення, лісова біомаса стає важливим ресурсом для виробництва енергії. Ця біорізноманітна сировина може відігравати ключову роль у розвитку відновлюваної енергетики та зменшенні негативного впливу на навколишнє середовище. Важливість дослідження та використання потенціалу лісової біомаси не обмежується лише кліматичними та екологічними аспектами. Вона також має велике значення для енергетичної незалежності України розвиток якої, напругу залежний від світових цін на нафту та газ.

В даному дослідженні розглянуто потенціал використання лісової біомаси як джерела енергії, визначено основні види біомаси, технології виробництва енергії, а також розглянуто переваги та виклики цього підходу до енергетики, зокрема в контексті забезпечення енергетичної незалежності України.

Викладення матеріалу:

Лісова біомаса включає в себе різні види органічних матеріалів, що походять з лісів та лісових плантацій. Для детальнішого розуміння потенціалу лісової біомаси у виробництві енергії, важливо визначити її основні види. Згідно рекомендацій методичних вказівок проекту Biomass Energy Europe деревна біомаса поділяється на [1]:

- Деревна біомаса: Включає в себе деревину, гілки, кору та інші деревні матеріали.
- Недеревна біомаса: Ця категорія включає в себе рослинні залишки, такі як гілки, листя, стебла рослин, а також багаторічні трави і кущі.
- Відходи деревини, які у свою чергу поділяються на первинні (утворюються в результаті лісозаготівлі) та вторинні (утворюються в результаті обробки деревини)

Виробництво енергії з лісової біомаси – є ключовим напрямком використання цього ресурсу, оскільки воно має ряд переваг як так і економічних. Згідно результатів досліджень, використання лісової біомаси зменшує викиди парникових газів на 85 % та 70 % в порівнянні з вугіллям і природним газом відповідно. [2]

Переважно перетворення лісової біомаси в енергію здійснюється шляхом використання термохімічних процесів. Найпоширенішим з них є спалювання. Менш поширеними є газифікація та піроліз. [4]

Використання лісової біомаси для виробництва енергії може мати важливий вплив на нафтогазову промисловість. Ось два ключові аспекти цього впливу:

1. Зменшення залежності від нафти і газу:

Використання лісової біомаси надає можливість зменшити залежність від нафти і газу у виробництві енергії. Оскільки біомаса є відновлюваним джерелом, вона може бути стабільним та доступним джерелом енергії. Це дозволяє знизити ризики, пов'язані з коливаннями цін на нафту і газ, а також залежність від імпортованих енергетичних ресурсів.

2. Конкуренція та взаємодія з іншими джерелами енергії:

Використання лісової біомаси створює конкуренцію та взаємодію з іншими джерелами енергії, такими як вугілля, сонячна енергія та вітрова енергія. Це може сприяти розвитку більш різноманітних та стійких джерел енергії, а також стимулювати інновації у галузі енергетики.

Усе це свідчить про те, що використання лісової біомаси для виробництва енергії може мати важливий вплив на енергетичну індустрію, сприяючи різноманітності джерел енергії та зменшенню залежності від традиційних нафтових і газових ресурсів.

Згідно даних, наданих Державним агентством лісових ресурсів України, станом на 2020 ліси є національним багатством та стратегічним ресурсом нашої країни, а їх площа становить 10,4 млн. га, більше 90 % з яких вкрито лісовою рослинністю. Загальна частка лісів на території України становить 15,9 %. [5]

В умовах недостатньої кількості власного природного газу і нафти, а як наслідок енергетичної залежності від імпорту цих ресурсів, використання лісової біомаси для виробництва енергії є цілком логічним рішенням.

Висновок

Лісова біомаса має великий потенціал як джерело відновлюваної енергії, яке може сприяти зменшенню енергетичної залежності, покращенню екологічної стійкості та стимулюванню інновацій у галузі енергетики. В цьому дослідженні ми розглянули різноманітні аспекти використання лісової біомаси для виробництва енергії.

Ми визначили різні види лісової біомаси та їхнє використання в енергетиці, розглянули різні технології виробництва енергії з біомаси, визначили переваги використання цього ресурсу та визначили їх вплив на нафтогазову промисловість.

Також ми розглянули перспективи використання лісової біомаси у відновлюваній енергетиці та її роль у забезпеченні енергетичної незалежності України. Враховуючи зростаючу увагу до збереження природи та зменшення викидів парникових газів, використання лісової біомаси стає важливим елементом переходу до більш сталої та стійкої енергетичної системи.

Зрозуміння ролі лісової біомаси у виробництві енергії, її переваг та викликів, а також постійний розвиток інноваційних технологій є ключовими для досягнення енергетичної стійкості та збереження природних ресурсів у майбутньому.

Список використаних джерел:

1. Все про біомасу: [науково-популярне видання] / Б.М. Берташ, В.Л. Галуха, Т.М. Микитин. Рівне: Рівненський центр маркетингових досліджень, 2011. 36 с.
2. <https://energypost.eu/sustainably-harvested-forest-biomass-can-help-replace-coal-and-gas/>.
3. Виробництво енергії з біомаси в Україні: технології, розвиток, перспективи / Ін-т технічної теплофізики НАН України; за ред. Г. Гелетуки. Київ: Академперіодика, 2022. 373 с.
4. Energy Production from Forest Biomass: An Overview/Ana Cristina Gonçalves, Isabel Malico and Adélia M.O. Sousa/IntechOpen/10 February 2021.
5. <https://forest.gov.ua/news/prirodna-struktura-lisiv-ukrayini-infografika>.

ОПАНУВАННЯ ДОДАТКОВИХ НАФТОГАЗОНАСИЧЕНИХ ОБ'ЄКТІВ У ЗАХІДНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ ЯК НОВИЙ НАПРЯМ ІНВЕСТИЦІЙНОГО ПОТЕНЦІАЛУ НАФОТОГАЗОВОЇ БАЗИ КРАЇНИ

Наталія ВАСИЛІВ

асистент кафедри технології захисту навколишнього середовища та безпеки праці ІФНТУНГ

Володимир ЛЕШКО

студент ІФНТУНГ

nataliia.vasyliv@nung.edu.ua

Безпека України у сфері енергетики є одним з найбільш важливих складових національної безпеки та невід'ємною складовою енергетичної безпеки Європи. Перебудова у енергетичному секторі, яку сьогодні здійснює Україна, має на меті дати енергетичному комплексу імпульс рухатись в сторону інтеграції разом з європейськими комплексами, привести його у відповідний стан керуючись нормами та стандартами ЄС, створити повноцінно функціонуючі конкурентні ринки електричної енергії та природного газу з прозорою системою ціноутворення та гідним захистом споживачів. Впровадження Україною європейських стандартів та реалізація європейської системи законів допомагають прискоренню позитивних енергетичних трансформацій, поліпшення якості послуг для звичайних споживачів, а також зміцненню державної енергетичної незалежності. Питання державної безпеки в сфері енергетики стало нагальним з першої секунди після проголошення незалежності і особливо загострилося з початком повномасштабного російського вторгнення на територію України. Припинення постачання енергетичних ресурсів з країни-агресора змусили нас принципово заново поглянути на питання державної енергетичної безпеки, що своєю чергою є невід'ємною складовою існування держави.

Необхідною умовою існування будь-якої держави сучасного світу є використання енергії. Зростання економіки країн світу, в першу чергу, здійснюється за рахунок інноваційно-інвестиційного розвитку енергетики. Енергетика має надзвичайно важливе значення для економіки та чинить великий вплив на інші галузі, оскільки, від неї залежить нормальне їх функціонування. Надійне, стабільне, достатнє, економічно ефективне, екологічно прийнятне забезпечення нафтою, газом та деякими іншими сировинними ресурсами є запорукою енергетичної безпеки країни, а отже сталого розвитку. Відтак, пошук нових можливостей виробництва енергії, модернізація та вдосконалення наявної енергетичної інфраструктури, поглиблення співпраці між країнами, обмін досвідом та інтегрування до світових енергетичних ринків зумовлюють актуальність теми, яка представлена в даній роботі.

Діяльність державної політики в сфері енергетики досліджували: Атаманчук Н. І., Бабина О. М., Борисяк О. В., Барна, С. С., Ващенко, А. В., Побоченко, Л. М., Горбачук О. І., Гордієнко К. Ю., Домашенко М. Д., Дороніна І. І. Aura Sabadus, Phred Dvorak, Anna Hirtenstein та ін.

У зв'язку із протиріччями світової енергетики – територіально-технологічними, організаційними, економічними, регулятивними, політичними (енергетична безпека), сценарними (напрями розвитку), виникають нові вимоги до енергетики: забезпечення стійкості енергетики в умовах кризових явищ, створення нових технологій генерування, зберігання і передачі енергії, перехід до організації

«інтелектуального» керування в енергетиці, створення автономних джерел енергії, екологічної стійкості тощо.

Виходячи з особливостей запасів природного газу, прогнозується, що на перспективу до 2040 року буде проводитись розробка родовищ традиційного газу, у тому числі за умови економічної доцільності, малодобітних, дрібних і дуже дрібних, із застосуванням сучасних технологій розвідки, буріння свердловин, інтенсифікації видобутку тощо. Науково доведено і практично підтверджено, що родовища нафти і газу є системами, які постійно розвиваються. Отже, має місце явище зростання запасів вуглеводневих покладів на стадії високого ступеня виробленості, що може дати щорічний приріст запасів 3...5 млрд м³.

За прогнозами науковців, у Західному регіоні на великих глибинах зосереджена значна частина всіх розвіданих запасів. Основні очікування пов'язані з автохтонним ложем Карпат та Передкарпатського прогину. Проведені наукові дослідження з використанням сучасних комп'ютерних технологій вселяють надію щодо перспектив нафтогазоносності цього регіону. Західний нафтогазовий регіон охоплює територію Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької, Закарпатської і Волинської областей. Там відкрито 121 родовище вуглеводнів, переважна більшість з яких – у 1960-1980 роках.

Загальні доведені запаси газу перевищують 100 млрд м³, нафти – майже 50 млн тон. Видобуток газу становить близько 1 млрд куб м на рік, нафти – 0,4 млн тон. Враховуючи значні запаси, можна стверджувати, що Західний регіон має значний потенціал нарощування видобутку (таблиця 1):

Таблиця 1 – Доведені запаси Західного регіону

Природний газ, млрд куб м	86,2
Нафтовий газ, млрд куб м	24,9
Нафта, млн тон	46,5
Конденсат, млн тон	2,2

Причини занепаду нафтогазової галузі Західного регіону – виснаження основних родовищ, а також освоєння більш значного і перспективного нафтогазового регіону Дніпровсько-Донецької западини.

У західному регіоні України розміщені дрібні або виснажені родовища. У 2017 році на Західній Україні вперше за кілька десятиліть відбулася стабілізація видобутку газу, у першу чергу – в приватному сегменті. Там видобуток зріс удвічі, до 130 млн м³ на рік. Проте, з точки зору інвестиційної привабливості, вони поступаються родовищам Дніпровсько-Донецької западини.

Варто відмітити, що зниження податкового навантаження, зокрема ренти на видобуток газу з 2016 року і нафти з 2017 року, створило нові передумови для відновлення видобутку в даному регіоні. Крім того, Верховна Рада ухвалила закон про стимулюючу ренту на газ із нових свердловин: 12 % – для свердловин глибиною до 5 тис м і 6 % – понад 5 тис м. Враховуючи вищевикладене, це створило нові можливості для інвестицій в видобуток у Західному регіоні.

Крім того, необхідно розробити довгострокову стратегію та нову бізнес-модель (наприклад, регіональний газорозподільний центр у Західній Україні) для національного сектору газопостачання, розглядаючи його як невід'ємну частину Енергетичного союзу.

AI APPROACHES FOR MANAGING COMPLEX SYSTEMS

Iryna PEREVOZOVA

Doctor of Economics, Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of
Oil and Gas
perevozova@ukr.net

Taras Gubernat

Doctoral Student
Ivano-Frankivsk National Technical University of
Oil and Gas
tarasgubernat@yahoo.com

Management of complex systems is an important and relevant topic in today's world, especially in the context of rapid technological advancement and the increasing complexity of systems. This topic offers an approach to managing various systems, including environmental ones, which makes it especially important in today's conditions of climate change and ecological challenges.

As we delve into the realm of Artificial Intelligence, it's crucial to understand that AI is not a distant future concept but a transformative force already reshaping our industries and economies today. The vast valuation of the AI market and its predicted trajectory highlight its undeniable influence and potential. However, beyond mere numbers, there's an opportunity - a golden window for businesses to integrate AI and harness its vast capabilities. Yet, with opportunity comes imperative. In our rapidly evolving digital landscape, AI stands as both a catalyst for growth and a benchmark for innovation. Around 83% of companies have recognized this, prioritizing AI in their strategies, and signaling its centrality in the modern business playbook.

But the story doesn't end at mere recognition. Almost half of all businesses are already leveraging AI to tap into the vast reservoirs of big data. In this information age, data-driven decision-making, powered by AI, is not just a strategy—it's the backbone of effective and innovative business operations. As we gaze into the near future, we see a workforce transformed. By 2025, the AI sector's magnitude will rival many traditional industries, heralding a new era of opportunities and challenges in education, training, and employment. The AI landscape is both promising and competitive. Companies that ride this wave will thrive, but those that lag risk being left behind in this new AI-driven world.

The management of complex systems heavily relies on software products intended to assist with various challenges. The following approaches, powered by AI, can be incredibly useful for decision-makers dealing with complex systems, like oil and gas organizations, companies dealing with environmental processes, or time-sensitive stages of any operations.

1. Next best action

At its core, this approach goes beyond traditional decision-making. It leverages a rich tapestry of data, both historical and real-time, weaving it together with predictive analytics. The goal is to discern not just any action, but the optimal subsequent step that perfectly aligns with a set objective or desired outcome. Imagine the power of making every subsequent step the most informed one, tailored to the current context.

There is a variety of applications for this approach in various domains. For example, the "Next Best Action" can ensure that each piece of equipment is utilized where it's most needed, maximizing efficiency. Dive into the world of complex workflows, and this AI-driven approach acts as a compass, guiding users through mazes of decisions, ensuring each choice propels the workflow smoothly forward. Furthermore, consider the realm of user training. Instead of generic guidance, the "Next Best Action" offers personalized, context-aware recommendations, significantly enhancing the learning curve.

In essence, the "Next Best Action" isn't just about prediction; it's about precision. It stands as a testament to how AI can transform decision-making, ensuring every step we take is the most informed and effective one.

2. Chat with your data

The concept of "Chat with Your Data" emerges as a pivotal advancement in human-data interaction paradigms. At its core, this concept encompasses the facility of engaging in dialogues with databases or pertinent systems. This interaction leverages the robust capabilities of Natural Language Processing (NLP) to facilitate querying, manipulation, and subsequent visualization of data. Notably, this methodology diverges from traditional modalities of data interaction, which predominantly necessitates the crafting of specific SQL queries.

Transitioning to practical applications, one salient benefit of this paradigm is its accessibility to a broader audience. Specifically, it enables individuals lacking technical acumen to access, retrieve, and subsequently analyze data. This democratization of data access invariably enhances organizational inclusivity in data-driven decision-making processes.

Furthermore, from an efficiency perspective, this NLP-driven approach substantially mitigates the temporal investments traditionally associated with the formulation and debugging of intricate queries. By simplifying the querying process, organizations can expedite data extraction and analysis.

Lastly, in the context of decision-making, "Chat with Your Data" presents a tangible advantage. By facilitating real-time data insights through conversational engagements, decision-makers are positioned to make informed choices with a heightened responsiveness to dynamic organizational landscapes.

Chat with your data paradigm represents a confluence of accessibility, efficiency, and immediacy, offering a transformative approach to data interaction and decision-making processes within contemporary organizational frameworks.

3. Anomaly detection

The concept of "Anomaly Detection" emerges as a critical mechanism, fundamentally oriented toward discerning irregularities within data patterns. This analytical procedure focuses on the identification of data points or sequences that deviate significantly from established norms or expectations, thereby warranting further investigation or corrective action. Even though this concept is not new, AI brought it up to another level of efficiency.

Transitioning to empirical applications, one immediately recognizes the environmental implications of this methodology. For instance, anomaly detection proves invaluable in monitoring environmental parameters, allowing for the prompt identification of unanticipated spikes in emissions or waste disposal. Such detections facilitate timely interventions, mitigating potential environmental detriments.

Moreover, in the realm of cybersecurity and financial transactions, the utility of anomaly detection becomes unequivocally evident. The system's ability to discern irregularities within network activities or transactional patterns plays a pivotal role in preempting fraudulent activities, thereby safeguarding organizational assets and maintaining data integrity.

Furthermore, from an operational vantage point, anomaly detection aids in enhancing organizational processes. By identifying unexpected surges or declines in operational metrics, organizations are positioned to refine their operational strategies, ensuring optimal efficiency and output.

Anomaly Detection serves as an indispensable tool within contemporary data analytics, offering organizations a robust mechanism to proactively address irregularities, optimize operations, and ensure security in an increasingly data-driven landscape.

4. Predictive analytics

In the intricate framework of data-driven methodologies, "Predictive Analytics" emerges as a seminal discipline, dedicated to the formulation of forward-looking insights. This domain is characterized by the rigorous application of statistical algorithms, comprehensive data analysis, and machine learning paradigms. The central objective of predictive analytics is the extrapolation of future occurrences or outcomes, firmly rooted in the analysis of antecedent data sets.

Delving into practical implications, the domain of equipment maintenance illustrates the transformative potential of predictive analytics. By systematically analyzing equipment-centric data, predictive models are adept at forecasting impending maintenance requirements. This proactive approach not only ensures optimal equipment performance but also circumvents unforeseen malfunctions, thereby enhancing operational longevity and efficiency.

Furthermore, from a medical and healthcare perspective, predictive analytics offers profound ramifications. Through the meticulous examination of patient data, predictive models can ascertain the probability of individuals manifesting specific diseases or medical conditions. Such prognostic insights facilitate early interventions, optimizing treatment pathways and potentially improving patient outcomes.

Predictive analytics represents a paradigm wherein the confluence of historical data and sophisticated computational techniques yields insights into future possibilities, offering sectors ranging from manufacturing to healthcare the ability to optimize strategies and preempt challenges.

5. Automated Decision-Making (ADM)

The notion of ADM is progressively gaining prominence. The concept entails the delegation of decisional capacities to AI algorithms, rendering human intervention redundant in specific scenarios. This is not limited to mundane tasks but extends to intricate determinations such as the feasibility of granting a loan based on multifaceted financial metrics. Delving into the application spectrum, the financial sector has already commenced automated loan approvals that consider an amalgam of factors, from credit histories to

income scales. Moreover, the logistical realm is experiencing transformative shifts, with supply chain elements like route strategizing, warehouse optimization, and anticipatory demand forecasting now steered by automated decisional frameworks. Thus, ADM encapsulates a trajectory toward efficient and data-driven operational modus operandi in diverse sectors.

In the evolving landscape of technology, the realm of Artificial Intelligence stands out as a beacon of advancement, notably when orchestrating decision-making in complex systems. While the tools delineated earlier in this article are by no means novel, their confluence with AI heralds a new epoch of unparalleled precision and efficacy. However, this ascent is contingent upon meticulous implementation and the integrity of the data input. It is imperative to underscore that the overarching objective of these advancements is to act in synergy with the human workforce, augmenting their capabilities, rather than rendering them obsolete. Thus, the character of AI should be perceived as a collaborator, not a contender. Looking ahead, the potential applications of AI in managing complex systems are vast and transformative. As industries continue to interweave with digital domains, AI will play a pivotal role in optimizing workflows, predicting system behaviors, and preemptively addressing potential challenges. By harnessing the power of AI, organizations can navigate the intricacies of modern systems with more agility, proactivity, and foresight. Furthermore, the seamless integration of AI with human expertise can catalyze groundbreaking innovations and solutions, setting a new standard for system management in the 21st century.

References:

1. Rashi Maheshwari, Aashika Jain: Top AI Statistics And Trends In 2023 (<https://www.forbes.com/advisor/in/business/ai-statistics/>)
2. Karl Wirth: The Power of AI in 'Next Best Actions' (<https://www.cmswire.com/digital-experience/the-power-of-ai-in-next-best-actions/>)
3. Luke Soon: AI & Next Best Action: Transforming Decision-Making (<https://www.cmswire.com/customer-experience/ai-next-best-action-transforming-decision-making/>)
4. Patrick Schneider, Fatos Xhafa: Anomaly Detection and Complex Event Processing over IoT Data Streams (<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780128238189000134>)
5. Sriram Parthasarathy: Chat With Your Data To Build ML-Driven Customer Segments (<https://pub.towardsai.net/chat-with-your-data-to-build-ml-driven-customer-segments-using-a-chatbot-built-with-chatgpt-and-e43259d592fe>)
6. Kevin Beasley: Unlocking The Power Of Predictive Analytics With AI (<https://www.forbes.com/sites/forbestechcouncil/2021/08/11/unlocking-the-power-of-predictive-analytics-with-ai/?sh=2f3e2ecc6b2a>)
7. Michael Ross and James Taylor: Managing AI Decision-Making Tools (<https://hbr.org/2021/11/managing-ai-decision-making-tools>)

ФОРМУВАННЯ МОДЕЛІ ОЦІНКИ ВПЛИВУ ІННОВАЦІЙ ПІДПРИЄМСТВ НАФТОГАЗОВОГО СЕКТОРУ НА КРИТЕРІЇ СТАЛОГО РОЗВИТКУ

Сергій ПОБИГУН

*к.е.н, доцент кафедри підприємництва та
маркетингу ІФНТУНГ
serhii.pobihun@nung.edu.ua*

Іванна МЕЛЬНИЧУК

*к.е.н, доцент кафедри прикладної
економіки ІФНТУНГ
iva99-84@ukr.net*

Розвиток сучасної геополітичної ситуації вимагає від урядів країн приймати рішення для того, щоб поряд з економічним розвитком забезпечувався і соціально-екологічний розвиток. Продовжувати ведення господарської діяльності в традиційний спосіб є практично неможливим. Це зумовлено тим, що рівень виснаження надр Землі, рівень викидів, відходів і забруднення навколишнього середовища є дуже високим. Тому, на вирішення наведених проблем, на щастя існують концепції і підходи, що дозволяють знівелювати, призупинити ці негативні процеси. Звичайно, в рамках прийнятих Цілей тисячоліття і Глобальний цілей сталого розвитку є визначені

завдання і індикатори, які дозволяють окреслити тенденції і результати вирішення основних соціальних, економічних і екологічних питань.

У багатьох дослідженнях доведено, що існує чіткий зв'язок між інноваціями та успіхом у зростання доходів у галузях.

Сектор нафто і газової промисловості стабільно розвивається і переосмислює виробничі можливості.

Технологічні інновації зробили можливим те, що ще кілька десятиліть тому вважалося неможливим. Наприклад, нафта з бітумінозних пісків, газ зі сланців – ці ресурси вважалися занадто складними або дорогими для доступу в минулому, але зараз вони трансформують ринок Північної Америки.

Зростання видобутку сланцевого газу загальновідоме, але це не єдиний приклад. Видобуток нафти також неухильно зростає. Перм Басейн, територія, що охоплює від 250 до 300 миль західного Техасу та східної частини Техасу. Нью-Мексико США почав видобуток нафти 1921 року. Десять років тому його свердловини більше не працювали. Але впровадження нових технологій буріння призвело до відновлення видобутку за останні роки.

За однією з оцінок, в Північній Америці типові нафто і газові свердловини стали вчетверо продуктивнішими лише за останні шість років. Це відображає десятиліття досліджень у багатьох галузях [1].

Очевидно, що нафтогазові компанії суттєво збільшили видатки на інноваційні підходи та методи. Дійсно, з 2005 по 2010 рік кількість патентів, пов'язаних із видобувною галуззю, зросла більш ніж удвічі. Ті, хто має перевагу в інноваціях, матимуть велику перевагу над своїми конкурентами.

І рішення щодо інновацій зараз можуть мати великий вплив на результати в довгостроковій перспективі. Інновації в нафтогазовій промисловості зосереджені не лише на збільшенні обсягів видобутку. Забезпечення безпечного виконання операцій є ще одним головним пріоритетом. Це може означати пошук нових способів моніторингу цілісності матеріалів у мінливих середовищах або створення нових систем для перевірки, обслуговування та ремонту. І оскільки галузь потрапляє в складніші умови, інновації для забезпечення безпеки стають все більш життєво важливими [2].

Генеральний директор Anadarko порівняв методи, які використовуються в глибоководному бурінні, з тими, які потрібні для відправлення людини на Місяць. А деякі підприємства галузі буквально співпрацюють з NASA, наприклад, для розробки оптоволоконних систем зондування, які зроблять морські бурові платформи безпечнішими.

Нафтогазова промисловість використовує IoT для покращення виробництва, оптимізації обладнання, забезпечення безпеки працівників і моніторингу віддалених районів. Датчики, розміщені в свердловинах, противибухові превентори (BOP) і дросельні клапани, дозволяють збирати дані в реальному часі. Використовуючи ці дані, видобувні та газові стартапи швидко виявляють несправне обладнання, допомагаючи польовим інженерам передбачити та швидко реагувати. Рішення Інтернету речей дозволяють нафтогазовим підприємствам мінімізувати витрати на технічне обслуговування та отримати детальний огляд свого обладнання та процесів [3].

Реалізація еколого-економічної діяльності щодо зниження викидів парникових газів у нафтогазовій галузі потребує значних витрат. Водночас здійснення комплексу заходів екологічної і спрямованості у різних сферах виробничої та управлінської діяльності здатне створювати умови для накопичення у певних обсягах фінансових ресурсів за рахунок зменшення еколого-економічних збитків, втрат тощо [4]. Тому автори [4] стверджують, що екологічна діяльність має певний інвестиційний потенціал, рівень якого слід визначати з урахуванням як власне інвестиційного ефекту окремих рішень, так і з урахуванням їхнього взаємного інформаційного, організаційного та ресурсного впливу.

Підприємство нафтогазового комплексу, як і будь-які організації інші суб'єкти господарської діяльності виконує свою економічну функцію виробництва продукції і послуг, необхідних для суспільства з вільною ринковою економікою, забезпечуючи одночасно роботу для громадян і максимальні прибутки і винагороди для акціонерів. В цьому випадку можна погодитись з думкою лауреата Нобелівської премії Мілтона Фрідмена, який стверджував, що істинна роль бізнесу полягає у використанні його енергії і ресурсів в діяльності, направленої на збільшення прибутку при умові, що він притримується правил гри і бере участь у відкритій конкурентній боротьбі, не застосовуючи махінацій і обману.

З іншого боку підприємства нафтогазового комплексу здійснюють активний вплив на навколишнє середовище і у багатьох регіонах є бюджето-утворюючими, тому в цьому випадку їм слід урівноважувати суто економічні цілі з економічними і соціальними інтересами усіх складових

середовища (місцеві громади, споживачі, постачальники, засоби інформації, групи громадського впливу, а також працівники і тримачі акцій), тобто бути економічно, соціально і екологічно відповідальними.

В якості результуючого пропонуємо використовувати показники, які будуть певним чином відображати ступень досягнення окремих цілей сталого розвитку. До таких ключових показників пропонуємо віднести: екологічна складова (ціль - пом'якшення наслідків зміни клімату - показник викидів парникових газів, соціальна складова (ціль - гідна праця та економічне зростання - індекс розвитку людського потенціалу, економічна складова (ціль - промисловість, інновації та інфраструктура) - енергоємність ВВП. За даними міжнародних методологічних стандартів "Керівництво Осло" ОЕСР [5] визначає чотири типи інновацій: продуктову, процесну, маркетингову, організаційну. Для нашого аналізу обираємо показники, які можуть застосовуватись для нафтогазових підприємств. Опубліковані 29 січня 2020 року «Індикатори інновацій» базуються на даних, зібраних національними статистичними управліннями. Наведена інформація про те, наскільки фірми впроваджують нові або вдосконалені продукти та бізнес-процеси; ступінь їх новизни та економічної значущості; інвестиційна та спільна діяльність, здійснена в рамках цих зусиль; а також роль ринків і спеціальної державної підтримки в різних країнах.

За результатами досліджень пропонуємо модель оцінки впливу інновацій підприємств нафтогазового сектору на критерії сталого розвитку через формування рейтингу підприємств за окремими факторами (в нашому випадку показники інновацій), що впливають на рівень показників сталого розвитку і показати недосконалість сліпого кореляційно-регресійного аналізу при феноменологічному підході (рисунок 1). На першому етапі (пп. 1-3) дослідження визначаємо чи існує зв'язок між обраними факторами і результуючим показником, його характер і тісноту, що базується на визначенні коефіцієнтів кореляції, лінійних та нелінійних (квадратичних, логарифмічних, обернених, степеневих) функцій.

На другому етапі використовуємо правило Стерджеса [6] – це емпіричний метод, який широко використовується в описовій статистиці для визначення кількості класів. Вони повинні існувати в гістограмі частоти, щоб класифікувати набір даних, що представляє вибірку або сукупність.



Рисунок 1 – Концептуальна модель оцінки впливу інновацій підприємств нафтогазового сектору на критерії сталого розвитку

Запропонована методика оцінки впливу інноваційних показників нафто- і газової промисловості на показники сталого розвитку дозволить певною мірою оцінити забезпечення виконання цілей сталого розвитку, зокрема: гідна праця та економічне зростання, пом'якшення наслідків зміни клімату, промисловість інновації та інфраструктура.

Список використаних джерел

1. Wyatt Investment Research The 2nd Largest Oil Discovery in the History of the World <http://www.nasdaq.com/article/the-2nd-largest-oildiscovery-in-the-history-of-the-world-cm282232>.
2. Mac Elatab 5 trends in oil & gas technology, and why you should care <http://venturebeat.com/2012/03/28/5-trends-in-oil-gastechnology-and-why-you-should-care/>.
3. Ibrahimov B. Open Innovation and application to Petroleum Industry. IFAC-PapersOnLine. 2018. Vol. 51, no. 30. P. 697–702. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.212>.
4. Кукарцева С. В. Інвестиційний потенціал екологічної діяльності – можливості моделювання та кількісна оцінка / С. В. Кукарцева, І. В. Федін, Р. В. Синявський // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2011. № 4. С. 68–70.
5. Oslo Manual 2018. OECD, 2018. URL: <https://doi.org/10.1787/9789264304604-en>.
6. Sturges H. A. The Choice of a Class Interval. Journal of the American Statistical Association. 1926. Vol. 21, no. 153. P. 65–66. URL: <https://doi.org/10.1080/01621459.1926.10502161>.

ФІНАНСОВІ ІНСТРУМЕНТИ СТИМУЛЮВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Ілона ТУЦЬ
аспірантка ІФНТУНГ

В кризових умовах господарювання, в яких перебуває економіка нашої країни останніми роками, необхідним є розроблення новітніх, інноваційних механізмів для її стабілізування та підвищення рівня економічної безпеки. Дані механізми є досить різнобічні, однак, до найважливіших з них належить економічна незалежність (в тому числі й енергетична, як одна із основних, важливих її компонент), рівень економічної стабільності та стійкості до динаміки внутрішнього і особливо зовнішнього середовища (загрози, негативні зміни тощо). Кожне підприємство, регіон, країна підпадають під дію багатьох загроз, які спричинені економічним розвитком, геополітичним становищем, політичною, соціальною і культурною ситуацією та ін.

Одним із ключових елементів державної безпеки України виступає енергетична безпека як держави в цілому, так і енергетична безпека окремих областей, регіонів та об'єктів господарювання зокрема. Від рівня ефективності управління нею та її складовими, однією з яких виступає інвестиційна, залежатиме й безпека цілої країни (області, регіону, організації, підприємства тощо). Але сьогодні найважливішим є досягнення миру в Україні. Однак, з погляду подій в зоні військового конфлікту, подальшого розвитку економіки України, інтегрування її до Європейського Союзу, енергетична складова економічної безпеки є однією із найважливіших. Про важливість проблематики економічної (в тому числі й її енергетичної складової) безпеки регіону, держави свідчить інтерес до неї багатьох науковців.

Крім того, важливе значення має рівень екологічності енергетичного балансу кожної країни, а також вплив його складових на клімат країни та світу в цілому. До кінця століття за різними прогнозами очікується потепління світового клімату від 1,4 % аж до 5,8 %. А це призведе до серйозних проблем у розвитку економічних та екологічних систем.

Отримуючи цивілізаційний комфорт світова громадськість розплачується «тепловим забрудненням» планети, «парниковим ефектом», «кисневим голодуванням», кислотними дощами, виснаженням озонового шару, масштабними забрудненнями токсичними хімічними речовинами і радіонуклідами, швидким скороченням біологічної різноманітності тощо. В основі всіх вказаних негативних наслідків лежить виробництво, використання енергії, перетворення її з однієї форми в іншу, що реалізується об'єктами паливно-енергетичного комплексу.

Тому виникає потреба розроблення нової концепції інноваційного розвитку енергетики, згідно з якою вона би повністю відповідала сучасним цілям, цінностям економічного, соціального, суспільного розвитку людства, а також максимально враховувала би основні тенденції, напрямки науково-технічного прогресу у всіх галузях, сферах життєдіяльності суспільства.

Вказані вимоги і стали основоположною складовою комплексу перетворень системи енергозабезпечення із переходом до розвитку світових інтелектуальних енергосистем, так званих «Smart Grid» – це «автоматизована система, яка самостійно відстежує, розподіляє потоки

електроенергії для подальшого досягнення максимального рівня ефективності використання енергетичних ресурсів».

Ключові елементи інтелектуальної енергетичної системи «Smart Grid» наведені на рис. 1 сприятимуть процесу управління енергетикою країни, регіону, області тощо.

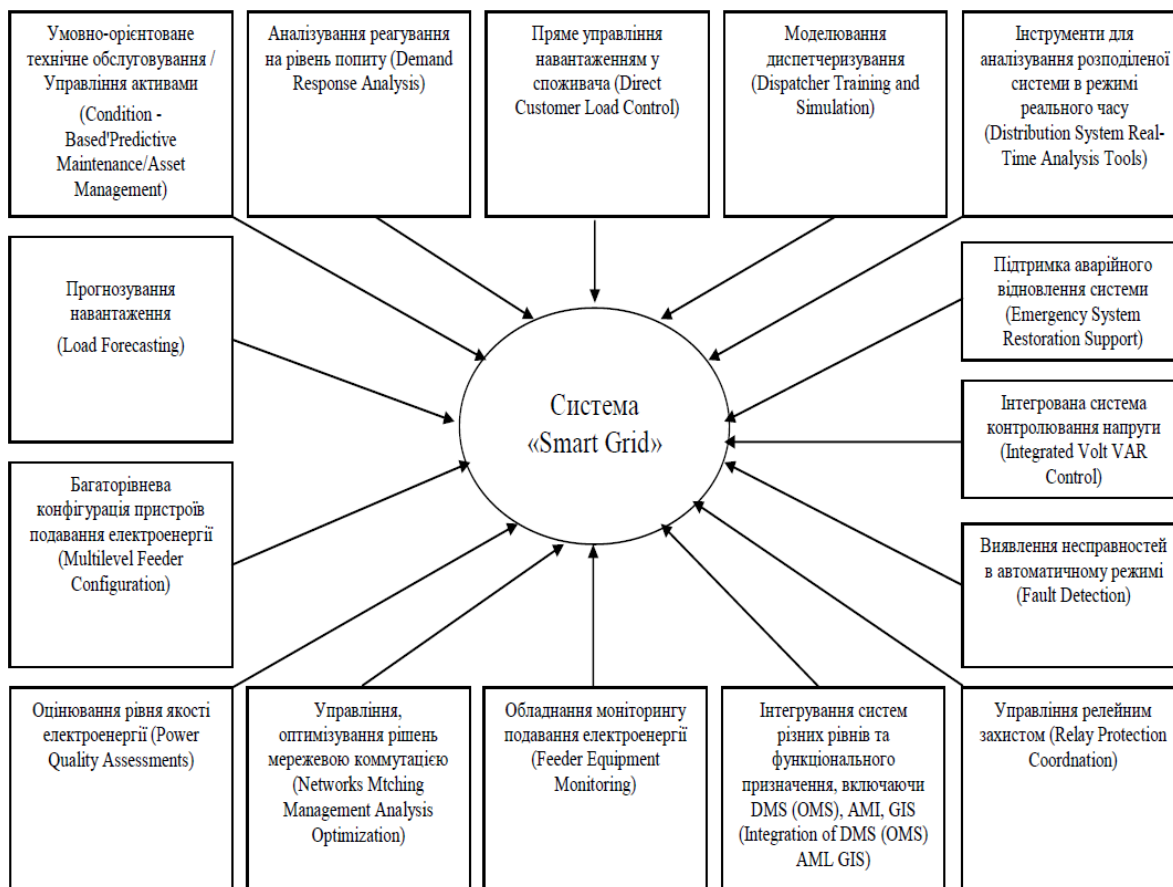


Рисунок 1 – Ключові елементи інтелектуальної енергетичної системи «Smart Grid»

Водночас екологічні та економічні виклики сьогодення та імплементація концепції сталого розвитку у економіку країни та регіонів невинно збільшує інтерес до альтернативних (відновлюваних) джерел енергії (табл. 1). За оцінками Royal Dutch Shell до 2050 року 30 % загальної світової потреби у енергії буде забезпечуватися відновлюваними джерелами (ВДЕ), а ринок біопалива на основі біомаси становитиме \$150 млрд.

Таблиця 1 – Структура джерел первинної енергії згідно Енергетичної стратегії України до 2035 р. [2]

Найменування джерел	2020 р.	2025 р. (прогноз)	2030 р. прогноз)	2035 р. (прогноз)
Традиційні джерела енергії				
Вугілля	18	14	13	12
Природний газ	24,3	27	28	29
Нафтопродукти	9,5	8	7,5	7
Атомна енергія	24	28	27	24
ГЕС	1	1	1	1
ВДЕ				
Біопаливо	4	6	8	11
Сонячна та вітрова енергія	1	2	5	10
Термальна енергія	0,5	1	1,5	2
Всього, млн.т. у.п.	82,3	87	91	96

Як бачимо, частка ВДЕ постійно зростає та у 2035 році буде перевищувати сумарну частку використання вугілля та нафтопродуктів. Регіони, особливо в умовах децентралізації, зацікавлені у

розширенні використання альтернативних джерел енергії, через те, що вони крім сприяння покращенню екологічних показників, можуть вирішити певні проблеми з тепlopостачанням у містах, проблеми з безробіттям, наповненням місцевих бюджетів, а також залученням інвестицій у високоприбуткові проекти альтернативної енергетики. Нами проаналізовано ряд проектів впровадження ВДЕ, які можуть бути реалізовані на Прикарпатті з врахуванням особливостей сировинної бази, та потреб громади. Отримані результати розрахунку показників ефективності демонструють реальну перевагу імплементації проектів виробництва енергії з біомаси.

В сучасному світі існує багато механізмів стимулювання розвитку «зеленої» енергетики (ВДЕ). У державах-членах ЄС застосовуються такі основні підходи [1, 3-8]:

1. Пільгові системи («зелені» тарифи та надбавки), які базуються на інструментах ціноутворення. Уряд фіксує ціну, ринок вирішує кількість

2. Регулювання квотами із застосуванням системи зелених сертифікатів, яке базується на кількісному принципі. Уряд фіксує кількість, ринок встановлює ціну. Вказані інструменти можуть бути використані в різних формах. Практично всі держави-члени ЄС застосовують одночасно декілька моделей підтримки, з яких одна-дві є для країни основними. У багатьох випадках пільгові системи доповнюються іншими інструментами політики, наприклад інвестиційними грантами.

3. «Зелений» тариф. «Зелений» тариф являє собою спеціально підвищений тариф на електроенергію, за яким виробник гарантовано може її продати. Зазвичай він встановлюється на довготривалий період з поступовим зменшенням його величини і диференціюється для різних технологій і потужностей установок (Німеччина, Австрія, Данія, Франція).

4. Квотування. Регулятор встановлює певну мінімальну частку «зеленої» електроенергії, яка має бути в загальній структурі електроенергії. При цьому регулятор накладає зобов'язання з використання «зеленої» електроенергії шляхом встановлення відповідних квот. Система таких квот часто поєднується з використанням «зелених» сертифікатів (Швеція, Польща, Італія, Румунія, Бельгія).

5. «Зелені» сертифікати. Зобов'язана за квотою сторона видає відповідний сертифікат на обсяги виробленої електроенергії. Якщо виробляється більше «зеленої» енергії, ніж передбачено квотою, виробник може продати ці обсяги за сертифікатом іншому суб'єкту, який ще не виконав свої зобов'язання за квотами.

Однак, фактично в Україні для стимулювання використання альтернативних джерел енергії застосовується лише «зелений» тариф та частково реалізовано право суб'єктів господарювання на отримання податкових і митних пільг у разі ввезення на митну територію України енергозберігаючих матеріалів, обладнання, устаткування та комплектуючих виробів за проектами демонстрації японських технологій. Водночас частка енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії, у національному енергобалансі свідчить про те, що цих заходів не досить та потрібно запозичувати досвід стимулювання цієї галузі у європейських партнерів.

Ринок фінансових інструментів доволі різноманітний у міжнародній практиці. Значна частина доходів закордонних підприємств отримується саме за рахунок їх використання. Для вітчизняної практики поняття фінансових інструментів є новим, а їх ринок недостатньо розвинений. Непопоширеними є й операції з фінансовими інструментами. Це негативно позначається на діловій активності суб'єктів ринку, знижує швидкість обертання фінансових потоків. Для правильного відображення фінансових інструментів у фінансовому обліку та звітності постає необхідність у дослідженні питань, пов'язаних з їх класифікаційними ознаками, видами та оцінкою.

На фінансовому ринку України фінансові інструменти не набули широкого впровадження, хоча, насправді, вони відіграють ключову роль у стимулюванні використання відновлюваних джерел енергії, зокрема мова йде про [1-8]:

1. Субсидії та премії: уряди та організації надають фінансову підтримку у вигляді субсидій та премій для інвесторів, які розвивають відновлювані джерела енергії. Це можуть бути прямі платежі, знижки на податки, пільгові кредити або інші форми фінансової підтримки.

2. Тарифи на відновлювану енергію: уряди можуть встановлювати спеціальні тарифи, що гарантують виробникам відновлюваної енергії певну ціну за вироблену електроенергію. Це стимулює інвесторів до розвитку інфраструктури відновлюваної енергетики, оскільки вони гарантовано отримують прибуток.

3. Зелені інвестиційні фонди: уряди та приватні інвестори створюють зелені інвестиційні фонди, які фінансують проекти з використання відновлюваних джерел енергії. Ці фонди мають на меті підтримку та стимулювання проектів, які сприяють зменшенню викидів парникових газів та забезпечують стале використання природних ресурсів.

4. Торгівля викидами парникових газів: концепція торгівлі викидами парникових газів передбачає виділення обмеженого обсягу дозволів на викиди парникових газів, які можуть купуватися та продаватися на ринку. Це стимулює компанії до зниження своїх викидів, а також створює фінансову підтримку для проектів використання відновлюваних джерел енергії.

5. Фінансування досліджень і розвитку: уряди та організації надають фінансування науковим інститутам та компаніям для проведення досліджень у галузі відновлюваної енергетики та розробки нових технологій. Це сприяє вдосконаленню і ефективному використанню відновлюваних джерел енергії.

Отож, зазначені фінансові інструменти відіграють важливу роль у стимулюванні розвитку і використанні відновлюваних джерел енергії, забезпечуючи фінансову підтримку та стимулюючи інвестиції в цей сектор. Вони є важливою частиною стратегій з переходу до сталої енергетики та збереження навколишнього середовища.

Список використаних джерел:

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245239564&cat_id=245239555/.
2. Закон України «Про альтернативні джерела енергії». /Відомості Верховної Ради. 2003. № 24. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text>.
3. Європейський зелений курс (Зелена угода). URL: <https://ukraine-eu.mfa.gov.ua/posolstvo/galuzeve-spivrobitnictvo/klimat-yevropejska-zelena-ugoda>.
4. Міжнародна конвенція ООН про зміну клімату. URL: <https://necu.org.ua/ramkova-konvencziya-oon-pro-zminu-klimatu/>.
5. Глобальна зміна клімату – сучасні погляди та тенденції. URL: <https://meteo.gov.ua/ua/33345/zmi/articles/read/61>.
6. Кудря С.О. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України. URL: <https://saee.gov.ua/sites/default/files/Kudria.pdf>.
7. Стимулювання відновлюваної енергетики в Україні за допомогою «зеленого» тарифу. Консультативна програма IFC в Європі та Центральній Азії/ Посібник для інвесторів. URL: <https://saee.gov.ua/documents/green-tariff.pdf>.
8. Орієнтири розвитку альтернативної енергетики України до 2030р. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/oriientyry-rozvytku-alternatyvnoi-energetyky-ukrainy-do-2030r>.

ЕКОЛОГІЧНЕ СТРАХУВАННЯ: СУТЬ ТА НЕОБХІДНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ В УКРАЇНІ

Світлана КОРОЛЬ

к.е.н., доц. кафедри фінансів, обліку та оподаткування ІФНТУНГ

У вітчизняній нормативно-правовій площині відсутнє єдине та законодавчо закріплене трактування дефініції «екологічне страхування», однак у проекті Закону України «Про екологічне страхування» [1] визначені загальні положення щодо його розуміння його сутності. Його головна мета – створити нові дієві фінансові механізми для відшкодування шкоди, заподіяної довкіллю, життю, здоров'ю, майну громадян, а також сприяти модернізації підприємств-забруднювачів. Позитивним є й те, що у проекті цього закону передбачено створення Бюро екологічного страхування, яке має бути юридичною особою й утримуватися за рахунок коштів страховиків, що дозволить підсилити ефективність впровадження обов'язкового екологічного страхування.

Крім того, в проекті Закону України «Про екологічне страхування та гарантії відшкодування шкоди, завданої внаслідок діяльності, що становить підвищену екологічну небезпеку» [2] не окреслено теоретичні засади даного виду страхування, а лише подано трактування екологічного страхування та предмету його договору.

Основна суть екологічного страхування полягає в тому, що страхова компанія постійно компенсує збитки, які виникають внаслідок небажаної екологічної діяльності або випадкових подій, пов'язаних з забрудненням.

Власне, основний акцент робиться на навколишньому середовищі, а через російсько-українську війну, очевидно, що зміни, які відбуваються у кліматі мають чималий вплив на нього. 2022-2023 рр. – роки серйозних наслідків у сфері клімату, оскільки країни шукають альтернативи російським постачанням нафти та газу. Цей етап потребує негайного втручання світової спільноти у протидію росії. Внаслідок війни та зниження постачання природного газу з росії, країни активно шукають альтернативи та прискорюють перехід до використання більш стійких та екологічно чистих джерел енергії. Це може включати розвиток відновлювальної енергетики, енергоефективність, розширення використання газу зі складів, LNG та інших альтернативних джерел енергії. Використання таких джерел допоможе знизити викиди парникових газів та зменшити негативний вплив на зміну клімату.

Крім того, викиди від горіння паливно-мастильних матеріалів, нафтобаз, складів тощо внаслідок бойових дій впливають не тільки на довкілля України, але й світової спільноти. Горіння нафтових об'єктів призводить до викиду великої кількості шкідливих речовин, включаючи вуглекислий газ, оксиди азоту та сірки, а також інші токсичні речовини. Ці викиди сприяють збільшенню парникового ефекту та погіршенню якості повітря, що має шкідливий вплив на здоров'я людей та екосистеми.

Світова спільнота повинна негайно зреагувати на цю ситуацію, щоб зменшити вплив горіння нафтових об'єктів на клімат та довкілля, зокрема через такі заходи, як:

1. Міжнародне співробітництво: країни повинні спільно працювати на зменшення залежності від російських постачань нафти та газу шляхом розширення міжнародних енергетичних зв'язків та посилення торгівлі альтернативними джерелами енергії, такими як відновлювальна енергетика та LNG.

2. Розвиток енергоефективності: країни повинні інвестувати в розвиток та впровадження енергоефективних технологій та практик, які зменшать загальний попит на енергію та скоротять викиди парникових газів.

3. Фінансування зеленої енергетики: міжнародні організації, банки та інвестори повинні активно фінансувати проекти з розвитку відновлювальної енергетики. Це може включати інвестиції у сонячну та вітрову енергію, гідроелектроенергетику, біомасу та інші джерела зеленої енергії. Підтримка таких проектів допоможе зменшити використання вуглеводнів та викиди парникових газів, а також сприятиме створенню нових робочих місць та розвитку екологічно чистих індустрій.

4. Сприяння технологічним інноваціям: розвиток та впровадження нових екологічних технологій є важливим аспектом зеленої енергетики. Міжнародні організації та уряди повинні сприяти науковим дослідженням та технологічним інноваціям у сфері зеленої енергетики, щоб забезпечити більш ефективно та стійке використання ресурсів.

5. Інформування та освіта: важливим кроком у боротьбі зі зміною клімату є поширення інформації та залучення громадськості до питань зеленої енергетики.

Відтак головні зусилля повинні бути спрямовані на дотримання «зеленої» економіки.

Інтерпретація етапів розвитку кліматичної політики у світі вказує на те, що всебічна оцінка екологічної ситуації потребує захисту, – страхування (рис. 1).

Етапи, найменування етапів, основні події	усвідомлення проблематики науковим співтовариством	перехід наукової проблеми в політичну площину	створення Міжурядової групи експертів по змінам клімату (ІРСС) та презентація їх доповіді	створення інституційної платформи	Рамкова конвенція ООН про зміну клімату; Женевська декларація; Кіотський протокол; друга-четверта доповідь ІРСС	перший період Кіотського протоколу	кліматичні конференції у Польщі, Данії, Мексиці, Південно-Африканській республіці та Катарі	Парижська угода	П'ята доповідь ІРСС та прийняття Парижської угоди по клімату	Конференція ООН з питань зміни клімату (COP26)	відбувся перший огляд об'янок, які були надані в Парижі в 2015 році	перегляд векторів розвитку кліматичної політики	серйозні наслідки російсько-української війни для світової спільноти		
	кліматичні конференції в Швейцарії, Австрії та Канаді														
	1-й етап	2-й етап	3-й етап	4-й етап	5-й етап	6-й етап	7-й етап								
	1979-1988 рр.	1988-1990 рр.	1990-2007 рр.	2007-2012 рр.	2013-2020 рр.	2021 р.	2022 р.	період							

Рисунок 1 – Етапи розвитку кліматичної політики у світі*

*Розроблено автором

Загалом щороку світове промислове виробництво викидає в повітря близько 20 млрд. т забруднюючих речовин, більше 15 млрд. т з яких становить вуглекислий газ. Окрім безпосередньої загрози здоров'ю людини викиди вуглецевих сполук у атмосферу спричинюють глобальне потепління через парниковий ефект. За даними австралійської аналітичної групи Breakthrough – National Centre for Climate Restoration, продовження поточних тенденцій викидів вуглецю у атмосферу вже до 2050р. може призвести до підвищення середньої температури на 3°C, що спричинить масові переселення людей через нестачу питної води; крім того, очікується різке падіння продуктивності сільського господарства [3].

Тому застосування екологічного страхування в Україні може мати позитивний вплив на розвиток чистих технологій, зменшення негативного впливу на довкілля та забезпечення сталого розвитку. Впровадження екологічного страхування в Україні повинно стати необхідним важелем для забезпечення сталого розвитку, захисту довкілля та залучення інвестицій.

Список використаних джерел

1. Про екологічне страхування: проект Закону України від 09.09.2021 № 6018. URL: <https://ips.ligazakon.net/document/II05924A>
2. Про екологічне страхування та гарантії відшкодування шкоди, завданої внаслідок діяльності, що становить підвищену екологічну небезпеку: проект Закону України від 28.09.2021 № 6018-2. URL: https://ips.ligazakon.net/document/view/ji06101a?an=45&ed=2021_09_28
3. Existential climate-related security risk: A scenario approach. *Breakthrough*. National Centre for Climate Restoration. 2019. URL: https://docs.wixstatic.com/ugd/148cb0_a1406e0143ac4c469196d3003bc1e687.pdf.

ЗНАЧЕННЯ «РОЗУМНИХ МЕРЕЖ» В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ УКРАЇНИ

Дмитро ДОЛІШНИЙ

аспірант ІФНТУНГ

activolt.ua@gmail.com

Уляна БЕРЕЖНИЦЬКА

к.е.н., доцент ІФНТУНГ

bi_if@ukr.net

Богдан ДОЛІШНИЙ

к.т.н., доцент ІФНТУНГ

bdolishniy@gmail.com

Протягом останнього десятиліття у світі спостерігаються зміни у підходах до розвитку енергетики, зокрема – електроенергетики.

Відповідно до прогнозу Міжнародного енергетичного агентства, до 2030 року темпи зростання попиту на електроенергію в 1,5-2 рази випереджатимуть темпи зростання попиту на первинні енергоносії. Тому з метою декарбонізації енергетики (тобто скорочення частки використання вугілля, газу, мазуту) та для забезпечення резервів потужності в світі нарощується використання відновлюваних джерел енергії та систем накопичення електроенергії, які мають ефективно допомагати у періоди пікових навантажень [1].

Крім того, відбувається об'єднання національних електроенергетичних систем у транснаціональні й трансконтинентальні, що дозволяє забезпечити більшу стійкість окремо взятої електроенергетичної інфраструктури та вільне перетікання електроенергії, отриманої з різних джерел, між регіонами та країнами [2]. Саме з цією метою Україна приєдналася до об'єднаної енергосистеми континентальної Європи ENTSO-E.

Однак функціонування таких складних систем можливе лише за умови впровадження ефективних засобів керування, контролю і захисту електроенергетичної інфраструктури – концепції **Smart Grid** («розумна мережа»).

Згідно з визначенням Інституту інженерів з електротехніки та електроніки (IEEE), **Smart Grid** («розумна мережа») – це така електроенергетична система, яка може інтелектуально інтегрувати роботу всіх її елементів (виробників, інфраструктури, споживачів електричної енергії) з метою забезпечення сталого та гарантованого електропостачання [3], іншими словами «розумна мережа» – це інтеграція сучасних технологій енергозабезпечення.

В Україні в умовах триваючої повномасштабної збройної агресії росії, важливим є також створення таких умов функціонування електроенергетичної інфраструктури, які б дозволили забезпечити її швидке відновлення і стабільний рівень розвитку з використанням сучасних і передових технологій.

Відповідно до *Плану відновлення України* започатковано нацпрограму «Енергетична незалежність та Зелений Курс», в рамках якої зокрема передбачено створення «розумних мереж» [4]. Урядом затверджено Концепцію впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року, завданням якої є сприяння розвитку національної електроенергетики, підвищення ефективності мереж передачі і розподілу електричної енергії, сприяння покращенню можливостей щодо інтеграції відновлюваних джерел енергії та розподіленої генерації. Впровадження «розумних мереж» сприятиме створенню електромережі як інтелектуальної системи передачі, розподілу і постачання електричної енергії від виробників електричної енергії до споживачів, інтегрованої з комунікаціями та інформаційними технологіями, та такої, що забезпечує поліпшене функціонування енергосистеми з якісним обслуговуванням її користувачів [5].

На підставі вище зазначеного, можна зробити висновок про важливе значення і ключову роль впровадження концепції «розумних мереж» для електроенергетичного сектору України.

«Розумні мережі» здатні забезпечити для електроенергетичної інфраструктури таке:

- **самовідновлення (Self-healing) мережі** чи її частини, так як енергокомпанії матимуть спеціалізовані програмно-технічні засоби, що дозволяють оперативно знайти місце аварії, ізолювати несправні ділянки мережі, щоб вони не пошкодили інші частини інфраструктури, та, часто, автоматично відновити електропостачання, як мінімум, частини споживачів. Такі дії сприяють зниженню аварійності і підвищенню ефективності передачі електроенергії до споживача. Для прикладу, в Україні у 2020 році показник індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) з вини операторів системи розподілу, що включає планові перерви без попередження споживачів та перерви через технологічні порушення електропостачання, зріс із 682 до 816 хвилин, порівняно з 2019 роком. Показник SAIDI внаслідок запланованих переривань, тобто тих, що відбувалися із попередженням споживачів, зріс із 473 до 484 хвилин. Для порівняння протягом 2008-2016 років ряду операторів системи розподілу ЄС вдалося значно знизити SAIDI, зокрема у Польщі – з 504 до 260 хвилин, Румунії - з 1025 до 474 хвилин. Погіршення показника цього індексу означатиме загальну нестабільність електромереж і високу ймовірність виникнення техногенних аварій [3]. Технологічні втрати електроенергії в українських мережах операторів системи розподілу становлять майже 12 % від загального відпуску, що в понад 1,5 рази перевищують середньоєвропейський рівень [6].

- **реагування на попит (Demand Response)**: за допомогою програмно-технічних засобів можна рекомендувати споживачам чи операторам вжити заходи для зменшення навантаження на мережу в години пік і, таким чином, стабілізувати попит на електроенергію, зменшити аварійність в мережах завдяки автоматизованому керуванню перетоками потужностей, координації засобів централізованого та розосередженого генерування, цифровому моніторингу роботи електроенергетичної інфраструктури [7];

- **підтримка (Support) нових технологій** в електропостачанні: використання енергії сонця, вітру та води дозволяє знизити споживання викопних енергоресурсів, які вичерпуються і стають дедалі дорожчими, а також сфокусуватись на боротьбі з кліматичними змінами. Однак вироблення електроенергії такими станціями дуже залежне від погодних умов, а значить мінливе в часі. Причому іноді це відбувається раптово. З урахуванням того, що число таких станцій вимірюється не одиницями, а сотнями і тисячами, то управління мережею ускладнюється і вимагає настільки швидкої реакції, що людина вже не справляється з таким обсягом інформації. А ось комп'ютер, що використовує дані і автоматику Smart Grid, здатний оперативно відреагувати практично на будь-яку зміну або відхилення. І забезпечувати безперебійне енергопостачання споживачів електроенергії [8].

- **розвиток «мікромереж» (microgrid)**: функціонування групи джерел і споживачів електроенергії, які підключені до традиційної електромережі, але можуть за потреби функціонувати автономно і в такий спосіб підвищити надійність електропостачання таких мікро-регіонів [8]. Це дуже актуально для України в умовах російської агресії, а також для віддалених районів, живлення яких відбувається одиночними лініями електропередач, які можуть бути пошкоджені через зовнішні впливи.

Впровадження технологій «розумних мереж» в Україні також сприятиме вирішенню багатьох інших викликів, пов'язаних із експлуатацією електроенергетичної інфраструктури, а саме:

- покращиться рівень захисту комп'ютерних систем, що дозволить забезпечити конфіденційність інформації щодо учасників ринку електроенергії;
- покращиться прогнозування наслідків від прийняття рішень і досягнення поставлених цілей та задач у встановлені строки за допомогою використання сучасних методів моніторингу, автоматизації, управління та аналізу даних, оперативного реагування на вплив внутрішніх чи зовнішніх чинників;
- знизиться екологічне навантаження на довкілля завдяки зростанню частки виробництва енергії з відновлювальних джерел [9].

Таким чином, одним із головних очікуваних економічних ефектів від впровадження «розумних мереж» має стати зниження експлуатаційних витрат електроенергетичної інфраструктури та підвищення надійності електропостачання в Україні.

Також варто зазначити, що Україна не має достатніх ресурсів для самостійного фінансування реконструкції електроенергетичної інфраструктури. Тому потрібні значні іноземні засоби. Приклад розвитку Польщі після вступу до Європейського Союзу показує, що лише запровадження єдиних правил, спільного ринку, єдиних тендерних процедур, антикорупційних механізмів призвели до прискорення темпів міжнародних економічних відносин. Такий же сценарій очікується в Україні за умови термінової адаптації загально-європейської економічної політики [9].

Для успішного впровадження «розумних мереж» необхідно використовувати успішний світовий і європейський досвід впровадження Smart Grid, зокрема [5]:

- впровадження автоматизованих систем управління розподільчими електромережами (ADMS)
- впровадження систем управління вимкненнями (OMS), систем збору та обробки даних вимірювань (MDMS), геоінформаційних систем тощо, їх інтеграція до системи управління електромережами в режимі реального часу;
- автоматизація та цифровізація підстанцій 35-750 кВ, трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів 6-20 кВ електромереж;
- впровадження «розумного обліку» електроенергії;
- інтеграція інформаційних та комунікаційних технологій для ефективного управління інфраструктурою міста (проектів «розумне місто»);
- впровадження систем проведення моніторингу стану зарядних станцій електромобілів і здійснення контролю за ними, інтеграція цих систем із системами моніторингу роботи електромереж, впровадження систем контролю за заряданням-розрядженням електромобілів.

Список використаних джерел

1. World energy Outlook 2022. *International Energy Agency*: веб-сайт. URL: <https://www.iea.org/topics/world-energy-outlook> (дата звернення: 10.10.2023).
2. Regional Coordination Assessment Annual Report. *ENTSO-E*: веб-сайт. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/entso_e_RCA_Annual_Reporting_2022.pdf (дата звернення: 10.10.2023).
3. About IEEE Smart Grid. *IEEE*: веб-сайт. URL: <https://smartgrid.ieee.org/about-ieee-smart-grid> (дата звернення: 09.10.2023).
4. Проекти та нацпрограми. Енергетична незалежність та Зелений Курс. *Відновлення України*: веб-сайт. URL: <https://recovery.gov.ua/project/program/energy-independence-and-green-deal> (дата звернення: 09.10.2023).
5. Про схвалення Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 14 жовтня 2022 р. № 908-р. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text>
6. Distribution System Operator Observatory 2020. *JRC*: веб-сайт. URL: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC123249/final_report_pdf.pdf (дата звернення: 09.10.2023).
7. A review of the development of Smart Grid technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59 (2016) 710–725.
8. Електричні мережі стануть «розумними». *Українська енергетика*: веб-сайт. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/elektrychni-merezhi-stanut-rozumnymu> (дата звернення: 09.10.2023).
9. Енергетична система України. На які перетворення звернути увагу для переходу на європейські стандарти. *NV*: веб-сайт. URL: <https://nv.ua/ukr/ukraine/events/vidklyuchennya-svitla-yak-proponuyut-zabezpechiti-energetichnu-sistemu-ukrajini-shcho-vidomo-50349829.html> (дата звернення: 09.10.2023).

ПРИНЦИПИ ІНТЕРАКТИВНОЇ ВЗАЄМОДІЇ ОПЕРАТОР – ІНФОРМАЦІЙНА СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ

Галина ПРОЦЮК,
Василь ПРОЦЮК,
Іван МОГИТИЧ

Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу
aspvr@nung.edu.ua

Розробка та впровадження комп'ютеризованих систем моніторингу широкого класу технологічних об'єктів різних галузей промисловості, а також технічної та екологічної безпеки їх експлуатації є особливо актуальною науково-прикладною задачею у нафтогазовій галузі. Такими об'єктами є установки буріння, видобутку, підготовки, транспорту, переробки та зберігання нафтопродуктів і газу [1].

У структурі комп'ютеризованих систем контролю та управління промислових об'єктів моніторинг за їх станом та технологічними режимами роботи виконують оператори абонентських станцій. При цьому методи представлення, структуризація даних та технологія інтерактивної взаємодії "оператор – моніторингова система" (ОМС), як свідчить практика, дослідження науковців та розробки фірм, надійність та результативність функціонування ОМС в реальному часі суттєво впливає на ефективність роботи об'єктів та інформаційної системи діагностування в цілому.

Важливим елементом вказаної інформаційної взаємодії є інтерактивний режим реалізації моніторингу, ефективна структуризація моделей об'єктів управління (ОУ), а також надійне розпізнавання квазістаціонарних, нештатних, передаварійних, аварійних та екологічно-небезпечних ситуацій на об'єктах. Особливе значення при цьому надається забезпеченню низької складності та високої швидкодії реакції оператора на зміни станів об'єктів.

Перспективним методом реалізації таких характеристик комп'ютеризованої системи на рівні абонентської станції оператора є образно-кластерна структуризація даних та відображення відповідної моделі на екрані монітора.

Досить складною науковою задачею є розробка теоретичних засад, критеріїв та технології прийняття рішення у випадках, коли моніторинг станів технологічних об'єктів здійснюють кілька операторів. Прикладом такого об'єкту є архітектура цифрової розподіленої системи моніторингу процесів буріння.

Параметри ОУ, на основі яких ідентифікуються його статистичні, кореляційні та ентропійні стани визначаються згідно з фреймом оператора та формується його структуризована образно-кластерна модель згідно з виразом:

$$X_{OY} = F(\{x_i\}, \{x_j\}, S_{oy}, M_x, M_j, M_v, D_x, \delta_x, R_{xx}, R_{xy}, S_w, L_i, \rho_{ij}, S_{ij}, P_{ij}, I_x),$$

де: $\{x_i\}, \{x_j\}$ - масиви оцифрованих моніторингових даних параметрів ОУ; S_{oy} - відповідно семантичний, інформаційний та технологічний стани ОУ; M_x, M_j, M_v - відповідно вибіркове, ковзне та вагове математичні сподівання; D_x, δ_x - відповідно дисперсія та середньоквадратичне відхилення; R_{xx}, R_{xy} - автокореляційна та взаємкореляційні функції; S_w - спектри параметрів ОУ у різних теоретико-числових базисах; L_i - логіко-статистичні інформаційні моделі (ЛСІМ), $i \in \overline{1, 5}$; $\rho_{ij}, S_{ij}, P_{ij}$ - відповідно матриці коефіцієнтів взаємкореляції, кластерної моделі ймовірнісних переходів та ентропійних станів; I_x - кореляційна міра ентропії стану ОУ.

Побудова образно-кластерної моделі ОУ здійснюється на основі нормованої кореляційної матриці $\|\rho_{ij}\|$, яка розраховується на основі нормованих коефіцієнтів взаємкореляції ρ_{ij} згідно з виразом:

$$\rho_{ij} = \frac{R_{ij}(0)}{\sigma_i \sigma_j} \text{ та матриці } \|\rho_{ij}\| = \begin{pmatrix} 1 & \rho_{12} & \dots & \rho_{1m} \\ & 1 & \dots & \rho_{2m} \\ & & \dots & \dots \\ & & & \rho_{m-1,m} \\ & & & & 1 \end{pmatrix}$$

Принцип побудови структуризованої образно-кластерної моделі полягає в тому, що в особливих точках монітору, наближених до структуризованого зображення обличчя людини, формуються статичні або динамічні дворівневі чи кольорові символи, що відображають динаміку виміряних та розрахованих параметрів технологічного процесу. При цьому зображення образно-кластерної моделі (рис. 1: а, б, в) відповідно відображають стани технологічного процесу – «норма», «прогноз аварії» та «аварія». Відображення на моніторі оператора образно-кластерної моделі технологічного процесу у стані «норма» є еталонним, яке задається постійним запам'ятовуючим пристроєм, порівнюється з виміряними, спостережуваними та розрахованими параметрами технологічного процесу і динамічно відображається на моніторі оператора. При зміні виміряних та розрахованих параметрів технологічного процесу у відповідних позиціях образно-кластерної фейс-моделі відбувається реструктуризація образно-кластерного відображення станів технологічного процесу, відповідно «норма», «прогноз аварії» та «аварія». На рис. 1:

1. Контроль відхилення параметрів: ковзного математичного сподівання L_1 , середньостатистичної динаміки станів технологічного процесу по кожному параметру L_2 , по спектру L_4 .
2. Ідентифікація параметрів технологічного процесу згідно кореляційної міри ентропії I_x .
3. Контроль нормованих коефіцієнтів взаємкореляції між кожною парою параметрів $\|\rho_{ij}\|$ в області можливих значень норми L_3 .
4. Контроль кластерної моделі матриці ймовірностей переходу технологічного процесу з одного стану в інший (P_{ij}).
5. Контроль значень ковзних математичних сподівань M_j в межах заданих уставок регуляторів технологічних параметрів.
6. Контроль значень вагових математичних сподівань M_{yx}, M_{yy} .
7. Контроль значень вибірових математичних сподівань M_x, M_y , у порівнянні з заданими уставками регуляторів технологічних параметрів.



Рисунок 1 – Образно-кластерна модель станів технологічного процесу

Структуризоване розміщення атрибутів структури образно-кластерної моделі може бути довільно-адаптованим до конкретних умов контрольованого технологічного процесу та об'єкту контролю.

Для такого класу об'єктів в інтерактивному режимі ставляться підвищені вимоги до надійності і живучості комп'ютерної системи, шляхом самодіагностики, резервування, тестування (рис.2).

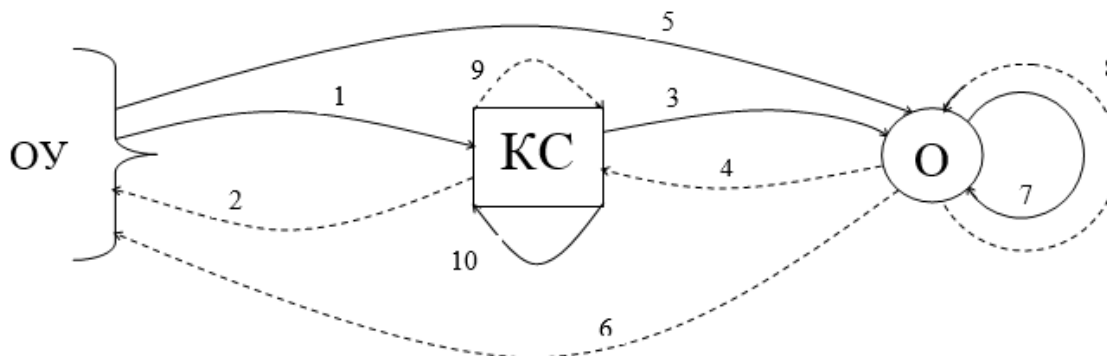


Рисунок 2 – Самодіагностуючі інтерактивні комп'ютерні системи

Виходячи з аналізу нештатних ситуацій, доцільно визначити коефіцієнт рівня небезпечності:

$$K_n = \frac{\sum_{i=1}^5 v_i \cdot L_i}{X_{Oy} \cdot [X(t), M_x, D_x, \sigma_x, R_{xy}, R_{yx}, M_{ij}, S(w), K_{ij}, I]}$$

де v_i - коефіцієнт безпеки відхилення i -ї ЛСІМ, L_i - i -та ЛСІМ.

З оцінкою K_n активно взаємодіють оператори інформаційної системи, на основі чого приймають рішення відповідно до функцій управління об'єктом.

Список використаних джерел

1. Возна Н.Я., Процюк Г.Я., Пітух І.Р., Николайчук Я.М. Структуризація, методи та моделі інтерактивної взаємодії оператор – інформаційна система моніторингу об'єктів нафтогазової галузі. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. №2(55). С.111-118

2. Процюк Г.Я., Процюк В.Р., Николайчук Я.М. Технологія інтерактивної взаємодії оператора комп'ютеризованого управління багатопараметричним об'єктом на основі образно-кластерної моделі. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2021. №1(50), С. 70-77.