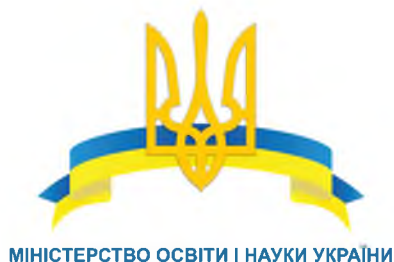




ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПАРТНЕР
ПрАТ «Нафтогазвидобування»



СПОНСОРИ



МАТЕРІАЛИ
PROCEEDINGS

МАТЕРІАЛИ

4-ої Міжнародної науково-технічної конференції

Нафтогазова енергетика 2015

Івано-Франківськ
21-24 квітня 2015 р.

PROCEEDINGS

4th International Scientific-Technical Conference

Oil and Gas Power Engineering 2015

Ivano-Frankivsk
April 21-24, 2015



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

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



ТЕЗИ ДОПОВІДЕЙ PROCEEDINGS



IV Міжнародна конференція «НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА 2015»

21-24 квітня 2015 року - Івано-Франківськ

IV International Conference «OIL AND GAS POWER ENGINEERING 2015»

April 21-24, 2015 - Ivano-Frankivsk

**м. Івано-Франківськ
2015 р.**

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

Розміщено тези доповідей **Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика-2013»** (м. Івано-Франківськ, 21-24 квітня 2015 р.).

Наведено результати досліджень, пов'язаних із розробленням і впровадженням інноваційних технологій для нафтогазової інженерії. Розглянуто питання підготовки фахівців для нафтогазової галузі.

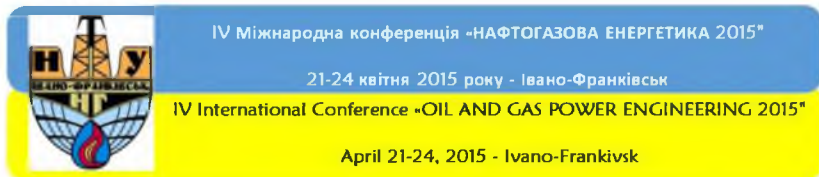
Збірник тез доповідей розрахований на науковців, інженерно-технічних працівників промислових підприємств, аспірантів і студентів старших курсів університетів IV рівня акредитації.

Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика-2015» 21-24 квітня 2015 р. - м. Івано-Франківськ. – 2015 р. 347 с.

В авторській редакції

Комп'ютерна верстка: *А. Р. Воронич, М. О. Карпаш.*

Видано на замовлення: Організаційного комітету конференції





Зміст/Contents

ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ УКРАЇНИ ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРШЕННЯ В УМОВАХ НОВІТНЬОГО НАФТОВОГО ПОРЯДКУ	
Г. Л. Рябцев.....	11
ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНІ	
Буланцов В.С., Лепшин О.В., Касянчук С.В., Ноздрін С.М.....	16
PROMOTING KNOWLEDGE TRANSFER IN SCIENCE AND TECHNOLOGY: A CASE STUDY OF TECHNOLOGY PARK IN KOSICE, SLOVAKIA	
Assoc. prof. Nataša Urbančíková, PhD.....	21
ПРОБЛЕМИ НАФТОГАЗОВИДОБУТКУ ТА МОЖЛИВІ ШЛЯХИ ЇХНЬОГО ВИРШЕННЯ	
Г. Л. Рябцев.....	32
РЕЗУЛЬТАТИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НАЦІОНАЛЬНОЇ АКЦІОНЕРНОЇ КОМПАНІЇ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ» ЗА 2014 РІК ТА ОСНОВНІ ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ НА 2015 РІК	
В.С. Буланцов, О.В. Лепшин, П.Я. Максимчук, П. М. Чепіль	37
СИНТЕТИЧНЕ СЕЙСМІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ЗОН ПІДВИЩЕНОЇ ПОРИСТОСТІ У ВІДКЛАДАХ НИЖНЬОЇ КРЕЙДИ КАРКІНІТСЬКОГО ПРОГИНУ (ПД-ЗХ ШЕЛЬФ ЧОРНОГО МОРЯ)	
Т.М. Кузьменко	40
ОБГРУНТУВАННЯ РОЗМІЩЕННЯ ГРУНТОВИХ РЕПЕРІВ ДЛЯ СПОСТЕРЕЖЕНЬ ЗА ОСІДАННЯМИ ФУНДАМЕНТІВ ІНЖЕНЕРНИХ СПОРУД ГАЗОКОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ	
М. М. Дутчин, Є. Ю. Ільків, М. В. Галярник, М.В.Новосілівський... ..	44
ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ДОЛИНЩИНИ (ДОЛИНСЬКОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ)	
Л.С. Мончак, Б.Й. Маєвський, С.Г.Анікеєв, Т.В. Здерка, В.Р.Хомин, І.М.Наконечний.....	47
ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН НА ЗМІНУ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГІРСЬКИХ ПОРІД	
І. С. Кісіль, Ю. М. Кучірка, Я. М. Бажалук	51
МЕТОД ПРОГНОЗУВАННЯ ВТОМНОЇ ДОВГОВІЧНОСТІ ВИРОБІВ З ПОЛІМЕРНИХ КОМПОЗИТИВ	
Б.В. Копей, Юй Шуанжуй.....	55



**ДОСЛІДЖЕННЯ ПОЗДОВЖНИХ КОЛИВАНЬ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ
ПРИ ПОГЛИБЛЕННІ ВЕРТИКАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ ІЗ
БУРОВОГО СУДНА В УМОВАХ ГЛИБОКОГО МОРЯ**

О. О. Слабий59

**РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ ВИГОТОВЛЕННЯ КІЛЕЦЬ ТОРЦЕВИХ
УЩІЛЬНЕНЬ ВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСІВ ІЗ КЕРМЕТІВ НА ОСНОВІ
КАРБІДУ ХРОМУ МЕТОДОМ ПРОСОЧУВАННЯ СПЛАВАМИ
СИСТЕМИ CU-NI-MN**

Т.А. Шіхаб, П.М. Присяжнюк, Я.А. Криль62

**РАДІАЛЬНЕ ГІДРОСТРУМЕНЕВЕ БУРІННЯ ЯК АЛЬТЕРНАТИВА
ДЛЯ ВІДНОВЛЕННЯ ДЕБІТІВ ВУГЛЕВОДНІВ НА СТАРИХ
ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩАХ**

Jan Ziaja, Vasyi Movchan (Ян Зая, Василь Мовчан)67

**РОЗРАХУНОК ДОВГОВІЧНОСТІ РОБОТИ ПОШКОДЖЕНИХ
ЕЛЕМЕНТІВ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ПРИ ВИКОРИСТАННІ
ВІБРОЗАХИСНИХ ПРИСТРОЇВ**

В.В. Тирлич69

**МОНІТОРИНГ ДЖЕРЕЛ ЗАБРУДНЕННЯ АТМОСФЕРНОГО
ПОВІТРЯ ТЕРИТОРІЇ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ**

Т.М. Яцишин73

**ВИБІР РАЦІОНАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ ПІНОГЕНЕРУЮЧИХ
ПРИСТРОЇВ**

Лях М.М., Савик В.М., Тамамянц Т.Л., Плитус О.А.77

**МАТЕРІАЛИ ДЛЯ АРМУВАННЯ СВЕРДЛОВИННОГО
ФРЕЗЕРНОГО ІНСТРУМЕНТУ**

Д. Л. Луцак¹, О. В. Пилипченко²81

**ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ КЕРУВАННЯ ПРОТИВИКИДНИМ
ОБЛАДНАННЯМ**

І.В. Костриба,84

**ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ФОНТАННОЇ БЕЗПЕКИ В ПРОЦЕСІ
РЕМОНТУ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН**

І.В. Костриба, Х.А. Бойкович89

**ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ДИНАМІЧНОГО РІВНЯ РІДИНИ В
СВЕРДЛОВИНІ НА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ ПРИВОДНОГО
ДВИГУНА СШНУ**

В. Р. Харун, П. М. Райтер.....93

**MANAGEMENT AND PREDICTION OF SAND AND FINES
PRODUCTION**

Korey B.V., Kryvonozhko T.A.96

**ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ПАРАМЕТРІВ ТРИЩИН
ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА НА РОДОВИЩАХ
ПРИРОДНИХ ГАЗІВ З НИЗЬКОПРОНИКНИМИ КОЛЕКТОРАМИ**



Н. М. Гедзик	99
РУЙНУВАННЯ ЗОНИ КОЛЬМАТАЦІЇ ГІДРОІМПУЛЬСНИМИ ПРИСТРОЯМИ	
В. Р. Возний, В. Д. Катрич	102
ОСОБЛИВОСТІ ПРОЦЕСУ НЕСТАЦІОНАРНОГО КОНУСОУТВОРЕННЯ СТОСОВНО ДО ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН У ПЛАСТАХ З ПІДОШОВНОЮ ВОДОЮ	
Кондрат О.Р.	105
ОЦІНКА ВПЛИВУ ВИПАЛОГО КОНДЕНСАТУ НА ПРОДУКТИВНІСТЬ СВЕРДЛОВИН У ПРОЦЕСІ ЗНИЖЕННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ	
М.М. Багнюк, О.О. Дмишко, Л.М. Козак	107
ПАСТКИ ВУГЛЕВОДНІВ У ТОНКОШАРУВАТИХ РОЗРІЗАХ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ	
М. М. Андрейчук ¹ , М. В. Дорохов ² , В. П. Бодлак ¹	112
ПРИЧИНИ ЗАЛИШЕННЯ НАФТИ І СПОСОБИ ЗБІЛЬШЕННЯ КОЕФІЦІЕНТІВ НАФТОВИЛУЧЕННЯ	
В.С. Бойко, І.М. Драган	114
ЕНЕРГОЕФЕКТИВНАМОДИФІКАЦІЯ УСТАНОВКИ НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНОЇ СЕПАРАЦІЇ ГАЗУ	
А.Д. Гутак ¹ , Н.В. Воронько ²	118
ОПЫТ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	
П.В. Виноградов, Н.А. Гаррис, Н.В. Морозова	121
ПРІОРИТЕТНІ ПОЛОЖЕННЯ ПІД ЧАС ПРОЕКТУВАННЯ ТА ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДНО-ПРОМИСЛОВОЇ РОЗРОБКИ МОРСЬКИХ РОДОВИЩ	
А.О. Васеньова, О.В. Ластовецька	125
ОЦІНКА ЗАЛИШКОВИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ У ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩАХ	
Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіїшин Л.І.	130
ОТРИМАННЯ ДОДАТКОВОГО ОБСЯГУ ГАЗУ З БУФЕРНОЇ ЗОНИ ДАШАВСЬКОГО ПСГ ЗА РАХУНОК ЗАКАЧУВАННЯ АЗОТУ	
Є.А. Мельник, О.Г. Драчук	132
КОНЦЕПЦІЯ MES І АВТОМАТИЗАЦІЯ УПРАВЛІННЯ ГТС	
В.Ф. Чекурін ¹ , М.Г. Притула ² , Ю.В. Пономарьов ² , О.М. Химко ³ ..	135
МАСОПЕРЕНОС В ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТАХ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ. ФРАКТАЛЬНИЙ ПІДХІД	
Я.Д. Пянило, Н.Б. Лопух	139
ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГТС (програмний комплекс)	
Н.М.Притула ^{1,2} , О.Д.Гринів ² , М.Г.Притула ² , О.М.Химко ³	144



ПЛАНУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

Н.М.Притула^{1,2}, О.Д.Гринів², А.В.Дацюк³, В.А.Фролов³, С.В.Гладун³
..... 148

МОДЕЛЮВАННЯ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОСХОВИЩ (програмний комплекс)

Н.М.Притула^{1,2}, Я.Д.П'янило¹, М.Г.Притула², Р.Я.Шимко³,
Р.Л.Вечерік³ 153

ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ПРИРОДНО-РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦІАЛУ СИСТЕМИ ГАЗОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ

О. Г. Дзьоба, У. О. Дзьоба 157

МЕТОДИКА ОЦІНКИ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ПОСЛАБЛЕНОЇ ТРІЩИНОЮ ДІЛЯНКИ ТРУБОПРОВОДУ

В.Р. Скальський¹, Р.М. Басараб², С.Р. Яновський² 161

ВОДЕНЬ ЯК АЛЬТЕРНАТИВНИЙ ТА ЕКОЛОГІЧНО ЧИСТИЙ ЕНЕРГОНОСІЙ

Ю.Б.Басараба, Т.І.Луцишин 165

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ПОЛІМЕРНИХ ПОКРИТТІВ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ

М. В. Панчук, М. Б. Бігун 169

ДОСЛІДЖЕННЯ ВЗАЄМОДІЇ ФІЛЬТРАТИВ БУРОВИХ І ЦЕМЕНТНИХ РОЗЧИНІВ ТА МІНІМІЗАЦІЯ ЇЇ НЕГАТИВНИХ НАСЛІДКІВ

Жолоб Н.Р.¹, Лубан С.В.¹, Король Н.О.¹, к.т.н. Лубан Ю.В.² 172

ДИНАМИЧЕСКАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ КАК МЕТОД ОЦЕНКИ ЕЕ СООТВЕТСТВИЯ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.

Ляшенко С.О.¹, Лубан С.В.¹, к.т.н. Лубан Ю.В.² 179

DEVELOPMENT OF A NETWORK OF COOPERATION FOR THE PROMOTION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES - BUS OZE

Halaj E.¹, Capik M.², Kotyza J.¹, Lubon W.¹, Pelka G.¹, Wos D.¹,
Szczzygiel M.², Hajto M.² 186

HYBRID RES SYSTEMS ON EXAMPLE OF THE AGH-UST EDUCATIONAL AND RESEARCH LABORATORY OF RENEWABLE ENERGY SOURCES AND ENERGY SAVING IN MIEKINIA, POLAND

Kotyza J., Lubon W., Pelka G. 187

ПРОБЛЕМИ ВПРОВАДЖЕННЯ НАУКОВО-ІННОВАЦІЙНИХ ЗАХОДІВ З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ НА ТЕРЕНАХ УКРАЇНИ

М.О.Карпаш, Н.Л.Тацакович, А.В. Яворський, О.В.Попович 188

ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПРИВОДУ ШТАНГОВИХ ГЛИБИННИХ ПОМПІ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ СТУПІНЧАТОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ



О.В.Соломчак, С. Я.Бойко	192
ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ БУРОВИХ УСТАНОВОК	
М.Й. Федорів, к.т.н., І.Д. Галушак, к.т.н., М.М. Рибій	196
РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРОБУРА В СЕРЕДОВИЩІ ВІРТУАЛЬНОГО ПРОГРАМУВАННЯ LABVIEW	
І.Д. Галушак, к.т.н., М.Й. Федорів, к.т.н., І.М. Михайлів	200
ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГ І СТРУМІВ ПРИЄДНАННЯ ГУРТОЖИТКУ №5 ІФНТУНГ	
І.В. Гладь, О.І. Кіянук, Я.В. Бацала	204
КОРЕЛЯЦІЙНИЙ СТАТИСТИЧНИЙ МЕТОД ПОТОКОВОГО ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЦІННОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	
О.Є. Середюк, В.В. Малісевич, Т.В. Лютенко	207
ОСОБЛИВОСТІ ВПЛИВУ НА ЕНЕРГОЄМНІСТЬ ШЛІФУВАННЯ КРУГАМИ З НАДТВЕРДИХ МАТЕРІАЛІВ ІЗ ЗМІНЕНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ АБРАЗИВНОГО ШАРУ	
В.І. Лавріненко, О.А. Девіцький ¹ , В.Ю. Солод ²	212
АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ ЕФЕКТИВНОСТІ УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОПРИВОДАМИ НА БАЗІ АСИНХРОННОГО ДВИГУНА	
І.М. Михайлів	217
МОДЕЛЮВАННЯ МЕХАНІЧНИХ ВТРАТ У ВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСАХ МЕТОДОМ ЕЛЕКТРОГІДРАВЛІЧНОЇ АНАЛОГІЇ	
В.С. Костишин, П.О. Курляк,	219
ДОЦІЛЬНІСТЬ РЕКОНСТРУКЦІЇ СИСТЕМ ВУЛИЧНОГО ОСВІТЛЕННЯ З ВПРОВАДЖЕННЯМ ІННОВАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ	
М.І. Михайлів, д.т.н., доцент; І.Б. Боднар	223
ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ ВІТРОУСТАНОВОК В АЛЬТЕРНАТИВНІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ	
ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПІ'ЄЗОЕЛЕМЕНТІВ	
І. І. Яремак, С.О. Максим'юк	229
ДОСЛІДЖЕННЯ МОДЕЛЕЙ ВИМІРЮВАННЯ ОБ'ЄМУ ГАЗУ ТУРБІННИМ ЛІЧИЛЬНИКОМ	
С.А. Чеховський, Н.Б. Клочко, Б.В. Долішній	231
ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТОМОЇ ВАНТАЖОПІДЙИМАЛЬНОЇ СИЛИ МАГНІТНИХ СИСТЕМ ЛОВИЛЬНИХ пристроїв	
Л. І. Романишин, Я. Т. Федорович, Т. Л. Романишин, Т. П. Венгринюк	235



МЕТОДИКА ОПРАЦЮВАННЯ МЕТАЛОГРАФІЧНИХ МІКРОФОТОГРАФІЙ КОНСТРУКЦІЙНИХ ВУГЛЕЦЕВИХ СТАЛЕЙ НА БАЗІ ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ IMAGEJ	
В. Д. Миндюк, П. М. Райтер	238
ЕКСПРЕС-ОЦІНКА УМОВ ПОТЕНЦІЙНОГО РУЙНУВАННЯ ДЕФЕКТНИХ ТРУБОПРОВОДІВ	
І.Я. Федорович, О.М. Лепак	243
ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ҐРУНТУ НА ВИЯВЛЕННЯ ДЕФЕКТІВ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІД ЧАС КОНТРОЛЮ СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ	
В.С. Цих	246
СУЧАСНЕ ОБЛАДНАННЯ ВІД КОМПАНІЇ «МЕЛПТЕК-УКРАЇНА» ДЛЯ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ПРОДУКЦІЇ І ДІАГНОСТИКИ ОБ'ЄКТІВ В ОБЛАСТІ МЕТАЛОГРАФІЧНОГО КОНТРОЛЮ, МЕХАНІЧНИХ ВИПРОБУВАНЬ І АНАЛІЗУ ХІМІЧНОГО ТА СТРУКТУРНОГО СКЛАДУ МАТЕРІАЛІВ	
Громенко Е.А.,	250
ІДЕНТИФІКАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ	
М. І. Горбійчук, Т. В. Гуменюк	252
ДІАГНОСТУВАННЯ СКУПЧЕНЬ НЕТЕХНОЛОГІЧНОЇ РІДИНИ В ПОРОЖНИНАХ ДІЮЧИХ ГАЗОПРОВОДІВ	
А.В. Яворський ¹ , Р.Ю. Банахевич ² , І.В. Рибіцький ¹ , М.О. Карпаш ¹ , О.М. Карпаш ¹	258
НОРМАТИВНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОБІТ З ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДВОДНИХ ПЕРЕХОДІВ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ	
О.М. Карпаш, Є.Р. Доценко, М.О. Карпаш	262
ТРАНСФОРМАЦІЯ ВИЩОЇ ІНЖЕНЕРНОЇ ОСВІТИ ФАХІВЦІВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ В УМОВАХ СТАЛОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО РОЗВИТКУ	
Карпаш М.О., Карпаш О.М.	266
ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКСПРЕС-КОНТРОЛЮ ТЕПЛОТИ ЗГОРЯННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	
І.В. Рибіцький ¹ , І.І. Височанський ² , Дарвай І.Я., М.О. Карпаш ¹ , О.М. Карпаш ¹ , А.В. Яворський ¹ , І.Р. Ващишак ¹	271
ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗПОДІЛУ ТРИВІСНИХ ЗАЛИШКОВИХ НАПРУЖЕНЬ В ЗОНАХ КІЛЬЦЕВИХ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ	
Ю.В. Банахевич ¹ , А.В. Драгілєв ² , А.О. Кичма ³	275



ПРИНЦИПИ ОЦІНЮВАННЯ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ РИЗИКІВ, ПОВ'ЯЗАНИХ З РОЗРОБКОЮ ПОКЛАДІВ НЕТРАДИЦІЙНОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Жовтуля Л.Я. Карпаш М.О., Тацакович Н.Л.	279
ДОСЛІДЖЕННЯ ДЕФОРМАЦІЙНО-МІЦНІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГУМОВИХ УЩІЛНЕНЬ УСТЬОВИХ ВИПРОБУВАЛЬНИХ ПАКЕРІВ	
М.А. Дорохов, І.В. Костриба,	283
ШЛЯХИ УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ВИЗНАЧЕННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ (НДС) МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОНАФТОПРОВІДІВ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИМ МЕТОДОМ	
Л.С. Шлапак, В.М. Коваль, В.В. Циганчук.....	287
ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕПЛОВИХ ТРУБОК ДЛЯ СИСТЕМ ОПАЛЕННЯ ЛАБОРАТОРІЙ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ	
І.Р. Вашишак, В.В. Гапоненко, С.П. Вашишак	289
ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ФАЗОВАНИХ РЕШІТОК В ПРОЦЕСІ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ВЕРТИКАЛЬНИХ СТАЛЬНИХ РЕЗЕРВУАРІВ	
О.В. Попович, Н. Карпусь, М.О. Карпаш	294
ВПЛИВ ТЕРМІНУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА РН СЕРЕДОВИЩА НА НЕСУЧУ ЗДАТНІСТЬ МАТЕРІАЛУ ТРУБОПРОВІДУ	
Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, М. С. Полутренко, Т. Ю. Пиріг	298
НЕБЕЗПЕЧНІ ВПЛИВИ ДЖЕРЕЛ БЛУКАЮЧИХ ЗМІННИХ СТРУМІВ НА ПІДЗЕМНІ ТРУБОПРОВІДНІ МЕРЕЖІ	
Л.Я. Побережний, Г.М. Присліпська, А. В. Яворський.....	302
ВНУТРІШНЬОТРУБНА КОРОЗІЯ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВІДІВ	
М.П.Мазур, Л.Я.Побережний, А.В. Грицанчук.....	306
ЗАСТОСУВАННЯ ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЙ ЯК ПЕРСПЕКТИВНОГО НАПРЯМКУ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ	
Ю.Я. Бяльський ¹ , О.О. Усенко ¹ , О.А. Северин ²	310
ВИКОРИСТАННЯ ТЕРМОЕЛЕКТРИЧНОГО ЕФЕКТУ ДЛЯ ПЕРЕТВОРЕННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНУ	
Г.Д.Матеїк, М.О.Галушак	312
НАПІВПРОВІДНИКОВІ ПРИСТРОЇ ДЛЯ ПЕРЕТВОРЕННЯ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНУ	
М.О.Галушак	314
РОЗРОБКА БЛОКУ ФОРМУВАННЯ СКАНУЮЧОГО СИГНАЛУ ДЛЯ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ МЕТАЛОВКЛЮЧЕНЬ У СИПУЧІЙ СИРОВИНІ	



Л.М. Заміховський, І.Т. Левицький	317
КІНЕТОСТАТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВАЖІЛЬНОГО МЕХАНІЗМУ ПРИВОДА ВЕРСТАТА-ГОЙДАЛКИ	
В.Я.Попович, В.М.Сенчішак	321
СУЧАСНИЙ СТАН ІННОВАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ ТА МОЖЛИВОСТІ ЇЇ ПОКРАЩЕННЯ	
М.О.Карпаш, А.В. Яворський, О.В.Попович, Н.Л.Тацакович	327
ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМИ СТАНДАРТИЗАЦІЇ В ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»	
Клюнь А. М.	331
ПІДЗЕМНІ СХОВИЩА ГАЗУ	
Шимко Р.Я.	337



УДК 351:82

ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ УКРАЇНИ ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ В УМОВАХ НОВІТНЬОГО НАФТОВОГО ПОРЯДКУ

Г. Л. Рябцев

*Національна академія державного управління при Президентові
України*

03057, м. Київ, вул. Ежена Потьє, 20; rgl2006@ukr.net

Наприкінці 2013 року очевидним стало таке:

1. На підтримку фінансово-промислових груп, що гарантували стійкість тодішньої влади й капітал яких мав, переважно, російську прописку, стало вилучатися занадто багато ресурсів.

2. Щоб їх отримати, влада почала втручатися в діяльність не лише великого, але малого й середнього бізнесу, не дозволяючи тому розпоряджатися прибутком і формуючи його протестні настрої.

3. Невдоволення діями влади набуло найбільшого розмаху в західних регіонах України, представники національної та релігійної еліт яких відчували себе дискримінованими і не вважали центральну владу легітимною.

4. Дефіцит ресурсів, що вилучалися на користь фінансово-промислових груп, у тому числі з секторів соціальної відповідальності держави, призвів до розчарування населення в здатності влади поліпшити її життя (ефект «другого голоду»).

5. Більшість жителів України стали асоціювати євроінтеграційний процес не стільки з вектором розвитку, скільки з надією на зміну чинних правил гри.

Унаслідок цих процесів:

1. Євроінтеграція почала сприйматися як символ переходу до кращого життя (а зовсім не як бажання до когось приєднатися).

2. Навіть формальне призупинення «вестернізації всієї країни» автоматично означало крах усіх надій, що призвело до розростання громадянського опору, підтриманого контр-елітами і постраждалим середнім класом.

3. «Реєстрова опозиція» виявилася неготовою очолити акції протесту, що висунули нових лідерів громадської думки, але



завдяки своєму бюрократичному досвіду зуміла захопити всі ключові посади в країні.

4. Переможені в боротьбі за владу фінансово-промислові групи були змушені відступити на схід країни з його патерналістським мисленням, де імперський вплив ще великий, а політична нація не сформувалася.

5. Оскільки гарантією стійкості й конкурентоспроможності держави в цілому була успішність корпоративного сегмента, руйнування останнього призвело до економічних потрясінь і часткової втрати державного суверенітету.

6. Розуміючи нездатність перебудувати країну за «європейськими стандартами» з використанням гібрида старих (радянських) і новітніх (олігархічних) інструментів господарювання та управління, що довів свою неефективність, «реєстрова опозиція» була змушена опертися на олігархічний сегмент, що конкурував із попередньою владою.

7. У підсумку декілька фінансово-промислових груп почали знову перетворюватися на замовників державної політики та організуючий елемент економічної системи.

8. Щоб приховати цей факт і перемогти в конкурентній боротьбі з новими лідерами громадської думки, влада має намір законсервувати конфлікт на Сході і підмінити реформи революційною риторикою, віддаючи перевагу не результативності та ефективності дій, а їх політичній доцільності.

Останньому сприяє вже згадане патерналістське мислення більшої частини населення України, за якого люди хочуть не самореалізації, а безпеки; не можливостей, а справедливості; не кар'єри, а роботи; не розвитку, а стабільності й спокою.

Влада досі не розуміє, що й вона, і бізнес, і суспільство існують лише завдяки крихкому балансу, і слабкість кожного відбивається на інших. Найяскравіше це помітно в тих сегментах національної економіки, контроль над якими в силу ряду причин втрачений. До таких «чорних дірок» можна впевнено віднести український паливно-енергетичний комплекс. Керівники держави досі вважають, що дії уряду на ньому мають полягати не в розробленні та реалізації дієвої політики, а затягуванні гайок і збиранні винагород. Замість того щоб прогнозувати й попереджати виникнення енергетичних криз, влада, як і раніше, намагається протистояти їхнім наслідкам. Але така боротьба здатна забезпечити лише тимчасовий успіх, оскільки існуючі в українському ПЕК проблеми – відсутність зрозумілих, стабільних та однакових для всіх правил гри, розвал державної системи обліку та контролю, технологічну відсталість виробництва – адміністративними методами не вирішити.



У зв'язку з цим, сьогодні вкрай необхідно:

1. Відновити довіру до дій влади. Це стане можливим, тільки якщо будуть вжиті заходи, які свідчитимуть про реальний розрив із минулим, і продемонстровано, що повернення назад не буде. Серед таких заходів – призначення, що викликатимуть довіру; забезпечення прозорості бюджетних витрат; децентралізація системи прийняття рішень; відмова від дискримінаційної політики; забезпечення незалежності виконавців. При цьому слід розуміти, що групи спеціальних інтересів, чия політична, фінансова або технічна підтримка натеper є дуже важливою, співпрацюватимуть з урядом, лише після того як повірять у можливість успіху.

2. Забезпечити перетворення інститутів, що гарантують громадянам безпеку, справедливість і зайнятість, що дозволить справедливо карати порушників, а також забезпечити належне місце в суспільстві групам інтересів, які інакше здатні придбати більше визнання, вдавшись до збройного насильства. Це стане можливим, тільки якщо:

- запобігти розкраданню бюджетних коштів та отриманню надприбутків від торгівлі природними ресурсами;

- ліквідувати всі відомі громадянському суспільству тіньові схеми;

- поставити під контроль отримання рент і задіяти механізми соціальної відповідальності бізнесу;

- систематично та об'єктивно оцінювати якість роботи системи правосуддя;

- спростити систему регулювання для створення робочих місць у приватному секторі.

Національним лідерам слід згадати, що антикризове управління – це не ручний розподіл дефіцитних ресурсів, а процес розроблення та реалізації системних рішень щодо запобігання кризовим явищам, роботі за умов кризи і виходу з неї з найменшими втратами.

3. Огляду на це, слід негайно розробити і затвердити постановою Кабміну Положення про антикризовий енергетичний штаб. Чітко сформулювати його функції, компетенції й порядок функціонування. Ввести до складу штабу посадових осіб та фахівців органів виконавчої влади, державних і наукових установ, підприємств та організацій, обов'язками яких є аналіз, підготовка й прийняття рішень із питань розвитку ПЕК, а також представників профільних громадських організацій. При формуванні штабу встановити паритет учасників – державних службовців і представників суб'єктів господарювання, що провадять свою діяльність на енергетичних



ринках і не мають конфлікту інтересів у зв'язку з потребою отримання державної допомоги.

На випадок виникнення надзвичайної ситуації в енергетиці варто терміново:

- розробити регламент роботи національної економіки за умов мінімального енергозабезпечення;

- визначити, наскільки ефективно використовуються паливно-енергетичні ресурси окремими галузями і національним господарством у цілому;

- установити черговість вирішення проблем, що виникли під час реалізації державних програм з енергозбереження;

- до настання та протягом опалювального сезону розробляти і впроваджувати на об'єктах господарювання головним чином організаційні (беззатратні або малозатратні з окупністю до декількох тижнів) заходи з енергозбереження;

- визначити перелік підприємств, установ та організацій, постачання яких паливом та енергією не повинно перериватися ні за яких обставин;

- розподілити наявні запаси енергоносіїв не за адміністративно-територіальною ознакою, а за важливістю споживачів із точки зору підтримання життєдіяльності та забезпечення нормального функціонування національної економіки;

- провести енергетичний аудит суб'єктів господарювання, частка затрат на енергоресурси в собівартості продукції яких перевищує 10 %, для виявлення «вузьких місць» і фактів нерационального використання паливно-енергетичних ресурсів (включаючи шахрайство);

- заборонити державним компаніям купувати паливно-енергетичні ресурси для потреб фінансово-промислових груп;

- замінити постачання енергоносіїв за пільговими цінами адресними дотаціями у монетарній формі;

- припинити фінансову підтримку НАК «Нафтогаз України», зокрема шляхом наповнення статутного фонду ОВДП з їхнім подальшим викупом;

- провести незалежний аудит сектора видобутку вуглеводнів із подальшим оприлюдненням власників усіх свердловин та їх дебетів на спеціальному ресурсі;

- провести інвентаризацію паливно-мастильних матеріалів у Держрезерві, на базах Міноборони й державних підприємств;

- підготувати до роботи мазутні господарства та інші резервні джерела енергозабезпечення;

- зобов'язати власників ТЕС і ТЕЦ сформувати резерви палива, альтернативного до основного, у розрахунку на 30-денне використання, а в разі відсутності чи нестачі коштів для цього –



укласти зі сторонніми фінансовими компаніями договори резервування, що надають право викупу запасів у будь-який момент за ринковими цінами;

- обмежити маржу підприємств, що надають послуги із зберігання палива, зарезервованого для можливого використання під час опалювального сезону 2015/16 року та в особливий період;

- провести консультації з європейськими партнерами з питання збільшення ними постачань світлих нафтопродуктів, моторних та індустриальних олив (у тому числі на умовах товарного кредитування), якщо російський та/чи білоруський експорт буде заблокованим;

- організувати постачання в Україну нафти сорту Azeri Light через зареєстроване в Швейцарії державне підприємство Nafogaz Overseas SA;

- збільшити постачання на внутрішній ринок нафтопродуктів Шебелинського ГПЗ, вітчизняних заводів малої продуктивності, інших підприємств, вартість продукції яких не залежить від курсових коливань;

- відновити роботу Одеського НПЗ і Херсонського нафтоперевалочного комплексу, забезпечивши належний контроль їхньої виробничої діяльності;

- розпочати формування резерву паливно-енергетичних ресурсів, здатного забезпечити стійке функціонування національної економіки й потреби країни в особливий період.

Після вирішення нагальних проблем, варто зосередитися на розробленні системи гарантування енергетичної безпеки України, що має базуватися на такому:

- кожен споживач повинен мати можливість у різний час використовувати різні джерела палива та енергії, при цьому структура енергоспоживання на місцях має визначатися, виходячи з економічної доцільності та екологічної прийнятності;

- виробництво палива та генерація енергії мають бути децентралізованими, а енергетичні потоки розукрупненими. Необхідними є децентралізація енергопостачання з можливістю підключення до єдиних мереж; широке застосування відновлюваних джерел, вторинних енергетичних ресурсів та малої енергетики; активне використання економічно та екологічно прийнятних місцевих джерел для автономного постачання споживачів паливом та енергією; впровадження когенераційних технологій;

- у кожному регіоні мають бути створені запаси палива та енергії зі збереженням функцій держави з управління ними в особливий період. Структура таких запасів повинна відповідати структурі енергоспоживання й забезпечувати стійке



функціонування всіх галузей економіки з урахуванням різного часу сезонних навантажень.

Пропонований підхід дозволить послабити наслідки кризових явищ, але його реалізація є неможливою без створення багатовекторної, мозаїчної енергетики, що враховує пріоритетні напрями національного та регіонального енергозабезпечення. При цьому перехід до нового етапу розвитку паливно-енергетичного комплексу має полягати не стільки в широкому застосуванні нових джерел енергії, скільки у використанні технологій з вищими коефіцієнтами її перетворення. Не слід забувати й про те, що всі нові енергетичні проекти потребують широкого інформування громадськості про їхні переваги, що зазвичай гарантуватиме їхню успішну реалізацію.

УДК 622.279

ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНІ

Буланцов В.С., Лепшин О.В., Касянчук С.В., Ноздрін С.М.

Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України»,
вул. Б. Хмельницького 6, м. Київ, 01001, Україна,
ngu@naftogaz.com

В надрах України Державним балансом корисних копалин обліковується майже 1 трлн. куб. м видобувних запасів газу та 190 млн. тонн нафти з газовим конденсатом. При річному темпі відбору цих запасів 4-5% цих запасів цілком достатньо для забезпечення видобутку 40-50 млрд. куб. м газу щорічно на достатньо тривалу перспективу. Проте, впродовж останніх п'яти років, обсяги видобутку газу в Україні коливаються в межах 20-21 млрд. куб. м на рік.

Причиною цього, є структура згаданих запасів вуглеводнів. 86% запасів газу та 84% нафти з газовим конденсатом зосереджені на родовищах, які вже розробляються. Третина запасів газу знаходиться в шести найбільших за запасами родовищах: Шебелинському, Західно-Хрещищенському, Єфремівському, Мелихівському, Яблунівському та Машівському, які забезпечують відповідно і третину видобутку газу в Україні. Проте ці родовища, як і всі без виключення середні за запасами родовища, які забезпечують ще третину поточного видобутку, вироблені більше ніж на 70% і знаходяться на завершальній стадії розробки. Решта– 29



невеликих, 109 дрібних та 244 дуже дрібних, – в більшості вже минули пік видобутку.

Тобто, розвідані запаси вуглеводнів можуть забезпечити лише стабілізацію їх видобутку в на існуючому рівні в 20-22 млрд. куб. м на рік. При цьому обсяги проведення робіт з підтримання видобутку, а отже і обсяги їх фінансування, постійно зростають через зростання частки важковидобувних і виснажених запасів.

Для нарощування видобутку необхідно провести пошуки, розвідку та підготовку до промислової розробки нових запасів. Перспективні та прогнозні ресурси вуглеводнів для цього цілком достатні. Їх обсяги по газу природному складають 0,76 та 3,9 трлн. куб. м. З урахуванням середньостатистичних коефіцієнтів переведення перспективних та прогнозних ресурсів в запаси після проведення геологорозвідувальних робіт можна приростити понад 1 трлн. куб. м запасів природного газу. Це подвоїть запаси газу, причому це будуть запаси в нових, ще не розроблених родовищах, розробка яких саме і здатна наростити обсяги видобування газу в Україні.

Важливо відзначити, що результатами геологорозвідувальних робіт передових нафтогазовидобувних країн останнього десятиріччя доведені значні перспективи надглибокозалягаючих горизонтів нафтогазоносних басейнів світу, де уже відкриті нові крупні родовища нафти і газу з потужними дебітами свердловин. Провідні вчені Національної академії наук України в світлі відкриттів останніх років прогнозують вкрай високі перспективи освоєння надглибоких горизонтів основних нафтогазоносних басейнів України. Саме з освоєнням таких надглибокозалягаючих об'єктів в зонах з розвинутою інфраструктурою видобування та транспорту вуглеводнів стає можливим швидке нарощування ресурсної бази та видобутку вуглеводнів.

Перевести згадані перспективні та прогнозні ресурси в категорію запасів можна лише в результаті проведення геологорозвідувальних робіт. Тим більше, що при існуючих обсягах проведення геологорозвідувальних робіт в останні роки вже не відбувається навіть компенсація приростом запасів поточного видобутку, в той час як для стабільного нарощування видобутку, як показує світова практика, приріст запасів повинен в 2-3 рази перевищувати обсяги видобутку.

Передумовою для проведення геологорозвідувальних робіт є наявність в надрокористувачів спеціальних дозволів на користування ділянками надр для їх геологічного вивчення. З 2007 по 2013 років число спеціальних дозволів на користування ділянками надр для геологічного вивчення наданих приватним



користувачам зросло з 144 до 224 при одночасному зменшенні аналогічних спецдозволів у підприємств Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» з 143 до 78, зокрема у ПАТ «Укргазвидобування» із 104 до 50. А в ПАТ «Укрнафта» на сьогодні взагалі не залишилося жодного спеціального дозволу на геологічне вивчення, в тому числі на дослідно-промислову розробку.

Однак природи запасів вуглеводнів в цей період на 99 %, а в останні роки на всіх 100 % забезпечувався саме підприємствами Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України».

Вектор діяльності приватних підприємств в цей період був направлений, на жаль, не на прирошування ресурсної бази видобування вуглеводнів. Не прирошуючи запаси вуглеводнів вони займалися виключно їх видобутком, наростивши, зокрема, видобуток газу з 1,5 до 3,3 млрд. куб. м.

Причина – відсутність в умовах надання спеціального дозволу чітких і жорстких вимог щодо проведення геологорозвідувальних робіт та прирошення запасів вуглеводнів. Без таких вимог мотивувати надрокористувача до здійснення ризикових інвестицій в геологорозвідку, при наявності в нього розвіданих запасів, достатньо складно.

В той же час в ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «Укрнафта» склався гострий дефіцит нових ділянок надр, де можна було б розпочати геологорозвідувальні роботи, а в подальшому - видобуток на відритих там нових родовищах. В період 2010-2013 років ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «Укрнафта» не отримали жодного спеціального дозволу на геологічне вивчення нових ділянок. Наприкінці 2014 року, правда, ПАТ «Укргазвидобування» отримало 5 спецдозволів на нові ділянки надр.

Саме це стало причиною того, що природи розвіданих запасів вуглеводнів ПАТ «Укргазвидобування», яке у попередні роки забезпечувало більше 85% приростів запасів в Україні, у 2014 році склали лише 5,1 млн. т у.п., скоротившись в чотири рази проти показників 2010 року (22,5 млн. т у.п.). Більше того, обсяги видобутку природного газу ПАТ «Укргазвидобування», після демонстрованого в попередні роки щорічного нарощування, в 2015 році знизяться до 14,7 млрд. куб. м.

Проте навіть негайне отримання спеціальних дозволів нафтогазовидобувними підприємствами Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» не дозволить в найближчі 2-3 роки отримати зростання обсягів видобутку вуглеводнів. На отриманих ділянках необхідно виконати сейсмічні дослідження, на підставі яких будуть виділені



перспективні об'єкти для пошукового-розвідувального буріння, лише за результатами якого будуть відкриті нові родовища.

В умовах недостатнього приросту запасів для нарощування видобутку газу та нафти, вкрай важливого значення набуває впровадження новітніх технологій інтенсифікації видобутку газу та нафти. Не зважаючи на значні обсяги проведення робіт з інтенсифікації досягнути їх високої технологічної ефективності не вдається. Реалізація цих заходів дозволяє щорічно отримувати близько 5 % у загальному видобутку газу та нафти. У США, де родовища знаходяться приблизно на такій же пізній стадії розробки, як в Україні, видобуток нафти та газу за рахунок застосування методів інтенсифікації складає до 25%. Основна причина – відсутність дієвого механізму економічного стимулювання діяльності з освоєння важковидобувних запасів вуглеводнів. Передбачене з 2011 року в ст.252.21 Податкового кодексу України, пільгове оподаткування додаткового видобутку вуглеводнів на родовищах з важковидобувними та виснаженими запасами, через недосконалість та складність механізму реалізації, не було використано жодним з вітчизняних надрокористувачів.

Наступний важливий напрямок робіт з нарощування видобутку вуглеводнів на існуючих родовищах – оптимізація режимів роботи свердловин. Особливо значимий він при видобуванні газу, в період, коли видобувні можливості свердловин починають обмежуватись умовами його подачі в газотранспортну мережу. З метою недопущення цього в ПАТ «Укргазвидобування» реалізується широкомасштабна програма реконструкції існуючих та будівництва нових ДКС. В межах цієї програми передбачається до середини 2016 року ввести в експлуатацію 12 нових компресорних установок, які не тільки забезпечать максимальні темпи відбору газу з родовищ, але і даватимуть змогу значно підготовку газу, що подається споживачам.

Важливим напрямком робіт з нарощування видобутку вуглеводнів на існуючих родовищах залишається експлуатаційне буріння. Проте існуючі родовища ПАТ «Укргазвидобування» повністю розбурені і нові експлуатаційні свердловини споруджуються в основному для залучення в розробку слабодренуваних зон або для заміни свердловин, що вибувають з експлуатації. Можливості збільшення обсягів видобутку вуглеводнів ПАТ «Укрнафта» за рахунок буріння нових експлуатаційних свердловин набагато більші ніж у ПАТ «Укргазвидобування». На існуючих родовищах чинними проектами їх розробки передбачено буріння ще достатньо



великої кількості експлуатаційних свердловин, які можуть дозволити зупинити падіння видобутку.

Починаючи з 2006 року ПАТ «Укрнафта» знизило видобуток природного газу майже вдвічі, видобуток нафти і конденсату в 1,7 рази. За цей час обсяги експлуатаційного буріння зменшились в 5 разів. Суттєво зменшились обсяги геологорозвідувальних робіт на об'єктах Товариства. Обсяги щорічного видобутку суттєво перевищують приріст запасів вуглеводнів. Товариство швидкими темпами «проїдає» наявну ресурсну базу, що спричиняє подальше падіння видобутку.

На перешкоді реалізації планів нарощування видобування газу та нафти нафтогазовидобувними підприємствами Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» стоїть ряд проблемних питань, які потребують якнайшвидшого вирішення:

- відсутність ринкових механізмів ціноутворення та невідповідність цін на газ власного видобутку, що направляє на формування ресурсу газу для забезпечення потреб населення, рівню, що забезпечував би покриття інвестиційних потреб;

- спрощення складної та довготривалої процедури відведення земельних ділянок для потреб нафтогазовидобувних підприємств;

- зростання податкового навантаження на нафтогазовидобувні підприємства.

Прогнозування обсягів видобування вуглеводнів завжди базується на певних варіантах розвитку галузі. Перший з них, оптимістичний, передбачає відновлення повноцінної діяльності нафтогазовидобувних підприємств в зоні АТО, лібералізацію та стабільність податкового навантаження, спрощену процедуру надання надр у користування та землевідведення, ринкові механізми регулювання вартості вуглеводнів і, як наслідок, потужний притік інвестицій в галузь та нарощування видобутку.

При цьому варіанті обсяги видобування газу в Україні зростають до 23 млрд. куб. м. вже в 2018 році. ПАТ «Укргазвидобування» при цьому нарощує видобуток газу до 16,5 млрд. куб. м., а незалежні видобувні компанії до 4 млрд. куб. м.

Песимістичний сценарій базується на умовах активізації бойових дій та розширенні зони проведення АТО, збереженні існуючого податкового навантаження та решти проблемних питань, які накопичились в нафтогазовій промисловості. При цьому варіанті обсяги видобування газу в Україні стабільно зменшуються з темпом біля 3,5 відсотків на рік до 17,5 млрд. куб. м. в 2018 році. ПАТ «Укргазвидобування» при цьому



зменшує видобуток газу до 13,2 млрд. куб. м., а незалежні видобувні компанії до 2,9 млрд. куб. м.

PROMOTING KNOWLEDGE TRANSFER IN SCIENCE AND TECHNOLOGY: A CASE STUDY OF TECHNOLOGY PARK IN KOSICE, SLOVAKIA

Assoc. prof. Nataša Urbančíková, PhD.

*Technical University of Košice, Faculty of Economics, Letná 9, 040 01
Košice, Slovakia
email: natasa.urbancikova@tuke.sk;*

Abstract:

Universities are increasingly involved in the regional economic development and innovation. The paper deals with the promoting knowledge transfer in science and technology through technology science park creation. It is shown that changes have to be introduced to universities existing services if they want to implement and enhanced their regional development mission. Paper also discusses the case study of TECHNIKOM – Technology Park created at Technical University at Kosice, Slovakia as the real example of the successfully transformed university.

Key words: university, technology transfer, science and technology parks

INTRODUCTION

Local and regional development has become an increasingly important activity for national as well as local and regional governments across the world since the 1960s and 1970s. The economics system has become more internationalised, even globalised, knowledge intensive and competitive. The regions should adapt the principles of knowledge creation and continuing education



and transformed them into some form of so-called learning region. The universities plays crucial role in this process. Universities must seek to leave their traditional academic system of values, to act as a catalyst in the process of regional economies. Their role in the process of regional development should go beyond a purely theoretical framework, which ultimately creates a lasting and positive impact on the regional economy only when individual activities are led by universities, along with widely deployed debate at the regional level. At the same time universities must scale back activities on the basis of information which were obtained in this process.

Each university would have to wonder what place in the process of regional development university could play in order to have more active role in the regional economy. An important role will be mutual cooperation between the members of the academic community, businesses and organizations and regional key players. Their mutual stimulation will support the collective learning process. This in turn will affect commercial activities and participation in a mutual process of creating knowledge in the field of regional development.

The process of involvement of universities in regional development should include the following elements. First, it should answered the question how can universities located in cities transformed in the way that they will be engaged in solving economic and social problems arising from industrial decline and environmental degradation. The second question is how universities are transforming increasing amount of knowledge in a regional context, to promote the mutual learning (4). The creation of scientific parks at universities for technology transfer support growth significantly.

THE ROLE OF THE UNIVERSITIES IN LOCAL DEVELOPMENT

The universities became key players in the regional development in the last decades. Their original mission focused on education and research has been extended to provision of the services for local/regional development enhancement (1). The universities are important for regional development for the several reasons. At the most basic level they are major employers, purchasers of local goods



and services, and contributors to cultural life and they built environment of towns and cities. National investment in the infrastructure of a university to support its core business of research and teaching can therefore have a significant passive regional multiplier effect (2). More active contribution of the universities can be broken down into 4 areas:

1. business innovation (research)
2. human capital development (teaching)
3. community development (public service role)
4. institutional capacity (engagement in local civil society)

There are four domains which should be integrated:

1. Regional innovation
2. Human Capital and Skills Development
3. Social and Cultural Development
4. Regional Capacity Building

Then the universities can be seen to be occupying a “proactive” and not just “passive” role in the regional development (3).

A CASE STUDY OF TECHNOLOGY PARK AT TECHNICAL UNIVERSITY OF KOSICE, SLOVAKIA

The Technical University of Košice was founded in 1952, but its roots must be sought much deeper in the past. As early as 1657 the Universitas Cassoviensis was established in Košice, but technical education in Slovakia was only elevated to higher - education level in 1762, when the Austro-Hungarian monarch Maria Theresa established the Mining Academy in Banská Štiavnica. This provided education and promoted research activity in a group of scientific disciplines ranging from ore mining through to production and processing of metal materials.

The true birth of the Košice Technical College came on 8th July 1952, when the Czechoslovak Government set up three faculties, namely the Faculties of Heavy Engineering, Mining and Metallurgy. These were joined in 1969 by the Faculty of Electrical Engineering



and in 1978 by the Faculty of Civil Engineering. The important event of the renaming of the College into the Technical University of Košice occurred on 13th February 1991. In 1992 the Faculty of Professional Studies was set up in Prešov, which was transformed in 1996 into today's Faculty of Manufacturing Technologies. The year 1992 also saw the introduction of the Faculty of Economics, which meant that the University outgrew its original framework of purely technical disciplines, and it continued in this trend in 1998 with the founding of the present-day Faculty of Arts. The Faculty of Aeronautics of the Technical University of Košice was established on 1st January 2005 as a successor of the Air Force Academy of Milan Rastislav Štefánik in Košice, which has been a prestigious educational institution in Europe and in the world providing university education for pilots and air operating personnel for over 30 years.

Mission of TUKE is to provide environment with scientific and technological knowledge basis, innovation and workforce, in order to form beneficial and sustainable future and high quality of life. This is achieved at TUKE by innovative research and excellent education in all scientific branches of respective University Faculties.

The number of students currently attending nine TUKE faculties is 10 643. Out of this number there are 8 728 full-time students (5 293 Bachelor students, 3 435 Master students and 672 Postgraduate students). More than 700 professors, associate and assistant professors work here, and the same number of research and administrative staff.

TUKE caters for a wide range of educational needs not only in the East-Slovak region, but throughout Slovakia and Central Europe, as in many specializations it is the only centre of education and research in this area. TUKE closely co-operates with other universities and with industrial organizations throughout the region and the Slovak Republic.

In 2012, upon completion of a project bearing the same name, a new body was established at the Technical University of Košice –

University Centre for Innovation, Technology Transfer and Intellectual Property Protection (UCITT). The tasks and the services that the centre provides include cooperation with industries in the field of applied research, innovations and technology transfer (ITT) from academy to industries, support for research, scientific and innovation projects, support for intellectual property protection (IPP) of results of the scientific activities conducted at TUKE, support for human resources development and methodology of services for the abovementioned fields, promoting achievements in ITT using a portal information system. The mission of the UCITT centre is to create a relevant virtual environment at the university that will permanently support R&D in terms of cooperation between scientists and practice, and to ensure efficient transfer of knowledge, products and technologies into society and economy. Using its network of Slovak and international connections and open architecture of its information platform, UCITT facilitates effective proliferation of its services in national, regional and international research, social and economic area. Currently, the most intensive activity is the preparation of patent activity in the field of IPP supported by updated internal legislation within TUKE.

The mission of UCITT is undertaken in line with the proposed “value chain” conceptual model (Figure 1).



Figure 1. UCITT - Value Chain



The model specifies UCITT's external and internal relations interconnected by its services; which, in the horizontal direction, ensure the value added flow from research, development and innovation base towards effective outputs in its scope of influence in the social and commercial practice.

The model specifies UCITT's external and internal relations interconnected by its services; which, in the horizontal direction, ensure the value added flow from research, development and innovation base towards effective outputs in its scope of influence in the social and commercial practice.

In the context of the value chain, the concept of the UCITT mission focuses above all on the following activities:

- Supporting the efficiency of research, development and innovation (RD&I) conducted at the University by its direct and active connection with the needs and requirements of the industrial practice, small and medium enterprises and the social sector,
- Contributing to the identification and valorisation RD&I projects and project outputs that have the potential for further active cooperation or can be utilized in the social and economic practice,
- Supporting the identified RD&I outputs and projects and their extension by means of:
 - joint (cooperative) RD&I projects,
 - innovation projects for practice,
 - knowledge transfer, or transfer of technologies to respective organizations in the social and economic sectors,
- Providing complete intellectual property protection services to University staff and students,
- Supporting development and effectiveness of national and especially international cooperation in the field of RD&I projects, including projects in which organizations from social and economic practice are involved.
- By means of its network-based organization structure, UCITT will facilitate cooperation between RD&I Faculty-



level units and/or autonomous departments and the coordination unit on the University management level and thus create an integrated and flexible organization and management structure of UCITT within the University.

- Establishing the integrated network architecture of UCITT as an open platform that enables UCITT to provide services to cooperating external/contracted national and international organizations and organizations evincing interest in cooperation. These include especially organizations in the areas of:
 - academic and scientific institutions,
 - social and business practice,
 - consulting, innovation intermediation and technology transfer.
- Supporting and contributing to initiatives and processes related to creating science and technology park and business incubator for innovative companies and facilitating sustainable cooperation with these institutions.

The mission of UCITT in the field of its activity is to create a virtual environment facilitating continued support for the development of mutually beneficial RD&I cooperation between research and practice. Its aim is to contribute to the effective transfer of knowledge, products and technologies into the social and commercial sector. Using its relations and support from the open architecture of its own information platform, UCITT ensures pertinent and efficient proliferation of its services and suitable products in the national and international research, social and business environment. These features of UCITT mission will also contribute to the European innovation policy (expressed e.g. in the "**PRO INNO Europe®**" initiative

<http://www.proinno-europe.eu/>).

UCITT is based on an open and flexible conceptual framework of organization and management structure, which minimizes risk factors and creates conditions for the following:

- forming a flexible and open organization and management structure of UCITT,

- purposeful and specialist-oriented distribution of competencies in UCITT service provision,
- direct contacts and connections between operational research units / research workers and industries,
- purposeful content and competence oriented departments aiming at achieving high professionalism, commitment and motivation among workers,
- flexibility and accessibility of services supporting commercialization of R&D outcomes and adequate intellectual property protection for all stakeholders.

UCITT NETWORK STRUCTURE

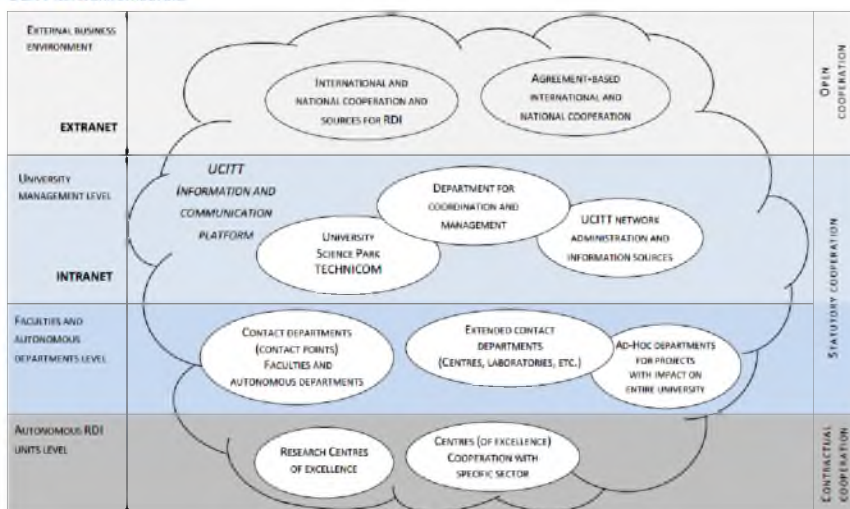


Figure 2. Network structure of UCIT

The personnel and network organization structure of UCITT is based on the following principles:

- autonomy of functional UCITT organization units (departments) is guaranteed by internal contractual relationships,
- all units are adequately represented in UCITT scientific, executive and controlling institutes,



- active participation in the development, financing and management guaranteed in consensually accepted UCITT organization rules,
- protection of intellectual property and copyright,
- compliance with TUKE Statute and relevant regulations,
- protection and development of tangible and intangible property and shared infrastructure.

Within the UCIT the project on science park creation has been submitted under the title

“University science park TECHNICOM for innovation applications supported by knowledge technologies”. Project is funded by Operational Programme Research and Development, Priority axis 2 – Support to research and development, Measure 2.2 Transfer of knowledge and technology from research and development into practice, Call OPVaV-2012/2.2/08-RO.

Total funding is EUR 41,984,703.52 and project duration is from June 2013 till July 2017. University of Pavol Jozef Šafárik in Košice and Prešov University in Prešov are the project partners.

USP TECHNICOM covers and creates conditions for further development and practical existence of various R&D outputs, and in this context, the newly formed branches arising at TUKE in the implementation of projects in the field of research and development, technology transfer and other relevant areas arising from the operation TUKE and UCITT.

A generic model of the park is built on three aspects:

1. Flexible collaboration with advanced research, which guarantees a permanent "repository" of innovative initiatives and products used by USP, as for the targeted applied R&D, and potential acceleration of innovative entrepreneurship.
2. Effective platform for (targeted) applied R&D, which supports both the academic departments and centres, as well as joint R&D centres based on mutually effective collaboration between the academic and commercial or public institutions.



Effective portfolio of business services for the efficient business transfer of R&D products and services into practice and to initiate the progressive acceleration of innovative entrepreneurship based on professionally-selected R&D output. The actual process of incubation of new hi-tech companies will be provided by external partner incubators.

The generic model of USP is at Figure 3.

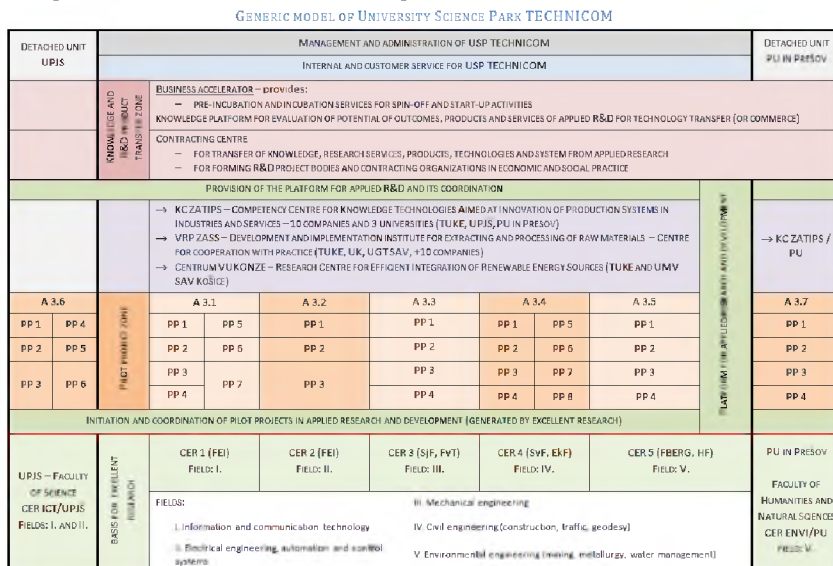


Figure 3. Generic model of TECHNIKOM

The following projects are currently being implemented within the platform for applied research and development:

- Centre for research on the effectiveness of combined systems integration of renewable energy sources (abbreviated as VUKONZE Centre)
- Competence Centre for Knowledge Technologies Aimed at Innovation of Production Systems in Industries and Services (abbreviated as CC ZATIPS).

After completion of the project, USP TECHNICOM will serve as the executive department of UCITT, which after establishing in the R&D



experience can be taken out of the organizational structure of UCITT as a separate organizational TUKE unit or as a separate legal entity.

Conclusion

There is the rapid dispersion of the science and technology parks all over the world. The exponential growth in last two decades has been observed. The Universities are taking a more active role in creating (smaller) science and technology parks. The private sector is also more involved in park creation. The higher level of integration between science and technology parks and metropolitan/regional strategies exists (5). There are several challenges for universities that have to be overcome. The full package approach has to be introduced which consists of 5 elements:

- Regional Entrepreneurship, Networks, Clusters; local industrial policy
- Incubation, Science Parks, Transfer Desks
- Entrepreneurial Ecosystems, Infrastructure for Entrepreneurship
- Entrepreneurship Education
- Triple Helix Paradigm

The scientific park often does not have clear vision and mission. They are short on human resources and management is unable to provide support to start-ups and growing ventures. There is no supportive network created around the centre and no alignment and lack of communication between center management, municipal authorities and other share- and stakeholders exists. The scientific and technology parks therefore should have explicit goals and values shared by all stakeholders (6).

References

- (1) Nelson, I.; London, R.; Strobel, K. *Reinventing the Role of the University Researcher, Educational Researcher*, 2015
- (2) Goddard, J. *Connecting Universities to Regional Growth: A Practical Guide*, EC, 2011
- (3) Čižmár, A. *The role of the universities in smart specialisation strategies with the view to regional development*, Conference „Smart Specialisation Strategies in Slovakia“ 2012, Bratislava



- (4) Urbančíková, N. *Universities and their role in the process of regional development*. In: National and Regional Economics IV. - Košice: TU-EkF, 2002 S. 609-613. - ISBN 8070999233
- (5) Pose, R. Hardy, D. *Technology and Industrial Parks in Emerging Countries: Panacea or Pipedream?* SpringerBriefs in Regional Science, 2014
- (6) Sassmannshausen, P. *The Evolution of an Academic Entrepreneurial Ecosystem in Wuppertal – A Practice Report*, 2014, International Conference in Košice, Slovak Republic

УДК 351:82

ПРОБЛЕМИ НАФТОГАЗОВИДОБУТКУ ТА МОЖЛИВІ ШЛЯХИ ЇХНЬОГО ВИРІШЕННЯ

Г. Л. Рябцев

*Національна академія державного управління при Президентові
України*

03057, м. Київ, вул. Ежена Пот'є, 20; rgl2006@ukr.net

За доведеними запасами вуглеводнів Україна займає третє місце в Європі, поступаючись лише Великобританії та Норвегії. Промислова розробка нафти під Бориславом почалася ще в 1886 р. У 1908-1910 рр. надра нинішньої Івано-Франківської та Львівської областей давали 1,5...2,0 млн т нафти щорічно (третій показник після США та Росії). Із тієї пори в Україні видобуто понад 385 млн т сировини, в тому числі 95 – за роки незалежності. Але це в рази менше, ніж у тих же Великій Британії та Норвегії.

Із другої половини 1970-х і до 1992 р. видобуток в Україні скорочувався на 9...10 % щорічно. У середині 1990-х його вдалося стабілізувати на рівні 18 млрд куб. м газу і 4,0...4,2 млн т нафти з газовим конденсатом, що становило тоді приблизно 18 % від потреби в цих енергоносіях. І хоча на початку 2000-х видобуток зростає (на 1...3 % на рік), його обсяги жодного разу не відповідали плановим показникам Національної програми «Нафта і газ України до 2010 року» та всім редакціям Енергетичної стратегії України. У 2009-2011 рр. через фінансову кризу ситуація погіршилася, а в останні два роки (особливо після збільшення рентних платежів) стала катастрофічною. Спроби хоч якось загальмувати скорочення видобутку шляхом збільшенням обсягів експлуатаційного буріння та виявлення



пропущених шарів, мали епізодичний характер і були нездатні змінити загальний негативний тренд.

Основними чинниками, що зумовили скорочення видобутку, стали:

- закономірний перехід основних за видобутком і запасами родовищ у пізню стадію розроблення, що характеризується їхнім виснаженням після вилучення 80...85 % початкових запасів вуглеводнів протягом 30...40, а то і 100 років неперервної експлуатації. Для нафти цей процес супроводжується зростанням обводнення до 80...85 % і більше;

- постійне погіршення структури запасів. Протягом багатьох років розроблялися передусім кращі за якістю та умовами освоєння (щодо нафти – переважно шість 20-мільйонників). При цьому за 30 років частка важковидобувних вуглеводнів у структурі запасів зросла майже втричі;

- різке скорочення обсягів пошуково-розвідувального буріння порівняно з радянським періодом (з 425 тис. м в 1991 р. до 162 тис. м в 2014 р. і на 88 тис. м за два останні роки);

- нездатність геологорозвідувальних підприємств забезпечити належне нарощування ресурсної бази (приріст запасів зменшився з 43,3 до 14,3 млн т умовного палива). Протягом 20 років відкрито лише одне велике родовище (Суботінське, близько 100 млн т), але й воно загублене після анексії Криму Російською Федерацією. Решта ж (88 % розвіданих) мають незначні запаси і через великі глибини (4,5...6,0 км), низькі дебіти і малу кількість пробурених свердловин не в змозі вплинути на суттєве змінення видобутку. При цьому якщо інтенсивність розроблення вітчизняних родовищ зі значними початковими запасами відповідає світовому рівню, то малі освоюють набагато менш ефективно;

- зменшення ефективності та скорочення обсягів експлуатаційного буріння (у 1991-2014 рр. – з 343 до 113 тис. м, причому в 2008-2014 рр. – на 137 тис. м);

- невисока надійність сировинної бази. Із 1991 р. в освоєння передають родовища із запасами категорії C1, надійність прогнозів щодо якої (похибка) становить 30...50 %;

- списання запасів, наявність яких не було підтверджено під час промислового розроблення.

Щоб стабілізувати, а в майбутньому – збільшити видобуток вуглеводнів, органам виконавчої влади слід створити максимально сприятливі умови для залучення інвестицій у розвідку, розробку й промисловий видобуток вуглеводнів, які б виключали постійне змінення «правил гри», забезпечували прозорість встановлених правил і процедур, надійно гарантували



повернення вкладених коштів та отримання прибутку. Для цього необхідно:

1. Лібералізувати внутрішній ринок. Має бути скасовано субсидування окремих його учасників, а ціни на нафту й тарифи на газ вирівняні й наближені до економічно обґрунтованого рівня. Видобувним компаніям не повинні висувати вимоги щодо постачання енергоносіїв тим чи іншим категоріям споживачів або за неринковою ціною. Слід забезпечити повну свободу експорту. Інвестори мають отримати вільний доступ до транспортних мереж і сховищ.

2. Змінити існуючу базу оподаткування (сьогодні – це вартість видобутих вуглеводнів, яка визначається за спеціальними правилами), що перешкоджає конкуренції та робить нерентабельною діяльність суб'єктів господарювання, що розробляють менш цінні запаси.

3. Об'єктивно оцінити запаси й ресурси вуглеводнів на основі єдиних науково-методологічних підходів; визначити реальну промислову цінність оцінених запасів.

4. Провести інвентаризацію фонду діючих й законсервованих свердловин, оприлюднивши їх власників, дебіти та інші характеристики на спеціальному ресурсі. Припинити незаконний і легалізувати неврахований видобуток вуглеводнів.

5. Переглянути державну політику у сфері освоєння родовищ у напрямку створення прозорих, зрозумілих та однакових для всіх «правил гри», зняття бюрократичних бар'єрів, реалізації ліцензій на відкритих аукціонах, захисту прав власності на видобуті ресурси, позбавлення чиновників можливості припинення цих прав на свій розсуд, забезпечення державного контролю над використанням ліцензійних ділянок інвесторами.

6. Диференціювати рентні платежі залежно від складності видобутку й виснаженості родовищ. Чітко встановити терміни й визначення в цій сфері. Конкретизувати податковий механізм стимулювання розробки важковидобувних вуглеводнів, затвердивши Порядок визначення додаткових обсягів вуглеводневої сировини.

7. Скорднувати зусилля органів державної влади, спрямовані на розкриття потенціалу видобувної промисловості. Доцільно перейняти досвід створення в провінції Британська Колумбія (Канада) Комісії з нафти і газу (BC Oil & Gas Commission) – «єдиного вікна» для підготовки документації про виділення земельних ділянок, погодження маршрутів трубопроводів, використання водних, лісових ресурсів, видачі археологічних дозволів тощо.



8. Забезпечити можливість громадянського моніторингу використання бюджетних коштів, що виділяють їх головному розпоряднику на відтворення мінерально-сировинної бази й формують в основному з відрахувань нафтогазовидобувних підприємств.

9. Усунути обмеження щодо продовження терміну дії спеціальних дозволів на геологічне вивчення покладів нафти, природного газу, газового конденсату, зокрема на їхнє дослідно-промислове розроблення (ДПР), відмінивши тимчасові обмеження для проектів ДПР шляхом внесення відповідних змін до проекту Кодексу про надра.

10. Запровадити новий підхід до ліцензування – укладання договору на користування надрами, як це передбачено проектом Кодексу про надра.

11. Стимулювати інтенсифікацію геологорозвідувальних робіт (ГРР). Із цією метою: забезпечити можливість отримання доходів від таких робіт шляхом продажу прав на розвідані родовища без додаткових погоджень; надати можливість списання затрат на ГРР, що не дали результатів, на зменшення прибутку; передбачити можливість одноразового списання затрат на ГРР на затрати видобувних підприємств у першому році після початку промислового розроблення; надати право на інвестиційні податкові кредити компаніям, що ведуть ГРР на свій ризик.

12. Спростити процедури відведення земельних ділянок під будівництво об'єктів нафтогазового комплексу, у тому числі в частині погодження місць розташування свердловин і виробничих споруд, а також вилучення земельних ділянок державної й комунальної власності, що перебувають у користуванні, площею до 10 га включно, внісши відповідні зміни до Земельного кодексу України.

13. Дозволити видобуток вуглеводнів під час оформлення змін цільового призначення земельних ділянок і підготовки документів, що засвідчують право користування чи володіння ними, доповнивши Земельний кодекс України новою статтею про особливості земельних сервітутів під розміщення об'єктів трубопровідного транспорту, нафтових і газових свердловин. Установити, що підприємства, що здійснюють будівництво, експлуатацію, технічне обслуговування, ремонт і реконструкцію трубопроводів, будівництво нафтових і газових свердловин, під'їзних шляхів, ліній електропередач і зв'язку, пов'язаних з їхньою експлуатацією, мають право використовувати земельні ділянки за договором постійного або термінового земельного сервітуту з власником або користувачем земельної ділянки. При цьому плата за користування такими ділянками, що перебувають



у приватній власності, не має перевищувати їх нормативної грошової оцінки, а таких, що перебувають у державній чи комунальній власності – 12 % нормативної грошової оцінки.

14. Забезпечити рівний і недискримінаційний доступ видобувних підприємств до трубопровідних систем і сховищ. Забезпечити поділ функцій розподілу й постачання газу в регіональних підприємствах із газопостачання та газифікації.

15. Здійснити поетапне підвищення відпускних цін на вуглеводні власного видобутку для всіх категорій споживачів до економічно обґрунтованого рівня з урахуванням інвестиційної складової. Це забезпечить нафтогазовидобувні підприємства власним джерелом фінансування робіт з експлуатаційного буріння та облаштування родовищ, технічного переоснащення та оновлення основних фондів.

16. Визначити основними напрямками діяльності видобувних підприємств із державною часткою власності:

- підвищення ефективності буріння свердловин та вдосконалення систем розробки родовищ шляхом: оновлення парку бурових верстатів; міжнародної сертифікації обладнання та персоналу; підвищення вимог до розроблення проектно-кошторисної документації на будівництво свердловин; застосування сучасних методів інтенсифікації видобутку, розкриття продуктивних горизонтів, попередження позаколонних перетоків;

- інтенсифікацію видобутку вуглеводнів завдяки впровадженню сучасних технологій гідророзриву; використання колтубінгових технологій; розроблення родовищ нахиленими й горизонтальними свердловинами;

- прискорення освоєння покладів шляхом дотримання такого порядку робіт: об'ємна (3D) сейсмічна розвідка; створення та постійне коригування геолого-технологічної моделі родовища; інтенсивне розбурювання із застосуванням методів підвищення нафтогазовіддачі, починаючи з дослідно-промислового розроблення; геолого-технологічне розроблення родовища з оперативним коригуванням технологій видобутку;

- будівництво нових і реконструкція існуючих дотискних компресорних станцій, що дозволить забезпечити стабільний видобуток природного газу на свердловинах, що перебувають на завершальній стадії розроблення завдяки зниженню гирлових тисків.

17. Створити сприятливі фінансово-економічні умови для підприємств, що планують видобуток нетрадиційних вуглеводнів. Із цією метою:



– врахувати особливості робіт, необхідних для ефективного й безпечного освоєння нетрадиційних вуглеводнів, у Правилах розробки родовищ нафти й газу;

– тимчасово, на період розвідки й дослідно-промислової розробки встановити нульову ставку ренти на видобуток такої сировини;

– стимулювати впровадження інноваційних технологій освоєння вуглеводнів, відаючи перевагу компаніям, що пропонують інвестування для всього циклу робіт: від пошуку і розвідки до промислової розробки;

– сприяти розвитку в Україні виробництва спеціальної техніки та обладнання.

УДК 550,8

РЕЗУЛЬТАТИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НАЦІОНАЛЬНОЇ АКЦІОНЕРНОЇ КОМПАНІЇ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ» ЗА 2014 РІК ТА ОСНОВНІ ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ НА 2015 РІК

***В.С. Буланцов, О.В. Лепшин, П.Я. Максимчук, П. М.
Ченіль***

*Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України»
01001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького 6,
<http://www.naftogaz.com>*

Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» в останні роки виконує в Україні більше 70% обсягів пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ, забезпечує 99% приростів розвіданих запасів вуглеводнів та близько 86% їх видобутку.

Відмітимо, що якщо у попередні роки результатами геолого-розвідувальних робіт Компанії та підприємств, що знаходяться у корпоративному підпорядкуванні, вдавалося лише в певній мірі компенсувати поточний видобуток вуглеводнів приростом їх запасів, то уже у 2013-2014 роках фактично



відбулося їх більше як 2-х кратне падіння у порівнянні з 2011 роком. А для забезпечення стабільного нарощування видобутку вуглеводнів, як показує світова практика, прирости їх запасів промислових категорій повинні у 2-3 рази перевищувати обсяги видобутку.

Основні показники та результати робіт Компанії у 2014 році:

- пробурено 97,2 тис.м пошуково-розвідувальних свердловин що склало 68% від запланованих, та 82% від обсягів 2013 року;

- виконані польові сейсмозвідувальні дослідження загальним обсягом 300 кв. км 3D та 65 пог. км 2D;

- закінчено будівництвом 58 свердловин (69% від запланованих).

- пробурено 113,4 тис. м експлуатаційних свердловин (97% від запланованих та 89% від обсягів 2013 року);

В результаті виконаних цих обсягів робіт

- відкрито два невеликих за запасами вуглеводнів родовища: Ольшичне нафтове родовище в Луганській області та Малокринківське газове родовище в Харківській області;

- відкрито чотири нових поклади на чотирьох діючих родовищах;

- розширені контури семи відомих покладів на трьох відомих родовищах;

- вперше отримано промислові припливи нафти із башкирських карбонатних відкладів в межах Великобубнівсько-Липоводолинської зони (Велткобубнівське родовище), що відкриває новий напрямок геологорозвідувальних робіт в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ);

- прирощено запасів вуглеводнів промислових категорій: природного газу 5,74 млрд. куб. м, нафти та конденсату 1,1 млн. т.;

- підготовлено до глибокого буріння 21 пошуковий об'єкт з перспективними ресурсами вуглеводнів понад 235 млн. т ум. п.;

- за результатами виконаних у Компанії геолого-тематичних робіт з вивчення перспектив промислової



нафтогазоносності нетрадиційних джерел вуглеводнів підготовлено до друку та видано цикл монографій із 8-ми томів «Нетрадиційні джерела вуглеводнів України».

При цьому видобуто 16,85 млрд. куб. м газу та 2,87 млн. т нафти з конденсатом.

Пріоритетні напрямки геологорозвідувальних робіт Компанії у 2015 році:

- пошуки і розвідка нових родовищ вуглеводнів в складно побудованих пастках зони розвитку соляного тектогенезу приосьової зони центральної частини ДДЗ;

- пошуки родовищ вуглеводнів в межах крупних занурених антиклінальних структур південно-східної частини ДДЗ, раніше виведених із буріння, та зон їх облямування;

- розвідка та дорозвідка покладів структурно-літологічного та тектонічно-екранованих типів в межах значних по запасах родовищ ДДЗ;

- пошуки родовищ межах зони зчленування ДДЗ з Донецькою складчастою структурою у відкладах палеозою;

- пошуки покладів вуглеводнів у башкирських карбонатних відкладах крупних солянокупольних валів центральної частини ДДЗ;

- пошук покладів вуглеводнів у комбінованих пастках кайнозойсько-мезозойських відкладів Карпатської нафтогазоносної провінції;

- дорозвідка відкритих родовищ, що знаходяться у ДПР та розробці;

- продовження геолого-тематичних робіт та лабораторно-аналітичних досліджень з вивчення перспектив промислової нафтогазоносності нетрадиційних джерел вуглеводнів нафтогазоносних басейнів України (сланцевий газ, сланцева нафта, газ ущільнених колекторів, газ метан).

Основні проектні показники геологорозвідувальних робіт на 2015 рік.



На 2015 рік по Компанії заплановані наступні індикативні показники геологорозвідувальних робіт:

- пробурити 142,1 тис. м пошуково-розвідувальних свердловин;

- виконати польові сейсмозвідувальні дослідження в обсягах 1086,8 кв. км.3D та 1615 пог. км 2D;

- приростити 12,1 млн. т ум. п. запасів вуглеводнів промислових категорій.

Планом також передбачено видобути 16,2 млрд. куб. м газу та 2,68 млн. т нафти з конденсатом.

УДК 550.834

СИНТЕТИЧНЕ СЕЙСМІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ЗОН ПІДВИЩЕНОЇ ПОРИСТОСТІ У ВІДКЛАДАХ НИЖНЬОЇ КРЕЙДИ КАРКІНІТСЬКОГО ПРОГИНУ (ПД- ЗХ ШЕЛЬФ ЧОРНОГО МОРЯ)

Т.М. Кузьменко

*Дочірнє підприємство «Науково-дослідний інститут
нафтогазової промисловості» НАК «Нафтогаз України»*

Одним із найбільш перспективних напрямів досліджень родовищ нафти та газу є побудова їх комплексних ефективної геолого-геофізичної моделі з подальшою її корекцією у процесі розвідки та експлуатації. Метою даної роботи є визначення основних напрямків побудови моделі перспективних об'єктів нафти та газу території Каркінітського прогину в межах акваторії Чорного моря на прикладі структури Гордієвича. Об'єкт дослідження – верхньо- і нижньокрейдові відклади з достатньо високим вуглеводневим потенціалом, продуктивність яких залишається маловивченою. Особливістю структури Гордієвича є те, що вона не була розбурена, не визначені потенційні продуктивні характеристики покладів.



Пропонується, для покращення геолого-геофізичних відомостей про горизонти верхньої і нижньої крейди, застосувати методику синтетичного сейсмічного моделювання для побудови комплексної ефективної геологічної моделі, використовуючи всю відому геологічну та геофізичну інформацію. По результатах синтетичного сейсмічного моделювання була побудована модель розповсюдження зон підвищеної пористості нижньокрейдових відкладів.

Ефективна сейсмогеологічна модель – спрощене представлення геологічного реального розрізу, для якого розрахункове поле пружних хвиль задовільно відповідає спостереженому. Для проведення аналізу швидкісних залежностей стратиграфічних товщ Каркінітського прогину були обрані три свердловини, які розкрили нижньокрейдові і верхньокрейдові відклади в районі однієї із зон нафтогазонакопичення. Проведена обробка сейсмокаротажних даних з метою визначення швидкостей V_P , V_S , а також інтервальних і пластових швидкостей, густини кожного досліджуваного горизонту. В програмному продукті TesseratTechnology побудована геолого-геофізична модель з наступними входними даними: швидкості V_P , V_S , значення пористості – 8%, 13%, 17 %, густина, тип флюїдонасичення: вода, газ та ненасичене середовище. Таким чином, було побудовано 9 синтетичних сейсмічних розрізів. Для виконання всіх необхідних умов наближення моделі до реального середовища були використані дані: 2D сейсмічних даних, структурні характеристики, Check-shot, акустичний каротаж, реальна для розрахунку синтетичних сейсмічних даних використана реальна форма сигналу. Синтетичне хвильове поле розраховується за акустичним рівнянням, комбінуючи параметри пористості, насиченості. Синтетичні розрізи порівнюються зі спостереженими даними на наявність попередньо виділених горизонтів та інших особливостей геолого-геофізичних моделей. Отриманий синтетичний розріз з найкращим співпадінням з реальними даними, був використаний для побудови моделі розподілу коефіцієнту пористості в крейдових відкладах.



Порівнюючи синтетичну модель (рис. 1в) з реальними сейсмічним розрізом (рис. 1а), визначені характеристики моделі (рис. 1б) по наступним потенційно продуктивним горизонтах верхньої і нижньої крейди: 1) тип насичення (газ); 2) величина пористості (17% - максимальне значення); На основі отриманих даних створена модель розподілу коефіцієнту пористості. На рисунку 1г) фрагмент розрізу коефіцієнту пористості вздовж сейсмічного розрізу крейдових відкладів, який показує перспективну зону підвищеного коефіцієнту пористості.

На основі швидкісних залежностей підготована синтетична геологічна модель (рис. 1б) на прикладі структури Гордієвича для синтетичного сейсмічного моделювання для подальшої побудови ефективної сейсмогеологічної моделі з метою визначення колекторських властивостей при розвідці та розробці родовищ вуглеводнів. Аналіз результатів синтетичного сейсмічного моделювання підтвердив можливість простеження відбиваючих горизонтів відкладів Мезозою та Кайнозою.

За результатами моделі були виділені зони з підвищеними значеннями пористості в межах відкладів нижньої крейди (рис. 1д). Застосовуючи методи моделювання з відомими геологічними параметрами та геофізичними даними ми можемо будувати синтетичну сейсмічну модель родовищ вуглеводнів максимально наближену до реального геологічного середовища Каркінитського прогину.

Tyschenko A., 2009, Geological and geophysical model of oil and gas deposits north-western shelf of the Black Sea (for example, Schmidt Area), thesis for the degree of Candidate of Geological Sciences, 11-12

Kuzmenko T., 2014, Analysis of velocity dependencies of Karkinits'ka deflection stratigraphic sequences of the north-western Black Sea shelf , Geopetrol 2014, 207-212.

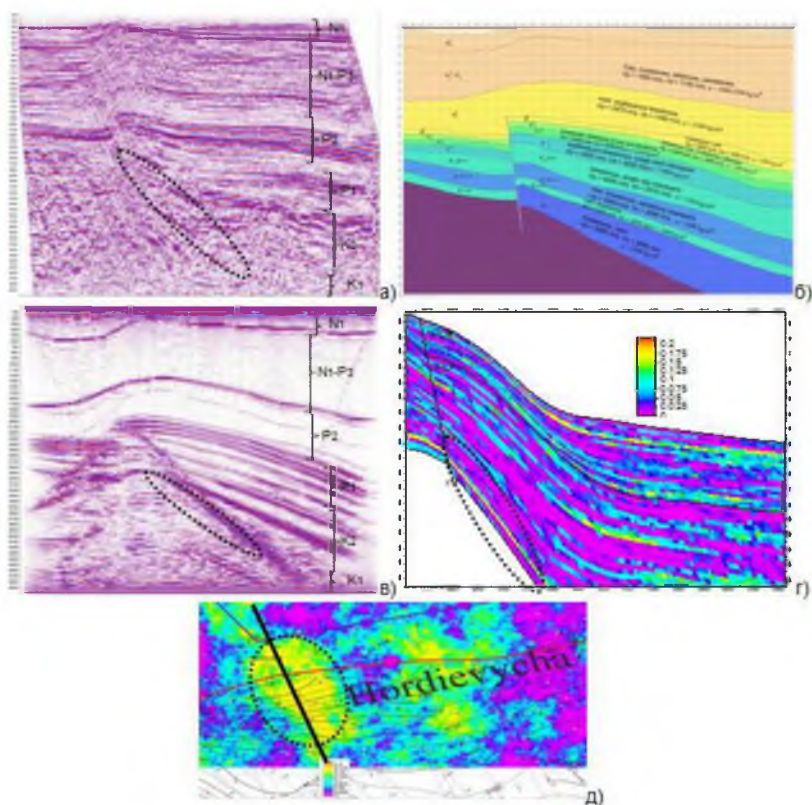


Рисунок 1. а) – Реальний сейсмічний розріз; б) – швидкісна модель (змінні параметри); в) – синтетичний сейсмічний розріз; г) – фрагмент розрізу розподілу коефіцієнту пористості крейдових відкладів; д) – карта розподілу коефіцієнту пористості крейдових відкладів.



УДК 528.48

ОБГРУНТУВАННЯ РОЗМІЩЕННЯ ГРУНТОВИХ РЕПЕРІВ ДЛЯ СПОСТЕРЕЖЕНЬ ЗА ОСІДАННЯМИ ФУНДАМЕНТІВ ІНЖЕНЕРНИХ СПОРУД ГАЗОКОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

**М. М. Дутчин, Є. Ю. Ільків, М. В. Галярник,
М.В.Новосільський**

*Івано-Франківський національний університет нафти і
газу,
м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, 76018.*

Однією з основних задач при проектуванні геодезичних спостережень за осіданнями фундаментів інженерних споруд є вибір місця розташування і встановлення пунктів локальних нівелірних мереж.

Для визначення абсолютних осідань окремих марок споруди нівелювання виконують від реперів, прийнятих за вихідні.

У залежності від вимог і точності спостережень за осіданнями вихідними реперами можуть бути [4]:

- глибинні фундаментальні репери, які закладають у корінні або стійкі породи;
- ґрунтові репери, які закладають нижче глибини промерзання ґрунту;
- стінні знаки.

При визначенні осідань нівелюванням II і III класів у якості вихідних допускається використання ґрунтових реперів [4].

Однією з основних причин осідання ґрунтового репера у процесі ущільнення ґрунту є його власна вага.

Величину ймовірного осідання репера для умов одновірної задачі можна розрахувати за формулою [5]:

$$S_{\text{реп}} = h_1 P_0 (\beta/E_0), \quad (1)$$

де P_0 – середній додатковий тиск на ґрунт;

h_1 – потужність розрахункового шару ґрунту;



β – перехідний коефіцієнт, який залежить від коефіцієнта Пуассона;

E_0 – модуль загальної деформації ґрунту.

Модуль загальної деформації ґрунту визначають за формулою [6].

$$E_0 = \beta / m_v, \quad \tau \quad (2)$$

де m_v – коефіцієнт відносного стиснення ґрунту.

Таким чином, для ґрунтового репера формулу (1) запишемо у вигляді:

$$S_{\text{реп}} = h m_v P_0, \quad (3)$$

де h – глибина закладання центра.

Додатковий тиск, який виникає в ґрунті після закладання репера, визначається різницею між повним тиском від ваги знака і тиском від ваги ґрунту, вийнятого із котловану [3], тобто

$$P_0 = P_{\text{реп}} - \gamma h, \quad (4)$$

де γ – об'ємна вага ґрунту (γh – природний тиск).

Маса конструкції репера повинна розраховуватись таким чином, щоб створюваний ним тиск на ґрунт не перевищував природного, тобто [3]

$$P_{\text{реп}} \leq \gamma h. \quad (5)$$

При виконанні умови (5) осідання репера від власної ваги у процесі ущільнення ґрунту практично буде дорівнювати нулю [2].

Іншою причиною, яка може обумовити осідання ґрунтового репера, є зміна природного тиску внаслідок завантаження фундаменту споруди.

У даному випадку ймовірну величину осідання поверхні ґрунту на заданій віддалі від контуру прямокутного фундаменту можна визначити за формулою [1]:

$$S_r = (2a/\pi)(l/b)^f S_m \operatorname{arsh}((l/(2r+b))), \quad (6)$$

де S_m – прогнозована величина середнього стабілізованого осідання фундаменту;

l , b – відповідно, довжина і ширина фундаменту;

r – віддаль від контуру фундаменту;

a , f – коефіцієнти ($a = 1,0173$; $f = -0,37708$).

Результати розрахунку осідань поверхні ґрунту за формулою (6) з модулів фундаменту наведені в таблиці. При цьому параметри моделі такі: $l = 8,0$ м; $b = 4,0$ м; $S_m = 11,79$ мм.



Таблиця – Величини осідань поверхні ґрунту за межами контуру моделі фундаменту

г, м	5	10	20	30	40	50	60	70	80
S _г , мм	3,20	1,93	1,06	0,73	0,56	0,45	0,38	0,33	0,29

Якщо прийняти, що осідання центра ґрунтового репера відтворює осідання поверхні ґрунту, то в залежності від необхідної точності спостережень можна розрахувати ймовірну віддаль від контуру споруди до місць закладання вихідних реперів.

Джерела

1. Дутчин М. До визначення максимальних осідань поверхні ґрунту за межами завантаженого контуру / М. Дутчин, Г. Мельниченко // Сучасні досягнення геодезичної науки та виробництва. – 2005. – С. 160-163.
2. Дутчин М. Дослідження осідань поверхні ґрунту і реперів під впливом статичних навантажень фундаментів споруд / М. Дутчин, Т. Грицюк // Сучасні досягнення геодезичної науки та виробництва. – 2013. – №26. – С. 72-75.
3. Климов О. Д. Практикум по прикладной геодезии. Изыскания, проектирование и возведение инженерных сооружений: учебное пособие / О. Климов, В. Калугин, В. Писаренко. – М.: Недра, 1991. – 271 с.
4. Левчук Г. П. Прикладная геодезия. Основные методы и принципы инженерно-геодезических работ: ученик / Г. Левчук, В. Новак, В. Конусов. – М.: Недра, 1981. – 438 с.
5. Большаков В. Д. Методы и приборы высокоточных геодезических измерений в строительстве / В. Большаков, И. Васютинский, Е. Ключин и др. – М.: Недра, 1976. – 335 с.
6. Цытович Н. А. Механика грунтов: учебник / Н. Цытович. – М.: Высшая школа, 1983. – 228с.



УДК 553.980

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ДОЛИНЩИНИ (ДОЛИНСЬКОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ)

**Л.С. Мончак, Б.Й. Масєвський, С.Г.Анікєєв, Т.В. Здерка,
В.Р.Хомин, І.М.Наконечний**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти
і газу, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, тел.
(03422)4-20-27 grn@nmg.edu.ua*

Долинщина має славу нафтової історії, адже одним із районів зародження нафтової промисловості у ХІХ ст. була Долинщина. Це, зокрема, Ріпне, а потім Витвиця, Підлівче та інші. Саме тут відкрито найбільше в Україні нафтове родовище – Долинське. Тут пробурено найглибшу свердловину 1-Шевченково (7522 м). На сьогодні потрібно з новими підходами розглянути подальші перспективи цього району.

Долинщина в геологічному відношенні охоплює Передкарпатський прогин і Складчасті Карпати. Передкарпатський прогин тут представлений як Внутрішньою (Бориславсько-Покутською) зоною, так і Зовнішньою (Більче-Волицькою).

Весь комплекс порід, що бере участь у геологічній будові, а це породи від юрських до неогенових, несе певне вуглеводневе навантаження, тобто є перспективним в нафтогазоносному відношенні. Про це свідчить його склад, де представлені всі відклади від порід глинистих і соленосних (породи-покрики), сланцюватих порід збагачених органічною речовиною та піщано-алевролітових (породи-колектори). Всі породи зазнали значних деформацій, що призвело до утворення антиклінальних складок (пасток нафти і газу), тектонічних порушень (шляхів міграції флюїдів). Отже передумови відкриття тут нових нафтогазових родовищ реально існують.

Науковцями ІФНТУНГ досить детально проаналізовано весь комплекс лабораторних, польових і промислових геологічних, геохімічних, геофізичних досліджень і встановлено існування ряд реальних об'єктів, перспективних у нафтогазоносному відношенні, як вже підготовлених для видобутку, так і для пошуків. Це об'єкти як для традиційного видобутку, так і дещо специфічного, що вимагають застосування



новітніх технологій на всіх етапах від пошуку до видобування (розробки).

Також необхідно звертати увагу на дослідження геологічних чинників, що впливають на величину нафтовилучення. Серед головних факторів слід розглядати фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів та їх мінливість у межах локальних об'єктів, літолого-фаціальну неоднорідність відкладів, термобаричні умови у покладах тощо.

У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину в межах Долинщини виявлені, але не опішуквані три основні перспективні ділянки (Великотур'янська, Болохівська та Південнокадобнянська) [1], де можна очікувати відкриття нових газових родовищ, що пов'язані переважно із неогеновими пісковиками. При не дуже оптимістичній оцінці в них можна реально очікувати приріст запасів газу обсягом до 1,5 млрд м³.

В опущеній частині Зовнішньої зони під Стебницьким насувом сейсмічними дослідженнями виявлено Міжрічинське підняття, яке складено мезозойськими (крейда та юра) відкладами. За цими даними був складений проект і закладено свердловину Міжрічинська-1, яка зупинена бурінням у стебницьких відкладах через економічні проблеми. Існування цього підняття в цілому знайшло своє підтвердження за результатами проведеної нами інтерпретації детальних гравіметричних досліджень [2]. Також нами виявлено, ще два аналогічні підняття – Слобода-Долинське та Рівнянське. Площа Міжрічинського підняття становить 18 км², прогнозовані запаси 54 млн т умовного палива. Слобода-Долинське відповідно 24 км² і запаси 72 млн т. Площа Рівнянського підняття 20 км², можливі запаси 40 млн т умовного палива, що вимагає ще додаткових досліджень на предмет підтвердження існування пастки. Глибина до покрівлі мезозойських відкладів становить на Міжрічинському піднятті 5700, а на Слобода-Долинському – 5200 м.

Аналіз даних геогустинного моделювання і даних сейсмічних досліджень дає підстави стверджувати, що у межах центральної частини Бориславсько-Покутської зони під вже виявленими фронтальними складками існують глибокозанурені палеогенові структурні об'єкти. Це добре підтверджується свердловиною Луги-1, яка під нижньокрейдовими відкладами на глибині 5654 м розкрила неоген-палеогенові відклади. Перспективними тут є складки, що розташовані на північний схід від свердловини Луги-1. Глибина залягання палеогенових відкладів тут становить 5500-6500 м.

До високоперспективних у нафтогазоносному відношенні потрібно віднести Підберезьку складку, яку розкрила



свердловина Новоселицька-419. Менілітові відклади тут частково є нафтоносними, а низи – водоносними. Вигодські пісковики тут заміщені аргілітами. За даними карт літофаций та піщанистості, вигодська світа буде піщаною приблизно за 1-2 км на північний захід від свердловини Новоселицька-419. У цьому ж напрямку очікується і покращення колекторів у палеоцені. З цього огляду і потрібно рекомендувати буріння свердловини Підберезька-1 з розкриттям всього розрізу палеогену. Проектна глибина свердловин – 6600 м. Ресурси нафти тут оцінюються у 10 млн т.

Необхідно звернути увагу на глибинні об'єкти III (можливо IV) ярусу структур у районі свердловин Тянівська-100, Янківська-104, Смолянська-2, де під час буріння та випробування останньої з глибокозанижених горизонтів отримали припливи нафти. У межах цієї ділянки очікуються сприятливі умови та колектори з підвищеними ємнісно-фільтраційними властивостями, які можуть бути зумовлені вторинними ємностями на великих глибинах.

Нерозвіданим є поклад нафти у підгорнутому крилі Північнодолинської складки, який розкритий свердловиною 152-ПД. Тільки на оціненій Гузіївській ділянці запаси нафти становлять 2,7 млн т, а видобувні 270 тис. т, вартість яких в сучасних цінах майже 130 млн \$. Нерозвідана також складка, яка розкрита свердловиною 24-Т. Не експлуатуються окремі блоки Тянівського родовища, північно-західного продовження Вигодського родовища та Смолянське родовище. В окремих свердловинах, що ліквідовані, залишились не випробувані окремі явно нафтоносні пласти. А це складає десятки мільйонів тонн якісної нафти. Перспективним є північно-західна перикліналь Рожнятівської складки, де очікується покращення колекторських властивостей порід у палеогенових відкладах.

Гравіметричне моделювання показало, що і у відірваному та перевернутому крилі, що знаходиться під Долинською та Північнодолинською складкою, є розущільнені породи, які можуть бути колекторами нафти і газу. Це підтверджено у свердловині Смолянська -2.

Свердловина Луги-1 розкрила мабуть самий нижній ярус палеогенових складок з явними ознаками нафтогазоносності. Це глибоко, понад 6 км, але є перспективи на майбутнє.

Неопошукowanими залишаються Ангелівська і Новошинська складки, де основні поклади очікуються в ямненських, вигодських і самих низах менілітових відкладів. Не розкрита у склепінній частині Лолинська складка, де у свердловині Лолин-1 встановлені ознаки нафтоносності. Великі перспективи промислової газоносності пов'язуються із пачками



піщано-алевролітових верхньокрейдових порід Скибової зони Карпат. Факти нафтогазоносності окремих піщаних пластів верхньокрейдових відкладів відомі вже давно на різних площах. Протягом 60-70 р. р XX ст. доказана газоносність двох піщано-аргілітових пачок на Вигода-Витвицькій площі, а пізніше і на площах Шевченківській, Максимівській і Тарасівській. Всі ці площі знаходяться в межах Долинщини.

Верхньокрейдові відклади в цілому представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків та іноді вапняків де піщано-алевролітові породи рідко бувають товщиною більше 1-2 м. Загальна товщина стрийської світи верхньої крейди перевищує 2000 м. Породи сильно ущільнені, пористість змінюється від 0,5 до 5-6 % і лише в окремих випадках вона сягає 10 %. Проникність переважно становить 0,01 мД, а іноді – до 2-5 мД. Породи часто тріщинуваті. Газонасиченість таких колекторів коливається у межах 40-60 %. Вода, що знаходиться в породах практично нерухома. Оцінені запаси газу тільки на Вигода-Витвицькій ділянці З.В. Ляшевичем [3] становлять 21 млрд м³, а в межах цілої Долинщини вони оцінюються понад 100 млрд м³. Для видобутку цього газу потрібно використати новітні технології розкриття пластів та їх експлуатації.

Ще один резерв видобутку нафти досить суттєвий – це відновлення ліквідованих свердловин. На даний час в Долинському нафтогазопромисловому районі нараховується понад 450 таких свердловин. Не менше половини з них може бути відновлено та введено в експлуатацію. Дебіти таких свердловин очікуються від 0,1 до 2-3 тонн за добу. При самому песимістичному прогнозі 100 відновлених свердловин будуть давати в місяць 500 тонн нафти, а це означає, що в державі буде залишатися щомісячно 200 тис \$. Для цього потрібно побороти деякі бюрократичні перепони, а головне, щоб було велике бажання у влади, в тому числі місцевої, та підприємців.

У межах Долинського, як і в інших районах Прикарпаття, одержано багато ліцензій на ведення пошуково-розвідувальних робіт, але реально на них роками не ведеться майже ніяких робіт – це ще одна проблема. Власники ліцензій очікують на інвестиції, а їх, на жаль, нема.

Загальний висновок зводиться до констатації факту існування в межах Долинщини значних ресурсів нафти і газу для подальшого їх видобування. Частина цих ресурсів відноситься до важковидобувних, що вимагає використання новітніх технологій розкриття пластів та експлуатації свердловин.

Літературні джерела:



1. Заяць Х.Б. Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту і газ. – Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2013. – 136 с.

2. Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Українських Карпат / Б.І. Маєвський, С.Г. Анікеев, Л.С. Мончак та ін. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 208с.

3. Ляшевич З.В. Геологическое строение и перспективы газоносности меловых отложений / З.В. Ляшевич, Л.М. Кузьмик, Р.І. Бакала, Г.Н. Короткова // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1976. – Вып. 13. – С. 16–19.

4. Газ шаруватих низькопористих верхньокрейдових порід (сланцевий газ) Скибових Карпат / Л.С. Мончак, В.Р. Хомин, Б.І. Маєвський та ін. // Геолог України. –2012. – № 4. – С. 56-62

УДК 622.24.05

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН НА ЗМІНУ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГІРСЬКИХ ПОРІД

І. С. Кісіль, Ю. М. Кучірка, Я. М. Бажалук

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,

*вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, e-mail:
zarichna@iung.edu.ua*

Міцність гірських порід може знижуватися у результаті адсорбції з навколишнього середовища поверхнево-активних речовин (ПАР) [1,2].

Це явище (ефект Ребіндера) відбувається у результаті пониження вільної поверхневої енергії гірських порід при контакті з рідким середовищем, що містить ПАР, які здатні до адсорбції на міжфазній поверхні, і виявляється лише при спільній дії середовища і механічних напружень.

ПАР із рідкого розчину проникають у мікротріщини у зоні попереднього руйнування гірської породи, які створені в процесі її деформації і зумовлюють додаткові деформації і руйнування породи (рис.1).

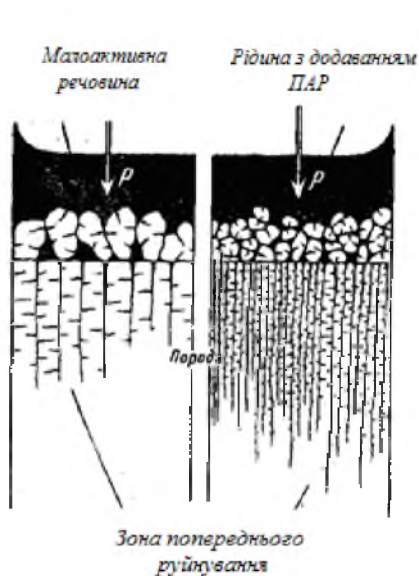


Рисунок 1 – Схема розвитку зони попереднього руйнування гірської породи [1]

Зона попереднього руйнування породи при наявності ПАР розвивається, а тріщинуватість в ній зростає - мікротріщини стають глибшими і число їх в одиниці об'єму породи збільшується.

Ефект адсорбційного пониження міцності породи, тобто його «розм'якшення», значно зростає при

переході до повільних деформацій - при зменшенні швидкості деформації породи. Це може бути пояснено лише поступовістю проникнення ПАР у зону попереднього руйнування породи.

Адсорбційне «розм'якшення» гірської породи під впливом активного середовища зводиться до своєрідного «набухання» гірської породи у рідкому середовищі з ПАР, тобто до проникнення найбільш поверхнево-активних компонентів у глиб породи, у його мікротріщини.

Полегшуючи розвиток мікросілин у породі (рис.2), ПАР збільшують число мікросілин, що розвилися в одиниці об'єму, збільшуючи, таким чином, зовнішню поверхню породи, що утворюється при руйнуванні.

Коли рідина, що містить ПАР, підходить до мікротріщин, молекули ПАР адсорбуються твердими поверхнями породи і заповнюють внутрішню поверхню тріщини, навіть у найбільш вузьких місцях. Така міграція, тобто поширення ПАР з утворенням мономолекулярного адсорбційного шару на поверхні породи, може відбуватися з великою швидкістю.

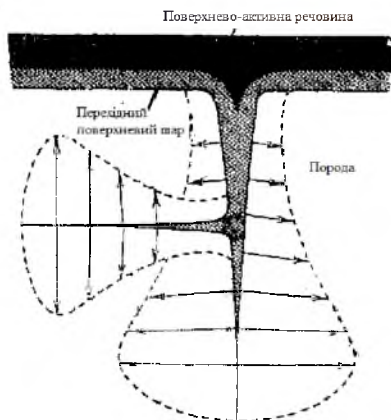


Рисунок 2 - Схема розвитку мікро тріщин у твердій породі

Вбирання рідкого середовища в цілому у гирло мікросілин відбувається під дією капілярного тиску.

Таким чином при проникненні рідини породи у вузькі мікросілини у вигляді тонкої змочуючої плівки відбувається перетворення «об'ємної» рідини у некомпенсовану тонку плівку.

Енергія змочування внутрішніх поверхонь мікросілин не виділяється при цьому у вигляді тепла, а частково запасається у вигляді надлишку енергії тонкої плівки - енергії розклинюючого тиску.

Надлишок енергії тонких плівок різко зростає із зменшенням товщини плівки і його можна представити як результат наявності деякого нормального «розклинюючого тиску», який протидіє зменшенню товщини плівки.

Максимальне значення розклинюючого тиску наближено визначається з такої умови:

$$P_{max} = \frac{2(\sigma_{23} - \sigma_{13})}{h_{min}}, \quad (1)$$

де h_{min} - мінімальна товщина плівки; σ_{23}, σ_{13} - поверхневі натяги на межі розділу розчин ПАР - скелет породи і межі розділу повітря - скелет породи ($\sigma_{23} - \sigma_{13} > \sigma_{12}$) відповідно, де σ_{12} - поверхневий натяг на межі розділу повітря - розчин ПАР.

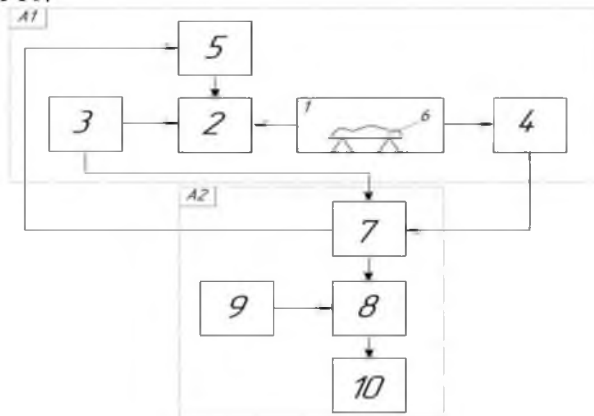
Характер фізико-механічних процесів, що протікають при



контакті ПАР у гірській породі, і, власне, що викликає ефект Ребіндера, визначає вибірковість дії ПАР. Невірно підібрані розчини ПАР можуть не тільки не сприяти підвищенню ефективності таких процесів, а й надавати їм протилежну дію. Тому при проектуванні тієї чи іншої гірської технології з використання ПАР першочерговим завданням є вибір типу і оптимального складу і концентрації розчинів ПАР.

Наведеному рис.3 показана функціональна схема розробленого нами стенду для дослідження впливу водних розчинів ПАР і зміни навантаження на породу на тріщинуватість гірських порід при відповідних пластових умовах. Схема включає механічний блок А1, що містить камеру високого тиску 1, в якій встановлюють досліджуваний взірець гірської породи 6 і яка заповнена досліджуваним водним розчином ПАР. В камері створюють надлишковий тиск до 40 МПа за допомогою спеціальної системи 2, а також створюють його пульсації за допомогою системи 5 з частотою до 10 Гц. Вимірювання тиску і температури (до 90°C) здійснюють за допомогою датчиків 3 і 4 відповідно.

Електронний блок А2 включає блок керування обробки даних 7, персональний комп'ютер 8 із клавіатурою 9 та монітором 10.



А1 – механічний блок; А2 – електронний блок; 1 – камера високого тиску; 2 – система створення тиску розчину ПАР в камері; 3 – датчик надлишкового тиску; 4 – датчик температури; 5 – система зміни тиску в камері; 6 – досліджуваний взірець сланцевої породи; 7 - блок керування та обробки даних; 8 – ПК; 9 – клавіатура; 10 – монітор

Рисунок 3 – Функціональна схема розробленого стенду для дослідження впливу ПАР і навантаження на породу на зміну її пористості



Оцінка зміни тріщинуватості здійснюється шляхом вимірювання пористості гірської породи до і після її перебування у середовищі водного розчину ПАР при різних надлишкових змінних тисках і температурі. Для цього використовувався прилад «Експреспор 2000». Отримані результати проведених досліджень дозволяють вибрати як тип ПАР у водному розчині, так і його концентрацію для досягнення значної тріщинуватості досліджуваних гірських порід.

Перелік посилань

1. Ребиндер П. А. Понижители твердости в бурении / П. А. Ребиндер, Л. А. Шрейнер, К. Ф. Жигач. Под ред. Ребиндера П. А. – М.: Изд-во АН СССР, 1994. – 200 с. 2. Латышев О. Г. Выбор поверхностно - активной среды для управления свойствами пород горной технологии / О. Г. Латышев, А. С. Жилин, И. С. Осипов, В. В. Сынбулатов // Горный журнал. – 2004. - № 6. – С. 117 – 211.

УДК 622.276.054

МЕТОД ПРОГНОЗУВАННЯ ВТОМНОЇ ДОВГОВІЧНОСТІ ВИРОБІВ З ПОЛІМЕРНИХ КОМПОЗИТІВ

Б.В. Копей, Юй Шуанжуй

*ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, Івано-Франківськ,
Карпатська, 15 koreyb@iung.edu.ua*

Втомна модель базується на сукупному пошкодженню і є розробленою для прогнозування втомної довговічності виробів з армованих волокон полімерних композитів, зокрема насосних штанг. Ця модель включає застосування максимального напруження, амплітуди напруження, частоти навантаження, залишкового модуля пружності при розтягу і констант матеріалу під час аналізу параметрів. Верифікація моделі проводилась на основі експериментальних даних випробувань на втому композиту зі скловолокна. Зразки піддавалися впливу повітря,



прісної води, морської води або нафти при 30°C. Результати показують, що для матеріалів, використовуваних в даному дослідженні, втрата залишкової міцності на розрив і модуля пружності в солоній воді приблизно така ж, як і в прісній воді, і що термін служби на втому в цих водних середовищах менше, ніж у повітрі, чисельний аналіз здійснюється для визначення матеріальних констант композиту. Втомна модель добре узгоджується з експериментальними даними. Модель може бути використана для прогнозування втомної довговічності полімерних композитів, підданих прикладеному навантаженню в різних середовищах і дозволяє передбачити залишковий модуль пружності при розтягу після декількох циклів роботи при заданому навантаженні.

Матеріал, що використовується в цих експериментах, вінілестер-скловолоконний композит. Композит виготовляють з поздовжньо рівних і безперервних ниток ровінгу. Загальний вміст волокна становить приблизно 45% за масою і 36-37% за об'ємом, з яких приблизно одна третина поздовжнє волокно.

Втомні експерименти проводяться в режимі напружень розтягу в одному напрямку, напрямок волокон з коефіцієнтом асиметрії $R=0,1$ (мінімальне напруження до максимального співвідношення напружень). Максимальне навантаження вибирається в діапазоні від 35 до 65% від межі міцності на розрив і частоти навантаження рівні 2 і 10 Гц. Вибір рівнів навантаження заснований на наших попередніх дослідженнях і показав, що ці рівні були відповідні, щоб отримати значущі результати протягом певного періоду часу.

Частота 2 Гц використовується, щоб мінімізувати генерацію тепла в композиті під час тестування, в той час як 10 Гц використовується для вивчення впливу частоти. Усі експерименти проводили при 30°C на випробувальній машині втоми, яка має величину напружень стиску 100 кН. Температуру 30°C використовують для полегшення контролю, наближених до зовнішніх умов. Зразки були занурені у відфільтровану водопровідну воду, де були видалені хлор і мінерали, і в 3,0 % - ному розчині NaCl для імітації прісного і морського водного середовища при 65°C протягом 506 і 451 годин, відповідно, для досягнення 95% насичення. Слід зазначити, що морська вода



являє собою складну суміш з багатьох хімічних складових. Тим не менш, з метою забезпечення відтвореного середовища, 3,0% NaCl (типова концентрація NaCl в морській воді) використовується в даному дослідженні. Перед навантаженням на втому межа міцності на розтяг, модуль і коефіцієнт Пуассона були визначені в сухому повітрі (45% відносної вологості при 30°C), прісноводних і з морською водою середовищах.

У таблиці наведені статичні механічні властивості композиту, використовуваного в цьому дослідженні. Ця таблиця показує зниження на 25 і 32% межі міцності в прісноводних та в морських умовах відповідно, в порівнянні з сухим повітряним середовищем, зниження модуля пружності при розтягуванні такі ж відповідно. Слід зазначити, що статистичні оцінки цих властивостей між прісною і солоною водою перекривають один одного. Таким чином, різниця механічних властивостей між ними не є статистично значущою.

Таблиця - Механічні властивості скловолоконного композиту

Параметри	сухе повітря		прісна вода		морська вода	
	значення	стандартне відхилення	значення	стандартне відхилення	значення	стандартне відхилення
Межа міцності на розтяг (МПа)	212	17,9	158	13,4	144	14,4
Модуль Юнга (ГПа)	15,55	0,66	13,26	1,20	13,85	4,01
Коефіцієнт Пуассона	0,31	0,03	0,31	0,03	0,32	0,04

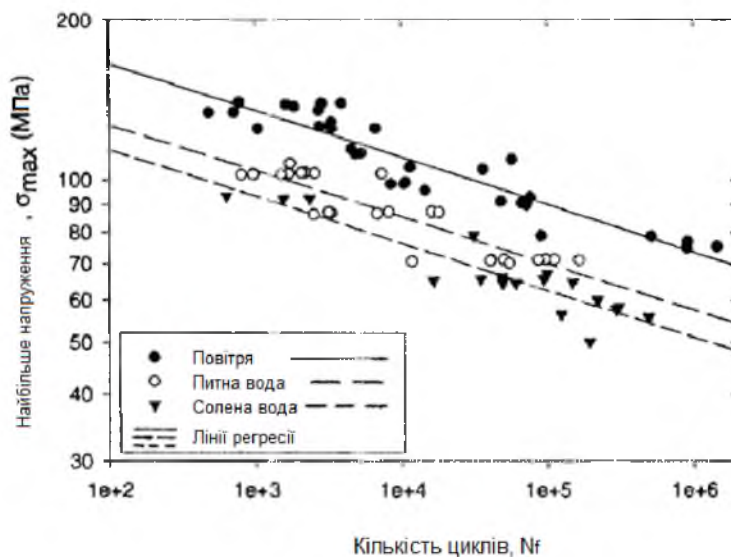


Рисунок - Криві втоми склопластика в різних середовищах в подвійному логарифмічному масштабі

Втомні експерименти проводяться на окремих максимальних навантаженнях, поки зразки не поломяться. Прикладене навантаження і кількість циклів при поломці записуються.

На рисунку максимальне напруження представлене в залежності від числа циклів при поломці в подвійному логарифмічному масштабі для трьох наборів експериментальних даних втоми: при 10 Гц і 30 ° С в сухому повітрі (45% відносної вологості), прісній воді, і солоній воді (3% NaCl). На цьому рисунку символи представляють експериментальні дані і криві SN отримують з лінійної регресії даних. Квадрат коефіцієнта лінійної кореляції (R^2) кількісно показує лінійну відповідність між максимальним напруженням і кількістю циклів при руйнуванні. Значення $R^2=1,0$ означає ідеальну лінійну залежність між двома величинами; значення $R^2<1,0$ означає менше пристосування до прямої. Значення R^2 виявилися рівними



0,858, 0,805 і 0,842 для сухого повітря, прісної води, і морської води, відповідно.

УДК 622.242.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ПОЗДОВЖНИХ КОЛИВАНЬ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ПРИ ПОГЛИБЛЕННІ ВЕРТИКАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ ІЗ БУРОВОГО СУДНА В УМОВАХ ГЛИБОКОГО МОРЯ

О. О. Слабий

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу, 76015 м. Івано-Франківськ вул. Карпатська
15, burewisnyk@gmail.com*

Особливістю буріння свердловин в умовах глибокого моря є неможливість забезпечення стаціонарного положення плавучої бурової установки над гирлом свердловини, що призводить до виникнення додаткового чинника збурень в системі. Для запобігання негативного впливу з боку хитавиці судна на роботу бурильної колони на сьогоднішній день застосовують компенсатори вертикальних переміщень бурильної колони, які працюють за принципом пневматичної пружини із низьким коефіцієнтом жорсткості і покликані зменшити вплив хитавиці судна на динаміку роботи бурильної колони.

Метою роботи було створити імітаційну модель бурової системи, яка б дала змогу дослідити величину впливу хитавиці судна на динамічні процеси, що виникають в бурильній колоні, для чого було створено аналітичну модель системи «Бурове судно – компенсатор вертикальних переміщень бурильної колони – верхній привід – бурильна колона – долото вибій», розрахункова схема якої зображена на рис. 1.

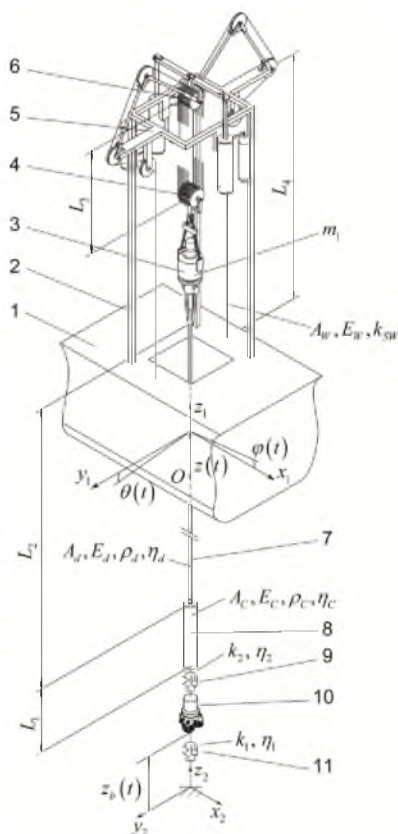
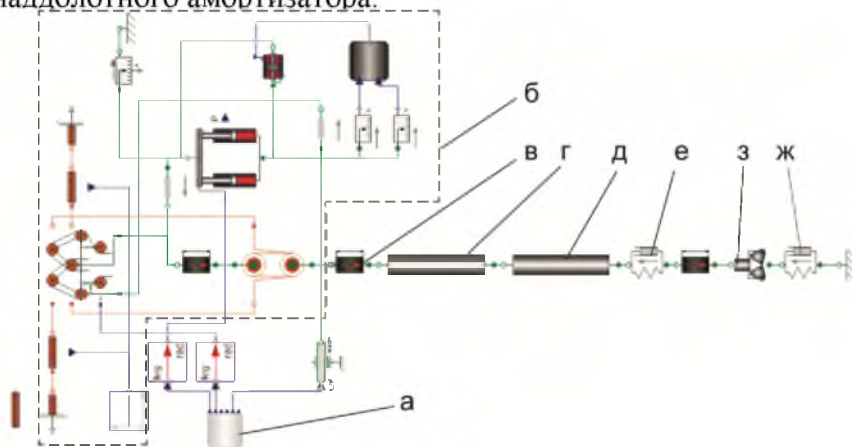


Рисунок 1 – Розрахункова схема досліджуваної системи

Для дослідження вибрано компенсатор вертикальних переміщень бурильної колони підкронблочного типу із пасивним режимом роботи і М-подібним важільним механізмом запобігання зношення талевого тросу математична модель якого подана в роботі [1], бурильну колону, що складалась з верхнього приводу, секції бурильних труб, секції ОБТ, наддолотного амортизатора і трьохшарошкового долота.

Зважаючи на чисельну складність і об'ємність отриманої моделі її розв'язок проводився шляхом побудови імітаційної моделі в мові моделювання Modelica, графічне зображення якої подано на рис. 2, із наступним рішенням системи в часовій області за допомогою наближених чисельних методів. На основі створеної

імітаційної моделі проведено серію чисельних експериментів при різних параметрах нерегулярного хвилювання моря і показників жорсткості наддолотного амортизатора, що дало змогу дослідити особливості роботи бурової установки при різних параметрах хвилювання моря, вивчити характер впливу вертикальної хитавиці бурового судна на величину поздовжніх коливань бурильної колони і зміну динамічної складової осьової сили на долоті, а також дослідити зміну характеру впливу вертикальної хитавиці бурового судна на осьову силу на долоті при наявності в компоновці бурильної колони наддолотного амортизатора.



а – модель хитавиці бурового судна; б – модель КВПБК; в – верхній привід; г – секція бурильних труб; д – секція ОБТ; е – наддолотний амортизатор; з – трьохшарошкове долото; ж – порода на вибої.

Рисунок 2 – Графічне представлення імітаційної моделі досліджуваної системи

Компоненто-орієнтований підхід до опису моделей мови Modelica дозволяє на основі розроблених моделей окремих елементів синтезувати бурильні колони довільної конструкції, а також проводити оперативну оцінку роботи долота на вибої шляхом проведення чисельного експерименту в реальному часі із поданням на вхід інформації від давачів хитавиці бурового судна, що дозволяє застосовувати розроблену модель в системах оперативного управління буровими роботами.

1. Слабий О. О. Побудова математичної моделі компенсатора вертикальних переміщень бурильної колони



підкронблочного типу / Слабий О. О. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 3 (52) С. 88-100

УДК 621.822.9

РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ ВИГОТОВЛЕННЯ КІЛЕЦЬ ТОРЦЕВИХ УЩІЛЬНЕНЬ ВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСІВ ІЗ КЕРМЕТІВ НА ОСНОВІ КАРБІДУ ХРОМУ МЕТОДОМ ПРОСОЧУВАННЯ СПЛАВАМИ СИСТЕМИ CU-NI-MN

Т.А. Шіхаб, П.М. Присяжнюк, Я.А. Криль

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

*76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, e-mail:
pavlo1752010@yandex.ua*

Широке використання вольфрамівих твердих сплавів систем WC-Co та WC-Ni для виготовлення ущільнюючих кілець торцевих герметизаторів відцентрових насосів у багатьох випадках є не виправданим через загальносвітову тенденцію росту цін на вольфрамову сировину. За останні 5 років ціни на вольфрам зросли практично у 2 рази від ~ 20 до ~ 40 \$/1 кг [1], крім того основним світовим експортером вольфрамової сировини (84 %) є КНР, яка водночас є і його основним споживачем (більше 50 % світового попиту). Враховуючи, що внутрішній ринок КНР динамічно розвивається, збільшується частка вольфрамової сировини спрямована на забезпечення внутрішніх потреб, а це у свою чергу представляє загрозу для вольфрамового сектору за межами КНР через суттєве зниження об'ємів поставок [2]. Тому з метою економії енергоресурсів пошук матеріалів альтернативних до вольфрамівих твердих сплавів, зокрема триботехнічного призначення залишається актуальною проблемою у нафтогазовій енергетиці.

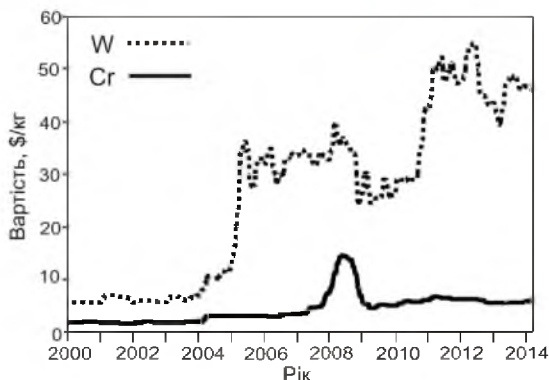


Рисунок 1 – Порівняльна характеристика динаміки росту цін на W та Cr [3]

Альтернативним матеріалом для виготовлення ущільнюючих кілець, є зокрема вищий карбід хрому (Cr_3C_2), який

характеризується достатньо високим рівнем фізико-механічних характеристик поряд із високою корозійною стійкістю у різного роду хімічно активних газових та рідких середовищах. Крім того вартість металевого компоненту карбіду хрому є практично у 10 разів нижчою ніж карбіду вольфраму (рис. 1), при цьому його питома маса є нижчою приблизно у 2,3 рази. Важливою відмінністю Cr_3C_2 від більшості тугоплавких карбідів IV – VI груп періодичної системи елементів є змочуваність міддю та мідними сплавами [4].

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика властивостей карбідів вольфраму та хрому [5]

Сполука	Мікротвердість, ГПа	Модуль пружності, ГПа	Питома маса, г/см ³	Коефіцієнт теплопровідності, Вт/м·К	Коефіцієнт термічного розширення, 10 ⁻⁶ ·К ⁻¹
Cr_3C_2	18	380	6,7	13	11,7
WC	17,1	710	15,7	29	3,9

Застосування Cr_3C_2 у чистому вигляді гальмується у першу чергу його низькою тріщиностійкістю зумовленою характером хімічного зв'язку, тому, як правило, він застосовується у вигляді



керметів з нікелевою та нікель-хромовою зв'язкою, однак тріщиностійкість таких матеріалів у багатьох випадках є недостатньою. Перспективним матеріалом для застосування у ролі зв'язки у композитах на основі карбіду хрому є дисперсійно-твердіючі сплави системи Cu-Ni-Mn. За даними [6] найбільш висока здатність до зміцнення при термообробці (гартування та штучне старіння) спостерігається для марганцевих мельхіорів із масовим вмістом Cu – 60 мас. % (решта Ni та Mn в однакових пропорціях), твердість після такої термообробки збільшується більше ніж у 3 рази (від 1,4 до 5 ГПа), а міцність під час розтягування (1550 МПа) наближається до міцності сталей, крім того наведеним сплавам характерна висока корозійна стійкість. Низька температура плавлення вказаних сплавів, а також високий вміст адгезійно-активного Mn дозволяє рекомендувати для отримання кілець торцевих ущільнень із композитів Cr_3C_2 – Cu-Ni-Mn метод просочування пористого карбідного каркасу розплавом.

Для отримання ущільнюючих кілець порошок Cr_3C_2 за ТУ 6-09-03-10-75 змішували у кульовому млині із пластифікатором (5 %-ний розчин каучуку у бензині) у кількості 30 % від маси порошку. Після сушіння і грануляції отриманої суміші її пресували у заготовки необхідної форми методом одностороннього холодного пресування у сталевій прес-формі (тиск 500 МПа). Сформовані таким чином заготовки (із вмістом 60 об. % Cr_3C_2) поміщались в алундові тиглі із наважками (для заповнення 100 % пор) марганцевого мельхіору марки МНМц 60-20-20 (ТУ 48-21-486-75). Після цього проводилось нагрівання заготовок у вакуумній печі СШВЛ із ізотермічними витримками за режимом наведеним на рисунку 2. На етапі I (при 900 °С) ізотермічна витримка проводилась з метою видалення пластифікатора та попереднього припикання карбідних частинок. Після цього, при нагріванні до 1100 °С (етап II) проходить плавлення мельхіору та заповнення розплавом пористої заготовки. Далі, після охолодження до 600 °С, проводилась ізотермічна витримка з метою гомогенізації сплаву-зв'язки (етап IV) і подальше охолодження до 400 °С та ізотермічна витримка при цій температурі протягом $\sim 360 \cdot 10^3$ с для забезпечення виділення інтерметалідів у процесі штучного старіння (етап V).

Структура отриманого матеріалу (рисунок 3) представляє собою рівномірно розподілені округлі та огранені зерна карбідної фази (темна фаза, рис. 3) у прошарках між якими знаходиться матриця із марганцевого мельхіору. Таке розміщення структурних складових відповідає правилу Шарпі щодо забезпечення високого рівня антифрикційних властивостей матеріалу.

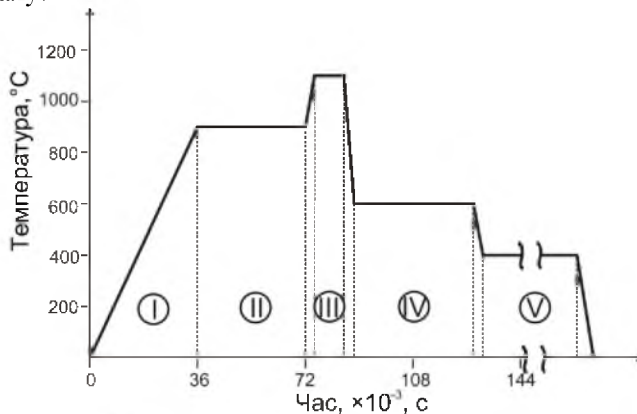


Рисунок 2 – Режим отримання керметів системи Cr_3C_2 – Cu-Ni-Mn

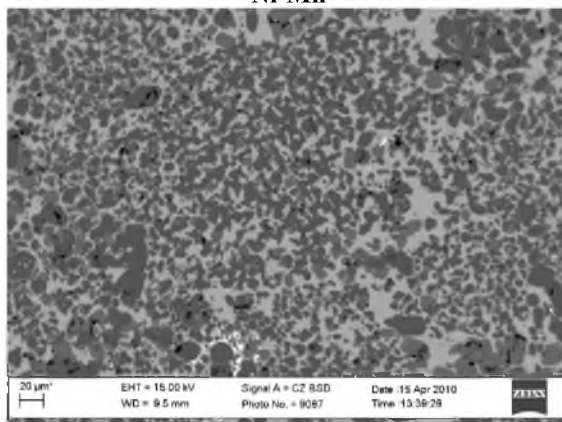


Рисунок 3 – Структура керметів системи Cr_3C_2 – Cu-Ni-Mn



Отже, у результаті роботи запропоновано технологію виготовлення кілець торцевих герметизаторів із безвольфрамових керметів системи Cr_3C_2 – Cu-Ni-Mn , які характеризуються матрично-армованою структурою та поєднанням дисперсійного та дисперсного зміцнення. Їх рекомендується застосовувати для ущільнень категорії I-III за класифікацією Маєра [7].

Література

1. Whittaker P. Global tungsten prices show signs of stabilising / P. Whittaker // Powder Metallurgy Review. –2014 –vol. 4, №2. – Р. 20.
2. Мировой рынок вольфрама [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.cmmarket.ru/markets/woworld.htm> – Назва з титул. екрану. – Мова. рос.
3. Materials information system [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://setis.ec.europa.eu/mis/material/chromium> – Назва з титул. екрану. – Мова. англ.
4. Панасюк А.Д. Стойкость неметаллических материалов в расплавах : Справочник / Панасюк А.Д., Фоменко В.С., Глебова Г.Г.–К.: Наукова думка, 1986. – 351 с.
5. Самсонов Г.В. Тугоплавкие соединения, (справочник) / Самсонов Г.В., И.М. Винницкий [2-е изд.]. – М. : Металлургия, 1976. – 560 с.
6. Осинцев О.Е. Медь и медные сплавы. Отечественные и зарубежные марки: Справочник / О.Е. Осинцев, В.Н. Федоров – М.: Машиностроение, 2004. – 336 с.
7. Э. Майер Торцовые уплотнения (пер. с нем.) / Майер Э. – М. : Машиностроение, 1978. – 288 с.



РАДІАЛЬНЕ ГІДРОСТРУМЕНЕВЕ БУРІННЯ ЯК АЛЬТЕРНАТИВА ДЛЯ ВІДНОВЛЕННЯ ДЕБІТІВ ВУГЛЕВОДНІВ НА СТАРИХ ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩАХ

Jan Ziaja, Vasyl Movchan (Ян Зая, Василь Мовчан)

*AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w
Krakowie*

*(Гірничо-металургійна академія імені Станіслава Сташиця в
Кракові)*

Aleja Adama Mickiewicza. 30, 30-059 Krakow, Poland

Щоб підвищити нафтовидобуток на родовищах на кінцевому етапі експлуатації в кінці 70-их років минулого століття, американець Wade Dickinson представив поняття про технологію «радіальне горизонтальне буріння». За підтримки інвестиційної компанії «Bechtel» компанія Petrolphysics, пробуриває кілька радіальних стволів у багатьох горизонтах пласта. У 1984 році було розроблено перше покоління технології радіального горизонтального буріння: в 1986 році - друге покоління (так звана технологія горизонтального буріння з надмалим радіусом, т.з. URRS).

Практика довела, що ця технологія ефективна з точки зору підвищенні продуктивності видобутку. Але через складність технології, значних витрат, пошкодження обсадних труб та інших недоліків було обмежено впровадження і застосування цієї технології.

У більшості випадків навколо нафтогазових свердловин існує кольматована пристовбурна зона. Існуюча кульова перфорація отримує глибину проникнення в пласт тільки 0,6-1,2 м (радіус перфорації) і може розкривати колектор, але не може ефективно проникати крізь забруднену пристовбурову зону.

Протягом багатьох років для вирішення питання з кольматациєю пристовбурової зони були розроблені технології: гідропіскоструминна перфорація, щільна гідропіскоструминна перфорація, кумулятивна перфорація, гідро-глибокопроникаюча перфорація і т. д.



З метою подолання вищевказаних недоліків, була розроблена нова технологія «Радіальне гідроструменеве буріння», яка дозволяє здійснювати поворот струменевої труби з вертикального напрямку на горизонтальний для проведення радіального буріння гідроструменевим руйнуванням порід пласта і є технологією горизонтального буріння з низькою собівартістю і майже нульовим відхиленням від горизонтальної осі і малим отвором для підвищення нафтовидобутку. Ця технологія дозволяє одночасно пробурити 3 розгалужених стовбура по радіальному напрямку діаметром 50мм і довжиною 10-100 м, а для пісковиків середньої твердості - довжиною 30-70 м. Ця технологія дозволяє збільшувати дебіт одиничної нафтогазової свердловини в 1,5-4 рази.

Було досліджено як теоретичні так і технологічні аспекти проведення даного виду робіт. Було зроблено порівняльний аналіз технологій різних країн, виконано порівняльний аналіз результатів проведення радіального буріння, гідророзриву, повторної кумулятивної перфорації і кислотних обробок. Об'єктами аналізу послужили карбонатні поклади родовищ Китаю. Для кожної технології окремо оцінені середні прирости дебітів нафти на одних і тих же об'єктах розробки. За результатами аналізу ефективності технологій у подібних геолого-фізичних умовах отримано, що методи гідророзриву і радіального буріння дозволяють досягти більшого приросту дебіту нафти, ніж кислотні обробки та кумулятивна перфорація. Цей факт підтверджується ефективністю буріння радіальних каналів за рахунок збільшення площі дренажування. Для більш наочного уявлення технологій радіального буріння і гідророзриву розглянуті результати проведення обробок в одних і тих же свердловинах. Для виявлення граничних умов застосування технологій радіального буріння і гідророзриву виконано аналіз ефективності в залежності від товщини розкритих пропластків. З метою визначення критеріїв застосування технологій радіального розкриття пласта проведений аналіз залежності ефективності геолого-технічних заходів від різних геолого-фізичних характеристик пласта. Розглянуті наступні параметри: відношення поточного пластового тиску до початкового пластового тиску, проникність



пласта, скін-фактор, товщина пропластків в загальному інтервалі перфорації, товщина пропластків, розкритих радіальними каналами.

УДК 622.240.53

РОЗРАХУНОК ДОВГОВІЧНОСТІ РОБОТИ ПОШКОДЖЕНИХ ЕЛЕМЕНТІВ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ПРИ ВИКОРИСТАННІ ВІБРОЗАХИСНИХ ПРИСТРОЇВ

В.В. Турлич

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська
15, turluch@rambler.ru*

Причиною більшості аварій є втомна тріщина, чому сприяє концентрація напружень на поверхні труби в місцях нарізання різби, нанесення клейма, поперечних рисок та ін. Тріщина, утворившись на поверхні труби, поступово заглиблюється і в кінцевому результаті приводить до руйнування.

Тому, важливою проблемою є обґрунтування методики розрахунку довговічності бурильної труби з тріщиною, за яку приймається число циклів навантаження, необхідних для підростання тріщини до критичного розміру.

Необхідно проводити аналіз роботи пошкодженого елемента бурильної колони та його опір крихкому руйнуванню при заданих режимах роботи при наявності початкового дефекту.

Руйнування цього виду особливо небезпечні, так як відбуваються раптово, поширюючись з великою швидкістю без помітної мікропластичної деформації.

Однак, перед катастрофічним етапом некерованого високошвидкісного росту магістральної макротріщини по



механізму крихкого руйнування, відбувається етап відносно повільного “в’язкого” росту тріщини, починаючи з деякого початкового дефекту аж до критичного значення, і при відповідному моніторингу колони можливе вчасне розпізнавання критичної ситуації і її своєчасне попередження.

Вказаний “в’язкий” ріст тріщини відбувається внаслідок циклічного характеру навантаження, що описується деяким коефіцієнтом асиметрії циклу R , коли при кожному піковому значенні навантаження i , відповідно внаслідок максимального розкриття тріщини відбуваються невеликі надриви та пошкодження матеріалу на фронті тріщини.

Тому важливою є оцінка швидкості росту тріщини подібного виду, оцінка максимально безпечної глибини тріщини, оцінка часу росту тріщини до руйнування.

Задача розв’язувалась у три етапи. На першому етапі, використовуючи математичну модель бурильної колони з тріщиною [1], ми одержали напружено-деформований стан в перерізі бурильної колони, що містить тріщину при заданих режимах роботи. Розглядався напружено-деформований стан (НДС) як при використанні в компоновці віброзахисних пристроїв (ВЗП), так і без них. Тобто, ми одержували напруження циклу, зумовлені дією, як статичних так і динамічних навантажень в наслідок повздовжніх коливань.

На другому етапі, розглядалась послідовність скінченно-елементних моделей частини пошкодженої труби, що відрізнялись один від другого параметрами тріщини: глибиною l та довжиною a по колу, тобто параметрами, які характеризують геометрію тріщини. За допомогою серії розрахунків по методу скінченних елементів визначався НДС моделі при дії заданих стаціонарних і нестаціонарних навантажень, одержаних з розв’язку 1-го етапу задачі. В результаті, методом апроксимації J - інтеграла обчислювались максимальні значення КІН в районі фронту тріщини [2,3].

На третьому етапі, досліджували кінетику росту втомної тріщини згідно з методикою [4,5]. При цьому вважали, що в процесі росту форма тріщини залишається напівеліптичною, що підтверджується фотографіями зломів бурильних труб.



Врахувавши, що число циклів навантаження N дуже велике, а приріст радіус-вектора ρ , яким описується форма тріщини, за один цикл дуже малий, що дає можливість оперувати з цими величинами, як неперервними, систему диференціальних рівнянь для знаходження $a(N), l(N)$ можна записати у вигляді:

$$\begin{cases} \frac{da}{dN} = \frac{1}{\Phi(\lambda)}, \text{ при } \alpha = 0 \\ \frac{dl}{dN} = \frac{1}{\Phi(\lambda)}, \text{ при } \alpha = \frac{\pi}{2} \end{cases} \quad (1)$$

при заданих початкових умовах

$$a(0) = \alpha_0, l(0) = l_0 \quad (2)$$

де $\Phi(\lambda) = A \cdot \left(\left(\frac{\lambda_0}{\lambda_0 - \lambda} \right)^m - 1 \right)$ - характеристична функція

втомного руйнування, $\lambda = 1 - \frac{K_{1\max}}{K_{fc}}$; $\lambda_0 = 1 - \frac{K_{th}}{K_{fc}}$; $K_{1\max}$ -

максимальне значення коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН); K_{th} - порогове значення КІН, тобто значення КІН, при якому тріщина не росте; K_{fc} - критичне значення КІН, при якому настає руйнування тіла труби; N - кількість циклів навантаження; $a(N), \alpha_0, l(N), l_0$ - відповідно поточні та початкові розміри тріщини; A, m - характеристики матеріалу бурових труб, які визначаються на основі даних експерименту.

Для розрахунку числа циклів до руйнування система (1) інтегрувалася по довжині (глибині) тріщини в межах від початкової до критичної довжини. Критична довжина (глибина) тріщини в момент повного руйнування визначалася умовою досягнення коефіцієнтом інтенсивності напружень циклічної в'язкості руйнування, тобто



$$K_{1\max} = K_{fc} \text{ при } \alpha = 0 \text{ або } \alpha = \pi/2 \quad (3)$$

Розрахунок проводився для компоновки низу бурильної колони, що складається з двох секцій, котра дозволяла включати в себе віброзахисні пристрої. Змінюючи параметри ВЗП та режими роботи бурильної колони, досліджувався їх вплив на залишкову довговічність пошкодженої труби.

Провівши аналіз одержаних результатів, можна сказати, що най більший вплив на час росту тріщини має характеристика навантаження: коефіцієнт асиметрії циклу. Його можна регулювати підбором режимів роботи бурильної колони, а також підбором параметрів віброзахисних пристроїв та місцем їх встановлення. При правильному підборі цих характеристик довговічність роботи пошкодженої труби можна збільшити до 10-12%. Дещо менший вплив на час росту втомної тріщини мають характеристики тріщиностійкості матеріалу бурильних труб та частота навантаження.

Література:

1. Тирлич В.В. Модель бурильної колони з тріщиною при повздовжніх коливаннях/ В.В.Тирлич, В.І.Векерик. //Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Нафтопромислове обладнання. – Івано- Франківськ- 1997.- вип.34. – С. 141-148.
2. Векерик В.І. Визначення коефіцієнта інтенсивності напружень при коливаннях бурильної колони з тріщиною/ В.І.Векерик, В.В.Тирлич //Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: методи і засоби технічної діагностики. – Івано- Франківськ- 1999.- вип.36, ст.337-342.
3. Тирлич В.В. Дослідження напружено-деформованого стану в бурильній трубі, що містить тріщину/ В.В.Тирлич, Т.М. Даляк, О.Ю. Витязь, В.В. Перепічка // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №4 (41). – С. 52-57.
4. Крижанівський Є.І. Оцінка довговічності бурильних труб з позицій δ_K – моделі/ Є.І.Крижанівський, І.П. Шацький, Д.Ю. Петрина // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 1997. – Вип. 34. – С. 3 –8.



5. Андрейкив А. Е. Усталостное разрушение и долговечность конструкций/ А. Е.Андрейкив, А. И.Дарчук– К.: Наук. думка, 1992. – 182 с.

УДК 504.61:622.24

МОНІТОРИНГ ДЖЕРЕЛ ЗАБРУДНЕННЯ АТМОСФЕРНОГО ПОВІТРЯ ТЕРИТОРІЇ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ

Т.М. Яцишин

*ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, м.Івано-Франківськ,
вул.Карпатська, 15, тел. (0342)50-59-42
E-mail: yatsyshyn.t@gmail.com*

Забруднення атмосфери шкідливими викидами підприємств нафтогазового комплексу зумовлено складом сировини і характером технологічних процесів. Склад сировини, що видобувається, технологія видобування і підготовка до транспортування, технологія вилучення і переробки супутньої продукції зумовлюють характер, кількість і склад викидів в атмосферу.

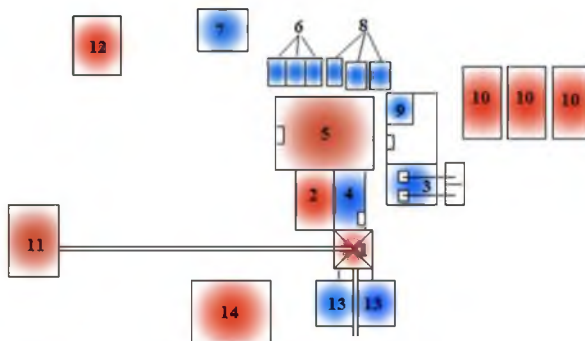
Бурові майданчики відносяться до об'єктів підвищеної екологічної небезпеки. Тому, вплив на компоненти довкілля під час спорудження свердловин можливий не тільки в результаті аварійних ситуацій, а й за нормальних умов проходження виробничого процесу.

Дослідження спрямовані на джерела забруднення атмосферного повітря, оскільки саме через повітря відбувається найшвидше розповсюдження забруднюючих речовин і надходження їх в інші середовища (осідання на ґрунти, водойми, рослинний покрив тощо). Нормативні документи містять вимоги до охорони атмосферного повітря, виконання яких повинно забезпечити запобігання несприятливому впливу забруднення повітряного середовища на здоров'я населення. Правовою основою стану оцінки атмосфери в Україні є Закон України «Про охорону атмосферного повітря»[1].



Основними забруднювачами повітряного середовища, які розраховуються і контролюються в документації на буріння свердловини продукти згорання дизельного палива при роботі ДВЗ бурового верстата, дизель-електростанції, продукти згорання на факелі при випробуванні свердловини, пилевикиди при приготуванні БР, продукти випаровування з ємності для зберігання дизельного палива. На даний час існують розроблені методики щодо контролю і визначення кількості викидів в атмосферу з ДВЗ. Також, специфіка викидів від вищезазначених джерел полягає у чіткій прогнозованості їх утворення.

В ході моніторингу обладнання бурової установки, виявлено, що значний негативний вплив на атмосферне повітря здійснює низьконапірна частина НЦС БУ та інші об'єкти БУ, де циркулює буровий розчин (БР), які недостатньо досліджені. На рис. 1 наведено типове розташування обладнання БУ і зазначено джерела надходження шкідливих речовин в приземний шар атмосфери (ПША), де виділено джерела, які не контролюються нормативною документацією.



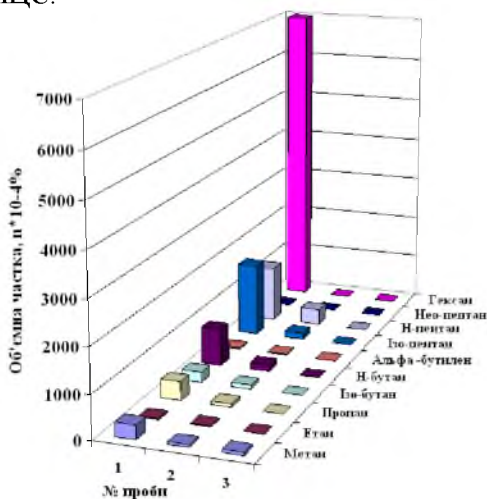
3,4,6,7,8,9,13 - джерела забруднення, викиди яких не розраховуються в проектній документації; 1,2,5,11,12,14 - джерела забруднення, що враховуються в документації;
1 – вишко-лебідочний блок; 2 – колектор ДВЗ БУ; 3 – блок очистки і приготування бурового розчину; 4 – жолобова система; 5 – вихлопна труба дизельелектростанції; 6 – приймальні ємності; 7 – блок ємностей для запасу розчину; 8 – ємності для хімреагентів; 9 –дегазатор; 10 – амбари-накопичувачі; 11 – факельний викид; 12 – ємності для дизпалива; 13 – приймальні містки із стелажми; 14 – площадка автоспецтехніки.

Рисунок 1 - Схема джерел забруднення атмосферного повітря навколо бурової установки



Під час використання у БР особливо небезпечних для обслуговуючого персоналу та довкілля хімічних речовин (ПАР, кислоти і т.п.) зі значної площі відкритої поверхні проходить процес їх випаровування. Це є небезпечним не тільки для здоров'я обслуговуючого персоналу та навколишнього середовища, але й здійснює негативний вплив на стан обладнання. Проведено дослідження щодо встановлення взаємозв'язку НЦС і виконання різноманітних технологічних процесів БУ з інтенсивністю випаровування БР[2].

Для проведення експериментальних досліджень було відібрано проби БР до вібросита, після вібросита та в кінці жолобової системи. З гістограми (рис. 2) можна побачити, що після блоку грубої очистки різко зменшується вміст у випарах об'ємних часток вуглеводнів, а в кінці жолобової системи значення об'ємних часток всіх вуглеводнів мінімальне. Це підтверджує необхідність вдосконалення обладнання блоку очистки БР та внесення рекомендацій щодо зменшення випарів з інших елементів НЦС.



1 – проба БР відібрана до блоку грубої очистки (вібросита); 2 – проба БР відібрана після блоку грубої очистки (вібросита); 3 – проба БР відібрана в кінці жолобової системи

Рисунок 2 - Гістограма об'ємних часток вуглеводнів у випарах БР на різних ділянках насосно-циркуляційної системи (дані отримано з допомогою хроматографа ЛХМ-80)



В ході експериментальних промислових досліджень були проведені заміри геометричних параметрів обладнання та поверхонь випаровування, що дало змогу оцінити можливі площі випаровування БР, м²: вібросита - 7, жолобів -10і більше, резервуари з буровим розчином – 25, шламовий амбар – 600, бурильна колона – 648 [3]. Відзначено вплив на випаровування БР зовнішніх кліматичних факторів: характеристика циркуляційного режиму, термічна стійкість атмосфери, атмосферний тиск, вологість повітря, температурний режим, температурні інверсії, швидкість вітру.

Проведений моніторинг обладнання бурової установки дав можливість виявити і оцінити вплив джерел забруднення атмосферного повітря, визначити основні джерела надходження шкідливих речовин у довкілля, які не контролюються і не регламентуються документацією. Експериментально підтверджено процес випаровування БР на відкритих ділянках НЦС БУ. Розраховані площі випаровування БР з обладнання НЦС БУ та зауважено значний вплив зовнішніх кліматичних факторів на процес випаровування БР.

1. Закон України «Про охорону атмосферного повітря» від 16.10.1992р. № 2707-ХІІ [Електронний ресурс] // Веб-сайт «Законодавство України»: <http://zakon2.rada.gov.ua>. — Загол. з екрану.

2. Шкіца Л.Є. Підвищення рівня екологічної безпеки насосно-циркуляційної системи бурової установки / [Л.Є. Шкіца, Т.М. Яцишин] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2014 - №3(52). - с.7-16.

3. Яцишин Т.М. Дослідження впливу основних технологічних операцій процесу буріння нафтогазових свердловин на атмосферне повітря / [Т.М. Яцишин, В.М. Савик] // Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. – 2012 - №62. –с. 54-59.



УДК 622.276.53

ВИБІР РАЦІОНАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ ПІНОГЕНЕРУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

Лях М.М., Савик В.М., Тамазянц Т.Л., Плитус О.А.

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.
(0342) 71-72-01,
e-mail: no@nung.edu.ua*

Буріння нафтогазових свердловин в пористих і нестійких породах пов'язане із значними проблемами, а саме:

- велике поглинання бурового розчину, навіть до катастрофічного, та пов'язані з цим значні витрати на постачання хімічних реагентів, приготування промивальних рідин, спуску проміжних колон, тампонажних робіт і т.п.;

- розмивання буровим розчином нестійких порід, що не дозволяє отримати якісний керн для геологічних досліджень;

- виникнення в процесі буріння свердловин ускладнень, пов'язаних з розмиванням стінок свердловин, каверноутвореннями, накопиченням на вибої шламу, прихоплюванням і заклинюванням бурового інструменту та інше;

- при розкритті нафтогазоносних горизонтів можливе закупорювання буровим розчином продуктивного пласта і неотримання очікуваного ефекту.

Запобігти цим ускладненням можна шляхом використання в якості бурового розчину газорідинних сумішей, які мають цілий ряд переваг в порівнянні з промивальними рідинами і дають можливість усунути вище перераховані негативні явища.

Найкращі умови для приготування піни тоді, коли використовується змішувач рідини і газу (піногенеруючий пристрій) в нагнітальній лінії насосно-циркуляційної системи біля бурового насоса. При цьому консистенцію піни можна регулювати зміною подачі повітря, витрати рідини і концентрації піноутворювача в промивальній рідині. Як відомо, піною називають двофазну структуру, що складається із трьохвимірних утворень – тонких плівок рідини, в яких міститься газ. В таких термодинамічно нестійких системах розподіл фаз (утворення термодинамічно стійкої системи) може відбуватися із скінченною швидкістю, тобто піна – відносно стійка система, причому її стійкість залежить передусім від міцності рідинних плівок. Подібна властивість піни робить



можливим її використання для піднімання на денну поверхню вибуреної породи. Іншою важливою властивістю піни є її дисперсність, яку можна оцінити середнім діаметром бульбашок, питомою поверхнею розділу “рідина – газ” або розподілом бульбашок за розмірами. Чим менший середній радіус бульбашок, тим більша ступінь монодисперсності піни і тим більша її стійкість. На дисперсність пін, крім фізико-хімічних властивостей (поверхневий натяг, в’язкість, концентрація поверхнево-активної речовини і т.д.), істотний вплив створює спосіб змішування фаз, конструкція піногенеруючого пристрою, а також режими ведення технологічного процесу. Для цього необхідно встановити залежність газомісткості від ступеня аерації.

Криві залежності об’ємної газомісткості α_1 від ступені аерації u при різних значеннях тиску в приймальній камері p_1 (рис. 1) вказують на те, що із збільшенням ступеня аерації u при зростанні тиску p_1 об’ємна газомісткість α_1 зростає значно повільніше.

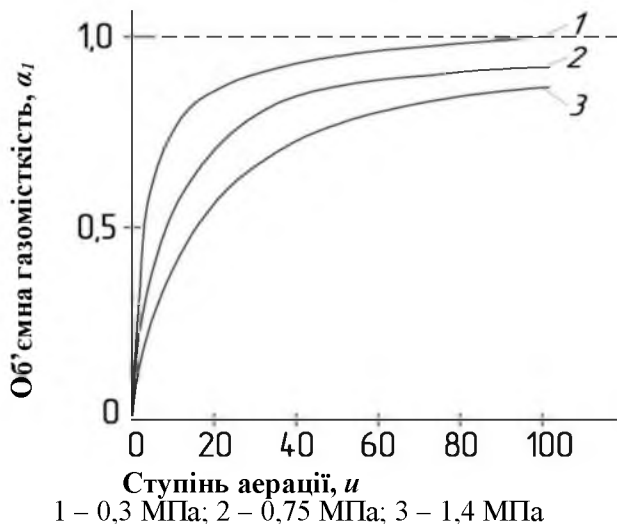


Рисунок 1 – Залежність об’ємної газомісткості від ступеня аерації при різних значеннях тиску в приймальній камері

Робочим станом піни, використовуваним для розкриття пласта, є той стан, при якому зберігаються її структурно-механічні властивості. У зв’язку з цим доцільно в даних умовах вводити у поняття стійкості піни повну тривалість її існування.



Тому стійкість визначається по швидкості виділення із піни 50 % рідини, тобто коли ще зберігаються структурно-механічні властивості піни.

Середня швидкість виділення рідини визначається за формулою:

$$v_{\text{сеп}} = \frac{0,5 \cdot V}{t}, \quad (1)$$

де V – об'єм піни, виділеної із заданого об'єму рідини;

t – час витікання 50 % рідини від заданого об'єму піноутворюючої рідини.

Чим менша швидкість виділення рідини, тим вища стійкість піни. У зв'язку з цим стійкість виражається величиною, оберненою швидкості виділення рідини:

$$C = \frac{1}{v_{\text{сеп}}}. \quad (2)$$

Для того, щоб стійкість піни при русі в циркуляційній системі була достатньою для виносу на поверхню вибурених частинок породи, необхідно при її приготуванні добавляти певну кількість ПАР, яка надає їй максимальну стійкість. Наприклад, максимум стійкості піни в розчині ОП-10 становить 1 %, ДС-РАС – 0,6 %, сульфанола – 0,5 %. При подальшому підвищенні концентрації стійкість піни знижується. При цьому оптимальна концентрація відповідає недонасиченому адсорбційному шару. Пояснюється це гідратацією полярних груп молекул ПАР, які гальмують витікання рідини в плівці піни.

Розроблений багатосопловий піногенеруючий пристрій [7] є достатньо ефективним для створення високоякісної піни необхідної структури і дисперсності. Для того, щоб використання пристрою давало позитивні результати, необхідно дотримуватись наступних рекомендацій.

1. Для визначення необхідного тиску піни на виході із пристрою необхідно врахувати втрати тиску при русі пінистого розчину під час циркуляції від піногенеруючого пристрою до вибою свердловини.

2. Необхідна густина піни вибирається з врахуванням пластового тиску і глибини свердловини та необхідності створення депресії чи репресії на пласт (згідно технології буріння). Використовуючи рівняння (3) визначаємо об'ємну газомісткість потоку. Для однорідного стаціонарного потоку при рівності швидкостей фаз об'ємна газомісткість рівна:

$$\alpha = \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2} = \frac{Q_2}{Q}, \quad (3)$$



де Q_1 , Q_2 , Q – об'ємні витрати рідини, газу і суміші відповідно.

3. Згідно графічної залежності (рис.1) вибирається ступінь аерації піни при певному значенні тиску в приймальній камері піногенератора.

4. Необхідну подачу пінистого розчину вибираємо з врахуванням швидкості його руху, яка повинна бути забезпечена в міжтрубному просторі для виносу вибуреної породи із свердловини. Враховуючи геометричні розміри перерізу піногенеруючого пристрою, визначається швидкість піни на виході.

5. Із врахуванням швидкості звуку в газорідинній суміші визначаються необхідні межі швидкості суміші перед стрибком ущільнення, при яких число Маха $M_1 = 1,0 - 1,2$.

6. За отриманими значеннями швидкості піни на виході із піногенеруючого пристрою та швидкості суміші перед стрибком ущільнення вибирається необхідна швидкість руху рідини в перерізі циліндричної частини сопла. За отриманим значенням швидкості для різних діаметрів сопла вибирається необхідна подача насосного агрегата.

7. Витрата повітря компресором вибирається з врахуванням забезпечення необхідного ступеня аерації піни.

Література

- 1 Амиян В.А. Повышение качества вскрытия пласта / В.А. Амиян, А.В. Амиян // Обзорная информация. Сер. бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985 – 50 с.
- 2 Гукасов Н.А. Гидравлика газожидкостных смесей в бурении и добыче нефти / Н.А. Гукасов – М.: Недра, 1988 – 236 с.
- 3 Есьман Б.И. Термогидравлические процессы при бурении скважин / Б.И.Есьман, Г.Г.Габузов. – М. : Недра, 1991. – 215 с.
- 4 Маковей Н. Гидравлика бурения : пер. с рум. / Н. Маковей – М.: Недра – 1986. – 536 с.
- 5 Бабаян Э.В. Инженерные расчеты при креплении нефтяных и газовых скважин / Э.В. Бабаян, А.В. Черненко, Н.Ю. Мойса. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – 384 с.
- 6 Аналіз і раціоналізація конструкції піногенеруючого устаткування або пристрою / В.М. Савик, М.М. Лях, В.М. Вакалюк, Я.В. Солоничний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012. – №3 (44) – С. 63 – 69.
- 7 Пат. 77955 України, МПК В01F 3/04, Е02В 8/00. Піногенеруючий пристрій багатосопловий / Савик В.М., Лях М.М., Михайлюк В.В.; заявл. 03.05.12; опубл. 11.03.13. Бюл. №5. – 6 с.



УДК 621.791.925

МАТЕРІАЛИ ДЛЯ АРМУВАННЯ СВЕРДЛОВИННОГО ФРЕЗЕРНОГО ІНСТРУМЕНТУ

Д. Л. Луцак¹, О. В. Пилипченко²

**¹ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ,**

76019 м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15 тел. (0342) 72 71
77 E-mail: zvd@nung.edu.ua

**²Міжгалузевий науково-виробничий центр «Епсилон ЛТД», 76014
м. Івано-Франківськ, вул. Макуха, 2 тел. (0342)55 90 00 E-mail:
office.epsilon@gmail.com)**

Аварійний буровий інструмент, зокрема свердловинні фрезери, експлуатується в складних умовах: високі статичні та динамічні навантаження; підвищений тиск і температура; абразивна і корозійна активність навколишнього середовища; відсутність контролю за поточним станом, а інколи і за параметрами взаємодії інструменту з об'єктом; реалізація високих питомих потужностей; перегрів і катастрофічне зношування робочих поверхонь ріжучих (робочих) елементів та ін. [1]. При роботі фрезерів утворюються великі об'єми металевої стружки, схильної до локальних скупчень, осадження, утворення згустків з наступними можливими ускладненнями та аваріями. Крім того, у ряді випадків буровий інструмент працює за відсутності забою (фрезерування торця труби, суцільне вирізання ділянок обсадних колон), що посилює проблеми виносу шламу і стружки. Часто інструменти (фрезери, райбери) заважають на центрі, що різко зменшує ефективність їх роботи.

Основна відмінність роботи свердловинного фрезерного інструменту та його ріжучих елементів від роботи ріжучих інструментів, що застосовуються в металообробці – це відсутність можливості забезпечення періодичного заточення ріжучих елементів, контролю стану в процесі роботи, а також часто незакріплений стан об'єкта фрезерування (обробки).

Озброєння фрезера складається з ріжучих граней, наплавлених на сталевий корпус. Для забезпечення високих техніко-економічних показників свердловинних фрезерів їхнє озброєння повинно володіти високою ударно-абразивною стійкістю, кромкостійкістю кожного фрагмента ріжучих елементів, а також забезпечувати проходження постійного



ефекту самозаточування по мірі зношування робочих поверхонь в процесі експлуатації.

На базі міжгалузевого науково-виробничого центру «Епсілон ЛТД» авторами було розроблено спеціальний наплавочний матеріал та відпрацьовано технологію його нанесення на різучі грані свердловинних фрезерів. Наплавочний матеріал виготовляється у вигляді багатокомпонентного прутка (рис. 1), який містить твердий сплав (типу ВК, ТК і т.п.), рівномірно розподілений в латунній матриці.

Під час тертя наплавленого металу по поверхні, яка піддається різанню, латунна зв'язка зношується, гострі краї фрагментів твердого сплаву оголюються і здійснюють руйнування даної поверхні (ефект мікрорізання). Зерна твердого сплаву, які виступають над наплавленою поверхнею, можна розглядати як малогабаритні різці.

Для забезпечення максимальної ефективності роботи фрезера (залежно від його призначення та умов роботи) властивості матеріалу різучої грані регулюються за рахунок вибору типу і складу зв'язки, марки твердого сплаву та зміни концентрації твердої фази. Для кожного типу свердловинного фрезерного інструменту підбирають оптимальну конструкцію різучої грані, схему армування фасонними твердосплавними пластинами, наплавлення та обробку відповідно до заданих розмірів.

Важкі умови роботи, наявність скупчень металевої стружки, продуктів корозії, мінеральних фрагментів порід надзвичайно ускладнює роботу корпусу інструмента, що призводить до зменшення лінійних розмірів з можливим уточненням перерізів до критичних значень. Зменшення лінійних розмірів корпусу призводить до зменшення внутрішнього діаметру відремонтованої свердловини. Зменшення перерізу особливо небезпечно для кільцевих фрезерів, оскільки може викликати заклинювання та поломку самого інструменту.

Для захисту від інтенсивного зношування корпусу свердловинних фрезерів на його окремі елементи додатково наносяться покриття в попередньо вифрезеровані пази. При цьому високу ефективність показали покриття, отримані електродуговим наплавленням порошковими електродами типу «ЕП-ТБ» [2].

Розроблений матеріал та технологія його нанесення на різучі грані були успішно відпрацьовані на свердловинних фрезерах таких типів (рис.2): фрезери кільцеві; фрезери комбіновані; фрезери пілотні; фрезери забійні; фрезери (райбери) колонні конусні (діаметри фрезерів не лімітуються).

Наплавлення здійснюється газовим способом (ацетиленовим пальником або пропановим різакон) на стальні деталі. Поверхню деталі перед наплавленням слід очистити від бруду, іржі, залишків фарби, масла та жиру. Для кращого сплавлення рекомендується попередньо залудити поверхню деталі латунню марки Л63. В якості флюсу слід використовувати зневоднену буру.



Рисунок 1 – Загальний вигляд наплавочних прутків



Рисунок 2 – Свердловинні конусні та кільцеві фрезери, наплавлені розробленим наплавочним матеріалом

Наплавлення потрібно здійснювати злегка окислювальним полум'ям з метою запобігання інтенсивного випаровування цинку з латунної зв'язки. Спершу слід розігріти пальником до температури плавлення перехідний шар латуні, потім подати в зону наплавлення пруток і направити на нього полум'я пальника. Розплавити кінець прутка і нанести на поверхню деталі фрагмент ріжучого матеріалу, не допускаючи перегріву. Наплавлений метал обробляється шліфуванням.



Роботи по армуванню свердловинного фрезерного інструменту розробленим авторами наплавочним матеріалом проводились на базі міжгалузевого науково-виробничого центру «Епсілон ЛТД» для підприємств ПАТ "Укрнафта", а саме: «Прикарпатське управління бурових робіт», м. Долина Івано-Франківської обл., НГВУ «Бориславнафтогаз», м. Борислав Львівської обл., НГВУ «Охтирканафтогаз», м. Охтирка, Сумської обл. та ін.

Література

1. Пустовойтенко И. П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении / И.П. Пустовойтенко. – М.: Недра. – 1988. – 280 с.
2. Луцак Д.Л. Сучасні зносостійкі матеріали для нафтогазової галузі / Д.Л. Луцак, Я.А. Криль, О.В. Пилипченко // Тези доп. Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2013». – м. Івано-Франківськ, 2013. – С.259-262.

УДК 622.245

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ КЕРУВАННЯ ПРОТИВИКИДНИМ ОБЛАДНАННЯМ

І.В. Костриба,

***ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул.
Карпатська, 15, тел. (0342) 71-72-01,
e-mail: no@nung.edu.ua***

В процесі спорудження, освоєння та ремонту нафтових і газових свердловин важливе місце відводиться фонтанній безпеці. Остання представляє собою комплекс організаційних, технологічних та технічних заходів, направлених на попередження та ліквідацію нафтогазопроявлень і відкритих фонтанів.

Основною складовою фонтанної безпеки є противикидне обладнання (ПВО), до складу якого входять превенторний блок,

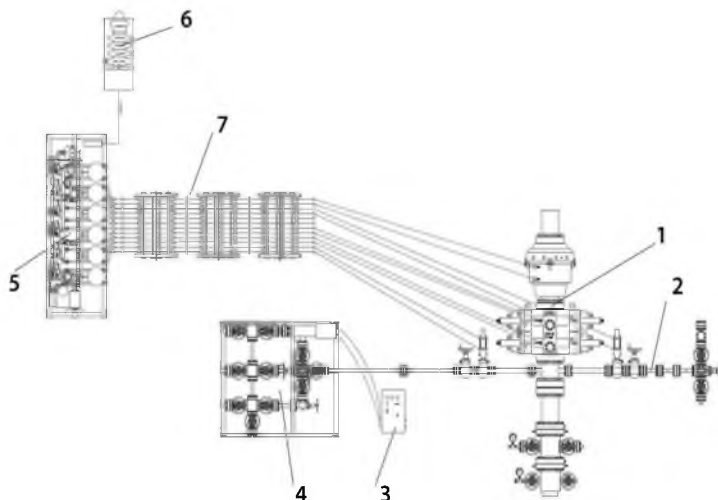


Рисунок 1 – Противикидне обладнання:
1 – превенторний блок; 2 - лінія глушіння; 3 – пульт
керування дроселем; 4 – блок дроселювання;
5 – насосно-аккумуляторний блок; 6 – дистанційний
пульт; 7 – гідролінії

маніфольд, станція керування. На рисунку 1 зображена типова схема ПВО для спорудження свердловин.

Загальні вимоги до ПВО регламентуються стандартом ГОСТ 13862-90, яким передбачено 10 типових схем, а також сформовано основні параметри складових частин ПВО. Крім того, буровими і нафтогазовидобувними компаніями України розроблені стандарти типу СОУ, які доповнюють та конкретизують вимоги ГОСТ 13862-90 залежно від особливостей умов експлуатації, технічних та економічних можливостей компанії.

Надійність керування свердло-виною в процесі ліквідації нафто-газопроявлення в значній мірі залежить від ефективності та надійності роботи обладнання системи гідрокерування. В даний час в Україні на бурових та нафтогазовидобувних підприємствах ПАТ «Укрнафта», ПАТ «Укргазвидобування» експлуатуються в основному станції керування ПВО Румунського виробництва (типу СН6U), які є застарілими. Деякі приватні компанії використовують зарубіжні зразки ПВО. В той



же час США, Канада, Румунія, Росія освоїли випуск сучасних зразків ПВО та станцій керування зокрема.

Збільшення обсягів буріння свердловин, що викликане підвищенням рівня енергетичної безпеки України, диктує необхідність освоєння власного виробництва ПВО загалом та станцій керування зокрема. У зв'язку з наведеним доцільно сформулювати концептуальні вимоги до станцій керування ПВО, що викладено нижче.

Енергозабезпечення станцій керування. ПВО відноситься до обладнання, яке повинно працювати з високою надійністю у разі виникнення ускладнень та аварійних ситуацій, пов'язаних з ліквідацією нафтогазопроводів, що можуть мати місце в процесі спорудження, освоєння та ремонту нафтових і газових свердловин. Для такого обладнання властивий принцип резервування енергозабезпечення, суть якого полягає в тому, що підведення робочої рідини для керування компонентами превенторного блоку здійснюється, як правило, від трьох незалежних джерел гідравлічної енергії – електроприводного насоса, пневмоприводного насоса, батареї пневмогідро-аккумуляторів. Є підприємства – виробники (наприклад, румунська фірма САВЭЛЛ Груп), які крім зазначених вище джерел живлення комплектують додатково станцію керування ПВО ручним насосом.

Деякі станції керування російського виробництва (наприклад, станція ГУП-14) укомплектовані за застарілою схемою – замість насоса з пневмоприводом використаний ручний насос.

Величина тиску в гідросистемі керування ПВО. Аналіз конструкцій плашкових та універсальних превенторів гідроприводних засувки засвідчив, що для їх керування потрібні різні значення тисків в гідросистемі. Зважаючи на приведені вище, а також вимоги стандартів API, станція керування ПВО повинна створювати максимальний тиск не менше 21 МПа, що забезпечує функціонування універсального превентора Camco D, перерізування бурильної колони зрізними плашками превентора. При цьому тиск в гідролінії керування універсальним превентором повинен плавно регулюватися в межах від 0 до 21 МПа, що дає можливість суттєво облегшити режим роботи ущільнювача превентора в процесі виконання спуско-підймальних операцій під тиском. Крім того, на станції повинні бути гідропотоки з тиском 10 МПа, достатнім для керування іншими компонентами противикидного обладнання.

Корисний об'єм пневмогідроаккумуляторів. Пневмогідроаккумулятори виконують дві функції. По-перше, вони використовуються як аварійне джерело живлення у



випадку відмови насосів гідроприводу. Крім того, пневмогідроаккумулятори прискорюють час закриття превенторів, особливо універсальних, які мають великі за об'ємом робочі камери.

Важливим експлуатаційним параметром станції керування ПВО є робочий об'єм пневмогідроаккумуляторів (сумарний об'єм газової та рідинної камер). Вимогами фонтанної безпеки регламентується величина корисного об'єму пневмогідроаккумуляторів – об'єму робочої рідини, який може бути вилучений з пневмогідроаккумуляторів під тиском не меншим 8,4 МПа. Корисний об'єм повинен бути таким, щоб при непрацюючих насосах станцій керування забезпечити певну кількість та послідовність маніпуляцій з керування компонентами ПВО – превенторами та засувками з гідроприводом.

На даний час немає єдиної вимоги до величини корисного об'єму пневмогідроаккумуляторів. У зв'язку з цим автором приведена методика розрахунку необхідного корисного об'єму пневмогідроаккумуляторів для конкретних умов експлуатації та параметрів ПВО.

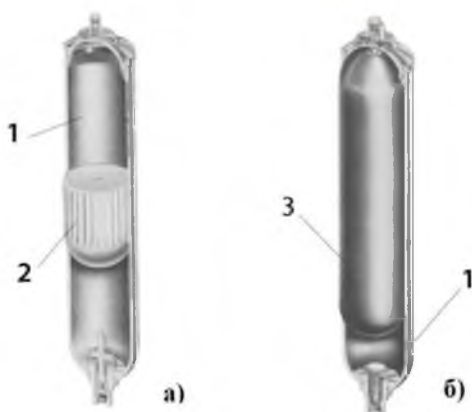
Станцію керування доцільно комплектувати батареєю стандартних балонів замість 1-2 сферичних пневмогідроаккумуляторів великих об'ємів. Зазвичай в станціях керування американських компаній використовують поплавкові або мембранні пневмогідроаккумулятори робочим об'ємом 38 дм³ (рис.2).

Гідронасоси системи керування. Характерна ознака сучасних станцій керування ПВО - використання насосів з пневмоприводом (пневмоприводних насосів). Живлення насосів здійснюється від пневматичної системи керування бурової установки, робочий тиск в якій підтримується на рівні 0,8 - 0,9 МПа. Загальний вигляд пневмоприводного насоса, який працює за принципом диференційного гідроциліндра, зображеного на рисунку 3.

Наведена методика розрахунку продуктивності насосів гідросистеми, виходячи з двох критеріїв:

- насосний блок (електро- та пневмонасоси) повинні заповнювати пневмогідроаккумуляторні балони від тиску попередньої зарядки до робочого тиску установки за час, не більший 15 хвилин;

- кожна група насосів при непрацюючих пневмогідроаккумуляторах повинна забезпечити, як мінімум, закриття універсального превентора на трубі мінімального діаметра, відкриття гідроприводної засувки на лінії дроселювання маніфольда за час, не більший, ніж 2 хвилини.



**Рисунок 2 – Балонні
пневмогідроаккумулятори
поплавкового (а) та мембранного (б)
типів;
1 – корпус; 2 – поплавок; 3 – мембрана**



**Рисунок 3 -
Загальний вигляд
пневмоприводного
насоса**

Пульты керування ПВО. Як показує світовий досвід, доцільно використовувати пневмогідрравлічний спосіб керування противикидним обладнанням, суть якого полягає в наступному. На нососно-аккумуляторному блоці (рис.1) встановлені гідророзподільники, які мають два види керування: ручний та пневматичний (з допомогою пневмоциліндрів). Дистанційний пульт, який розміщений на буровій площадці, з'єднаний з насосно-аккумуляторним блоком пакетним пневмопроводом, яким подаються сигнали (тиск повітря) на привод гідророзподільників. В свою чергу, гідророзподільники з'єднані гідролініями з компонентами ПВО – превенторами та засувками з гідроприводом.

З метою підвищення надійності системи керування деякі фірми встановлюють два дистанційних пульти: основний і допоміжний. Останній розміщується поза буровою в безпечному місці. Таким чином, керування ПВО в такому разі можна здійснювати з трьох точок: з основного і допоміжного дистанційних пултів, а також безпосередньо з насосно-аккумуляторного блока.



УДК 622.43

ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ФОНТАННОЇ БЕЗПЕКИ В ПРОЦЕСІ РЕМОНТУ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

І.В. Костриба, Х.А. Бойкович

***ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул.
Карпатська, 15, тел. (0342) 71-72-01,
e-mail: no@nung.edu.ua***

Ремонт свердловин є одним із етапів їх життєвого циклу і може тривати в часі, залежно від ремонтних робіт, від декількох днів до декількох місяців. Причиною ремонту можуть бути: відновлення герметичності ствола свердловини, заміна устьового та свердловинного обладнання, інтенсифікація нафтогазовидобутку, перехід на інший продуктивний пласт тощо.

Роботи з капітального та поточного ремонтів свердловин проводяться за планом, затвердженим технічним керівництвом нафтогазовидобувного підприємства. В плані передбачаються всі необхідні види робіт та технічні засоби, що гарантують безпеку і захист навколишнього середовища під час їх виконання. Так як ремонт свердловини здійснюється спеціалізованими структурними підрозділами нафтогазовидобувного підприємства, то передача свердловини в ремонт і прийняття її після ремонту відбувається за актом відповідно до порядку, установленому на підприємстві.

Ремонт свердловини в тій чи іншій мірі пов'язаний з необхідністю дотримання правил і норм фонтанної безпеки. Особливо високі вимоги щодо фонтанної безпеки пред'являються при ремонті фонтанних нафтових і газових свердловин. Ці вимоги зазвичай регламентуються Планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій та аварій (ПЛАСом) – чинним на даному підприємстві.

Правилами безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України передбачено, що до встановлення підйомної установки для ремонту свердловини повинна бути заглушена. Причому глушінню підлягають як свердловини з пластовим тиском, що перевищує нормальний гідростатичний, так і свердловини, в



яких зберігаються умови фонтанування або газопроявлення при пластових тисках, нижчих від нормального гідростатичного.

Крім того, устя вказаних вище категорій свердловин при



Рисунок 1 – Структурна схема підготовчих робіт перед ремонтом свердловини

проведенні ремонтів повинні бути оснащені противикидним обладнанням.

Фактична схема противикидного обладнання розробляється підприємством на

основі типових схем згідно ГОСТ 13862-90 та вимог чинного на підприємстві відповідного СОУ (стандарту організації України) і

погоджується зі спеціальною протифонтанною службою. Після встановлення противикидного

обладнання випробується на макси-мально очікуваний тиск. При

позитивних результатах випробувальних робіт приступають власне до ремонтних операцій, які зазвичай

починаються із

піднімання колони насосно-компресорних труб.

На рисунку 1 зображена структурна схема підготовчих до ремонт свердловини робіт. Аналіз представлених (рис. 1) робіт показує, що в часовому інтервалі, протягом якого здійснюються демонтаж фонтанної ялинки, монтаж противикидного обладнання, випробування противикидного обладнання, рівень фонтанної безпеки недостатній. Він забезпечується тільки репресією на продуктивний пласт внаслідок глушіння свердловини. Устя, у разі нафтогазопроявлення протягом



вказаного часу, залишається або відкритим, або не готовим для реалізації своїх функцій.

Нами зібрана інформація щодо витрат часу, необхідного для виконання технологічних операцій з переоснащення устя в процесі ремонту свердловини. Нормативні терміни виконання вказаних операцій регламентуються відповідними нормами, що діють на підприємствах нафтогазової галузі. В реальності терміни виконання цих робіт можуть суттєво збільшитися і залежать від ряду чинників: кваліфікації технічного персоналу, погодних та кліматичних умов, типорозміру устьового обладнання та його технічного стану тощо.

На рис. 2 приведені опосередковані витрати часу на переоснащення устя для ремонту свердловини з урахуванням наведених вище чинників.

Причина недостатнього рівня фонтанної безпеки в процесі зазначеного вище переоснащення устя – недосконала конструкція трубної головки фонтанної арматури. На нафтових і газових промислах України зазвичай експлуатуються фонтанні арматури, конструкція трубних підвісок яких не дозволяє перекрити їх трубний канал, а колона насосно-компресорних труб не обладнана відсічним клапаном.

Нами розроблена удосконалена конструкція трубної підвіски (рис. 3), яка містить додатково в порівнянні з існуючими конструкціями зворотний клапан та випробувальну пробку. Прототипом розробленої конструкції є трубна підвіска американської компанії Breda.

Зворотний клапан вклучується в корпус трубної підвіски з



Рисунк 2 – Опосередковані витрати часу на

допомогою спеціального штангового ключа перед демонтажем фонтанної ялинки і пере-криває трубний простір підвіски у разі нафтогазопроявлення свердловини в період переоснащення устьового обладнання. Окрім того, конструкція клапана забезпечує глушіння свердловини при ліквідації нафтогазопроявлення шляхом нагнітання рідини в колону насосно-компресорних труб.

Випробувальна пробка вставляється в зворотний клапан перед випробуванням змонтованого противикидного обладнання. Її призначення – відокремити ствол свердловини від противикидного обладнання при його випробуванні, що забезпечує високу якість випробувальних робіт.

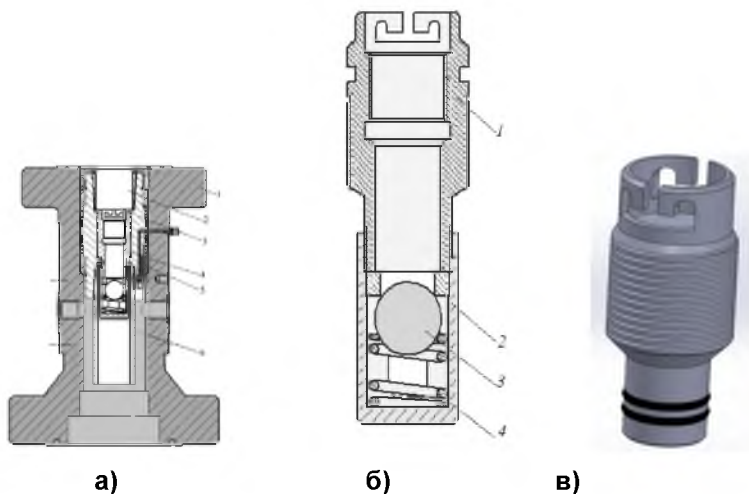


Рисунок 3 - Трубна головка фонтанної арматури з модернізованою трубною підвіскою:

- а) трубна головка:** 1- корпус; 2 - захисний патрубок; 3 - корпус підвіски; 4 - зворотний клапан; 5 - втулка; 6 - підвісний патрубок;
б) зворотний клапан: 1- корпус; 2 – ковпак; 3 – куля; 4 – пружина;
в) випробувальна пробка

Використання у складі фонтанної арматури трубної головки наведеної конструкції змінює технологію робіт з переоснащення устя, не ускладнює її та суттєво підвищує рівень фонтанної безпеки при цьому.



УДК 004.932

ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ДИНАМІЧНОГО РІВНЯ РІДИНИ В СВЕРДЛОВИНІ НА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ ПРИВОДНОГО ДВИГУНА СШНУ

В. Р. Харун, П. М. Райтер

ІФНТУНГ; 15, вул. Карпатська, м. Івано-Франківськ, 76019.

E-mail: petro.raiter@gmail.com

В Україні більшість нафтових свердловин експлуатуються вже досить тривалий термін. У зв'язку з цим нафтові родовища в значній мірі є виснаженими і свердловини працюють в режимі періодичної відкачки рідини, тобто працюють циклічно, як правило 8 годин на добу.

За умов застосування механізованого способу видобутку нафти найбільш використовуваними на даний час є штангові свердловинні насосні установки (ШСНУ), що зумовлене простотою конструкції і обслуговування поверхневого приводу - верстата-качалки і супутнього устаткування. Поступове виснаження родовищ вуглеводнів змушує сферу застосування ШСНУ – свердловини переводяться на періодичну експлуатацію, погіршується режим їх роботи із-за недобору нафти, знижується ефективність видобутку в умовах високого вмісту піску і обводнення нафти. Також одним з головних недоліків ШСНУ є циклічний характер її роботи з малим періодом циклу і великою асиметричністю навантажень. Враховуючи масове застосування типових серійних верстатів-качалок, постає проблема їх подальшого раціонального застосування [1].

За час роботи ШСНУ рівень рідини за трубами НКТ поступово зменшується, опускаючись до прийому плунжерного насосу. Процес відкачки рідини припиняється, коли рівень рідини досягає прийому насоса. В роботах [2,3] визначено, що таке коливання рівня рідини приводить до значної зміни навантаження привода ШСНУ.

В запропонованій роботі проведено аналіз взаємозв'язку між зміною динамічного рівня рідини в затрубному просторі НКТ та енергоспоживанням приводного двигуна верстата-качалки. Розрахунки виконувались для привода UP12T, вихідні дані наведені в табл. 1.



Таблиця 1 - Вхідні дані для визначення навантаження в точці підвіски штанг:

Діаметр плунжера $d_{пл}$, мм	57
Густина рідини ρ , кг/м ³	850
Динамічний рівень $h_{дин}$, м	294
Глибина підвіски насоса, м	1456
Конструкція колони штанг:	
1 ступінь l_1 , м (25мм)	240м
2 ступінь l_2 , м (22мм)	1216м
Максимальне статичне навантаження F_{max} , кН	49,8
Мінімальне статичне навантаження F_{max} , кН	37,5

Результати розрахунків діючих зведених до кривошипа моментів сил опору наведено у вигляді графічних залежностей $M = f(\varphi)$ на рис. 1. На графічній залежностях (рис.1) крива 1 відображає зміну моменту сил опору за умови наявності динамічному рівня рідини 294 м, і відповідно: крива 2 – 1000 м, крива 3 – 1456 м (на прийомі насоса).

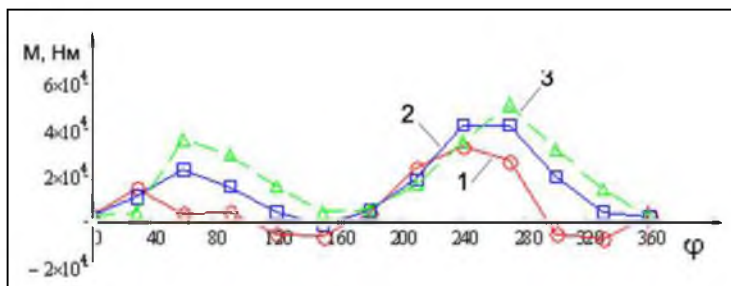


Рисунок 1 - Значення моменту кривошипа при зниженні динамічного рівня

Рушійний момент кривошипа розраховувався за умови рівності робіт рушійних сил A_p та сил корисного опору A_o (Рис.2) за цикл усталеного руху (один оберт кривошипа). На графічній залежностях (рис.2) крива 1 відображає зміну сил опору за умови наявності динамічному рівня рідини 294 м, крива 2 – 1000 м, крива 3 – 1456 м (на прийомі насоса).

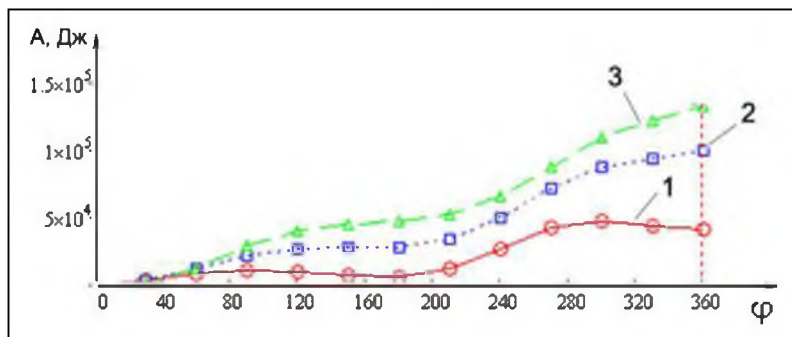


Рисунок 2 - Графіки робіт сил опору при зниженні динамічного рівня

Потужність двигуна визначалась за припущення постійності крутного моменту кривошипа
 $M_p = \text{const}$:

$$P_{\text{дв}} = \frac{\pi \cdot M_p \cdot n}{30 \cdot \eta_{\text{пр}}}$$

де, n – кількість обертів кривошипа, об/хв; $\eta_{\text{пр}}$ - ККД привода.

Результати розрахунків показали що необхідна потужність двигуна для забезпечення процесу видобутку для динамічного рівня 294 м складає 5,104 кВт, для динамічного рівня 1000 м – 12,52 кВт, для динамічного рівня 1456 м – 16,7 кВт.

Результати розрахунків витрат електроенергії виконані авторами для електроприводу вказаної модифікованої ШСНУ свідчать про можливість використання суттєво менш потужного двигуна і заощадження електроенергії при різних складах потоків зі свердловини. На даний час розробляється експериментальна установка для перевірки результатів розрахунків на основі даних фізичного моделювання роботи модифікованої ШСНУ. За умови наявності онлайнової інформації про режими роботи ШСНУ, які визначаються інформацією про дебіт рідини, що відкачується верстатом-качалкою та її притік з нафтового пласта, є реальна можливість зменшити споживання електроенергії в процесі видобутку вуглеводнів вказаним методом.



Літературні джерела

1. Аливердизаде К.С. Приводы штангового глубинного насоса./ К.С. Аливердизаде - М.: Недра, 1973. - 192 с.
2. Молчанов А.В., Станки-качалки: проблемы и перспективы совершенствования // Промышленные ведомости. - 2007.- №10. - <http://www.promved.ru/articles/article.phtml?id=1298&nomer=47>
3. Энергоресурсосберегающий привод штангового скважинного насоса./ Б.А. Мырзахметов, А.С. Латыпов, Ж.Г. Шайхымежденов, Т. Куандыков, К. Ибрагимов, А.Шамшенова// Вестник КазНТУ. - 2013 - 1(95). - С.162 - 166.

УДК 622. 24

MANAGEMENT AND PREDICTION OF SAND AND FINES PRODUCTION

Kopey B.V., Kryvonozhko T.A.

*National Technical University of Oil and Gas (NTUOG),
Karpatska str. 15, Ivano-Frankivsk, 76019, e-mail:*

[*kopevb@nuiq.edu.ua*](mailto:kopevb@nuiq.edu.ua)

The petroleum industry has drifted from the traditional sand control to what is termed sand management. Sand management is an operating concept where traditional sand control means are not normally applied and production is maximized and maintained through monitoring and control of fluid rates, well pressures and sand inflow. Sand control involves high cost and low risk solutions while sand management represents low costs solutions but active risk management. Over 70% of the world's oil and gas fields employ sand management when making field development decisions.

Knowing the reasons behind sand production from a reservoir and/or being able to predict sand production is always the first right step to take towards sand management. The cause of sand production



usually either has to do shear failure of the rock matrix due to pressure depletion or tensile failure of the individual sand particle disintegrated from the parent rock as a result of fluid flow through the rock matrix.

Prediction of Sand and Fines Production

It is difficult to successfully predict sand production in a wells' exploitation phase using only one method of prediction. Several methods are considered to achieve optimal prediction accuracy. Hong'en, et al. (2005) described five empirical methods of predicting sand production: interval transit-time method, combination modulus method, Schlumberger method, porosity method and bottom-hole pressure control method.

Interval Transit-Time Method

Forecast of sand production can be done using acoustic logging data of formation. A critical interval transit-time value, $295 \mu s/m$ is defined, such that if Δt is more than this value, then the well is most likely going to produce sand and vice-versa. However this value is slightly different for different oil fields.

Combination Modulus Method

Numerous analyses on statistical results of oil well sand production show that no sand is produced when elastic combination modulus (EC) is more than or equal to $2.88 \times 10^6 \text{ psi}$, light sand is produced when EC is between $2.16 \times 10^6 \text{ psi}$ and $2.88 \times 10^6 \text{ psi}$, and great sand is produced when EC is less than $2.16 \times 10^6 \text{ psi}$.

Schlumberger Method

In the Schlumberger method, $ES \times EB$ is calculated. It is a function rock porosity, Poisson ratio and interval transit time. It is suggested that no sand is produced when $ES \times EB$ is more than $5.51 \times 10^9 \text{ psi}$ and sand is possibly produced when $ES \times EB$ is less than $4.79 \times 10^9 \text{ psi}$.

Porosity Method

The porosity of a formation could also be a determining factor in deciding if sand production will occur or not. The possibility of sand



production is higher if porosity exceeds 30%. Slight sand production could happen for porosity within the range of 20% to 30%.

Bottom-hole Pressure Control Method

Researchers of former Soviet Union put forward bottom-hole pressure control method and proposed that formation stability near wellbore is related with not only formation properties but also bottom-hole pressure. This is based on conditions that tangential stress on bottom formation is less than cementing force of the rock particle in order to prevent sand production.

Conclusion

It is also actually theme about sand and fines transport in tubing: vertical and horizontal flow and sand erosion. To avoid of this it has to use the separation on the seabed.

References

1. Tronvoll , J, M B Dusseault, F Sanfilippo, and F J Santarelli. "The Tools of Sand Management." SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana: SPE 71673, 2001.
2. Sereneworld. "Managing Sand Production: Risks and Rewards." 2013.
3. Hong'en, D, H Dandan, and C Wenxin. "Sand Production Prediction and the Selection of Completion Methods for Horizontal Wells in Intercampo Oil Field, Venezuela." SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia: SPE 93821, 2005. 12.



УДК 622.279

ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ПАРАМЕТРІВ ТРІЩИН ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА НА РОДОВИЩАХ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ З НИЗЬКОПРОНИКНИМИ КОЛЕКТОРАМИ

Н. М. Гедзик

*ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, м. Івано-
Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 4-21-95,
nazarii.hedzyk@gmail.com*

З метою пошуку нових родовищ природних вуглеводнів необхідно збільшувати глибину буріння нафтових і газових свердловин. Зі збільшенням глибин буріння зростатиме частка низькопроникних пластів-колекторів і не виключено, що всі продуктивні пласти будуть низькопроникними. Як показує промисловий досвід видобутку газу з низькопроникних колекторів використання вертикальних свердловин є економічно рентабельним [1].

Аналіз промислових даних свідчить, що розробка родовищ природних газів з низькопроникними колекторами з економічно рентабельним дебітом може бути досягнута виключно за умови буріння густої сітки горизонтальних свердловин з подальшим проведенням в них інтенсифікації припливу газу [2]. На даний час найбільш ефективним методом інтенсифікації є поінтервальний гідравлічний розрив пласта. Основними параметрами, які впливають на продуктивність свердловини при використанні даної технології, є довжина горизонтальної частини стовбура свердловини, кількість та розміри інтервалів перфорації, кількість тріщин ГРП, їхня довжина, густина та проникність.

У вітчизняних та закордонних публікаціях широко розглядається питання вдосконалення технології гідравлічного



розриву пласта шляхом покращення властивостей технологічних рідин розриву, правильного підбору пропанту, проведення ГРП у відкритому стовбурі, використання газованих (аерованих) рідин розриву для забезпечення більш повного винесення технологічних рідин на поверхню тощо. Проте питання оптимізації параметрів свердловин та тріщин ГРП практично не розглядалося. Були зроблені певні спроби щодо встановлення таких параметрів ГРП на конкретних родовищах, однак розв'язку узагальненої задачі такого характеру, результати якої можна було б використовувати для цілого ряду родовищ не було. Тому, враховуючи сучасний стан галузі, дослідження стосовно визначення оптимальних параметрів тріщин ГРП та свердловин є надзвичайно актуальними. Результати таких досліджень дозволять зменшити витрати на проведення ГРП та підвищити поточні відбори газу і коефіцієнт газовилучення з родовищ природних газів з низькопроникними колекторами.

В якості інструменту для оцінки оптимальних параметрів горизонтальних свердловин з поперечними тріщинами гідралічного розриву пласта було використано гідродинамічний симулятор ECLIPSE 300 у комплексі з геологічним симулятором PETREL компанії Schlumberger, ліцензією на використання яких володіє ІФНТУНГ.

Дані дослідження проводились на гідродинамічній моделі пласта довжиною 3000 м та шириною 1000 м, яка була розбита на 21000 комірок зі згущенням сітки у навколосвердловинній зоні. Глибина залягання покладу 2800 м, товщина пласта 100 м, пластова температура 70°C, початковий пластовий тиск 300 бар. Коефіцієнт проникності змінювався в межах 0,01÷10 мД, що дозволило також оцінити вплив фільтраційних параметрів пласта на ефективність буріння горизонтальної свердловини. Як базовий варіант у дослідженнях було використано вертикальну свердловину, яка розкрила 75% продуктивного пласта. Інші варіанти передбачали буріння свердловини з довжиною горизонтальної ділянки від 50 до 2400м. Розрахунки для всіх варіантів здійснювались на 20 років при експлуатації свердловин на технологічному режимі постійного вибірного тиску (200 бар). Технологічна ефективність оцінювалася виходячи з аналізу накопиченого видобутку газу та коефіцієнту газовилучення для



різних варіантів. Економічний аналіз ґрунтувався на визначенні чистого приведеного (дисконтованого) доходу (NPV – Net present value), який було проведено базуючись на вітчизняних нормативно-правових актах та закордонних публікаціях [3, 4].

За результатами 3D комп'ютерного моделювання встановлено, що оптимальна довжина поперечної тріщини гідравлічного розриву пласта практично не залежить від проникності колектора і коливається у межах 100-200 м, та в середньому складає 100-150 м. Винятком можуть бути тільки високопроникні колектори (~ 10 мД), для яких доцільним є проведення ГРП з утворенням поперечної тріщини довжиною до 50 м.

Проведення подальших досліджень показало, що оптимальна відстань між тріщинами ГРП складає 25м. При цьому значенні відстані між тріщинами спостерігається максимальний NPV та приріст накопиченого видобутку газу. При меншій чи більшій відстані між тріщинами техніко-економічні показники є нижчими, порівняно з оптимальним варіантом.

Оцінка техніко-економічної ефективності запропонованих рішень була здійснена з урахуванням припущень, що приви́бійна зона пласта не є забрудненою, а сам колектор – ізотропним (пористість та проникність у всіх напрямках є однаковою).

Підводячи підсумок варто відзначити, що для свердловин, які розкрили продуктивні колектори з проникністю 1-0,01 мД рекомендується проводити поінтервальний ГРП з утворенням тріщин довжиною до 150 м, при відстані між ними 25 м.

Отримані результати не суперечать світовому досвіду буріння горизонтальних свердловин та проведення ГРП, а в деяких випадках підтверджують результати відомих досліджень. Однак, з метою отримання найкращих результатів на реальних родовищах України потрібно проводити уточнення даних параметрів виходячи з конкретних геолого-технологічних та економічних умов.



Перелік використаних джерел

1. С. В. Касянчук, Особливості розробки покладів неконвенційного газу / С. В. Касянчук, Л. П. Мельник, О. Р. Кондрат/ Нафтогазова галузь України, №2, 2013р, с. 38-43
2. SPE 160869 A Review of Recent Developments and Challenges in Shale Gas Recovery // O. Arogundade, M. Sohrabi, Stephen A. Holditch, Tight Gas Sands / Stephen A. Holditch // JPT, Distinguished author series, June 2006, p.86-94
3. SPE 83621Cost/Benefits of Horizontal Wells S. D. Joshi, The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well / William E. Hefley, Shaun M. Seydor, Michelle K. Bencho, et. Al. // Katz Graduate School of Business, University of Pittsburgh, 2011
4. Постанова від 30.09.2014 № 56 "Про встановлення граничного рівня ціни на природний газ для промислових споживачів та інших суб'єктів господарювання"
5. SPE 140555 Design of multiple transverse fracture horizontal wells in shale gas reservoirs, Bo Song, Texas A&M University, Michael J. Economides, University of Houston, Christine Ehlig-Economides, Texas A&M University

УДК 622.276

РУЙНУВАННЯ ЗОНИ КОЛЬМАТАЦІЇ ГІДРОІМПУЛЬСНИМИ ПРИСТРОЯМИ

В. Р. Возний, В. Д. Катрич

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу*

*76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
кім.208*

ndingee@nung.edu.ua, ndingt@nung.edu.ua

Стан привибійної зони свердловини має визначальний вплив на продуктивність розкритих пластів. Дослідженнями свердловин при стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації виявлено, що після закінчення буріння і освоєння їх



продуктивність знижується в середньому в два рази, тобто коефіцієнт продуктивності свердловини становить 50 % від коефіцієнта продуктивності гідродинамічно досконалої свердловини.

Аналіз промислових даних показників роботи експлуатаційних видобувних і нагнітальних свердловин, гідродинамічних і геофізичних досліджень показує, що фільтраційні властивості привибійних зон можуть погіршуватися внаслідок зони кольматації, відкладень асфальто-смолистих і парафінових фракцій, формування на поверхні пор адсорбційно-солеватних оболонок, які мають високу в'язкість порівняно з нафтою і які створюють додаткові опори при русі рідини внаслідок зменшення ефективного діаметру порових каналів. Аналіз геофізичних даних показує, що в експлуатаційних свердловинах, як правило працюють не всі 100 % ефективної товщини інтервалу перфوراції продуктивного горизонту. Продуктивний пласт у своєму розрізі неоднорідний за фільтраційними властивостями, профілі припливів або приймальностей також є досить нерівномірними. Тому потенціальний дебіт таких свердловин також є значно занижений.

Проблема освоєння і експлуатації свердловин з погіршеними або низькими колекторськими властивостями продуктивних горизонтів залишається актуальною. За даними аналізу ефективності методів обробки свердловин одним із перспективних напрямків в області інтенсифікації видобутку нафти може бути метод створення ефекту гідравлічного удару, який дозволяє селективно діяти на продуктивні пласти.

Руйнування зони кольматації проводиться із застосуванням кавітаційного пристрою, який дозволяє ефективно діяти гідравлічними ударами на зону кольматації привибійної зони пласта.

Ефективність дії на зону кольматації гідравлічними ударами зростає після попереднього очищення і промивання вибою свердловини. Для збудження гідравлічних ударів і хвильових процесів у привибійній зоні пласта і в пористому середовищі пристрій опускається на вибій свердловини на насосно-компресорних трубах (НКТ). Нагнітанням в НКТ робочої рідини (води, нафти, кислоти і т.д.) виконується через вертлюг або шланг і квадратну трубу (привід), щоб мати можливість обертати і просувати працюючий пристрій вздовж інтервалу перфорації із заданою швидкістю (10-40 см/хв) при безперервному подаванні в НКТ робочої рідини.

Потік робочого агента, що нагнітається через спущені труби розділюється за допомогою направляючого пристрою і прямує в



кільцевий (гвинтовий) завихрювач з трикутними перетинами каналів, в якому відбувається турбулізація і закручування потоку рідини довкола центрального тіла. Далі потік потрапляє з великою коловою швидкістю у вихрекільцеву камеру і відкидається по дотичній на зовнішню стінку цієї камери. З вихрекільцевої камери вихровий потік виходить з великою швидкістю через круглі насадки – патрубки з малим діаметром, в кільцевий простір свердловини і далі зустрічається із стінкою обсадних труб, диспергуючи робочу рідину, або струмінь, спрямовується в перфораційні канали (при збігу з ними напрямлення струменів потоків).

При прокачуванні робочої рідини через пристрій в привибійній зоні свердловини генеруються динамічні процеси, в результаті яких виникають ударні гідродинамічні хвилі тиску, що поширюються по твердому скелету пласта в його пористому середовищі, покращуючи тим самим ємнісні і фільтраційні властивості порід привибійної зони пласта-колектора.

Механізм виникнення інтенсивних ударних імпульсів і вібрацій тиску, що поширюються по пласту, руйнуючи зону кольматації і очищуючи пористе середовище. Необхідно підкреслити, що при періодичному співпадінню струменя з перфораційними каналами сприяє вільна підвіска пристрою на гнучких трубах, що знаходяться під великим тиском і володіють значним запасом пружної енергії. Відбувається інтенсивний хаотичний рух пристрою в вертикальній і горизонтальній площинах, що сприяє періодичному співпадінню ударів струменів по перфораційних каналах, зоні кольматації з виникненням нерівномірної за величиною сили удару.

Виникаючі імпульси тиску руйнують зону кольматації, розкривають природні тріщини колектора і сприяють виникненню нових, які володіють підвищеною гідропровідністю.

Використання кавітаційних і гідроімпульсних пристроїв сприяє руйнуванню зони кольматації і очищенню привибійної зони продуктивного пласта.



УДК 622.279.72

ОСОБЛИВОСТІ ПРОЦЕСУ НЕСТАЦІОНАРНОГО КОНУСОУТВОРЕННЯ СТОСОВНО ДО ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН У ПЛАСТАХ З ПІДОШОВНОЮ ВОДОЮ

Кондрат О.Р.

*ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул.
Карпатська, 15, тел./факс (0342) 727-141,
e-mail: alexkondratr@gmail.com*

Основні ускладнення при розробці водоплаваючих газових покладів пов'язані з "деформацією" межі розділу "газ-вода" в процесі експлуатації свердловин і утворенням конусів підшовної води, висота яких зростає із збільшенням дебіта газу (депресії на пласт). При експлуатації свердловин з граничними дебітами газу (гранично допустимими депресіями тиску на пласт) конус води поступово піднімається до вибою, що призводить до зменшення відборів газу і поступової зупинки свердловин через обводнення. У випадку водоплаваючих газоконденсатних покладів експлуатація свердловин додатково ускладнюється випаданням з газу вуглеводневого конденсату і накопиченням його на вибоях і у привибійній зоні. Одним з напрямків боротьби з конусоутворенням у процесі розробки газових покладів з підшовною водою є підтримання таких граничних дебітів газу і відповідних їм депресій на пласт, при яких досягається максимальний безводний період експлуатації свердловин і найбільший для цих умов коефіцієнт вуглеводневилучення [1, 2, 3].

Аналіз результатів теоретичних, лабораторних і експериментальних досліджень в області конусоутворення показав, що окремі сторони процесу вивчені недостатньо. Отримані залежності для граничних безводних дебітів і депресій на пласт та тривалості безводного періоду експлуатації свердловини дають наближені, а в окремих випадках і значно завищені результати, що пояснюється складністю самої задачі. Нестационарне конусоутворення води в газоносному пласті



вивчено недостатньо. Застосування відомих методів розв'язку до газорідинних систем ускладнюється нелінійністю рівнянь неусталеної фільтрації газу, відмінністю коефіцієнтів рухомості для газу і води, нелінійністю граничних умов [4, 5, 6, 7]. Недостатньо вивчена задача про динаміку конуса підошовної води після зупинки свердловини. Це й викликає необхідність подальших досліджень проблеми конусоутворення. Зокрема, значний теоретичний і практичний інтереси представляють дослідження "деформації" межі розділу "газ – вода" при періодичній експлуатації газових свердловин в пластах з підошовною водою, вибору оптимального періоду зупинки свердловини для осідання конуса підошовної води, при якому забезпечуються максимальні поточні відбори газу, а також впливу геолого-промислових факторів на динаміку конусоутворення.

З використанням 3D комп'ютерного моделювання досліджено у багатофазній постановці фільтраційну задачу циклічної, періодичної експлуатації свердловин. Розглянуто приклад, коли вертикальна свердловина дренує певний питомий об'єм, газонасичена товщина пласта – 50 м, водонасичена товщина – 50 м, розкрита свердловиною газонасичена товщина – 20 м. Розглянуто такі три варіанти. У першому варіанті свердловина зупиняється після досягнення конусом води вибою, а в другому і третьому варіантах вона припиняє експлуатуватися після досягнення водогазовим фактором певного значення.

На основі вказаних комп'ютерних експериментів отримано такі результати. Досліджені значення коефіцієнта водонасиченості, не чинять істотного впливу на кінетику формування конуса води. Але, має місце істотний вплив їх на кінетику розформування конуса: зі збільшенням коефіцієнта водонасиченості прискорюється процес розформування конуса. Для умов експерименту тривалість процесу формування конуса води становить близько 400 діб, а тривалість його розформування суттєво перевищує час формування. Ще однією особливістю досліджуваного процесу є те, що тривалість безводного видобутку газу скорочується від циклу до циклу, що пов'язано із поступовим зростанням тривалості розформування конуса води. Час розформування конуса води було обмежено повторним запуском свердловини. Однак за цей час конус води ніколи не опускався до початкової позначки через зниження величини гравітаційного фактору. Відповідно видобуток газу від циклу до циклу зменшувався. Через прояв водонапірного режиму відбувається загальне підняття дзеркала підошовної води. Важливим моментом є збільшення коефіцієнта газовилучення зі зростанням величини заданого граничного



значення водогазового фактора, при якому свердловини зупиняють.

Літературні джерела

1. Muskat M., Wyckoff R.: "An approximate theory of water-coning in oil production". / AIME Trans. Petr. Dev. Technol., 1935, vol. 114.
2. Chaperon I.: "Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in ani-sotropic formations: subcritical and critical rates". / Paper SPE 15430 presented at ATCE. New Orleans, 1986, Oct. 5-8.
3. Weiping Jang, Watterbarger R.A.: Water coning calculations for vertical and horizon-tal wells. / Paper SPE 22931 presented at the SPE ATCE. Dallas, 1991, Oct. 6-9.
4. Лапук Б.Б., Брудно А.Л., Сомов Б.Е.: О конусах подошвенной воды в нефтяных и газовых месторождениях. / Сб. Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1963.
5. Hang B.T., Ferguson W.I., Kudland T.: "Horizontal wells in the water zone: the most effective way of the trapping oil from thin oil zones?" / Paper SPE 22929 presented at the ATCE. Dallas, 1991, Oct. 6-9.
6. Lien S.C., Seines K., Havig S.O., Kudland T.: "The first long-term horizontal-well test in the Troll thin oil zone". // JPT, 1991, № 8.
7. Закиров С.Н.: Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М: изд. Струна, 1998, 626 с.

УДК [553.981.6+550.85]

ОЦІНКА ВПЛИВУ ВИПАЛОГО КОНДЕНСАТУ НА ПРОДУКТИВНІСТЬ СВЕРДЛОВИН У ПРОЦЕСІ ЗНИЖЕННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

М.М. Багнюк, О.О. Дмишко, Л.М. Козак

*Відділення "Карпатський центр" ДП "Науканафтогаз" НАК
"Нафтогаз України"*

79034, м. Львів, вул. Литвиненка, 3, кім. 6

e-mail: bagnyuk.unga@i.ua

Практика розробки газоконденсатних покладів показує, що в процесі зниження пластового тиску відбувається зменшення



продуктивності експлуатаційних свердловин, яка є оберненою величиною до коефіцієнта фільтрації "a". Основними причинами такого явища можуть бути зменшення пористості за рахунок зростання ефективного тиску і відповідно збільшення у процентному відношенні залишкової води та конденсація з пластового газу фракції C_{5+} .

Частку впливу ефективного тиску на фільтраційні властивості породи-колектора розглянуто на прикладі газоконденсатного покладу в горизонті В-23 Луценківського родовища, який залягає на глибині 5350 м і характеризується початковим пластовим тиском 57,93 МПа. Питома вага порід прийнята рівною 2,3 г/см³. Зменшення пластового тиску від 57,93 до 23,0 МПа призведе до зростання ефективного тиску від 65,12 до 100,0 МПа. Зміна останнього спричинить деформацію мінерального скелету, внаслідок чого значення пористості з 10,1 % зменшиться до 9,9 % [1, 2]. Відповідно абсолютна проникність породи-колектора зміниться від $13,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $11,7 \cdot 10^{-3}$ мкм². Зменшення фазової газопроникності, а відповідно продуктивності можна прогнозувати на аналогічну величину. Загалом така зміна проникності практично не вплине на продуктивність газової свердловини по газу.

Під час зниження пластового тиску в газоконденсатній системі проходять фазові перетворення з утворенням рідкої фази. Насиченість пор випалим конденсатом залежить від властивостей пористого середовища і газоконденсатної суміші. За зростанням перепаду тиску в системі пласт-вибій свердловини, збільшується ступінь насичення пор конденсатом до початку двохфазної фільтрації. Залежно від розподілу тиску і вмісту фракції C_{5+} в газі, насичення пор конденсатом, достатнє для початку двохфазної фільтрації, може відбуватися від декількох годин до кількох років експлуатації свердловини. При інтенсивному випаданні і накопиченні конденсату проходить зменшення фазової газопроникності в привибійній зоні порід-колекторів. На практиці високе конденсатонасичення може спричинити повну закупорку фільтраційних каналів, тобто фазова проникність для газу буде наближатись до нуля.

На основі наведеної інформації можна зробити висновок, що фазова газопроникність привибійної зони порід-колекторів, в основному, залежить від конденсатонасичення порового середовища. Визначення кількісного впливу конденсатонасичення на фазову газопроникність нами буде продемонстрована на основі результатів розробки газоконденсатних покладів з різним вмістом фракції C_{5+} у пластовому газі. Для дослідження були вибрані газоконденсатні



поклади горизонтів В-23 Луценківського, В-20 і В-19 Андріяшівського, В-16, В-15 Василівського, В-21, В-20, В-18 Харківцівського родовищ.

Вказані об'єкти дослідження залягають на глибинах від 4010 до 5260 м і характеризуються початковим пластовим тиском від 40,28 до 57,93 МПа. Середня відкрита пористість порід-колекторів змінюється від 9,5 до 12,2 %. Початковий потенційний вміст конденсату в пластовому газі знаходиться в межах від 60,0 до 1038,7 г/м³. Близькі баричні умови залягання покладів та практично однакові ємнісні властивості порід-колекторів дозволять коректно оцінити вплив зниження пластового тиску на фазову газопроникність привибійної зони при фільтрації пластового газу з різним вмістом фракції C₅₊.

На практиці характеристику зміни продуктивності свердловин одержують на основі первинних і поточних їх досліджень методом усталених припливів. За результатами інтерпретації таких досліджень визначають коефіцієнти фільтрації "a" і "b". За фізичним змістом перший з них є обернена величина до продуктивності свердловини. В ситуації, коли кількість досліджень була недостатньою для прослідковування зміни коефіцієнта "a" у функції тиску його визначали за результатами фактичних показників експлуатації свердловини з використанням рівняння Адамова Г.А. [3]. При цьому прийнята умова, що коефіцієнт "b" є постійний на всьому діапазоні зміни пластового тиску. Розрахований на таких засадах коефіцієнт "a" може дещо відрізнитися від того, що визначений за результатами досліджень, але для оцінювання характеру його зміни у функції тиску він є цілком придатний.

Аналіз одержаних результатів показує, що для газоконденсатних покладів В-23, В-16 і В-21 Луценківського, Василівського та Харківцівського родовищ у процесі зниження пластового тиску до тиску максимальної конденсації фракції C₅₊, спостерігається зменшення коефіцієнта фільтрації "a", тобто збільшення продуктивності свердловин (табл. 1). Очевидно максимальні втрати конденсату у розмірі до 115 г/м³ для породи-колектора з відкритою пористістю до 12,2 % не створюють достатнього фільтраційного опору, який би негативно впливав на продуктивність.

Збільшення продуктивності для вказаних систем у процесі зниження тиску цілком логічне з фізичної точки зору. У чисельнику формули для визначення коефіцієнта "a" [4] є три змінні величини – в'язкість і стисливість газу та радіус контуру живлення, у знаменнику одна – проникність породи-колектора.



Таблиця 1 – Основні геолого-промислові характеристики об'єктів дослідження та кратність зміни коефіцієнта фільтрації “а”

Родовище	Продуктивний горизонт	Пористість при початковому тиску, %	Початковий потенційний вміст конденсату, г/м ³	Початковий пластовий тиск, МПа	Тиск початку конденсації, МПа	Тиск максимальної конденсації, МПа	Максимальні втрати фракції C ₅₊ , г/м ³	Кратність зміни коефіцієнта фільтрації до тиску максимальної конденсації
Луценківське	B-23	10,7	60,0	57,93	40,22	5,67	9,3	0,8
Андріяшівське	B-208	10,1	328,0	50,48	47,94	15,40	180	2,0
- // -	B-19	10,4	461,6	49,60	46,80	9,92	240	4,0
Василівське	B-16	12,2	278,0	40,28	37,00	8,06	115	0,9
- // -	B-15	10,3	762,5	43,92	39,93	12,90	500	11,7
- // -	B-15	10,6	1038,7	43,00	33,55	17,20	662	38,0
Харківцівське	B-18	9,5	968,6	48,83	31,90	20,00	845	10,0
- // -	B-21	9,6	260,9	54,47	35,00	10,00	112	0,8
- // -	B-20	9,6	305,5	47,86	38,20	14,20	190	2,1
- // -	B-21	11,4	181,4	51,60	40,20	11,30	98	0,6

В міру зниження тиску у пласті в'язкість і стисливість газу зменшуються, а радіус контуру живлення – збільшується. При зміні тиску з 57,93 до 18,0 МПа в'язкість пластового газу з горизонту B-23 Луценківського родовища зменшиться в 1,8 рази, а коефіцієнт його стисливості – в 1,3 рази. Зростання радіуса контуру живлення з 180 м (при початкових дослідженнях) до 1700 м (за результатами поточних досліджень) збільшить значення логарифма в 1,3 рази. За рахунок зростання ефективного тиску абсолютна проникність породи-колектора зменшиться в 1,16 рази. Отже, приведена кратність зміни окремих параметрів показує, що за рахунок зменшення в'язкості та коефіцієнта стисливості газу з низьким конденсатонасиченням продуктивність свердловини зростатиме зі зниженням пластового тиску.



За результатами визначеної зміни коефіцієнтів фільтрації "a" в процесі розробки газоконденсатних покладів з різним вмістом фракції C_{5+} побудована номограма (рис. 1). На осі ординат вказаного рисунка відкладено кратність збільшення коефіцієнта "a" – це є відношення поточного його значення (при поточному пластовому тиску) до початкового. На осі абсцис відкладено відносний пластовий тиск – це є відношення поточного його значення до початкового. Лінії, проведені на координатній площині, відповідають різному конденсатонасиченню пластових газів.

З допомогою розробленої номограми можна прогнозувати збільшення коефіцієнта фільтрації "a" в процесі зниження пластового тиску при фільтрації газу з різним вмістом конденсату. Такі відомості потрібні при складанні геолого-економічної оцінки доцільності промислового освоєння нововиявлених газоконденсатних покладів, а також під час визначення коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення для підрахунку видобувних запасів вуглеводнів які ставляться на Державний баланс, та в процесі проектування розробки родовищ.

Перелік посилань

1 Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1970 – 239 с.

2 Технологічна схема розробки покладу В-23 Луценківського газоконденсатного родовища. Відп. вик. Сініцин В.Я. м.Чернігів 2003 рік. Фонди ДГП «Чернігівнафтогазгеологія».

3 Коротаяев Ю.П., Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1980. – 294 с.

4 Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Г.А.Зотова, З.С.Алиева. М.: Недра, 1980. – 301 с.



УДК [553.981.2+551.3.051]

ПАСТКИ ВУГЛЕВОДНІВ У ТОНКОШАРУВАТИХ РОЗРІЗАХ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

М. М. Андрейчук¹, М. В. Дорохов², В. П. Бодлак¹

¹Відділення «Карпатський центр» ДП «Науканафтогаз» НАК
«Нафтогаз України»

²ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України»

¹79034, м. Львів, вул. Литвиненка, 3, кім. 6

²08132, Київська обл., Києво-Святошинський р-н, м. Вишневе,
вул. Київська, 8
viddil_ngg@i.ua

Донеогенова поверхня Передкарпатського прогину утворилась внаслідок діяльності потужної палеогідрографічної системи, що сформувалась протягом верхньої крейди-міоцену і в баден-сарматський час була перекрита значною товщею теригенних осадів.

При формуванні нижньої частини верхньобаденського та сарматського комплексів активні циклічні коливальні рухи в сукупності з розчленованістю морського дна зумовили відчутну літологічну мінливість осадових порід, в яких товщини піщаних верств, як основних об'єктів пошукових робіт на вуглеводні, змінюються від сантиметрів до перших десятків метрів. На даний час в межах більшої частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину перспективи газонасності цієї частини розрізу вивчені.

На порядок денний постає питання дослідження верхньої більш глинистої і тонкошаруватої частини міоценової моласи, яка на південному сході Зовнішньої зони представлена товщею верхнього бадену (косівська світа), а на північному заході – відкладами верхньодашавської підсвіти. Ці відклади характеризуються мінливістю колекторських властивостей, зберігаючи вигляд піскуватих горизонтів розділених між собою витриманими по площі глинисто-аргілітовими прошарками. Горизонтальна проникність таких пачок значно перевищує вертикальну і рух пластових флюїдів відбувається по площинах напластування. У розрізі верхньодашавської підсвіти виділяється 14-ть піскуватих горизонтів, а у верхній частині косівської світи близько 5-ти.



На ділянках із підвищеною глинистістю спостерігається значна розчленованість продуктивних горизонтів на тонкі пропластки, яким притаманні автономні гідродинамічні системи. Так, на середньому за величиною запасів, Свидницькому газовому родовищі внаслідок попласової кореляції продуктивної частини верхньодашавського розрізу вдалось виділити 25 таких систем, 23 з яких газonosні. Поклади газу пластові склепінні, частково літологічно обмежені та тектонічно екрановані. Породами-колекторами слугують піщано-глинисті пачки, які розділені між собою пластами глин товщиною від 0,6 м до 6,0 м. Хороші екрануючі властивості зумовлені тим, що на глибинах до 1,2–1,5 км здатність до розтріскування мінімальна і тонкі глинисті прошарки можуть виконувати роль надійних покришок.

На формуванні вуглеводневих пасток у тонкошаруватих розрізах верхньодашавської та косівської світ відбилися процеси седиментації в умовах відносно спокійного моря, з якими пов'язані циклічні зміни літологічного складу і колекторських властивостей по вертикалі та висока витриманість продуктивних горизонтів по площі.

Загалом для міоценових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину характерне поступове виположення вверх по розрізу значно розчленованої донеогенової структури, що трансформується в складнопобудовані малоамплітудні підняття. Їх формуванню сприяли як успадкованість структурного плану підстилаючих верств, так і нерівномірне ущільнення осадової товщі по площі.

Важливу роль зіграли різноамплітудні розривні порушення (переважно, гравітаційної природи), які утворилися при ущільненні порід в зонах різких змін їх сумарних товщин. Ці зони, як правило, характерні для прибортових ділянок палеотерас у донеогеновій ерозійній основі. Яскравим прикладом диз'юнктивів такого типу може бути система повздовжніх скидо-зсувів у північно-східній прибортовій частині Крукеницької западини, які стали тектонічними екранами на Свидницькому, Вижомлянському, Макунівському, Тинівському та інших родовищах.

На більшій території Зовнішньої зони прогину, включаючи Крукеницьку западину, пастки у тонкошаруватих розрізах не вивчалися. Пошуки та картування пасток такого типу надзвичайно складний процес, проте з ними слід пов'язувати основні перспективи газоносності верхньоміоценового теригенного комплексу.

Виходячи з вище наведеного, головними ділянками для пошуку нових вуглеводневих покладів у відкладах



верхньодашавської та косівської світ слід вважати зони регіональних повздовжніх дислокацій, які на сьогоднішній день достатньо вивчені сейсмічними дослідженнями і бурінням по більш глибоких горизонтах баден-сарматського комплексу. Ці ділянки приурочені до протяжних валоподібних піднять, що вверх по розрізу пенепленізовані процесами осадконагромадження і до систем скидо-зсувів. В першу чергу доцільно переглянути перспективи газозносності тонкошаруватих відкладів верхньодашавської підсвіти з використанням методу попластової кореляції на родовищах Косівсько-Угерської підзони з продуктивними горизонтами у нижньодашавській світі.

УДК 622.279.5

ПРИЧИНИ ЗАЛИШЕННЯ НАФТИ І СПОСОБИ ЗБІЛЬШЕННЯ КОЕФІЦІЄНТІВ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

В.С. Бойко, І.М. Драган

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу, Україна, 76019, Івано-Франківськ,
Карпатська, 15, rengr@iutg.edu.ua*

На даний час існує загроза дефіциту сирової нафти в результаті її подальшого використання. За останні 15 років суттєво погіршилася ресурсна база нафтогазового комплексу України, зменшилася його конкурентоспроможність у сфері впровадження сучасних нафтогазових технологій, істотно скоротилися обсяги пошуково-розвідувального буріння і, відповідно, прирости об'ємів видобутку. У структурі запасів вуглеводнів постійно збільшується частка важко видобувної і залишкової нафти.

Проте всі нові нинішні технології є недостатніми для повної заміни традиційних енергетичних структур у потрібних масштабах, нові технології ще можуть виявитися комерційно не вигідними і не набути масового застосування.

У більшості випадків видобування нафти здійснюється в режимі на виснаження (первинне видобування), пізніше з підтриманням пластового тиску шляхом запомповування води або газу високого тиску (вторинне видобування), а відтак з підвищенням нафтовилучення за рахунок застосування теплових



методів, змішуваного витіснення нафти (третинне видобування). Вторинні і третинні методи часто називають методами підвищення нафтовилучення. Відповідно до цього вивчаються причини, які призводять до залишення нафти в покладі. Це, зокрема, невитриманість і переривчастість пласта, лінзоподібне і літологічно-вичленуване залягання порід, тектонічна і тріщинувата порушеність порід, фізико-хімічні процеси в пластах, розміщення свердловин і технологічні особливості систем розробки нафтових покладів.

Основною проблемою науковців і практиків є підвищення коефіцієнту нафтовилучення. На сьогодні існує безліч різних емпіричних правил, пропозицій, науково і експериментально обґрунтованих теорій та положень. За пропозицією О.П. Крилова формула коефіцієнта нафтовилучення подається як добуток коефіцієнтів витіснення нафти з пласта і охоплення пласта розробкою.

Якщо продовжувати розробку покладу, то значення коефіцієнта нафтовилучення буде надалі зростати, але загальний накопичений прибуток від розробки родовище буде зменшуватися і при певному коефіцієнті нафтовилучення знову стане рівним нулю. Найвищий ефект від підвищення нафтовилучення досягається тоді, коли приріст видобутку настає незабаром після здійснення додаткових капітальних вкладень.

Залишкова нафта у вироблених покладах в основному знаходиться в такому стані, щодо вилучення її звичайними способами розробки неможливо. Особливістю залягання залишкової нафти є її переривчастість, яка проявляється на різних рівнях масштабності, починаючи від рівня окремих пор (защемлена нафта) і закінчуючи рівнем окремих ділянок покладу. Друга відмінна риса залишкової нафти полягає у відмінності її фізичних властивостей від властивостей природної (первинної) нафти. При розробці покладу внаслідок взаємодії запомпуюваної і пластової вод із природною нафтою і пластом-колектором відбуваються різні зміни природних властивостей нафти і пласта: адсорбція вуглеводнів на поверхні пор, формування плівок нафти, змін природної змочуваності і природної структури пор із утворенням техногенно-блокових і тупикових зон.

Форма і розподіл залишкових запасів нафти визначаються комплексом природних і штучних факторів, які визначають і коефіцієнт нафтовилучення, а саме: в'язкість нафти, властивості колектора, початковий стан нафти і газу, режим розробки покладу і густота сітки свердловин.

Умовно виділяють наступні групи розподілу залишкової нафти:



1. Розсіяна нафта, яка знаходиться у вигляді окремих крапель у порах гідрофільної породи і плівок на зернах скелета гідрофобної породи. Ця нафта повністю оточена витіснювальною фазою, а розміри частинок її зіставимі із розмірами порових каналів.

2. Капілярно-втримувана нафта, яка утворюється внаслідок значної неоднорідності пласта. Окрім розсіяної нафти сюди відносяться окремі цілики, котрі зумовлені капілярними кінцевими ефектами на границі зон із різною проникністю. Дія кінцевого ефекту виражається в порушенні неперервності на виході із керна при витісненні одної фази другою або на контакті двох середовищ із різними коефіцієнтами проникності. Причина появи таких скупчень капілярно-втримуваної нафти полягає в тому, що для виходу змочуваної фази із пористого середовища у вільний простір або із дрібних пор у великі необхідно побороти капілярний тиск, який сягає значної величини при малій насиченості змочуючою фазою. У зв'язку із цим відбувається накопичення змочуваної витіснювальної фази поблизу переходу із менш проникних зон у більш проникні. Перемагання капілярного тиску необхідно і в прямо протилежному випадку переміщення не змочуючої рідини із високо проникного середовища в малопроникне.

3. Цілики невилученої нафти в тих об'ємах пласта, де процес нафто вилучення відбувається значно повільніше, ніж в основному об'ємі колектора, тобто в малопроникних включеннях (лінзах) і в блоках (матрицях) тріщинувато-пористого середовища. Такі цілики можуть бути різних розмірів і характеризуватися різною нафтонасиченістю.

4. Цілики нафти, утворення яких викликано неповнотою охоплення заводненням порівняно однорідного колектора за рахунок в'язкісної або гравітаційної нестійкості переміщення фронту витіснення високов'язкої нафти або проникнісною неоднорідністю колектора. Такі цілики можуть мати стрічкоподібний характер, велику протяжність за напрямом витіснення і невелику ширину чи товщину.

5. Скупчення залишкової нафти в невивірблених малопроникних прошарках і лінзах, а також у зонах пониженого градієнта тиску і прояву початкового градієнта тиску при фільтрації нафти або недостатньою тривалістю витіснення. Ці скупчення можуть мати дуже великі розміри, а іноді являють собою цілі невивірблені пропластки або ділянки.

6. Великі цілики нафти, окремі пласти чи зони, які або неохоплені розробкою внаслідок дуже рідкої сітки свердловин, або залишилися поблизу зон вклинювання пласта чи



тектонічних порушень у так званих тупикових зонах. Їх розміри в плані можуть бути зіставимо із відстанями між свердловинами і пов'язані із розміщенням свердловин і системою розробки.

Темпи розробки нафтового покладу є одним із найбільш важливих технологічних параметрів, котрі впливають на коефіцієнт нафто вилучення, хоч однозначної думки про вплив темпу розробки родовищ на ефективність вилучення нафти не існує. Сучасна розробка нафтових родовищ високими темпами базується на концепції незалежності коефіцієнта нафтовилучення від темпу розробки. На темп розробки найсильніший вплив виявляють: а) схема розміщення і густота сітки свердловин, об'єкти розробки; б) перепади тиску між нагнітальними і видобувними свердловинами; в) порядок буріння свердловин на об'єктах; г) темп освоєння родовища. Ці питання потребують окремого дослідження.

Виділення експлуатаційних об'єктів теж залишається невирішеним і дискусійним питанням, хоч воно має геологічне, технологічне й економічне обґрунтування, а його передпроектне дослідження ще й уможлиблює вибір систем розробки багатопластового родовища.

В даний час актуалізується новий напрям забезпечення нафтою – видобуток залишкової нафти, до якої відносять нафту, що залишилась в покладі на момент завершення його розробки або залишилась внаслідок реалізації його розробки за прийнятими проектними документами. На основі узагальнення результатів попередніх здобутків створено нову класифікацію видів залишкової нафти з позиції можливості зменшення її обсягів, сформульовано першочергові напрямки, які можуть забезпечити найбільше зменшення обсягів залишкової нафти в родовищі, а отже, найбільше підвищення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення.



УДК 66.071.62

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНА МОДИФІКАЦІЯ УСТАНОВКИ НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНОЇ СЕПАРАЦІЇ ГАЗУ

А.Д. Гутак¹, Н.В. Воронько²

¹ПрАТ «Природні ресурси», 36003, м.Полтава, вул.
Жовтнева, 40в;

e-mail: anatoly.gutak@geo-alliance.com.ua

²Полтавський національний технічний університет імені
Юрія Кондратюка,

36011, м. Полтава, просп. Першотравневий, 24; e-mail:
natalija.voronko@rambler.ru

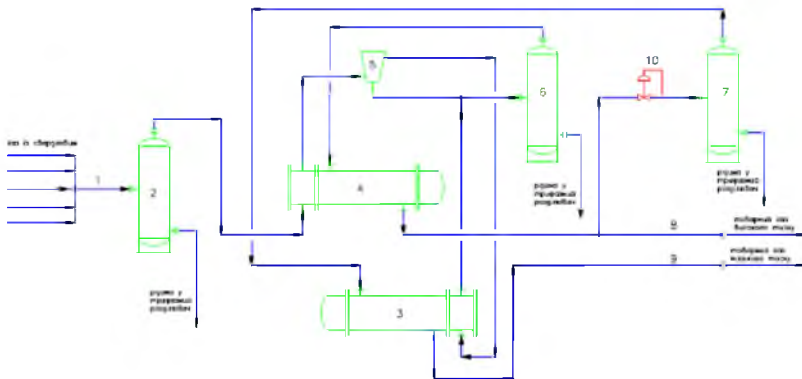
На більшості родовищ України підготовка газу здійснюється методом низькотемпературної сепарації з використанням дросель-ефекту. Визначальним параметром цього процесу є вільний перепад тиску. У період значного зниження тиску на усті свердловин наявний перепад тиску, як правило, знаходиться в межах від 0,5 до 2,5 МПа. Такі досить низькі значення цього параметру практично виключають можливість використання типової схеми НТС з дросель-ефектом. Використання ж інших пристроїв (турбодетандерів, хвильових детандерів, пульсаційних осушувачів, холодильних машин) потребує великих енергетичних та матеріальних витрат, додатковий обслуговуючий персонал. Найбільш гостров таких умовах стоїть питання підготовки газу при його подачі для побутових потреб, коли недостатнє вилучення вологи та вуглеводневого конденсату може призвести до аварійних ситуацій на редуруючих станціях та навіть людських жертв. Тому дуже актуальним є питання удосконалення цієї технології.

Як правило, для попередження замерзання вологи та утворення гідратних пробок у побутових колекторах, на установках підготовки газу та газорозподільних станціях використовуються різного роду підігрівачі потоку. Найбільш поширеним є використання теплообмінника, у одному з просторів якого циркулює гарячий теплоносіє. Для нагрівання теплоносія спалюється значна частина природного газу, який міг би бути використаний для продажу.

Отже, для забезпечення належної підготовки газу та зменшення витрат при його транспортуванні до споживачів

необхідно удосконалити стандартну систему низькотемпературної сепарації з використанням дросель-ефекту. Нова технологія повинна забезпечувати ефективне вилучення вологи та вуглеводневого конденсату з газу в умовах низького перепаду тисків на редуючому пристрої. Такою модифікацією може послужити використання вихрової труби замість дроселя або у комбінації з ним. За термодинамічною ефективністю вихрова труба займає положення між дроселем і детандером, однак значно перевершує останній за простотою конструкції та надійності в експлуатації. Крім того вихрова труба не потребує додаткового обслуговуючого персоналу, а також може працювати на газах з вмістом рідини, що категорично заборонено для турбодетандерних агрегатів.

Така модифікація може бути реалізована на установках низькотемпературної сепарації, де газ подається не тільки у магістральний газопровід, але й для побутових потреб населення. Для прикладу розглянемо Копилівську ТДПУ ГПУ «Полтавагазвидобування», на якій частина газу подається у магістральний газопровід з середньорічним тиском 2,4 – 3,0 МПа, а інша частина редукується до тиску 0,8 МПа та, проходячи через додатковий сепаратор, подається в побутовий колектор на м.Полтава.



**Рисунок 1 – Принципова модифікована технологічна
схема Копилівської ТДПУ**

Для дотримання умов подачі газу для м. Полтава, тобто з температурою не нижче 0°C , вихідний потік газу пропускається через теплообмінник, де підігрівається за допомогою гарячого теплоносія. При цьому для нагрівання теплоносія спалюється природний газ та витрачається електроенергія для здійснення циркуляції у системі. На нашу думку, виключити такі витрати або мінімізувати їх можна при впровадженні технологічної



схеми[1], зображеної на рис.1.Поставлена задача вирішується за рахунок того, що в установці для низькотемпературної підготовки природного газу замість дроселя встановлюється вихрова труба, яка забезпечує одночасне нагрівання та охолодження газу.

Запропонована установка працює наступним чином.Пластовий газ із свердловин подається у вхідний колектор 1, сепаратор першого ступеня 2,де відділяють пластову рідину та механічні домішки, рекуперативний теплообмінник 4, в якомугаз охолоджується холодним потоком із сепаратора другого ступеня 6, надходить утермодинамічний апарат 5. Після термодинамічного апарату 5 отриманий холодний потік газунаправляється у сепаратор другого ступеня 6, а гарячий потік газу направляється урекуперативний теплообмінник 3, для підігріву газу, що надходить із сепаратора третьогоступеня 7, який раніше підігрівався теплоносієм від вогневого підігрівача. Відсепарований газ зсепаратора другого ступеня 6 направляється у рекуперативний теплообмінник 4, дляохолодження вхідного газу із першого ступеня, після чого сухий, очищений газ розділяється надва потоки: один - у вихідний магістральний колектор 8, другий - через редукуючий клапан 10 насепаратор третього ступеня 7, в якому газ теж відділяють від сконденсованої рідинної фази.Очищений холодний газ із сепаратора третього ступеня 7 направляється на рекуперативнийтеплообмінник 3, який підігрівається гарячим потоком із термодинамічного апарату 5 та вжепідготовленим до відповідної якості надходить у вихідний побутовий колектор 9 для подальшого транспортування населенню. Рідина із сепаратора першого ступеня 2, другого ступеня 6 тасепаратора третього ступеня 7 потрапляє у трифазні розділювачі з відповідними тисками.

Технічним результатом є отримання більш низької температури холодного потоку, ніж у звичайному дросельному пристрої, і в той же час отримання гарячого потоку, який можна використати для підігріву газу, що подається у вихідний побутовий колектор, який зазвичай підігрівався теплоносієм за допомогою підігрівача. Також має місце зменшення енерговитрат і експлуатаційних витрат в порівнянні з прив'язкою турбодетандера і підігрівача газу та покращення якості підготовки природного газу з більш тривалим терміном розробки родовища.

Провівши приблизну оцінку економії ресурсів у розрахунку на 7 місяців опалювального періоду, ми визначили, що при використанні вихрової труби на Копилівській ТДПУ можна повністю або частково зекономити за рік понад 75 МВт*год



електроенергії та приблизно 100 тис.м³ природного газу. Крім того підвищиться видобуток конденсату за рахунок більш низької температури сепарації, яку забезпечує вихрова труба.

Отже, використання вихрових труб у складі установок низькотемпературної сепарації дозволить підвищити якість підготовки газу, зменшити витрату енергоносіїв та продовжить період ефективної роботи установки.

Літературні джерела

1. Пат.84048 Україна, МПК F25B 11/00. Установка для низькотемпературної підготовки природного газу / Гутак А.Д.; винахідники Гутак А.Д., Подоляк Т.М., Максименко А.Г., Косяков К.О.; власник Гутак А.Д.; заявл. 03.04.13 ; опуб. 10.10.13, Бюл. № 19. – 5 с. : ил.

УДК 622.276.43

ОПЫТ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

П.В. Виноградов, Н.А. Гаррис, Н.В. Морозова
*ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет»,
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, Космонавтов 1,
корпус 2, к. 409, gidragm@mail.ru*

Основные нефтяные месторождения, на которых добывается около 70% всей нефти в России, перешли в заключительную стадию разработки. Поэтому, все большее значение приобретают вопросы эффективности эксплуатации систем поддержания пластового давления (ППД).

Как правило, система ППД для крупных месторождений представляет собой протяженную, разветвленную сеть трубопроводов, включающую насосные станции, множество гребенок, узлов, задвижек и штуцеров. В процессе эксплуатации



данная система постоянно подвергается изменениям. Подключаются новые участки трубопроводов, изменяется конфигурация сети, заменяются старые участки трубопроводов (зачастую на другие диаметры), происходит постепенный перевод добывающих скважин в фонд нагнетания, изменяется приемистость нагнетательных скважин. Все эти процессы приводят к разрегулированию системы, реализации неоптимальных режимов работы объектов ППД и, следовательно, к необходимости их постоянного регулирования.

Данная задача не является тривиальной в виду ее многомерности. Все объекты системы ППД являются гидродинамически взаимосвязанными между собой и изменение одного параметра в каком-либо элементе (например, изменение диаметра штуцера на устье скважины) приводит к изменению режима работы всей системы. При этом, даже после регулирования, режим работы системы ППД (которая является одним из основных потребителей электроэнергии при добыче нефти) может не являться оптимальным с точки зрения энергоэффективности.

В связи с вышеизложенным, возникает необходимость в прогнозировании динамики изменения параметров системы ППД и оценки показателей ее энергоэффективности.

Так как основные объекты системы ППД (участки сети, блоки водораспределительные, скважины) представляют собой единую гидравлически связанную систему, то модель системы ППД должна обеспечивать совместное решение для всех этих объектов. Применение развернутой физико-математической модели системы ППД не всегда целесообразно, так как такая модель требует ввода большого количества исходных данных, зачастую неизвестных при эксплуатации, кроме того, усложняется процесс адаптации такой модели.

Авторами предлагается упрощенная модель промысла, отражающая, основные физические особенности объекта. Участки трубопроводной сети рассчитываются по уравнению:

$$\Delta P = \frac{Q^2}{A},$$

где ΔP – перепад давления на участке трубопроводной сети, атм;

Q – расход воды на участке, м³/сут;



A – фактическая или расчетная пропускная способность участка, $(\text{м}^3/\text{сут})^2/\text{атм}$.

В случае выраженного перепада высот между началом и концом участка трубопровода, следует также учитывать гидростатический напор. Фактическое значение пропускной способности участка трубопровода определяется по фактическим замерам расхода воды на скважинах, подключенных к данному участку и давления на входе и выходе участка. При расчете коллектора каждый участок трубопровода между точками с известными фактическими давлениями рассматривается как простой трубопровод. При отсутствии информации о давлениях в точках коллектирования для выполнения расчетов принимается допущение постоянства гидравлической эффективности всех участков.

Скважинный штуцер рассчитывается по формуле:

$$\Delta P_o = \frac{Q_o^2}{\hat{A}_o},$$

где Q_o – расход воды для скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$V_{ш}$ – коэффициент штуцера, $\text{атм}/(\text{м}^3/\text{сут})^2$.

В качестве коэффициента $V_{ш}$ принимается величина, полученная в результате усреднения значений, рассчитанных по формуле (2) по фактическим замерам расхода воды, давления до и после штуцера за анализируемый период.

Для нагнетательных скважин, ввиду большого гидростатического давления воды, потерями давления на трение можно пренебречь. Таким образом, скважину можно рассчитывать по формуле:

$$P_{\text{после ш.}} + \rho \cdot g \cdot h_c - P_{\text{пл}} = \frac{Q_{\text{ш}}^2}{\hat{E}_{\text{ш}}},$$

где $P_{\text{после ш.}}$ – давление после штуцера скважины (на устье), атм ;

h_c – глубина скважины по вертикали, м ;

$P_{\text{пл}}$ – фактическое пластовое давление, атм ;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент приемистости скважины, $(\text{м}^3/\text{сут})/\text{атм}$.

Коэффициент приемистости практически не изменяется в процессе нагнетания и его можно принять постоянным. Значение пластового давления принимается на основе данных о его замерах или путем решения системы из уравнения (3), записанного для различных фактических расходов.

Расчет режима работы системы ППД выполняется в два этапа. На первом этапе производится анализ текущего состояния системы по фактическим замерам параметров работы.



Определяются фактические параметры элементов системы (пропускная способность трубопроводов, коэффициенты приемистости скважин, пластовое давление). На втором этапе выполняется расчет режима работы системы ППД с целью определения значений параметров системы для регулирования. Расчет выполняется на основе решения системы уравнений (1), (2) и (3), записываемых для каждой скважины, водораспределительного блока и участков сети. Замыкается система уравнением материального баланса узловых точек.

Задав давление на выходе кустовой насосной станции (КНС) и требуемые расходы на устьях скважин можно получить перепады давления, которые необходимо выставить с помощью штуцеров на устьях скважин для регулирования. Выставив только давление на выходе из КНС, можно определить значения закачиваемых в скважину расходов и, при необходимости, их отрегулировать.

Также авторами разработаны алгоритмы расчета показателей энергоэффективности для трубопроводов системы поддержания пластового давления и системы подготовки и перекачки нефти с учетом внешних влияющих факторов, основанные на уравнениях баланса энергии.

В работе методологически обоснованы параметры, влияющие на энергоэффективность работы трубопроводных систем, приведены методы расчета нормативных и фактических показателей энергоэффективности в условиях ограничения исходной информации. По полученным алгоритмам разработаны программные модули для текущего мониторинга работы систем. Такие меры позволяют оперативно выявлять перерасход энергоресурсов и принимать своевременные решения по его исключению, не ожидая периодического энергоаудита предприятия.

Библиографический список

1 Привалов С. Н. Повышение энергоэффективности на предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь»/ С. Н. Привалов // Инженерная практика. – 2010. – №3. – С. 18-24.

2 Демьянюк Е. Революция на скважине / Е. Демьянюк // Сибирская нефть. –2011. –№83. С. – 36-37.

3 Модернизация насосов ЦНС и программа энергоэффективности // Инженерная практика. -2012. – №9. – С. 46-47.

4 Зуев А. С. Управление энергоэффективностью как инструмент снижения операционных затрат / А. С. Зуев, С. В. Сви́дeрcкий // Новатор. – 2011. – № 44 . – С. 21-23.



УДК 622.276/279

ПРІОРИТЕТНІ ПОЛОЖЕННЯ ПІД ЧАС ПРОЕКТУВАННЯ ТА ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДНО-ПРОМИСЛОВОЇ РОЗРОБКИ МОРСЬКИХ РОДОВИЩ

А.О. Васеньова, О.В. Ластовецька

*Дочірнє підприємство «Науково-дослідний інститут
нафтогазової промисловості» Національної акціонерної
компанії «Нафтогаз України»*

*08132, Київська обл., Києво-Святошинський р-н, м.Вишневе, вул.
Київська, 8*

vasenyova@naukanaftogaz.kiev.ua,

lastovetska@naukanaftogaz.kiev.ua

У світовій практиці ресурси нафти і газу континентального шельфу вже давно стали основним джерелом збільшення видобутку нафти і газу. Частка вуглеводнів, що видобуваються на континентальному шельфі, становить понад чверть світового обсягу видобутку і продовжує зростати.

Україна також володіє значною частиною ресурсів вуглеводнів, що приурочені до шельфу Чорного та Азовського морів і яку поверне собі після тимчасової окупації.

У розрізі сучасних уявлень та згідно із законодавчою базою України дослідно-промислова розробка (далі – ДПР) є одним із етапів освоєння родовища, тривалість якого визначається, виходячи із необхідності вивчення характеристик покладів до такої міри, щоб можливо було визначити оптимальні темпи розробки родовища та її показники. У цьому випадку чим швидше це буде вирішено, тим вигідніше буде для користувача надрами, нафтогазової галузі та країни в цілому. Але надмірне прискорення вивчення родовища, наприклад одночасне закладання багатьох свердловин, може призвести до перевищення необхідних капітальних вкладень. Тому терміни



ДПР і оптимальні темпи вивчення родовища мають визначатись на основі найкращого поєднання цих двох факторів.

З огляду на вимоги існуючого законодавства видобуток під час ДПР не повинен перевищувати 10 % від видобувних запасів, попередньо оцінених Державним балансом запасів корисних копалин на дату затвердження проекту ДПР родовища або покладу. В умовах сучасної цінової політики за потреби у високих капітальних вкладеннях, техніко-економічні показники розробки морських родовищ можуть свідчити про недоцільність її проведення на час ДПР. Тому проектування ДПР необхідно виконувати не тільки на період проведення ДПР за нормами чинного законодавства, але з урахуванням можливого подальшого розвитку подій, тобто визначати доцільність подальшої промислової розробки родовища.

Специфічна особливість уведення в розробку морських родовищ полягає в тому, що вже в період дослідно-промислової розробки необхідно вирішити майже весь комплекс питань, пов'язаних з облаштуванням родовища. Розробка морських родовищ потребує застосування стратегії, яка відрізняється від розробки родовищ на суходолі. Традиційні методи розробки родовищ, що характерні для родовищ суходолу, як показує досвід, не можуть бути застосовані повною мірою для розробки морських родовищ. Освоєння морських родовищ потребує нового, прогресивного підходу до реалізації проектів, які б дозволили в умовах обмежених фінансових можливостях і матеріально-технічних ресурсів забезпечити за короткий період ДПР отримати достатню кількість інформації для підрахунку запасів, отримання стабільного видобутку вуглеводнів, їх транспортування та переробку і найшвидше введення морського родовища в промислову розробку.

Недостатність інформації, отримання якої є основною метою проведення ДПР, під час складання технологічного проектного документу накладає велику відповідальність за прийняття принципових технічних і технологічних рішень. Особливого значення набуває вибір раціональної системи розробки та техніко-технологічних заходів видобування вуглеводнів, оснований на сучасній науково-технічній та



методологічній основі, що буде реалізуватись з науковим супроводом.

На прикладі аналізу проведення ДПР трьох родовищ шельфу Чорного моря та трьох родовищ шельфу Азовського моря шляхом порівняння запропонованих у проектах ДПР заходів тим, що були реалізовані під час ДПР визначено, ефективно чи неефективно, з точки зору отримання достатньої інформації для підрахунку запасів та в подальшому для проектування та проведення промислової розробки родовищ.

Вихідною інформацією слугували наведені у проектах ДПР морських родовищ України відомості про:

- геолого-промислову характеристику родовища, в т.ч. результати досліджень газових та газоконденсатних покладів;
- вивчення газоконденсатних систем, фізико-літологічної характеристики продуктивних відкладів і фізико-хімічного складу газу;
- оперативний підрахунок попередньо розвіданих запасів нафти, газу та конденсату;
- виділення об'єктів розробки (експлуатаційних об'єктів);
- вибір варіантів розробки та результати газодинамічних розрахунків;
- запропоновані системи розташування свердловин, гідротехнічних споруд та рекомендації щодо спорудження свердловин;
- рекомендації щодо інтенсифікації видобутку газу;
- вибір системи підготовки продукції свердловин;
- запропоновані заходи щодо контролю за розробкою та охороною навколишнього природного середовища.

У результаті аналізу ефективності проведення ДПР морських родовищ зроблено такі висновки:

1) в період дослідно-промислової розробки необхідно вирішити весь комплекс питань, пов'язаних з облаштуванням родовища, інфраструктурою обслуговування родовища з урахуванням впровадження заходів з екологічної безпеки, що пов'язано з великим капітальними вкладеннями вже на початку освоєння родовища



2) дотримання етапів і стадій проведення ГРП на нафту і газу є вирішальним для подальшого освоєння, ДПР та промислової розробки родовищ нафти і газу в акваторії. Коректна геологічна модель родовища за результатами 3-D сейсміки та буріння пошукових і розвідувальних свердловин дає можливість спроектувати систему розробки, яка передбачатиме раціональну сітку свердловин, з максимальним охопленням зон дренування для проведення ефективної ДПР, і яка, в подальшому, буде застосовуватись під час промислової розробки

3) перед введенням родовища в ДПР, для її ефективного проведення, необхідно мати коректну геологічну модель і уявлення про гідродинаміку покладів родовища. Створення ПДГТМ під час освоєння морських родовищ, незалежно від величини запасів, необхідно розпочинати одразу після сейсморозвідувальних робіт і оперативно наповнювати цю модель новими фактичними даними

4) ДПР повинна охоплювати всі перспективні поклади (поклади окремих ділянок, блоків) родовища для можливості комплексного підходу до вибору розташування платформ, кількості свердловин на них, системи збору, підготовки і транспортування продукції. Проведення ДПР окремих ділянок не дає можливості скласти уяву про геологічну будову всього родовища і негативно впливає на гідродинаміку продуктивних покладів. В умовах морських родовищ свердловини бурять зі стаціонарних платформ, самопідйомних плавучих і напівпогружних бурових платформ. Тому визначення зон дренування має більш важливе значення в морі ніж на суходолі

5) наявність необхідного облаштування і правильної організації інфраструктури є необхідним для успішного освоєння вуглеводневих ресурсів в акваторії. Тому без їх якісного будівництва в найкоротші терміни, з урахуванням обмеженого терміну використання морських технологічних споруд, неможливо проведення ефективної ДПР і швидке освоєння родовищ.

На основі аналізу проведення ДПР сформовано рекомендації, щодо впровадження заходів з підвищення ефективності проведення ДПР на морських родовищ нафти і



газу України, які на цей час знаходяться в розвідці, освоєнні, консервації тощо та очікують введення в ДПР.

Літературні джерела:

Асланов В.Г., Гацулаєв С.С., Канашук В.Ф. Опытнo-промышленная эксплуатация месторождений природных газов.- М.: Недра. -1977. -264с.

Вяхирев Р.И. Коротаев Ю.П. "Теория и опыт разработки месторождения природных газов". ОАО "Газпром". 1999г.. – 416с.

Закон України "Про нафту і газ" від 12.07.2001 № 2665-III

Положення про порядок організації та виконання дослідно-промислової розробки родовищ корисних копалин загальнодержавного значення, затверджено наказом Міністерства екології та природних ресурсів України 03.03.2003 № 34/м, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 20 травня 2003 року за № 377/7698

ГСТУ 41-00032626-00-016-2000 Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ. Порядок проведення.

Проект опытно-промышленной эксплуатации Голицынского газоконденсатного месторождения в акватории Черного моря. (Отчет), УкрНИИГаз, Харьков, 1979 г., 190 с.

Проект опытно-промышленной эксплуатации Штормового газоконденсатного месторождения, 1984 г.

Уточненный проект опытно-промышленной эксплуатации Штормового газоконденсатного месторождения: Отчет о НИР/ВНИПИморнефтегаз, Симферополь, 1985, 99 с.

Дополнение к уточненному проекту опытно-промышленной эксплуатации Штормового газоконденсатного месторождения, 1986, ВНИПишельф

Доповнення до уточненого проекту дослідно-промислової розробки Штормового газоконденсатного родовища (Західний блок), Львів, УкрДГРІ, 1998 р., 198 с.

Анализ и коррективы проекта ОПЭ Архангельского газового месторождения: Отчет/УкрНИИГаз; И.С. Губарев, А.Ф. Остапенко, и др. – дог.51.451/95-96 – Харьков, 1996, 141 с.

Уточненный проект дослідно-промислової розробки Архагельського газового родовища: Звіт/УкрНДІгаз;



В, Щербина, О. Попівчук та ін.. – дог. 51.803/2005-2005. – Х., 2005, 178

Проект опытно-промышленной эксплуатации Стрелкового месторождения. Фонды ГПП "Черноморнефтегаз", 19 68 р.

Уточненный проект опытно-промышленной эксплуатации Стрелкового месторождения, Харьков, 1975, 262 с.

Проект разработки Стрелкового месторождения. ГПП "Черноморнефтегаз", 1977 г., 173 с

Проект дослідно-промислової розробки Східноказантипського газового родовища. Звіт про НДР. м. Харків, 2001 рік.

Проект дослідно-промислової розробки Північно-Булганацького газового родовища. Звіт про НДР. ЛВ УкрДГРІ, м. Львів, 2002 рік, 154 с.

Доповнення до проекту дослідно-промислової розробки Північно-Булганацького газового родовища. Звіт про НДР. ЛВ УкрДГРІ, м. Львів, 2003 рік, 128 с.

Проект дослідно-промислової розробки Північно-Булганацького газового родовища. Звіт про НДР. ЛВ УкрДГРІ, м. Львів, 2002 рік, 154 с.

Доповнення до проекту дослідно-промислової розробки Північно-Булганацького газового родовища. Звіт про НДР. ЛВ У

УДК 622.279.5

ОЦІНКА ЗАЛИШКОВИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ У ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩАХ

*Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіішин Л.І.
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу, Україна, 76019, Івано-Франківськ,
Карпатська, 15, rengr@iutn.edu.ua*

Більшість родовищ природних газів України вступили в період спадного видобутку газу, частина з яких перебуває на завершальній стадії розробки. Виснажені родовища ще містять значні залишкові запаси газу і визначатимуть рівень його



видобутку в найближче десятиріччя. Складність видобутку залишкових вуглеводнів полягає в їх нерівномірній концентрації в межах продуктивної товщі. Основні запаси залишкового газу приурочені до низькопроникних і слабкодренованих ділянок і некондинційних колекторів, де переважно відсутні видобувні свердловини, а зони пласта з видобувними свердловинами в значній мірі вироблені і характеризуються пониженим пластовим тиском. Різнопроникні ділянки пласта взаємодіють між собою з перетіканням газу між ними.

Для оцінки запасів газу за промисловими даними про розробку родовища використовують метод зниження тиску. Суть його полягає в побудові залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища і обробці промислових даних методом математичної статистики. Для однорідних нестисливих колекторів ця залежність має прямолінійний вигляд і відтинає на осі накопиченого видобутку газу відрізок, який відповідає початковим дренажним запасам газу. Для родовищ з ділянками пласта різної проникності, в тому числі за наявності початкового градієнту тиску, залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу має вигляд кривої лінії, вигнутої до вісі накопиченого видобутку газу. Це пов'язано з поступовим підключенням в розробку різнопроникних ділянок пласта та їх взаємодією з перетіканням газу між ними. Після того, як всі ділянки пласта підключаються в розробку, і процес взаємодії між ними стабілізується, ця залежність набуває прямолінійного вигляду.

Запропонована методика оцінки дренажних запасів газу в родовищі за наявності на залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу прямолінійної ділянки. Для цієї ділянки визначають зведений газонасичений поровий об'єм Ω^* (запаси газу, що припадають на одиницю зведеного пластового тиску) і зведений умовний початковий пластовий тиск $P_{\text{поч.у}}/Z_{\text{поч.у}}$ (відрізок, що відтинається екстраполяванням прямолінійної ділянки на осі зведеного пластового тиску). За значенням Ω^* , $P_{\text{поч.у}}/Z_{\text{поч.у}}$ і поточного накопиченого видобутку газу з родовища $Q_{\text{вид}}(t)$ знаходять зведений поточний пластовий тиск $P_{\text{пл}}(t)/Z(P_{\text{пл}})$,



використовуючи рівняння матеріального балансу для газового родовища в умовах газового режиму розробки. Відтак визначають залишкові запаси газу в родовищі $Q_{\text{зап.зал}}(t) = \Omega \cdot P_{\text{пл}}(t) / Z(P_{\text{пл}})$ і початкові дреновані запаси газу $Q_{\text{зап.поч}} = Q_{\text{зап.зал}}(t) + Q_{\text{вид}}(t)$. Наведена методика оцінки дренованих запасів газу в родовищі з макропроникними колекторами апробована для умов конкретного родовища.

УДК 622.276

ОТРИМАННЯ ДОДАТКОВОГО ОБСЯГУ ГАЗУ З БУФЕРНОЇ ЗОНИ ДАШАВСЬКОГО ПСГ ЗА РАХУНОК ЗАКАЧУВАННЯ АЗОТУ

Є.А. Мельник, О.Г. Драчук

*Дочірнє підприємство «Науково-дослідний інститут
нафтогазової промисловості» Національної акціонерної
компанії «Нафтогаз України»*

*08132, Київська обл., Києво-Святошинський р-н, м.Вишневе, вул.
Київська, 8*

melnik@naukanafiogaz.kiev.ua, drachuk@naukanafiogaz.kiev.ua

В Україні та Європі у зв'язку з необхідністю залучення великих об'ємів газу для опалення, гостро стоїть проблема покриття сезонних піків споживання газу, яка вирішується за рахунок підземних сховищ газу (ПСГ) у виснажених покладах нафти та газу, соляних кавернах тощо. ПСГ дозволяють регулювати сезонну нерівномірність споживання газу, знижувати пікові навантаження, підтримувати гнучкість та надійність постачання газу.

Як відомо, робота ПСГ характеризується двома основними параметрами – об'ємом та потужністю. Перший характеризує ємність сховища – активний і буферний об'єми газу, другий – добову продуктивність під час відбору чи нагнітання газу, а

також тривалість періоду роботи сховища при максимальній продуктивності.

Одним з важливих питань, пов'язаних з ефективним функціонуванням ПСГ, є визначення раціональних режимів роботи ПСГ в періоди закачування та відборів газу, оптимальне використання природної енергії газових покладів і залучення у роботу слабодренованих та недренованих зон.

Геолого-технологічне моделювання може бути ефективним інструментом як для визначення оптимальних технологічних режимів відбору/нагнітання газу, так і для дослідження доцільності та можливості заміщення частини природного газу, що міститься в застійних чи слабо дренованих зонах ПСГ на азот з метою його подальшої реалізації (отримання разового доходу) без порушення проектних режимів функціонування ПСГ. На прикладі Дашавського ПСГ після закінчення сезону відбору газу з ПСГ (1662 млн. м³) і протягом наступних 4-х років (4 цикли нагнітання та відбору газу) автори змодельовали заміщення частини газу, який знаходиться у застійних (периферійних) зонах, на азот. За 4 роки загалом планується замінити азотом 623 млн.м³ природного газу, що становить 20 % від об'єму буферного газу ПСГ. Нагнітання азоту буде проводитись через десять нових свердловин в застійну (слабодреновану) частину ПСГ (рис. 1 а).

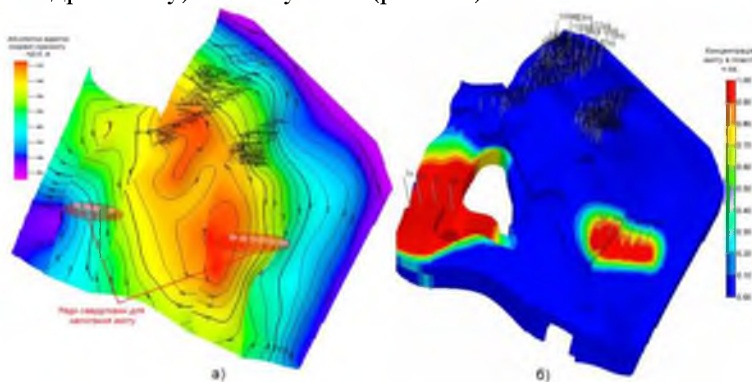


Рисунок 1 – Просторова модель Дашавського ПСГ: а – структурна поверхня горизонту НД-8 із місцями закладання проектних свердловин для нагнітання азоту; б – концентрація азоту в застійних зонах на кінець 4-го циклу нагнітання



Після закінчення сезону відбору природного газу з ПСГ протягом 6-ти місяців проводиться нагнітання азоту в обсязі 155 млн.м³ в буферну зону ПСГ з одночасним нагнітанням природного газу обсягом 1507 млн.м³ в активну зону ПСГ. Нагнітання природного газу проводиться протягом 5-ти місяців з метою подальшого урівноваження гідродинамічної системи. Даний процес повторюється протягом ще 3-х років (3-х циклів нагнітання та відбору). На рис. 2 наведено динаміку основних показників роботи ПСГ.

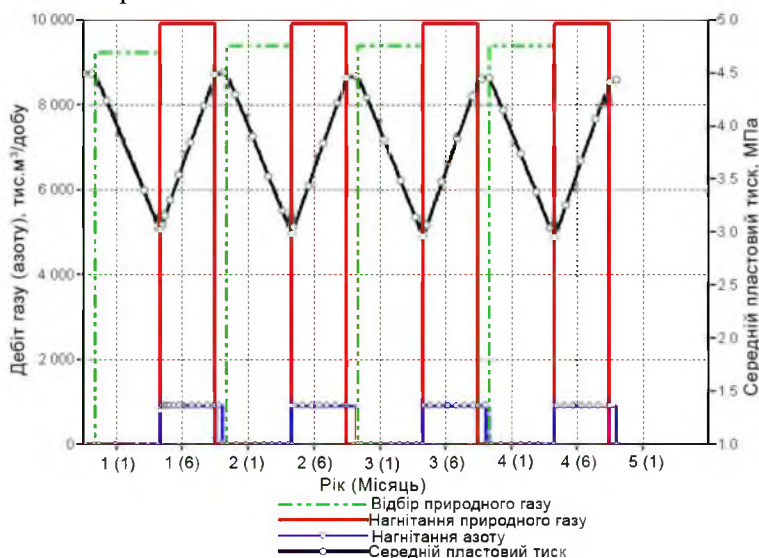


Рисунок 2 – Динаміка зміни основних показників роботи ПСГ під час моделювання нагнітання азоту

За результатами моделювання визначено, що протягом 4-х проектних років вдасться додатково вилучити 740 млн.м³ природного газу, тобто, окрім 155 млн.м³ заміщеного газу на азот, протягом кожного з циклів відбору додатково буде відбиратися 30 млн.м³ природного газу з активної зони ПСГ. На рис. 1б наведено концентрацію азоту в буферній зоні Дашавського ПСГ на кінець 4-го циклу нагнітання.

Таким чином, використання геолого-технологічного моделювання дає змогу визначити умови для отримання одноразового доходу від реалізації природного газу,



вивільненого за рахунок його заміщення азотом без порушення проектних технологічних режимів роботи ПСГ, тобто ефективніше використовувати наявні в ПСГ ресурси природного газу.

Отримані результати можуть бути використані для підвищення ефективності використання ресурсів інших вітчизняних ПСГ.

УДК 658.5

КОНЦЕПЦІЯ MES І АВТОМАТИЗАЦІЯ УПРАВЛІННЯ ГТС

**В.Ф. Чекурін¹, М.Г. Притула², Ю.В. Пономарьов²,
О.М. Химко³**

*¹Інститут прикладних проблем механіки і математики ім.
Я.С. Підстригача НАН України, вул. Наукова 3-б, Львів, 79060,
e. mail: chekurin@iapmm.lviv.ua*

*²Науково-дослідний і проектний інститут транспорту газу ДК
Укртрансгаз, вул. Маршала Конєва, 16, Харків, 61004, e. mail:
myroslav.prytula@gmail.com*

*³Національний університет «Львівська політехніка», вул.
С. Бандери, 12, Львів, 79000*

Газотранспортна система це складний комплекс магістральних газопроводів і підземних сховищ газу, оснащених компресорними станціями та іншим технологічним обладнанням. Складові частини ГТС у сукупності утворюють цілісний інженерний об'єкт, функціонування якого визначають різномірні за своєю природою процеси — фізичні, технологічні, інформаційні та комерційні. Щоб ефективно керувати роботою цієї системи необхідна автоматизація як технологічних процесів, так і процесів управління на оперативному і стратегічному рівнях.

Для актуального стану ГТС України властива інформаційна несумісність процесів, які реалізуються на різних рівнях. Вона спричинена відсутністю єдиної науково-обґрунтованої концепції



автоматизації управління ГТС та застосуванням інформаційно несумісних засобів автоматизації різних об'єктів і процесів. Це істотно ускладнює доступ до технологічної інформації користувачів оперативного та стратегічного рівнів управління.

Подібна ситуація склалася була у виробничому секторі США та розвинених країн Європи у середині 80-х років минулого століття. У відповідь на цей виклик було розроблено методологію управління виробничими підприємствами, яка базується на п'ятирівневій моделі управління підприємствами PERA (Purdue Enterprise Reference Architecture) [1]. Цю методологію представляють два стандарти США ANSI/ISA-88 [2] та ANSI/ISA-95 [3].

Згодом додатково були створені два набори схем XML. Перший під назвою BatchML, який розширює стандарт ANSI/ISA-88 [4], а другий, B2MML (англ. Business to Manufacturing Markup Language) — розширення стандарту ANSI/ISA 95 [5]. Це забезпечило можливості реалізації згаданих стандартів із використанням технологій WWW.

Стандарти ANSI/ISA-88 та ANSI/ISA 95, разом із їхніми XML-розширеннями, надають концептуальну основу, в рамках якої, застосовуючи сучасні комп'ютерні та інформаційно-комунікаційні-технології, можна вирішувати проблему автоматизації управління ГТС комплексно. Цей підхід, відомий як TIA (англ. Totally Integrated Automation) [6], означає, що задачі автоматизації різних рівнів управління, починаючи від окремих технологічних агрегатів, дільниць та цехів і закінчуючи управлінням корпорацією, розглядаються як взаємопов'язані. Виходячи із цього система автоматизації корпорації розглядається як цілісний програмно-технічний комплекс, який забезпечує автоматизацію функцій управління по всій вертикалі — від рівня керування технологічними процесами, аж до управління бізнес-процесами. Завдяки цьому природним чином досягається неперервність інформаційних потоків у обох напрямках цієї вертикалі, а також у горизонталях управління на кожному рівні. За такого підходу інформація передається у цифровій формі й автоматично перетворюється при переході з одного рівня управління на інший відповідно до потреб користувачів цього рівня.



Подібний підхід розвиває, зокрема, фірма SIEMENS. Програмний продукт SIMATIC IT, який вона пропонує, дозволяє реалізувати концепцію ТІА згідно зі стандартом ISA-95 [7].

Проте застосування підходу комплексної автоматизації управління газотранспортною системою вимагає значних інвестицій. Тому проведення реконструкції ГТС України на засадах тотальної автоматизації управління на даному етапі є недоцільне. Модернізацію управління ГТС слід проводити поетапно зі збереженням вже існуючих засобів автоматизації окремих об'єктів і процесів шляхом впровадження каналів електронного обміну даними, створення централізованого сховища даних та інформаційно-аналітичної системи, яка здійснює тематичну обробку та аналіз інформації відповідно до потреб користувачів на усіх рівнях управління і надає їм віддалений доступ до цієї інформації за їхніми запитами.

Це можна реалізувати шляхом створення комп'ютеризованої системи диспетчерського управління ГТС за методологією MES та з використанням Web-технологій.

MES – комп'ютеризовані системи оперативного управління виробництвом (абревіатура від англ. Manufacturing Execution Systems). Призначення MES — підвищення ефективності виробництва шляхом надання інформаційної та інтелектуальної підтримки суб'єктам виробничого процесу, відстеження та документування їхньої активності, встановлення зв'язків апарату управління корпоративного рівня з безпосереднім виробництвом тощо. Тож однією із основних функцій MES ГТС має бути трансляція технологічної інформації на адміністративний рівень та передавання інформації у зворотному напрямку з корпоративного на оперативний рівень і перерозподіл її звідти в розподілену систему газотранспортних підприємств, підрозділів, технологічних об'єктів. Реалізація такого підходу забезпечить неперервність інформаційних потоків як у горизонтальних напрямках, так і на вертикалі «керування технологічними процесами – оперативне управління виробництвом – управління бізнес-процесами».

Проте ГТС є специфічним класом виробничих систем. Тому існуючу методологію MES неможливо формально перенести, користуючись досвідом та практикою її застосування до



класичних виробничих систем дискретного, серійного чи неперервного циклів.

Тому, щоб ефективно застосовувати MES у газотранспортній системі необхідно зіставити структуру, визначальні процеси та функції управління ГТС з моделями, які використовували під час розроблення стандартів MES і, за потреби, внести відповідні зміни до парадигми MES. Різні аспекти цієї проблеми розглядалися, зокрема, у публікаціях [8-12]

У доповіді розглядається структура програмно-технічного комплексу для автоматизації управління ГТС. Складовими комплексу є програмно-технічні системи (ПТС) для управління: транспортуванням газу (СУТГ), підземними сховищами газу (СУПСЯ), технічним обслуговуванням та ремонтами (СУТОР). Визначено структуру і функції усіх ПТС. Зокрема до складу СУТГ входять СУК — система управління конфігурацією, СУО — система управління обладнанням, СУП — система управління потоками та СУЯ — система управління якістю газу.

1. Williams T. J. "The Purdue enterprise reference architecture.— Computers in industry, 1994, Vol 24 (2). p. 141-158.

2. ISA-88: the international standard for flexibility in production.— <http://www.isa-88.com/index.php>.

3. MESA International. Resource Library// <https://services.mesa.org/ResourceLibrary>.

4. Batch Markup Language (BatchML) .— http://www.isa.org/Content/NavigationMenu/General_Information/Partners_and_Affiliates/WBF/Working_Groups2/XML_Working_Group/BatchML/BatchML.htm.

5. Business To Manufacturing Markup Language (B2MML) — http://www.isa.org/Content/NavigationMenu/General_Information/Partners_and_Affiliates/WBF/Working_Groups2/XML_Working_Group/B2MML/B2MML.htm.

6. OPS Technical Overview. OPS Fondation.— <http://www.pacontrol.com/download/OPC-overview.pdf>.

7. SIMATIC IT —для построения MES систем. От планирования к производству. информация по продукту. Siemens.— http://www.siemens.com/simatic_it.



8. Чекурін В. До побудови програмної системи для моделювання та оптимізації процесів транспортування природного газу// Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології, 2007, №5,- С. 158-169.

9. Чекурін В. Ф., Притула М. Г., Химко О. М. Структура та функції інтегрованого програмно-технічного комплексу для автоматизації управління газотранспортною системою // Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Автоматика, вимірювання та керування . - 2013. -№ 774.-С.51-60.

10. Чекурін В., Притула М., Химко О. Математична модель структури газотранспортної системи// Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології . - 2013. - № 771. - С. 187-196.

11. Чекурін В., Притула М., Химко О. Моделювання архітектури та функціональності програмно-технічного комплексу для автоматизації управління магістральними газопроводами// Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології, 2013, №18,- С. 209-218.

12. Чекурін В.Ф., Притула М.Г., Химко О.М. Методологія MES і комп'ютеризація управління ГТС// Вісник Національного університету „Львівська політехніка”. Комп'ютерні системи та мережі//2014, №806.– 275-283.

УДК 621.372.061:517.3

МАСОПЕРЕНОС В ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТАХ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ. ФРАКТАЛЬНИЙ ПІДХІД

Я.Д. Пянило, Н.Б.Лопух

*Центр математичного моделювання Інституту прикладних
проблем механіки і математики ім.Я.С.Підстригача НАН
України Вул.Дж. Дудаєва,15 м. Львів Україна Тел.. 261-18-86
email: pjanylo@cmm.lviv.ua*

Вступ. Актуальною проблемою математичного моделювання є проблема адекватності математичних моделей досліджуванім об'єктам. Очевидно, що повний опис природних процесів і полів способом сучасного математичного моделювання неможливо тільки за допомогою формул класичної



математики. Новий імпульс розвитку теорії складних систем дала ідея самоподібності (автомодельності, скейлінга). На ідеї самоподібності виросла концепція фракталів, яка є основою молоді теорії хаосу, та й цілком «дорослі» напрями природничих наук - від космології до фізики мікросвіту - наскрізь просякнуті ідеєю самоподібності.

Теорія фракталів розглядає замість цілочисельних мір - дробові і базується на нових кількісних показниках у вигляді дробових розмірностей D і відповідних фрактальних сигнатур. Відносно дробових операторів можна відзначити наступне. Задовго до введення поняття динамічної системи дробового порядку і появи праць про фрактальну природу реальних об'єктів, було відмічено, що поведінка деяких процесів і об'єктів (поширення тепла, в'язкопружні властивості матеріалів, дифузія та ін.) не вкладається в рамки традиційного опису за допомогою диференціальних рівнянь цілого порядку. Більш точно ці процеси і об'єкти кількісно описуються операторами дробового інтегродиференціювання (ДІД), ${}^c D_t^\alpha$ де $-1 < \alpha < 1$.

Похідна дробового порядку - це нелокальна характеристика функції, яка залежить не тільки від поведінки функції в околиці даної точки x , але і від прийнятих нею значень на всьому інтервалі (a, x) (або (x, b)). Ця нелокальність означає, що зміна щільності потоку частинок залежить не тільки від її значень в околиці даної точки (як це має місце у випадку нормальної дифузії або класичної теплопровідності), але і від її значень у віддалених точках простору. Випадковий процес, швидкість зміни щільності якого залежить від значень щільності в попередні моменти часу, називається середітарним. Такі процеси зручно описувати рівняннями, що містять дробову похідну за часом. Порядок похідної за часом визначається величиною α , що характеризує топологію даної множини.

Що стосується просторової дробової похідної, то вона входить до складу диференціального рівняння переносу, якщо розподіл Гаусса класичного броунівського руху замінити більш загальним стійким імовірнісним розподілом Леві. Експериментально доведено, що в деяких неоднорідних середовищах процеси переносу не можуть бути описані законом Фіка і рівнянням теплопровідності, експериментальні дані свідчать про наявність великих «хвостів», пов'язаних з польотами Леві. Останні відносяться до випадкових блукань зі зміщеннями частинок, розподілених у відповідності з стійкими законами Леві. Просторово-дробове рівняння аномальної теплопровідності (дифузії) можна отримати, виходячи з



універсального рівняння (Паулі), або на підставі моделі випадкових блукань, переходячи до макромасштабних меж.

До числа відкритих і невіршених завдань, пов'язаних з дробовим інтегродиф-ференціювання, слід віднести: створення ефективних методів, алгоритмів і програм вирішення нелінійних інтегро-диференціальних рівнянь нецілого порядку; розвиток числових методів, адаптованих до вирішення практичних завдань та їх реалізація; розробка методів вирішення та комп'ютерного моделювання інтегро-диференціальних рівнянь змінних нецілих порядків із заданими початковими і крайовими умовами; розвиток методів структурної і параметричної ідентифікації динамічних систем, математичні моделі яких містять інтегро-диференціальні оператори нецілих порядків, тощо.

Метою роботи є застосування дробового числення для дослідження процесів масопереносу в складних технологічних об'єктах газотранспортних систем, зокрема, руху газу в трубопроводах та фільтрації газу в пластах підземних сховищ.

Визначення дробових похідних. Оператор дробової похідної у термінах Капуто визначається так:

$${}^c D_{\tau}^{\alpha} = \frac{{}^c \partial^{\alpha}}{\partial \tau^{\alpha}} \varphi(\tau) := \frac{1}{\Gamma(m+1-\alpha)} \int_0^{\tau} \frac{\partial^{m+1}}{\partial \xi^{m+1}} \varphi(\xi) (\tau-\xi)^{\alpha-m} d\xi,$$

де $m = [\alpha]$, $[\cdot]$ – ціла частина дійсного числа, а в термінах Рімана-Ліувіля -

$$D_{\tau}^{\alpha} = \frac{{}^r \partial^{\alpha}}{\partial \tau^{\alpha}} \varphi(\tau) := \frac{1}{\Gamma(m+1-\alpha)} \frac{\partial^{m+1}}{\partial \xi^{m+1}} \int_0^{\tau} \frac{\varphi(\xi)}{(\tau-\xi)^{\alpha-m}} d\xi.$$

Між похідними Капуто і Рімана-Ліувіля має місце наступний зв'язок

$${}^c D_{\tau}^{\alpha} \varphi = D_{\tau}^{\alpha} \varphi - \sum_{k=0}^m \frac{\tau^{k-\alpha}}{\Gamma(k-\alpha+1)} \frac{\partial^k}{\partial \tau^k} \varphi.$$

Опис процесів масо переносу. Процес масопереносу в пористих середовищах розглядається на прикладі фільтрації газу та рідини, яка описується рівнянням з дробовою похідною за часовою змінною

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kh}{\mu\chi} \frac{\partial p^I}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{kh}{\mu\chi} \frac{\partial p^I}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{kh}{\mu\chi} \frac{\partial p^I}{\partial z} \right) = 2mh \left(\frac{{}^c \partial^{\alpha}}{\partial \tau^{\alpha}} \left(\frac{p}{\chi} \right) + 2qp_{at} \right)$$



Моделювання процесу руху газу в трубопроводах.
Процес руху газу в трубопроводах в нестационарному неізотермічному режимі описується взаємопов'язаною системою диференціальних рівнянь у дробових похідних

$$\frac{{}^c \partial^\alpha (\rho v)}{\partial \tau^\alpha} + \frac{\partial}{\partial x} (p + \rho v^2) = -\rho \left(\frac{\lambda v |v|}{2D} + g \frac{dh}{dx} \right),$$

$$\frac{{}^c \partial^\alpha \rho}{\partial \tau^\alpha} + \frac{\partial}{\partial x} (\rho v) = 0,$$

$$\frac{{}^c \partial^\alpha (\rho E)}{\partial \tau^\alpha} + \frac{\partial}{\partial x} \rho v \left(E + \frac{p}{\rho} \right) = \frac{4k(T_{ep} - T)}{D} - \rho v g \frac{dh}{dx},$$

Обчислювальний експеримент. Апробація отриманих теоретичних результатів проводилась на даних Дашавського підземного сховища газу та трубопроводі, довжиною 100 км, діаметром 1.388 м. Результати обчислень подані на рис. 1 та рис.2.

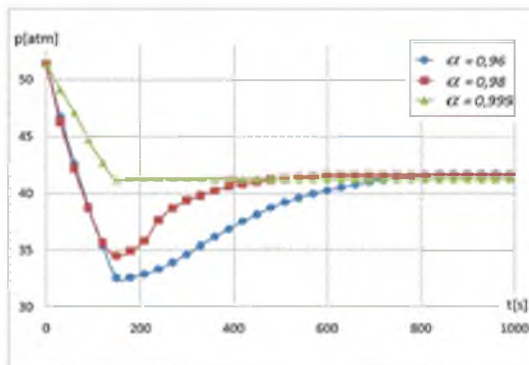


Рис.1. Значення тисків газу в околі свердловин для різних значень порядку дробової похідної α .

Висновки

З аналізу отриманих результатів випливає, що показник дробової похідної має значний вплив на параметри масопереносу.

Як видно з рис 1, застосування дробової похідної дає можливість більш адекватно описувати процес відбирання газу зі сховищ – падіння тиску в околі свердловини відбувається природним чином.

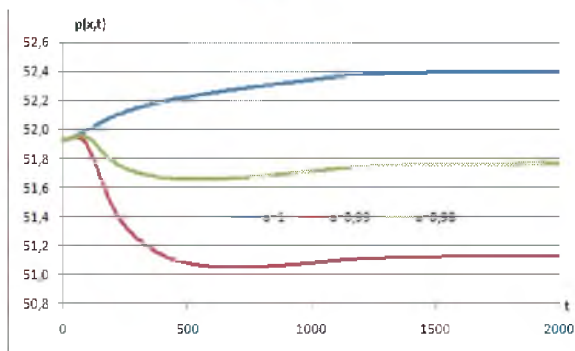


Рис. 2. Значення тисків газу в трубопроводі, довжиною 100 км на віддалі 50 км від початку для різних значень порядку дробової похідної α .

Література

1. Самко С.Г., Килбас А. А., Маричев О. И. Интегралы и производные дробного порядка и некоторые их приложения. Минск: Наука и техника, 1987. — 688 с.
2. В.В.Васильев, Л.А.Симак. Дробное исчисление и аппроксимационные методы в модели-овании динамических систем. Научное издание НАН Украины, — Киев, 2008 — 256 с.
3. Псху А.В. Уравнения в частных производных дробного порядка Научно-исследовательский ин-т приклад, математики и автоматизации Кабардино-Балкарского научного центра РАН. - М. : Наука, 2005. - 199 с.
4. Нахушев А.М. Дробное исчисление и его применение. М.: Физматлит, 2003. 272 с.



УДК 622.692.4+622.691.24

ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГТС (програмний комплекс)

**Н.М.Прытула^{1,2}, О.Д.Гринів², М.Г.Прытула²,
О.М.Химко³**

¹*Інститут прикладних проблем механіки і математики ім.
Я.С. Підстригача НАН України, вул. Наукова 3-б, Львів, 79060,
e.mail: nazar.prytula1@gmail.com*

²*Науково-дослідний і проектний інститут транспорту газу ДК
Укртрансгаз, вул. Маршала Конєва, 16, Харків, 61004, e.mail:
myroslav.prytula@gmail.com*

³*Національний університет «Львівська політехніка», вул.
С. Бандери, 12, Львів, 79000*

Задачі прогнозування нестационарних режимів як і формування параметрів керування газопотоками, з математичної точки зору, відносяться до розв'язування систем нелінійних рівнянь математичної фізики з граничними умовами, які формуються багатьма обмеженнями на параметри газодинамічних процесів та критеріями оптимальності газодинамічних процесів, які проходять в газотранспортній системі. Такі задачі відносяться до задач оптимального керування нелінійними процесами з розподіленими параметрами (дискретно і неперервно), теорія яких ще на сьогодні не є розробленою. І тому, для розробки системи формування параметрів керування газопотоками, необхідно розробляти максимально адекватні і обґрунтовані підходи. При розробці системи важливим є те, що вхідні дані формуються на основі слабо прогнозованих даних. Для таких випадків потрібно розробляти спеціальні підходи для пошуку оптимального керування.

Основними задачами оптимального керування газотранспортними системами є наступні: перевід системи із одного стану в інший, наперед заданий, із врахуванням усталеного руху газу в кожному зі станів; підтримка заданого стану системи в технологічних межах при різноманітних



збуреннях вхідних даних; перевід системи в заданий стан, чи підтримка фіксованого стану при одночасному виконанні умови мінімуму сумарних затрат.

Моделювання нестационарних режимів ГТС. Математична модель газотранспортної системи формується на основі її технологічної схеми [1-5]. Структурні властивості технологічної схеми впливають як на розмірність системи рівнянь – моделі системи, так і складність її розв'язування. Проведені числові експерименти показали, що деякі перетворення технологічної схеми як граф – схеми забезпечують більшу стійкість методу і зменшують час розв'язування відповідних систем. Основними такими операціями над графами є об'єднання ребер та стягування ребер і підграфів у вершину. Важливою є послідовність проведення операцій. Суттєві обмеження на операції та їх послідовність накладають наявні граничні умови. Оскільки процес розв'язування задач вимагає максимальної автоматизації, то виникає потреба у побудові алгоритмів повної автоматизації процесу редагування вихідних технологічних схем перед моделювання газодинамічних процесів, які на них проходять.

Побудова розрахункових технологічних схем. Очевидним є той факт, що розрахунковий граф технологічних схем не повинен містити ребер нульової протяжності чи діаметру, тому такі ребра ототожнюються з однією із вершин. Доцільно також розглядати послідовність ребер, які мають однаковий діаметр, як одне ребро. Тобто, якщо довільні суміжні ребра $e_j = (v_{i-1}, v_i)$, $e_{j+1} = (v_i, v_{i+1})$ мають однаковий діаметр $|D_{e_j} - D_{e_{j+1}}| < \varepsilon_D$, де ε_D - допустиме відхилення значень діаметру, то їх можна замінити одним ребром $e_j^* = (v_{i-1}, v_{i+1})$, вилучивши з графу вершину v_i , ребра e_j та e_{j+1} та присвоївши значення протяжності нового ребра рівним сумі двох об'єднаних $L_{e_j^*} = L_{e_j} + L_{e_{j+1}}$, а $D_{e_j^*} = D_{e_j}$.

Певним параметром, який спростить систему рівнянь, є L_{sh} – мінімальна довжина ребра у графі. Якщо довільне ребро є коротшим, ніж L_{sh} , то ним нехтується (ребро ототожнюється з вершиною). Це зменшує кількість ребер, а, отже, й кількість рівнянь. До вибору величини L_{sh} треба поставитись обережно, з огляду на те, щоб геометричний об'єм ребер стягнутого графа незначно відрізнявся від оригінального графа ГТС, а також щоб суттєво не змінилась топологія (з огляду на це передбачена



також функціональність встановлення значення, яке вказуватиме на заборону стягування ребра у точку, навіть попри те, що $L < L_{sh}$). Тому для кранів (усіх типів), які містять умову про зміну стану (закритий/відкритий) існує глобальний прапорець, який вказує на те, щоб автоматично зробити сусідні ребра до такого крану такими, які не стягуватимуться.

Слід також зазначити, що певні розрахункові параметри вершини v (тиск, чи надходження/відбирання газу), яка вилучається з графу (коли довжина її ребра нульова або менша L_{sh}), слід врахувати у вершині початку $v_{поч}$ або кінця $v_{кін}$ результуючого ребра e_R . В алгоритмі реалізоване правило вибору вершини, враховуючи відстані до відповідних вершин, тобто якщо $L(v, v_{поч}) \leq L(v, v_{кін})$, то зміни внесуться у вершину $v_{поч}$.

Характеристика програмного модуля розрахунку нестационарних режимів ГТС. Математична модель ГТС для розрахунків нестационарних режимів включає моделі всіх об'єктів, які представлені на детальних технологічних схемах. Для забезпечення більшої швидкодії та стійкості методу розроблено алгоритм автоматичної модифікації технологічної схеми за параметрами (які можна міняти), що дозволяє суттєво пришвидшити знаходження результатів моделювання з передбачуваною його точністю. Розрахунок параметрів нестационарних режимів проводиться з точністю співмірною із точністю вимірювання режимних параметрів для ділянок газопроводів, які проходять по пересіченій місцевості. Перед проведенням моделювання передбачено “посадку” системи на нестационарний режим. В режимі “ручного” керування газопотоками користувачу є доступними всі основні параметри керування компресорними станціями (продуктивність, оберти відцентрових нагнітачів, параметри газу на його входах та виходах тощо).

Метод працює із врахуванням попередньо сформованого регламенту та з врахуванням наявних технічних та технологічних обмежень, а також адаптивний до швидкості зміни газодинамічних параметрів. Перед проведенням моделювання передбачена функціональність - “посадка” системи на нестационарний режим.

Система формування параметрів керування потоками газу. В напрямку керування нелінійними газодинамічними процесами в складних системах з нечітким



прогнозом не існує математичних теорій. Для керування в умовах з нечітким прогнозом розроблені принципи оптимального керування, які є адаптивними до реальних змін в системі і тісно пов'язані з динамікою зміни прогнозних параметрів, параметрів гідравлічного, технологічного та технічного стану об'єктів.

Основною ціллю керування є забезпечення постійного руху системи (з регульованою швидкістю) в напрямку деякого оптимального, при постійних змінних умовах у динамічних технологічних межах (які розраховуються, виходячи з критеріїв оптимальності функціонування системи).

Характеристика програмного модуля формування параметрів керування газопотоками: керування формується за умов досягнення технологічних меж, меж областей та коридорів зміни контрольованих параметрів; технологічні межі формуються на основі прогнозу поступлення/відбирання газу та критеріїв оптимального керування; можливі варіанти роботи в автоматичному та діалоговому режимі з вибором варіантів; автоматичний режим формує регламент роботи компресорних станцій самостійно; оптимальну багатопараметричну траєкторію руху газодинамічних процесів формує алгоритм оптимального планування режиму на основі прогнозної інформації; швидкість перехідних нестационарних процесів регулюється швидкістю зміни параметрів газу на входах та виходах системи.

Розроблені та апробовані на реальних даних методи формування параметрів оптимального керування газопотоками в ГТС за умов нечіткого прогнозування, алгоритми оптимального керування перехідними режимами за умов оптимального планування режимів роботи ГТС та алгоритми формування параметрів оптимального керування.

1. Сарданашвили С. А. Расчетные методы и алгоритмы/ Сарданашвили С. А. – Москва: Изд-во “Нефть и газ”, 2005. – 577 с.

2. Селезнев В. Е. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем/ Селезнев В. Е., Алешин В. В., Клишин Г. С. – Москва : Едиториал УРСС, 2002. – 448 с.

3. Бобровский С. А. Трубопроводный транспорт газа/ Бобровский С. А. Щербаков С. Г., Яковлев Е. И. – Москва: Наука, 1976. – 475 с.

4. Ю.Сінчук. Моделювання роботи кранів на магістральних газопроводах/ Ю.Сінчук, Н. Притула, М. Притула // Вісник Національного університету “Львівська політехніка”: Комп'ютерні науки та інформаційні технології. – Львів, – 2010. – №663. – С. 216–222.



5. Ю.Сінчук, Н. Притула, М. Притула. Моделювання нестационарних режимів газових мереж// Вісник Національного університету “Львівська політехніка”. Комп’ютерні науки та інформаційні технології. – Львів, – 2010. – №663. – С. 128–132.

УДК 622.692.4+622.691.24

ПЛАНУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

***Н.М.Притула^{1,2}, О.Д.Гринів², А.В.Дацюк³, В.А.Фролов³,
С.В.Гладун³***

*¹Інститут прикладних проблем механіки і математики ім.
Я.С. Підстригача НАН України, вул. Наукова 3-б, Львів,
79060, e.mail: chekurin@iapmm.lviv.ua*

*²Науково-дослідний і проектний інститут транспорту
газу ПАТ Укртрансгаз, вул. Маршала Конєва, 16, Харків,
61004, e.mail: nazar.prytula1@gmail.com*

*³ПАТ “Укртрансгаз”, Кловський узвіз, 9/1, Київ, 01021,
e.mail: gladun-sv@utg.ua*

Методи планування оптимального розподілу потоків в системах мережевого типу з компресорними станціями (активними об’єктами) з газопроводами із різними номінальними тисками в літературі є відсутніми. Такі методи розроблялися для газотранспортних систем з простою технологічною схемою одно- та багато-ниткових магістральних газопроводів. Оптимізація в одностанційних системах магістральних газопроводів, в основному, проводиться способом вибору тиску близького до максимальних на виходах активних об’єктів. В загальному випадку, в умовах непроектованих режимів та існування регуляторів тиску і витрати, методи планування суттєво ускладнюються.

Всі об’єкти, які приймають участь в транспортуванні та зберіганні газу – технологічні об’єкти, об’єднані в єдину технологічну систему трубопроводами з довжинами від кількох



метрів до ста і більше кілометрів та діаметрами, які мають від 100 до 1420 мм. Більшість ділянок газопроводів прокладені на певній глибині, а незначна частина проходять над поверхнею землі. Рельєф траси прокладання трубопроводів є змінним і на десятках кілометрів може мінятися до 800 і більше метрів. Робочий тиск в трубах досягає до 7.5 МПа. Компресорна станція (КС) може складатися із декількох цехів. Досить часто цехи відрізняються типом газоперекачуючих агрегатів (ГПА) як за потужністю (від 4.0 до 27.0 МВт), так і типом приводу (електропривід, газотурбінна установка) для відцентрового нагнітача. На багатьох підземних газосховищах працюють компресори поршневого типу. Технологічні схеми окремих КС можуть забезпечити її роботу в дві – три ступені. Для стабільного забезпечення газом, особливо в осінньо – зимовий період, служать підземні сховища газу. Газ зберігається в пластах – колекторах, які являють собою неоднорідне пористе середовище. Глибина залягання пластів колекторів коливається в межах 350-2500 метрів. Структура порового середовища, об'єми зберігання газу та кількість свердловин, через які нагнітають (відбирають) газ, для кожного газосховища є різними.

Розрахунок оптимального режиму проводиться, в основному, за критерієм - мінімум паливно – енергетичних затрат. Оптимізація режимів полягає у виборі топології ГТС, компресорних станцій, а також у виборі оптимального набору ГПА за типами в багатоцехових КС з різнотипними ГПА, які і забезпечать мінімум паливного газу на режим. В результаті розрахунку оптимального режиму отримуємо: потоки газу та його параметри (витрату, розподіл тисків та температури) на кожній ділянці, перемичці, КС і т.д.; тиск та температуру газу в кожній точці системи; режим роботи КС (режим роботи ГПА та параметри газу на його вході та виході, сумарну потужність та затрати паливного газу чи електроенергії); інтегральні характеристики режиму – сумарні затрати паливно – енергетичних ресурсів, об'єм акумульованого газу в системі; перелік КС, задіяних в режимі; перелік ПСГ та ГВС, задіяних в оптимальному режимі.



Стосовно рівня автоматизації процесу розв'язування оптимізаційних задач [1-3] слід зазначити, що автоматизація процесу зміни топології, як математична задача, в повній мірі для такої складної системи як ГТС України, в загальному випадку, є нерозв'язною. Її ефективно вдається розв'язати для певних підсистем ГТС, зокрема – багатониткових газопроводів. Розглядаються цілком нові задачі – задачі оптимального планування реконструкції ГТС за умов слабкої прогнозованості сценаріїв їх завантаженості, а відповідно і розвитку. Отримані результати розрахунку оптимального технологічного режиму роботи ГТС, які є основою для отримання вхідних даних при визначенні обсягів та термінів модернізації ГТС в залежності від різних сценаріїв її завантаження.

Методи оптимізації. Для побудови швидких алгоритмів пошуку оптимального режиму ГТС досліджені його властивості для окремих об'єктів та типових підсистем. Серед типових підсистем розглянуто окремих газопровід, систему магістральних газопроводів, які об'єднані в єдину систему з регулюючою арматурою з різними номінальними тисками при наявності підземних газосховищ. Окремо досліджені багатоцехові КС з різнотипними ГПА, які відрізняються як за потужністю, так і типами приводів (газотурбінні чи електроприводні). Зазвичай, в складних дискретно-неперервних системах не обійшлося без переборних алгоритмів. Для суттєвого зменшення складності алгоритмів були використані встановлені властивості оптимального розв'язку, що забезпечило максимальне зменшення області існування оптимальності.

Планування режимів роботи ГТС та його об'єктів. Структура однієї із основних задач програмного комплексу (рис.1) включає декілька програмних модулів, які розв'язують базові задачі транспортування та зберігання газу.

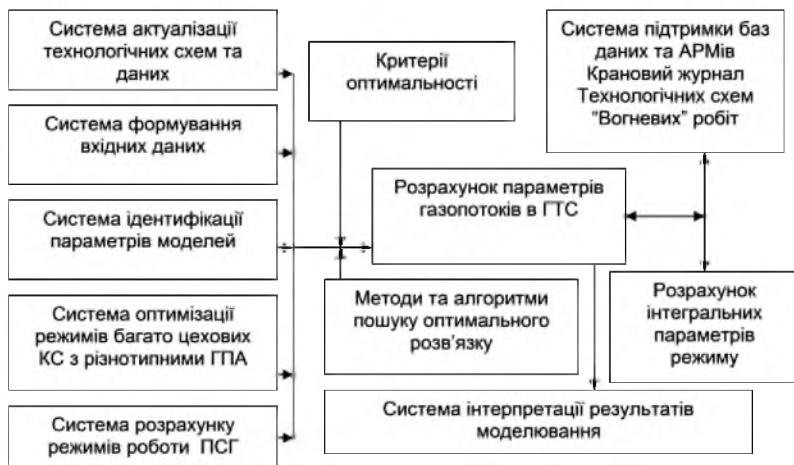


Рис. 1. Основні функціональні підсистеми планування режимів роботи ГТС

Основні параметри програмного комплексу: в розрахунковий процес входить біля 100 тисяч графічних об'єктів, що дозволяє проводити розрахунок всієї газотранспортної системи України на детальних технологічних схемах; завантаження всієї технологічної схеми проходить декілька секунд; метод розрахунку не прив'язаний до типу математичного представлення об'єктів, що дозволяє процес моделювання проводити на максимально адекватних моделях, без їх спрощень, та включати нові об'єкти з моделями, які є відмінними від існуючих; збіжність методу гарантується при старті його роботи з нульових початкових умов (методи розв'язування систем нелінійних рівнянь є не градієнтного типу); швидкість розрахунку всієї газотранспортної системи України проходить за декілька секунд, що дозволяє розв'язувати оптимізаційні задачі згідно всіх основних критеріїв оптимальності; доступність до всіх газодинамічних параметрів та режимних параметрів роботи КС (можливе корегування режимів роботи КС).

Розроблений програмний комплекс пройшов багаторічну апробацію в процесі її експлуатації на реальних даних та в



реальних умовах роботи ГТС. Він призначений для проведення моделювання (планування) режимів роботи газотранспортної системи України при заданих прогностичних вхідних сценарних даних з можливостями їх корегування перед процесом моделюванням чи його завершення.

Управління даними і процес моделювання, включаючи пошук оптимальних режимів роботи основних елементів ГТС та системи в цілому, максимально автоматизовано (не вимагає додаткового втручання користувача), що дає можливість швидко отримувати результати моделювання та оптимізації, актуалізовувати великі інформаційні масиви під заданий сценарій «за умовчанням», або даними з диспетчерських журналів всіх рівнів.

1. Притула Н.М., Притула М.Г., П'янило Я.Д. Розрахунок параметрів усталеного руху газу в магістральних газопроводах // Вісник Національного університету “Львівська політехніка”: Комп’ютерні науки та інформаційні технології. – Львів, – 2006. – № . – с. 139–143.

2. Притула Н.М. Задачі оптимізації потокорозподілу в газотранспортних системах // Вісник Національного університету “Львівська політехніка”: Комп’ютерні науки та інформаційні технології. – Львів, – 2007. - № 604. - с. 220-227.

3. Притула Н.М. Розрахунок параметрів потокорозподілу в газотранспортній системі (стаціонарний випадок) // Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології. 2007. - Вип. 5. - с. 146-157.



УДК 622.692.4+622.691.24

МОДЕЛЮВАННЯ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОСХОВИЩ (програмний комплекс)

**Н.М.Притула^{1,2}, Я.Д.П'янило¹, М.Г.Притула²,
Р.Я.Шимко³, Р.Л.Вечерік³**

¹Інститут прикладних проблем механіки і математики ім.
Я.С. Підстригача НАН України, вул. Наукова 3-б, Львів, 79060,
e.mail: nazar.prytula1@gmail.com

²Науково-дослідний і проектний інститут транспорту газу ДК
Укртрансгаз, вул. Маршала Конєва, 16, Харків, 61004, e.mail:
myroslav.prytula@gmail.com

³ПАТ Укртрансгаз, Кловський узвіз, 9/1, Київ, 01021, e.mail:
shymko-ry@utg.ua

Базовими математичними моделями підземних сховищ газу (ПСГ) є[1-5]: фільтраційна модель пласту, модель вибійної зони свердловин, газодинамічні моделі робочих колон свердловин та шлейфово-колекторної системи збору газу, дискретно-неперервна модель компресорної станції (КС). Розроблене математичне забезпечення (моделі, методи і алгоритми) дозволяють в процес розрахунку режимів роботи ПСГ включати моделі всіх існуючих технологічних об'єктів, які є присутніми на детальних технологічних схемах і які впливають на параметри поточкорозподілу газу в технологічному ланцюжку - пласт (пласти) – магістральний газопровід.

Всі об'єкти, які входять в технологічний ланцюжок - пласти – колектори - магістральний газопровід умовно можна представити у вигляді груп системних об'єктів. Серед них виділяють пласти колектори, які є гідравлічно пов'язаними безпосередньо через проникні пропластки, розломи між ними, або робочі колони. Технологічна схема роботи ПСГ завжди дозволяє встановити гідравлічний зв'язок окремих пластів - колекторів об'єднання потоків газу на газозбірних пунктах, або на виході КС. Інша група - об'єкти, які входять в технологічний ланцюжок - вибій свердловин - робоча колона - шлейфово-колекторна система – вузол відключаючих пристроїв. Група



об'єктів, яка включає системи підготовки, компримування, охолодження та вимірювання параметрів газу відносять до достискувальної компресорної станції. Розроблений моделюючий комплекс дозволяє включати в модель ПСГ моделі пристроїв звуження потоків, регулювання тисків і витрати, незворотних клапанів тощо.

Основні напрямки проведених досліджень:

1. Розроблені нестационарні моделі і методи аналізу технологічних об'єктів ПСГ, що дали можливість провести газогідродинамічні дослідження пластів і свердловин ПСГ. Ці результати дозволили побудувати нелінійні розподілені характеристики пластів, вибійних областей, досліджувати вплив параметрів перфораційних каналів і свердловин з відкритим вибоєм на роботу ПСГ, пов'язати геометричні, колекторські, фільтраційні властивості з технологічними режимами експлуатації свердловин і пластів при впливі різних факторів.

2. Проведені дослідження дали можливість розширити набір розв'язуваних задач, довести точність експлуатованих задач співмірну з точністю вимірюваних параметрів. Проведені комплексні чисельні дослідження ПСГ на багаторічних даних, що заміряться, показали, що в ряді випадків, існує невідповідність раніше прийнятих інтерпретацій параметрів пластів реальним.

3. Розроблені ітераційні процедури забезпечили достатню точність розрахунку розподілених параметрів (тиску, проникності і т.д.) і з необхідною точністю контролюють параметри матеріального балансу в пластах ПСГ. У комплексі програм інтегровані два підходи до моделювання ПСГ – чисельний і чисельно-аналітичний, які можуть працювати як у комплексі, так і окремо. Це дає можливість вирішувати клас екстремальних задач, задач формування таких оптимальних параметрів керування ПСГ, що вимагає газотранспортна система. Слід зазначити, що двовимірною моделювання фільтрації газу в пористих неоднорідних пластах цілком задовольняє на даний час, по точності й оперативності, диспетчерські розрахункові задачі.

Існує набір прямих і обернених режимних задач, які потрібно розв'язати. До прямих задач відносимо ті, для яких процес обчислення проводиться в напрямку від пласту до входу ДКС чи то до входу в магістральний газопровід. Якщо вхідними даними є тиск або витрата на вході ДКС (в магістралі), а потрібно розрахувати пластовий тиск на контурі області живлення свердловин, то в цьому випадку задачу називатимемо оберненою. Всі постановки задач проведено для ізотермічного випадку. Питання термо – гідралічного розрахунку розглянуто



в кінці параграфу. У всіх задачах вважаємо заданими граф - схему шлейфово – колекторної системи, її геометричні параметри (внутрішні діаметри та довжини) та функцію втрат тиску на об'язці гирл свердловин в залежності від витрати газу та буферного тиску для всіх наявних типів їх об'язок.

Задача 1. Задано: коефіцієнти фільтраційних опорів вибійних зон свердловин, гідравлічні опори свердловин та ділянок шлейфово-колекторної системи; одна із величин – середній пластовий тиск в області відбору; пластовий тиск для кожної свердловини, сумарний дебіт свердловин, дебіт кожної свердловини; одна із величин на ГЗП- тиск, або витрата.

Знайти: дебіт кожної свердловини, витрату чи тиск газу на ГЗП (те, що є незаданим).

Задача 2. Задано (протягом сезону відбирання/нагнітання): одна із величин – середній пластовий тиск в області відбору; пластовий тиск для кожної свердловини, сумарний дебіт свердловин, дебіт кожної свердловини; одна із величин на ГЗП - тиск, витрата, тиск і витрата.

Знайти: коефіцієнти фільтраційних опорів вибійних зон свердловин, гідравлічні опори свердловин і шлейфово-колекторної системи.

Задача 3. При заданому плані на об'єми зберігання газу знайти його оптимальний розподіл між газосховищами для досягнення максимального сумарного відбирання (піковість) в початковий момент їх роботи.

Задача 4. Побудувати оптимальну стратегію відбирання газу із газосховищ, яка полягає в тому, щоб в процесі відбирання газу залишковий буферний газ в сховищах постійно забезпечував їх сумарну піковість.

Розглянуто й інший клас задач. Він стосується експлуатації газосховищ з мінімальними паливно-енергетичними ресурсами. Вважаємо, що з точки безпеки експлуатації газотранспортної системи, в загальному випадку, забезпечення піковості на певних інтервалах часу є важливішим за оптимальність роботи газосховищ. Зроблена спроба встановлення зв'язку між цими двома поняттями.

Основні параметри програмного модуля - ПСГ – режим: швидкість моделювання фільтраційних процесів забезпечують методи роботи з розрідженими матрицями; гідравлічний розрахунок технологічного ланцюжка - вибій – газозбірний комплекс забезпечують методи розв'язування систем із різнотипних нелінійних рівнянь; врахування гідравлічної взаємодії всіх об'єктів, які приймають участь в нагнітання, зберіганні та відбиранні газу; автоматизацію процесу формування моделі для різних модифікацій обладнання, змін



станів технологічних об'єктів, модернізації та реконструкцій окремих об'єктів та ПСГ в цілому; адаптація моделей технологічних об'єктів до змінних умов їх роботи та їх газогідродинамічного стану; оперативне проведення багатократних розрахунків для пошуку оптимальних режимних параметрів на значних інтервалах часу та, при необхідності, порівняльного аналізу можливих варіантів реконструкції ПСГ; враховано газогідродинамічний зв'язок між всіма технологічними об'єктами, які беруть участь у відбиранні та нагнітанні газу; забезпечена автоматизація процесу адаптації моделей об'єктів системи до фактичного стану; враховані нормативні вимоги до роботи газосховища; передбачена можливість порівняльного аналізу ефективності використання різного технологічного обладнання в ході модернізації та реконструкції ПСГ.

Проведені дослідження показали, що: для більшості свердловин коефіцієнт якості розкриття пласту значно менше одиниці; існує потенціал збільшення продуктивності окремих свердловин, зв'язана з проведенням додаткової перфорації і розбурюванням вибійної зони; потенціал збільшення продуктивності пласту ПСГ у цілому не завжди зв'язаний з потенціалом збільшення продуктивності свердловин; існує гранична межа економічної доцільності нарощення щільності перфораційних каналів свердловин; дебіт окремої експлуатаційної свердловини істотно залежить від відкритої площі фільтрації; для окремих свердловин розбурювання вибійної зони в горизонтальних границях (0,2-0,6 м) може призвести до збільшення дебіту в середньому в 2,5 рази; сумарний ефект збільшення продуктивності газосховищ зі свердловинами з відкритим вибоєм може складати до 25% продуктивності газосховища, встановленого на основі теоретичних розрахунків; використання потенціалу відкритого вибою залежить не тільки від характеристик пласту його міцності, але і від гідравлічних характеристик об'єктів ПСГ (їхньої пропускної можливості); відкритий вибій дає в середньому 15% збільшення піковості ПСГ і 20% зменшення сумарного часу добору газу без збільшення на це енергетичних витрат.

1. Вечерік Р.Л., П'янило Я.Д., Притула М.Г., Хаєцький Ю.Б. Математичне моделювання процесу руху газу в системі пласт підземного сховища газу–магістральний газопровід // Нефть и газ. – 2004. – № 6. – С. 83–89.

2. Вечерік Р.Л., П'янило Я.Д., Притула М.Г., Хаєцький Ю.Б. Математичний аналіз акумулюючої здатності газоносних



пластів ПСГ // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 6. – С. 55–59.

3. Пянило Я.Д., Притула М.Г., Притула Н.М. Неусталений рух газу в трубопроводах і пористих середовищах // Фізико – математичне моделювання і інформаційні технології. – 2006. – Вип. 4. – С. 72–80.

4. Н.Б.Лопух, Я.Д.Пянило, М.Г.Притула, Н.М. Притула. Розрахунок початково– граничних умов в задачах фільтрації газу в пористих середовищах”. Вісник Національного університету “Львівська політехніка: Комп’ютерні науки та інформаційні технології. – Львів, – 2009. – №638. – с.239-243.

5. Н.Притула, М.Притула, Р.Боровий, О.Химко. Математична модель Більче -Волицького сховища газу// “Львівська політехніка: Комп’ютерні науки та інформаційні технології. – Львів, – 2010. – № 686. – 192-198.

УДК 338.45:622.32

ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ПРИРОДНО-РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦІАЛУ СИСТЕМИ ГАЗОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ

О. Г. Дзьоба, У. О. Дзьоба

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019
odzoba@iung.edu.ua*

Природно-ресурсний потенціал системи газозабезпечення України формують земля, її надра та запаси природного газу, що дислокуються у різноманітних природних покладах континентальної частини та шельфу Чорного і Азовського морів. Окрім власних запасів природного газу, які зосереджені у пористих породах газоносних горизонтів на території України і які сьогодні утворюють основу природно-ресурсного потенціалу газозабезпечення національної економіки та соціально-побутової сфери, в майбутньому все більшу роль стане відігравати, так звана, нетрадиційна або диверсифікаційна ресурсна база. Вона пов’язана із особливими покладами природного газу, які досі не розроблялися або розроблялися у незначних масштабах. До них відносять поклади сланцевого газу, газу щільних порід, шахтного метану, газових гідратів.



Окрім того, частина диверсифікаційної ресурсної бази може формуватися за рахунок покладів газу на територіях чи у шельфовій зоні інших країн з подальшою доставкою цього газу у скрапленому (LNG-технології) чи стиснутому (CNG-технології) стані за допомогою спеціальних суден-газовозів або ж з використанням комбінованих маршрутів постачання. Зрозуміло, що далеко не всі газові родовища світу можуть бути віднесені до потенційної ресурсної бази зовнішнього забезпечення України природним газом, а лише ті з них, стосовно яких існують відповідні геологічні, ресурсні, техніко-технологічні та економічні умови [1, с. 50]. Спектр та кількісні параметри таких умов можуть змінюватися. Так для прикладу, зростання цін на природний газ призводитиме до того, що частина родовищ, розробка яких раніше була економічно не вигідною, переходитимуть в розряд комерційно привабливих. Можливі і зворотні процеси, в ході яких припинятиметься експлуатація існуючих родовищ в силу вичерпування їх запасів, ускладнення умов видобування, економічних та політичних криз, військових конфліктів тощо. Суттєвим є і вплив науково-технічного прогресу на умови та ефективність залучення у розробку нових родовищ, створення нових транспортних маршрутів, у тому числі на базі використання LNG- та CNG-технологій.

Дослідження перспектив використання зовнішньої ресурсної бази стосовно вирішення питань газозабезпечення України слід розглядати також і під кутом зору глобалізаційних процесів, зростання світового енергоспоживання, скорочення ресурсної бази викопних видів палива, зміни географії розміщення газових родовищ в силу вичерпування запасів старих родовищ та відкриття і освоєння нових. Не менш значимими будуть і чинники світової конкуренції за право доступу та використання світової ресурсної бази.

Таким чином, питання дослідження та перспективної оцінки достовірних запасів природного газу в основних газonosних провінціях світу, оцінки динаміки пошукових та геологорозвідувальних робіт і прогнозування можливих приростів розвіданих запасів газу, аналізу наявних і потенційних технічних і технологічних можливостей для реалізації технологій морського транспортування газу, дослідження існуючої та обґрунтування доцільності подальшого розвитку технологічної та транспортної інфраструктури як в країнах-постачальниках, так і безпосередньо в Україні, розробки нормативно-правового та інституційного забезпечення реалізації та ефективного використання новітніх технологій транспортування газу, розробки дієвого



конкурентоспроможного економічного механізму газозабезпечення країни набувають особливої актуальності [2, с.12]. Їх вирішення потребує об'єднання зусиль фахівців та науковців різних галузей та секторів національної економіки починаючи від геологорозвідки і закінчуючи прикладними економічними дослідженнями.

Актуальність детального дослідження саме зовнішньої складової природно-ресурсної бази обумовлена в першу чергу тим, що сьогодні Україна відноситься до газодefіцитних країн, покриваючи свої енергетичні потреби за рахунок власного газовидобутку лише на 40-46 %.

За прогнозними оцінками вітчизняних і зарубіжних експертів у галузі енергетики, середньо- і довгостроковими прогнозами розвитку енергетичних ринків провідних енергетичних агентств та компаній світу, зокрема і за прогнозами Energy Information Administration (Міжнародна агенція енергії – EIA), у 2020 році частка нафти у світовому енергобалансі порівняно з теперішньою практично не зміниться, а газу – зросте до 26,2 %. Вказане свідчить про збереження домінуючої ролі вуглеводневої енергетики впродовж наступного десятиліття. Очікується також збереження генеральної тенденції зростання видобування газу та досягнення максимального рівня в проміжку від 2025 до 2050 року з подальшою його стабілізацією.

Загальні світові запаси газу станом на кінець 2013 року оцінюються в 185,7 трлн. м³ [3] і характеризуються вкрай нерівномірним їх розподілом. Основна частина цих запасів зосереджена в Близькосхідному регіоні і становить 80,3 трлн. м³ (43,2 %). Серед країн даного регіону найбільшою часткою світових запасів володіють Іран – 33,8 трлн. м³ (18,2 % доведених світових запасів), Катар – 24,7 трлн. м³ (13,3 %), Саудівська Аравія – 8,2 трлн. м³ (4,4 %) та Об'єднані Арабські Емірати – 6,1 трлн. м³ (3,3 %).

Доведені запаси природного газу в Євро-Азійському регіоні на кінець 2013 року складають 56,6 трлн. м³ або 30,5 % світових запасів. Беззаперечним лідером тут є Російська Федерація із запасами 31,3 трлн. м³ (16,8 %). За нею слідує Туркменістан із запасами 13,5 трлн. м³, Норвегія – 2,0 трлн. м³, Казахстан – 1,5 трлн. м³, Узбекистан – 1,1 трлн. м³, Азербайджан – 0,9 трлн. м³, Нідерланди – 0,9 трлн. м³, Україна – 0,6 трлн. м³. Доведені запаси природного газу інших країн даного регіону не перевищують 0,2 трлн. м³.

Доведені запаси природного газу на Африканському континенті оцінюються в 14,2 трлн. м³ (7,6 % світових запасів) і практично повністю зосереджені в чотирьох країнах (Нігерія –



5,1 трлн. м³, Алжир – 4,5 трлн. м³, Єгипет – 1,8 трлн. м³ та Лівія – 1,5 трлн. м³).

Проведений нами аналіз потенційних зовнішніх джерел газозабезпечення України базувався на урахуванні комплексу показників – індикаторів, систематизованих за такими групами: географічні, ресурсні, виробничо-технічні, економічні, ринкові, політичні. В процесі дослідження розглядались альтернативні варіанти газозабезпечення з урахуванням можливості використання як технологій CNG і LNG, так і комбінованих маршрутів газопостачання та схем заміщення.

Таким чином, в процесі дослідження нами з'ясовано, що найбільш потенційно привабливими зовнішніми постачальниками газу в Україну за комплексом критеріїв є такі країни, як Алжир, Лівія, Єгипет, Нігерія, Катар, Оман та Ємен, транспортування газу з території яких можливе з використанням технологій CNG і LNG. За результатами моделювання потенційних маршрутів газопостачання проведено розрахунок повних маршрутних тарифів (таблиця) та доведено економічну доцільність транспортування природного газу із зазначених країн, що в разі реалізації таких проектів дозволить суттєво підвищити рівень енергетичної безпеки України.

Таблиця
Вартість транспортування природного газу за технологіями LNG та CNG

(пункт призначення – термінал у м. Южне, Україна)

№ з/п	Країна-експортер	Середня довжина маршруту, км	Повний маршрутний тариф, дол. США / 1000 м ³	
			Технологія LNG	Технологія CNG
1	Алжир	3480	141,2	142,6
2	Лівія	2400	128,4	112,2
3	Єгипет	2180	125,8	102,2
4	Нігерія	9820	216,2	294,3
5	Катар	7500	188,7	248,3
6	Оман	5900	169,8	202,8
7	Ємен	5180	161,3	186,6

Літературні джерела

1. Дзьоба О. Г. Управління трансформаціями та розвитком системи газозабезпечення: монографія / О. Г. Дзьоба. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 352 с.
2. Дзьоба О. Г. Аналіз потенційної ресурсної бази для диверсифікації джерел та шляхів постачання природного газу в Україну / О. Г. Дзьоба // Науковий вісник Івано-Франківського



національного технічного університету нафти і газу. – 2009. – № 2 (20). – С.12 – 23.

3. BP Statistical Review of World Energy, June 2014
[Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://www.bp.com/statistical review](http://www.bp.com/statistical%20review).

УДК 593.375, 669.788

МЕТОДИКА ОЦІНКИ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ПОСЛАБЛЕНОЇ ТРІЩИНОЮ ДІЛЯНКИ ТРУБОПРОВОДУ

В.Р. Скальський¹, Р.М. Басараб², С.Р. Яновський²

¹Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України; вул.
Наукова 5, м. Львів, 79060.

E-mail: skal@ipm.lviv.ua;

²Львівська філія “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ВАТ
“Укртранснафта”;

вул. Липинського 12, м. Львів, 79000; E-mail:

RBasarab@druzhba.lviv.ua

Метою досліджень є створення методики оцінки залишкового ресурсу елемента нафтопроводу з наявною у ньому тріщиною.

Приймемо, що методами неруйнівного контролю (наприклад, акустичною емісією) встановлено наявність ростучої поверхневої півеліптичної втомної тріщини, що розташована на внутрішній стінці елемента нафтопроводу. Матеріал цього елемента сталь 16ГС і він підданий циклічній зміні внутрішнього тиску $p = 3,7$ МПа із асиметрією циклу $R = 0,85$ (рис. 1). Механічні характеристики сталі: межа текучості $\sigma_0 = 450$ МПа, нижнє порогове значення циклічної тріщиностійкості $K_{th} = 3,5$ МПа м^{1/2}, статична тріщиностійкість $K_{Ic} = 120$ МПа м^{1/2}.

Для визначення залишкового ресурсу потрібно встановити кінетику росту втомної тріщини. Нехай a_0 , b_0 – початкові

розміри тріщини, r – внутрішній радіус труби, $h = 0,01$ м – товщина стінки.

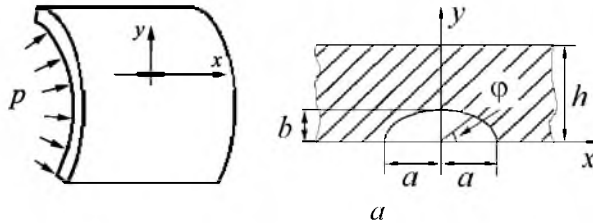


Рис. 1. Схема елемента труби нафтопроводу (а) та розташування півеліптичної тріщини (б).

Для визначення кінетики контуру тріщини (рис. 1, б) вважали, що контур тріщини під час її поширення завжди залишається плоским та близьким до півеліптичного. Тоді залежність довжини півосей цього контуру від кількості циклів навантаження можна отримати із розв'язку системи двох звичайних диференціальних рівнянь у двох точках контуру, що відповідають великій та малій півосі ($\varphi = 0$, $\varphi = \pi/2$) (рис 1, б)

$$\begin{cases} \frac{da}{dN} = V \left[K_{I \max}(a, b, \varphi = 0), C_H \right], \\ \frac{db}{dN} = V \left[K_{I \max}(a, b, \varphi = \pi/2), C_H \right], \end{cases} \quad (1)$$

де $K_{I \max}$ – максимальне значення коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН) у відповідних точках контуру тріщини, C_H – концентрація водню в стінці труби біля контуру тріщини.

Граничні умови:

$$\begin{aligned} N = 0: \quad a &= a_0; \quad b = b_0; \\ N = N_d: \quad b &= h, \end{aligned} \quad (2)$$

де N – кількість циклів зміни тиску в трубі, N_d – залишкова довговічність стінки труби.

Швидкості росту V півосей контуру тріщини визначали на основі рівняння, отриманого у праці [1]



$$V(a, b) = \frac{0,03\sigma_0^{-2}(1-R)^2(1-R^4)K_{I\max}^4(a, b)}{\alpha(K_{Ic}^2 - A_1 E \sigma_0 C_H) - K_{I\max}^2(a, b)}, \quad (3)$$

де E – модуль пружності, α та A_1 – деякі постійні матеріалу.

Для тріщини в нашому випадку КІН в кожній точці її контуру можна представити у вигляді [2]

$$K_I(a, b, \varphi) = \sigma \sqrt{\pi b} F(\xi, \chi, \varphi), \quad (4)$$

$$\text{де } \xi = \frac{b}{h}; \chi = \frac{b}{a}; \sigma = p \left(\frac{r}{h} - \frac{H_1}{2} \right); F = \frac{H_2 + H_3 \xi^3 + H_4 \xi^4}{q} f_1 f_2;$$

$$H_1 = H_5 + (H_6 - H_5) \sin^q \varphi; q = 0,2 + \chi + 0,6\xi;$$

$$H_5 = 1 - 0,34\xi - 0,11\chi\xi;$$

$$H_6 = 1 - (1,22 + 0,12\chi)\xi + (0,55 - 1,05\chi^{0,75} + 0,47\chi^{1,5})\xi^2;$$

$$Q = \sqrt{1 + 1,464\chi^{1,65}};$$

$$H_2 = 1,13 - 0,09\chi; H_3 = -0,54 + \frac{0,89}{0,2 + \chi};$$

$$H_4 = 0,5 - \frac{0,1}{0,65 + \chi} + 14(1 - \chi)^{24};$$

$$f_1 = (\chi^2 \cos^2 \varphi + \sin^2 \varphi)^{1/4}; f_2 = 1 + (0,1 + 0,35\chi^2)(1 - \sin \varphi)^2.$$

Система звичайних нелінійних диференціальних рівнянь першого порядку (1) з врахуванням (2)–(4) була розв'язана числовим методом Рунге-Кутта

Для виявлення зародження чи розвитку тріщиноподібних дефектів у стінці трубопроводів використовували лінійну локацію джерел АЕ. При цьому коефіцієнт п'єзочутливості первинного перетворювача АЕ (ПАЕ) становив $\eta = 1,6 \cdot 10^9$ В/м. Внаслідок АЕ-контролю було зареєстровано 3 події з амплітудами на виході ПАЕ 3; 3,8; 5 мВ. Відстань від джерела АЕ до ПАЕ була 2,8 м.

Згідно концепції визначення об'ємної пошкодженості матеріалу визначали еквівалентну площу новоутворених поверхонь тріщин, які генерували АЕ, а саме – радіус r_0



еквівалентного круга. Для цього урахували заникання амплітуди пружної хвилі АЕ. Отримали, що сумарна еквівалентна площа дала радіус $r_0 \approx 10^{-4}$ м.

На рис. 2. графічно зображено результати прикладів розрахунку довговічності N_d стінки труби нафтопроводу для різних величин площі S півдискової тріщини на основі розв'язку рівнянь системи (1).

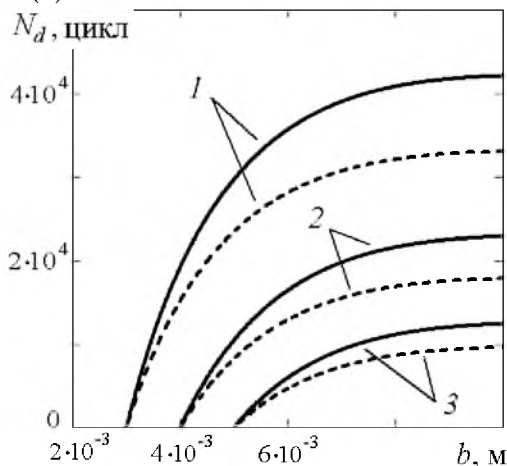


Рис. 2. Залежність залишкової довговічності N_d елемента нафтопроводу за різних початкових розмірів півдискової тріщини: 1 – $r_0 = 3 \cdot 10^{-3}$ м, 2 – $r_0 = 4 \cdot 10^{-3}$ м, 3 – $r_0 = 5 \cdot 10^{-3}$ м (суцільні лінії – без врахування наводнювання стінки труби, пунктирні лінії – із врахуванням).

Отже, тріщини із початковим радіусом поверхні $r_0 < 3 \cdot 10^{-3}$ м не розвиваються, оскільки за даних умов експлуатації ділянки трубопроводу величина КІН для таких тріщин менша його порогового значення – K_{th} . Отож виявлені тріщиноподібні дефекти розміром $r_0 \approx 10^{-4}$ м під час АЕ-діагностування ділянки нафтопроводу pompувальної станції є безпечними з точки зору втомного розтріскування за даних умов експлуатації.

1. *Андрейків О.Є.* Розрахункова модель поширення втомних тріщин у наводнених зварних з'єднаннях/ *О.Є. Андрейків, Д.В. Рудавський, О.В. Гембара* // Фіз.-хім механіка матеріалів.– 2002.– №6.– С. 18–24.



2. *Newman J. C. An empirical stress intensity factor equation for the surface crack / J. C. Newman, I. S. Raju // Int. J. Fract. Mach. – 1981. – 15, N 1/2. – P. 185 – 192.*

УДК 539.21:669.01:548

ВОДЕНЬ ЯК АЛЬТЕРНАТИВНИЙ ТА ЕКОЛОГІЧНО ЧИСТИЙ ЕНЕРГОНОСІЙ

Ю.Б.Басараба, Т.І.Луцишин

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу*

*76019, м.Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
yubasaraba@ukr.net*

На сьогодні майже 85 % енергії людство отримує із викопних ресурсів, таких як нафта, газ, кам'яне вугілля, торф, які є вичерпними. Прогнозується, що запасів цієї енергомісткої сировини людству, можливо, вистачить тільки на 100-160 років. Вичерпність викопного палива і зумовлені його використанням "парникові ефекти", які негативно впливають на екологічну ситуацію та спричиняють глобальне потепління планети, роблять надзвичайно актуальним розвиток нових підходів до енергетичного забезпечення людства. Радикальним чином вирішити енергетичну проблему можна тільки завдяки впровадженню альтернативних та відновлюваних джерел енергії. Таке впровадження передбачає використання водню як пального, розробку високоенергоємних хімічних джерел струму і накопичувачів енергії (зокрема паливні комірки, металогідридні джерела струму, літєві хімічні джерела енергії), біопаливо, використання гідроелектроенергії малих та гірських рік, енергії геотермальних вод, енергії Сонця, вітру, енергії за рахунок спалювання відходів тощо. За прогнозом Світового енергетичного конгресу за рахунок альтернативних енергогенеруючих систем у 2020 р. планувалося забезпечити 5,8 % загального енергоспоживання планети. Високорозвинені країни (США, Японія, Євроспільнота та інші) планували довести частку альтернативного енергоспоживання до 20 % [1,2].

Чому останнє десятиліття серед глобальних шляхів вирішення енергетичних проблем людства інтенсивно обговорюється можливість використання водню як ефективного палива? Теплотворна здатність водню складає 142 МДж/кг і за



цим показником він є в 3 рази ефективнішим за бензин. Проте водень в чистому вигляді практично не зустрічається на нашій планеті, а отже його треба добувати. Основним джерелом сировини для водню є вода, запаси якої на Землі практично необмежені (хоча водень також отримують як супутній продукт в ряді хімічних виробництв, металургійних процесів тощо). Добутий газоподібний водень треба зберігати, транспортувати та спалювати, ефективно перетворюючи та використовуючи виділену енергію. Єдиним продуктом спалювання водню є вода, а отже він є абсолютно "екологічно-прийнятним" паливом. Його використання не буде викликати різного роду парникових ефектів, які ми маємо при спалюванні вугілля чи вуглеводнів. І це в свою чергу повинно допомогти вирішити серйозні екологічні проблеми, зокрема, і такі глобальні як потепління клімату на планеті. Ці дві базові переваги водню як палива унаочнені у вигляді діаграм (рис. 1).

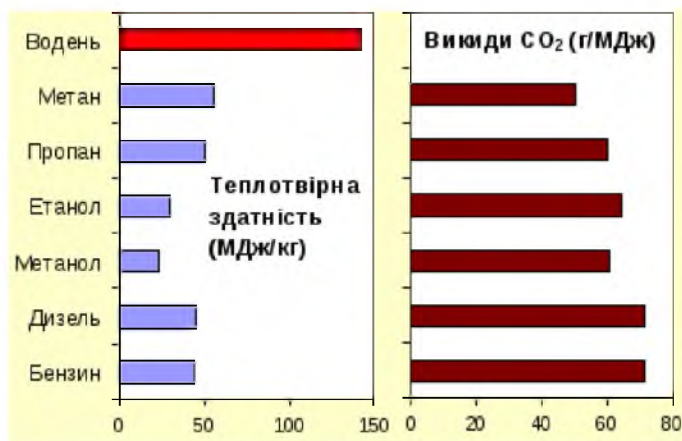


Рис. 1. Порівняльні діаграми теплотвірної здатності та викидів вуглекислого газу при спалюванні водню та інших видів палива [2].

Водень давно використовується як паливо в космічних програмах типу "Space-Shuttle". Проте поряд з такими унікальними програмами існує багато пілотних і реально діючих проектів використання водню як палива в побуті, промисловості та на транспорті. Практично кожна потужна автомобільна компанія розробляє або вже має готові моделі авто, що працюють на водневому паливі. При тому, цій проблемі



присвячуються не тільки наукові чи економічні форуми, спеціалізовані журнали чи видання, наукові проекти великих компаній та корпорацій але і довгострокові програми на рівні держав чи міждержавних об'єднань. Тим не менше актуальною проблемою залишається правильна оцінка перспектив водневої енергетики, можливість її широкого впровадження та складність тих проблем (наукових, технологічних та організаційних), які треба буде вирішити для створення економічно конкурентних проектів (матеріалів, технологій та пристроїв).

Водень відноситься до горючих газів з підвищеною пожежо- і вибухонебезпечністю. Цьому сприяють широкі концентраційні межі горіння і детонації, висока швидкість поширення вогню (у 8 раз вища, ніж метану), а також низька (в 14,5 раз менша, ніж метану) мінімальна енергія спалаху. Разом з тим низька густина і висока дифузійна здатність водню сприяють швидкому зниженню його концентрації на відкритій місцевості і у вентиляюючих приміщеннях.

На даний час технології великомасштабного виробництва і переробки водню є добре освоєні. Щорічне світове виробництво водню на кінець 1990-х рр. складало ~40-45 млн. т або ~450- 500 млрд. м³. Вказані об'єми є значними і відповідають 20-25 % щорічного видобутку природного газу. Більшу частину водню отримують методом парової конверсії або часткового окислення вуглеводневої сировини, головним чином, природного газу. Слід зазначити, що на даний час лише 62 % водню виробляють як кінцевий продукт, решта 38 % являються побічним продуктом інших виробництв (нафтопереробка, коксохімія та інші). До останнього також відноситься весь водень, який одержують електролізом (виробництво хлору і каустичної соди).

Коли ми зустрічаємося з твердженнями, що на Землі є необмежені запаси водню і не уточнюємо в якому стані є цей водень, то це може бути причиною першого і дуже суттєвого непорозуміння. Пам'ятаймо – на земній кулі є дуже великі запаси води, а це є продукт спалювання водню. Для того щоби добути з неї водень у вільному стані потрібно затратити енергію, при цьому кількість цієї енергії повинна бути більшою за ту, яку ми отримаємо в результаті спалювання добутого водню. Тому можемо і маємо говорити не про водень як вичопне паливо, але лише як про енергоносіє який треба добувати (і який володіє двома суттєвими перевагами – екологічна толерантність і найвища теплотвірна здатність). Водень для енергетичних потреб планують виробляти як традиційними методами: електролізом води та конверсією природного газу чи вугілля, так і за новими технологіями: біохімічною переробкою, термічним розщепленням води, взаємодією різних речовин (наприклад



алюмінію) з водою тощо. Для всіх цих методів одержання водню необхідно затрачати енергію, часто мова ведеться про використання ядерної чи термоядерної енергії, а також про використання надлишкової енергії циклічних процесів (енергії сонця, припливів, пікові навантаження/споживання гідроелектроенергії) тощо. Пріоритетним напрямком вважається електролітичне виробництво водню з води з використанням відновлюваних джерел енергії чи ядерної енергетики.

Створення ефективних технологій одержання, акумулювання-транспортування і спалювання водню та їх впровадження на практиці має стати основою водневої енергетики з названими вище перевагами. Використання енергії сонця для добування водню з його подальшим спалюванням може стати основою сонячно-водневої енергетики, яка в майбутньому має суттєво зменшити залежність людства від викопного палива.

Водень також найлегша з існуючих речовин, тому його ефективне зберігання є складною проблемою. Головний недолік водню – дуже низька об'ємна густина енергії. Один кілограм газоподібного водню за кімнатної температури і атмосферного тиску займає об'єм 11,2 м³ і для забезпечення 100 км пробігу автомобіля з водневим паливним елементом необхідно мати на борту ~11 м³ газоподібного водню. Отже, слід розробити ефективні методи його компактного зберігання. Серед таких методів є компресування чи зрідження водню, а також його зв'язування в хімічних сполуках (металогідридах, комплексних гідридах, вуглецевих наноматеріалах, складних органічних сполуках тощо), з яких його за певних умов можна отримувати і використовувати.

Але використання водню на борту автомобіля прямим згорянням у двигуні внутрішнього згоряння є можливим але неефективним процесом. Зараз інтереси багатьох дослідників спрямовані на роботу водень-кисневих паливних елементів, в яких в результаті спалювання водню генерується електричний струм (процеси електрохімічного окислення водню та відновлення кисню відбуваються на розділених електродах). Під час згоряння 1 м³ водню в тепловій енергоустановці з ефективністю 15-20 %, виділяється від 0.45 до 0.6 кВт·год енергії. Генерування енергії паливним елементом з ефективністю 40...60 % становить від 1.2 до 1.8 кВт·год/м³ Н₂.

Звичайно можуть бути різними погляди оптимістів та скептиків на майбутнє водневої енергетики, різними можуть бути і терміни впровадження систем альтернативної енергії, проте враховуючи аргументи приведені вище (екологічна



толерантність водню як палива та ефективність його спалювання в паливних комірках) майбутнє цієї пари виглядає безальтернативним. Зараз лише зазначимо, що болюча енергетична тема для України (мається на увазі її забезпеченість нафтою і газом) робить розвиток альтернативної енергетики для неї дуже актуальним завданням. І якщо ставити собі за мету розв'язати такі завдання то обов'язково треба добитися чіткості як в поставлених завданнях так і в планах їх досягнення. Іншим важливим моментом організації в масштабних наукових проектах повинна бути підготовленість і оснащеність лабораторій, які беруть в ньому участь..

1. Б. П. Тарасов, М. В. Лотоцкий. Водород для производства энергии: проблемы и перспективы. Альтернативная энергетика и экология. 2008. № 8. С.72-90.

2. В. А. Яртысь, О. Б. Рябов, М. В. Лотоцкий. Матеріалознавство та структурна хімія металогідридів. – Львів: СПОЛОМ, 2006. – 288 с.

УДК 621.643:621.644

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ПОЛІМЕРНИХ ПОКРИТТІВ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ

М. В. Панчук, М. Б. Бігун

*ІФНТУНГ, 15, вул. Карпатська, м. Івано-Франківськ,
76019. E-mail: ztk@nung.edu.ua*

У технологічних системах видобування, збирання, підготовки, транспорту і зберігання нафти і газу використовують різноманітні види обладнання і споруд основного та допоміжного призначення, у багатьох випадках достатньо технічно складні і металоємні.

До найбільш відповідальних видів обладнання та споруд, від безаварійної роботи яких безпосередньо залежать видобуток і підготовка нафти і газу, ритмічне постачання споживачів і безперебійна робота промислових підприємств, відносяться підземне і наземне обладнання свердловин, розгалужена мережа



промислових і магістральних трубопроводів, запірні та регулююча арматура, насосне обладнання, великогабаритні резервуари, ємності, технологічні апарати.

Різноманіття умов експлуатації нафтогазового обладнання і споруд обумовлює різні причини їх пошкоджень і відмов. До числа основних причин належать різноманітні корозійні, сорбційні, механічні, корозійно-механічні та сорбційно-механічні процеси, виникнення і розвиток яких призводять до утворення різноманітних дефектів.

Запобігання або істотне гальмування процесів, що викликають руйнування або зниження ефективності роботи різних елементів нафтогазового обладнання та споруд, значною мірою визначається якістю поверхонь цих елементів, яке в свою чергу обумовлюється механічними і фізико-хімічними властивостями поверхневого шару і мікрорельєфом поверхні.

Забезпечити необхідний комплекс фізико-хімічних властивостей поверхневого шару металу або сплаву в більшості випадків досить складно. Перспективним напрямком є нанесення на поверхні обладнання і споруд полімерних покриттів, для формування яких можна застосовувати різноманітні лакофарбові та полімерні матеріали з широким спектром фізико-хімічних і механічних властивостей.

Полімерні покриття обладнання та споруд нафтогазової галузі можуть бути використані в умовах експлуатації і виконувати при цьому численні функції. Правильно підібрані покриття дозволяють не тільки захистити метал обладнання від корозійного руйнування в агресивних середовищах, але і запобігти утворенню на поверхнях обладнання значних відкладень парафінів і солей, знизити гідравлічний опір проточних каналів за рахунок зменшення шорсткості, захистити обладнання від зношення, зменшити металоємність обладнання та забезпечити його теплоізоляцію, підвищити ремонтпридатність елементів обладнання, зменшити витрату запасних частин, легованих сталей, кольорових металів і сплавів.

Поряд з цим є досить багато прикладів низької ефективності та обмеженого терміну служби використовуваних покриттів, необґрунтованих значних матеріальних витрат на їх застосування.



Згідно сучасної методології науки пошук шляху вирішення проблеми полягає в тому, щоб розмістити спостережувані явища в певну теоретичну систему з визначенням особливих рис, як певної цілісної структури. Вплив середовища в цій системі виступає в наборі чинників, що визначають характер корозійних пошкоджень, а початкові дані про сам об'єкт (геометрія, хімічний склад тощо) служать базою для підбору способу впливу на нього (визначають можливість будь-якого зовнішнього способу додання властивостей для захисту від впливу середовища).

Перш за все для того, щоб полімерне покриття забезпечувало необхідну надійність і ефективність роботи конкретного об'єкта нафтогазової галузі, необхідно найбільш повно визначити його призначення для цього об'єкта, що передбачає дослідження не тільки окремих чинників, а й їх сукупності, тому, що в процесі монтажу, експлуатації, технічного обслуговування та ремонту протікають різноманітні процеси, які можуть вплинути на здатність покриття виконувати необхідні функції.

Можливість оцінки оптимальних конструктивних параметрів покриття при відповідних експлуатаційних впливах на поверхню об'єкта можна здійснити тільки за наявності єдиного науково обгрунтованого підходу, який встановлює взаємозв'язок показників необхідної і достатньої умови вирішення завдання забезпечення необхідного рівня властивостей елементів з покриттями.

Результатом вирішення поставленого завдання, залежно від конкретних пропонованих технологічних проблем, можуть бути: оптимальна конструкція поверхневого шару, що відповідає властивим для даного об'єкта експлуатаційним впливам, або оптимальний режим обробки основного матеріалу з модифікованим поверхневим шаром, відповідно заздалегідь заданої конструкції покриття.

Для отримання антикорозійного захисту, що володіє високими захисними і фізико механічними характеристиками разом з наявністю високотехнологічних та високоякісних матеріалів необхідно зробити обгрунтований вибір оптимального способу нанесення покриття.



Таким чином для ефективного захисту конструкцій нафтогазових об'єктів від різноманітних шкідливих впливів потрібний комплексний підхід, що передбачає розробку та впровадження моделей вибору полімерних покриттів, з врахуванням критеріїв виробничого ресурсу та економічної ефективності, а також оптимізацію технології нанесення покриття.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВЗАЄМОДІЇ ФІЛЬТРАТИВ БУРОВИХ І ЦЕМЕНТНИХ РОЗЧИНІВ ТА МІНІМІЗАЦІЯ ЇЇ НЕГАТИВНИХ НАСЛІДКІВ

*Жолоб Н.Р.¹, Лубан С.В.¹, Король Н.О.¹, к.т.н. Лубан
Ю.В.²*

¹ТОВ «Геосинтез інженіринг»

²ПрАТ «НДІКБ Бі»

На сьогоднішній день аналіз негативного техногенного впливу на колекторські властивості продуктивних горизонтів здебільшого зводиться до дослідження параметрів промивальних рідин. Проте збереження природної проникності колекторів визначається не тільки впливом бурових розчинів, які використовуються при розкритті пластів, але і цементними розчинами, що застосовуються при кріпленні свердловин.

Навіть при кімнатній температурі фільтрація цементних розчинів на два порядки перевищує фільтрацію бурових промивальних рідин. В умовах свердловини, через високий рівень репресії та температури, цей показник може досягати 60% від сумарного об'єму води замішування. Враховуючи проведення спеціальних технологічних заходів перед спуском і цементуванням обсадних колон, спрямованих на руйнування фільтраційної кірки бурового розчину (калібрування стовбуру, використання спеціальних абразивних буферних рідин тощо) можна припустити, що велика кількість фільтрату цементного розчину потрапляє до пористого середовища продуктивних



горизонтів, де вступає в контакт з фільтратом бурового розчину, який надійшов у пласт в процесі його первинного розкриття.

Слід зазначити, що сучасні цементні розчини – це складні, багатокомпонентні системи, складові яких виконують різноманітні технологічні функції – уповільнювачів тужавіння, пластифікаторів, стабілізаторів тощо. Компонентами цементних розчинів є різні за хімічною природою речовини, склад та властивості яких, часто є таємницею сервісних тампонажних підприємств. В результаті контакту фільтрату цементного розчину, що містить такі речовини, з фільтратом бурового розчину, можливе утворення нових хімічних сполук, здатних спричинити погіршення видобувних характеристик свердловини. Вивчення властивостей таких новоутворень та виявлення механізму мінімізації їх можливого негативного впливу стало предметом наших досліджень.

Для проведення експериментів були відібрані фільтрати бурових і цементних розчинів, що застосовуються при розкритті продуктивних пластів та їх кріпленні на родовищах України. Так нами використовувалися фільтрати цементних розчинів: РТМ-120ПВ, РТМ-75, ТС-50, ТС-100, та фільтрати бурових розчинів: полімер-калієвого, стабілізованого поліаніонною целюлозою; безглинистої системи «Біокар», на основі крохмалю і біополімеру; полімер-інгібованого бурового розчину «ПІБР», стабілізованого акриловими полімерами, та хлор-калієвого бурового розчину (ХКР) на лігносульфонатній основі.

Досліджували як самі фільтрати бурових і цементних розчинів, так і їх суміші, у співвідношенні 1:1. Проби витримували 24 години при кімнатній температурі, потім прогрівали протягом 8 годин при температурі 140°C, а після охолодження, центрифугували та визначали об'єм і масу осаду. Осад перевірявся на розчинність в соляній кислоті з концентрацією 15%.

В ході досліджень було встановлено, що осад в фільтратах цементних розчинів утворюється навіть без впливу температури, протягом 24 годин витримання. Термостатування фільтратів інтенсифікує процес. При цьому осад з'являється не тільки в фільтратах цементних, але і в фільтратах бурових розчинів. Найменша кількість осаду утворюється в фільтраті безглинистої



системи. В усіх випадках, осади з цементних і бурових розчинів розчиняються в кислоті (табл., рис.1).

При змішуванні фільтратів бурових і цементних розчинів, усі без винятку суміші утворюють осади. Причому їх кількість для різних поєднань значно варіюється. Так для сумішей з фільтратами глинистих розчинів, вона є в декілька разів більшою, ніж для сумішей з фільтратом розчину безглинистої системи «Біокар». Також встановлено, що безглинисті системи утворюють меншу кількість осаду з високотемпературними цементами, а глинисті – навпаки, з низькотемпературними (табл., рис. 2-5) .

Найменшою розчинністю у кислоті характеризуються осади, що утворюються при контакті цементних фільтратів з фільтратом хлор-калієвого розчину на лігносульфонатній основі. Встановлено, що саме лігносульфонатні реагенти є визначальним фактором низької розчинності осадів, особливо при контакті з фільтратами високотемпературних типів цементних розчинів. Так, при контакті з фільтратом цементу РТМ-120ПВ осад є повністю не розчинним, а з цементом ТС-100 – розчиняється тільки на 50%.

Почергова перевірка компонентів бурових розчинів дозволила нам мінімізувати утворення осадів за рахунок підбору реагентів-аналогів. Було встановлено, що між двома ідентичними реагентами різних торгових марок різниця між кількістю осаду може сягати 15%. Але, для того щоб добитися ще кращого результату, подібний пошук реагентів-аналогів має бути зроблений і для складових цементних розчинів. При цьому необхідно враховувати тип і компонентний склад бурової промивальної рідини, що використовується для розкриття продуктивних горизонтів на конкретному родовищі.

На наш погляд, вкрай важливе значення має факт, встановлений для систем безглинистих розчинів, що кількість осаду і його кислоторозчинність суттєво залежать від щільності фільтраційної кірки та величини фільтрації. Утворення щільної кірки обмежує проникність полімерів та призводить до зменшення їх концентрації в фільтраті бурового розчину. В результаті, кількість осаду при контакті з фільтратами



цементних розчинів зменшується більше ніж на 50%, а розчинність осаду в кислоті значно покращується (рис. 6).

В безглинистих системах величина фільтрації та щільність фільтраційної кірки, у великій мірі, визначається кількістю карбонатного кольматанта та оптимальним підбором його гранулометричного складу. Залежність кількості осаду від концентрації кольматанта та показника фільтрації наведена на рис. 7.

Таким чином, ми приходимо до важливого висновку про необхідність обмеження і суворого контролю величини фільтрації бурових розчинів, і особливо фільтрації у вибійних умовах, при розкритті продуктивних горизонтів. Оскільки стає очевидним, що показник фільтрації визначає не тільки кількість рідини, що надходить до порового простору колекторів, але і її компонентний склад, зокрема, вміст високомолекулярних полімерних реагентів, які здатні негативно впливати на колекторські властивості, як через адсорбцію на поверхні пор, так і через утворення осаду при взаємодії з фільтратом цементного розчину.

Таблиця. Утворення осаду при контакті фільтратів бурових і цементних розчинів

Тип бурового розчину	№ п/п	Кількість осаду по масі від об'єму суміші (1:1) після прогріву 140 °С, %				
		Фільтрати бурових розчинів	РТМ-120ПВ	РТМ-75	ТС-100	ТС-50
№			1	2	3	5
Фільтрати цементних розчинів			0,15	0,1	0,12	0,13
Біокар	1	0,03	0,08	0,18	0,04	0,06
ПШР	2	0,07	0,25	0,23	0,21 Розчиняється на 90%	0,2
Хлор - калієвий	3	0,11	0,22 н/р	0,22 Розчиняється на 85%	0,21 Розчиняється на 50%	0,24 Розчиняється на 70%
Полімер - калієвий	4	0,06	0,12	0,08	0,11	0,1

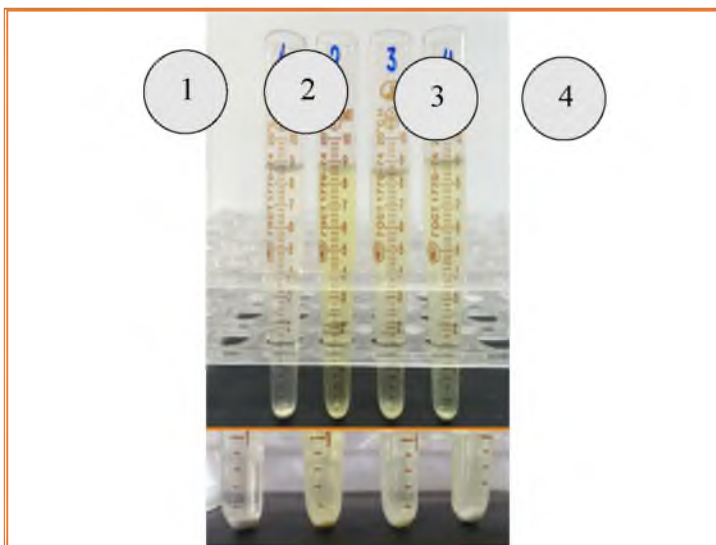


Рис. 1 – Осад фільтратів цементних розчинів після прогріву на 140°C

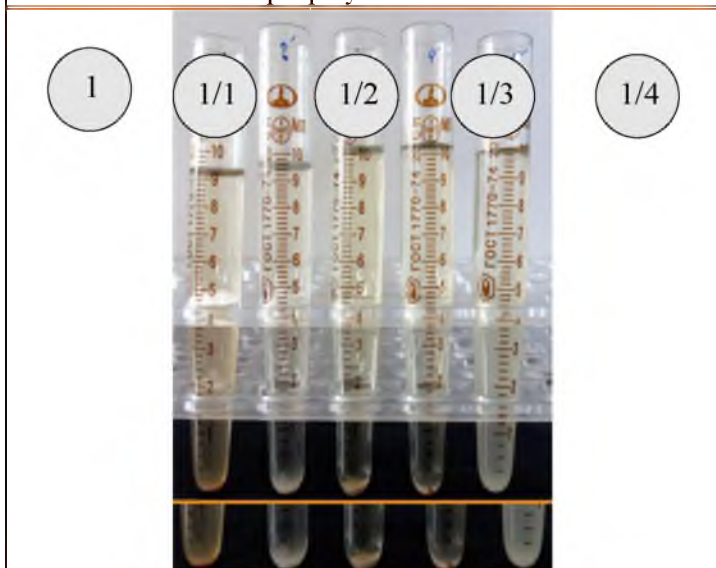


Рис. 2 – Осад суміші фільтрату бурового розчину системи Біокар з фільтратами цементних розчинів після прогріву на 140°C

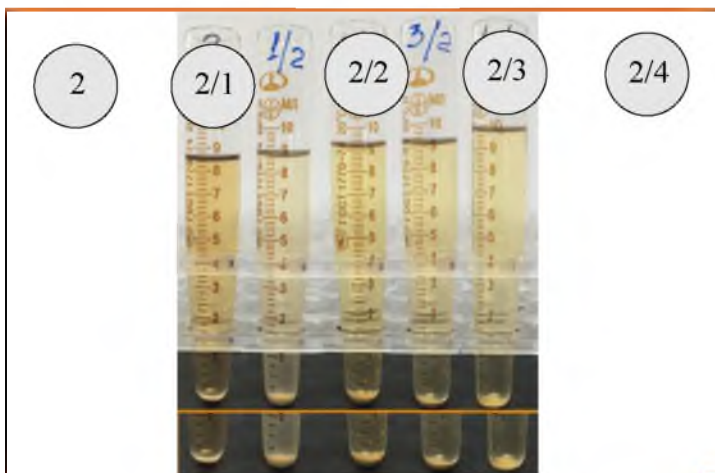


Рис. 3 – Осад суміші фільтрату полімер-інгібованого бурового розчину з фільтратами цементних розчинів після прогріву на 140°C

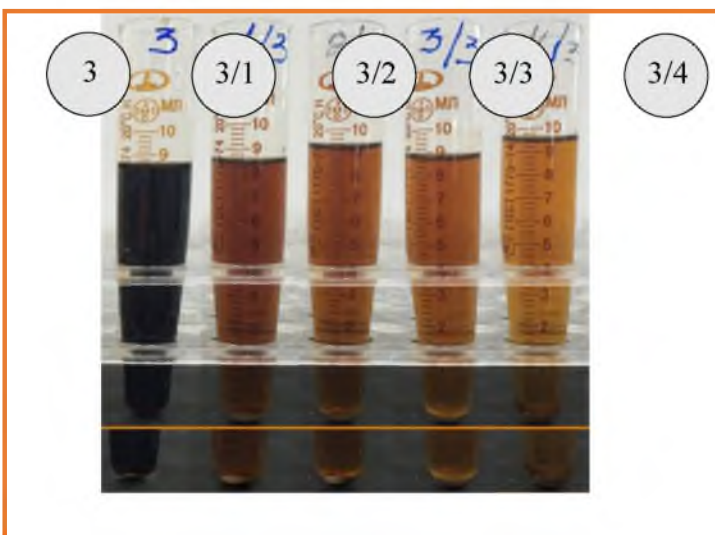


Рис. 4 – Осад суміші фільтрату хлор-калієвого розчину з фільтратами цементних розчинів після прогріву на 140°C

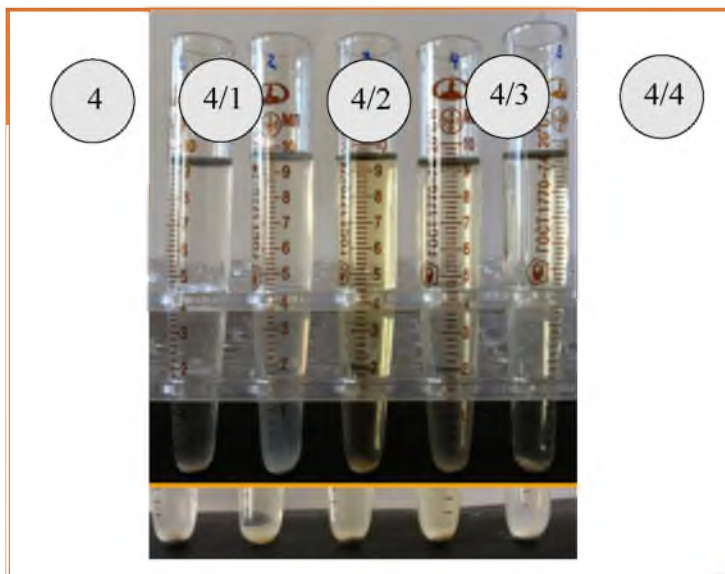


Рис. 5 – Осад суміші фільтрату полімер-калієвого розчину з фільтратами цементних розчинів після прогріву на 140°C

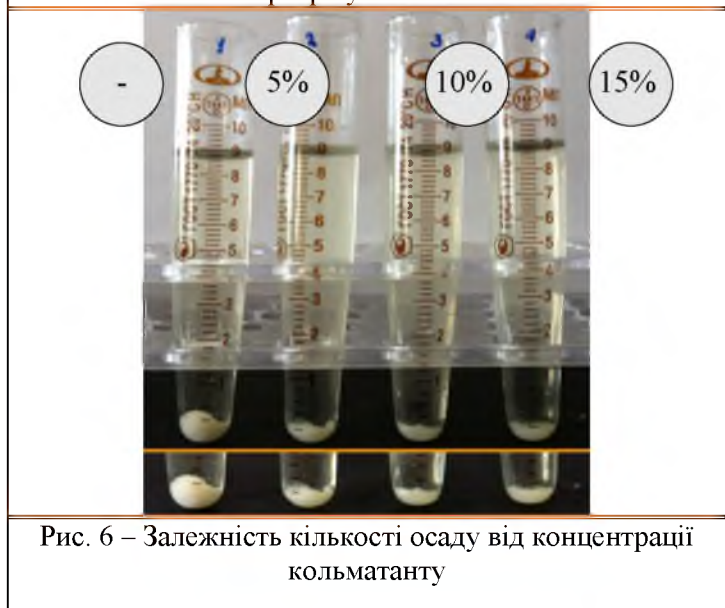


Рис. 6 – Залежність кількості осаду від концентрації коагулянту

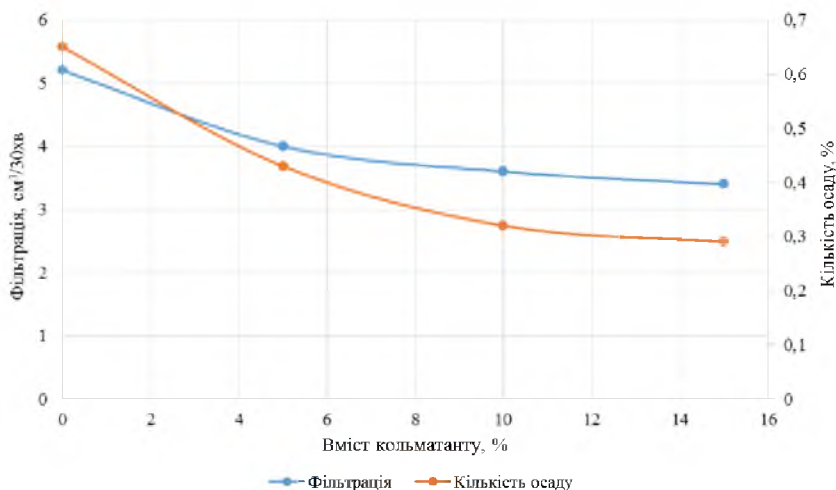


Рис. 7 – Залежність кількості осаду від концентрації колюматанту та показника фільтрації

ДИНАМИЧЕСКАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ КАК МЕТОД ОЦЕНКИ ЕЕ СООТВЕТСТВИЯ ГОРНО- ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.

Ляшенко С.О.¹, Лубан С.В.¹, к.т.н. Лубан Ю.В.²

¹ТОВ «Геосинтез інженіринг»

²ПрАТ «НИИКБ БИ»

1. Фильтрация – один из важнейших показателей качества бурового раствора, критерий его агрегативной устойчивости. Упрощенно, величина показателя фильтрации жидкости определяется скоростью формирования непроницаемой



филтрационной корки на поверхности проницаемой среды в результате перепада давления между жидкостью и средой. Соответственно, при воздействии факторов, ухудшающих условия формирования такой корки, фильтрация будет увеличиваться.

2. В условиях скважины, одним из таких факторов является циркулирующий буровой раствор, вызывающий эрозионный размыв филтрационной корки. В соответствии с такими представлениями, динамическая филтрация бурового раствора должна существенно превышать филтрацию, замеренную в статическом режиме.

3. Нами проведена серия экспериментов, направленных на изучение закономерностей изменения динамической филтрации в забойных условиях от величины эрозионного воздействия. В экспериментах использовался высокотемпературный филтр-пресс динамической филтрации, производства компании OFI TE (рис.1). Опыты проводились на реальных буровых растворах, отобранных на скважинах, где компания «Геосинтез» осуществляла их сервисное сопровождение. Исследовались растворы разных типов: полимер-глинистые и безглинистые, утяжеленные баритом и карбонатом кальция, имеющие различный солевой состав филтрата. Условия проведения опытов: перепад давления 5МПа и температура от 135 до 165 °С, что соответствовало забойным температурам в скважинах. Эрозионное воздействие потока раствора на корку моделировалось вращением лопастей пропеллера (рис.2). Интенсивность воздействия регулировалась скоростью их вращения.

4. Результаты эксперимента представлены на рис. 3. Как видно из полученных данных, филтрация большинства исследованных буровых растворов не зависит от интенсивности эрозионного воздействия потока и практически равна величине филтрации, замеренной в статическом режиме. Получение таких результатов было крайне неожиданным, поскольку противоречило общепринятым представлениям и требовало своего объяснения.

5. Объяснение было найдено после проведения испытаний бурового раствора со скважины №17, где перед отбором пробы



для проведения исследований было зафиксировано некоторое снижение реологических параметров, СНС и плотности. Показатели фильтрации при нормальных условиях и забойной фильтрации в статическом режиме были стабильны и находились в допустимых пределах. Исследования фильтрации в динамическом режиме позволили установить четкую зависимость ее величины от интенсивности эрозионного воздействия потока. В дальнейшем выяснилось, что причиной такого поведения раствора было его разбавление, вследствие поступления пластовой воды из вскрытого напорного горизонта.

6. Таким образом, благодаря проведенному тесту динамической фильтрации был установлен факт геологического осложнения и приняты своевременные меры по его устранению.

7. Полученные результаты позволили сделать следующие выводы. В системах буровых растворов, которые полностью соответствуют термобарическим условиям в скважине, характеризуются высокой агрегативной устойчивостью и сбалансированным солевым составом фильтрата, показатели статической и динамической фильтрации практически не отличаются. То есть, эрозионное воздействие потока, при любой его интенсивности, не оказывает существенного влияния на процесс формирования фильтрационной корки, и соответственно, величину фильтрации. Однако, в случае даже незначительного нарушения баланса в промывочной системе, вследствие любого внешнего воздействия, которое приводит к разрыхлению и увеличению толщины фильтрационной корки, показатель динамической фильтрации оказывается наиболее чувствительным и мгновенно реагирует своим увеличением, пропорциональным интенсивности эрозии.

8. В условиях широкого применения биополимерных безглинистых растворов, содержащих минимальное количество коллоидного материала и формирующих фильтрационную корку за счет наполнителей определенного гранулометрического состава, особую важность приобретает вопрос проникновения компонентов растворов вглубь пористого пространства пласта-коллектора. Оценить величину такого проникновения можно путем определения величины фильтрации в статическом и динамическом режимах через керамические фильтрационные



диски различной проницаемости.

9. В безглинистой промывочной системе Биокар, применяемой компанией «Геосинтез», используется несколько технологических приемов, обеспечивающих снижение проникновения компонентов раствора в пласт. Особую роль в этом процессе играет органо-минеральный коьматант Alevron® недавно разработанный и внедренный в производство на нашем предприятии (рис. 4). Добавки коьматанта Alevron® позволяют до минимума сократить фильтрационное проникновение безглинистого раствора в коллекторские пласты, не зависимо от их емкостно-фильтрационных характеристик. На рис. 5 представлены результаты определения фильтрации раствора Биокар с добавками коьматанта Alevron® ($P=5\text{ МПа}$, $T=130^\circ\text{C}$) в динамическом режиме (350 об/мин.) через керамические диски с размером пор 20 и 50 мкм. Как видно на фото, величина фильтрации составляет 12 и 16 см³/30 мин. соответственно. При этом в обоих фильтрах практически отсутствуют частички твердой фазы, что указывает на высокую плотность и низкую проницаемость фильтрационной корки.

10. При отсутствии в составе бурового раствора реагента Alevron® и неправильном подборе гранулометрического состава коьматанта фильтрационная корка оказывается рыхлой и толстой, а величина фильтрации существенно возрастает (рис. 6).

11. Таким образом, измерение показателя динамической фильтрации открывает дополнительные возможности для контроля параметров буровых растворов и определения их соответствия горно-геологическим условиям в скважине.

Рис. 1. Высоко-температурный фильтр-пресс динамической фильтрации компании OFI TE®.



Рис. 2. Ячейка для исследуемой жидкости и механическая часть с валом и пропеллером.



Рис. 3. Зависимость показателя фильтрации от интенсивности эрозионного воздействия бурового раствора на фильтрационную

корку.

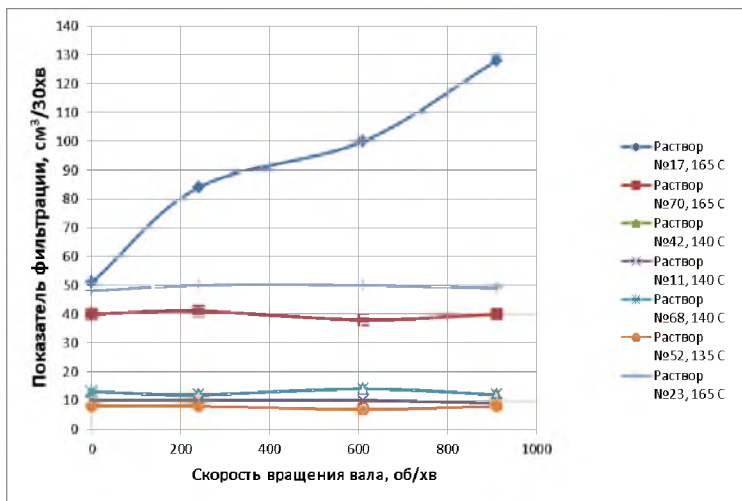


Рис. 4. Органо-минеральный кольматант Alevron®.



Рис. 5. Промывочная система БИОКАР с добавлением кольматанта Alevron®.

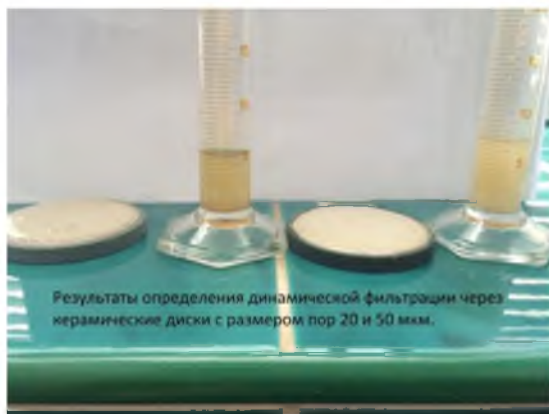


Рис. 6. Пример неправильного подбора гранулометрического состава коагулянта и отсутствия в составе раствора реагента AlevroN[®].



DEVELOPMENT OF A NETWORK OF COOPERATION FOR THE PROMOTION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES - BUS OZE

***Halaj E.¹⁾, Capik M.²⁾, Kotyza J.¹⁾, Lubon W.¹⁾, Pelka G.¹⁾,
Wos D.¹⁾, Szczygiel M.²⁾,
Hajto M.²⁾***

¹⁾ AGH University of Science and Technology, Krakow, Poland

²⁾ Polish Geothermal Society, Krakow, Poland

The project is implemented as part of the 2007-2013 Malopolska Regional Operational Programme and co-financed by the European Regional Development Fund within the 8.2 measure, Developing the position of Malopolska in European networks of cooperation.

The project is leading by AGH University of Science and Technology, Krakow, Poland. The rest of the partners taking part in the Project include: Tadeusz Kosciuszko Cracow University of Technology (Poland); The municipality of Krzeszowice (Poland); Polish Geothermal Society (PSG - Poland); Ivano – Frankivsk National Technical University of Oil and Gas (Ukraine); Carinthia University of Applied Science (Austria); Miskolc University (Hungary); Samsø Energiakademi (Denmark).

The project consists in holding a series of meetings, training programmes and study visits which result in a conceptual development of the Malopolska Centre for Renewable Sources and Preservation of Energy located in Mickinia, Poland and gain the experience for partners. The project is essentially aimed to develop a new model of cooperation by creating a new channel for the transfer of information, knowledge and know-how stemming from theoretical and practical aspects of implementation and efficacy control of Renewable Energy Sources. An additional element of the project is centered around informative and promotional activities which are geared towards disseminating, updating and consolidating information about positive effects of using Renewable Energy Sources in the economy with a view to raising awareness and support of the local community in respective areas. Renewable Energy



Sources are promoted in example by series of exhibitions of the mobile RES laboratory, which visit all subregions of Malopolska and lectures. Several information about RES will be included in RES Guide, which is prepared and will be widespread.

HYBRID RES SYSTEMS ON EXAMPLE OF THE AGH-UST EDUCATIONAL AND RESEARCH LABORATORY OF RENEWABLE ENERGY SOURCES AND ENERGY SAVING IN MIEKINIA, POLAND

Kotyza J., Lubon W., Pelka G.

AGH University of Science and Technology, Krakow, Poland

The educational and scientific activity of the Faculty of Geology, Geophysics and Environment Protection, AGH University of Science and Technology (AGH-UST), Krakow, Poland, is closely related to the subject-matter of renewable energy sources (RES). The specialty “renewable energy sources” has existed and research work in this field has been conducted for several years. It created the need for establishment of educational and research infrastructure that would enable practical courses and laboratory studies, which would enrich the educational offer of the University and improve the quality of the research work. Laboratory, besides didactic and research function, also acts as information and advisory role in terms of RES and energy saving.

Laboratory disposes of different RES installations. Education in the field of geothermal energy in Laboratory Miekinia is based on heat pumps. The Laboratory is heated by four heat pumps with ground sources. Heat pumps works in three different heating systems for building heating and hot domestic water production. They use borehole heat exchangers (83, 87 and 100 m deep) and a horizontal ground source (area of 600 m²). The building is also chilled in the passive way, without the heat pump’s compressor use. The installation’s parameters are measured with temperature sensors, heat meters and electric meters and shown in BMS system. Apart from the



system of heat pumps the Laboratory is in disposal of several demonstration heat pump installations. Hot domestic water is also prepared by the solar collectors. On the roof and the ground there is 3 solar collectors installations of different type (flat and heat pipe type filled with glycol or water for the system circulation). Recently, in the Laboratory a new research stand for photovoltaic was established. The stand which consists of all PV types available on the market is able to give the comparison between different technologies. This is the supplement for smaller PV and wind installation which was established at the very beginning.

AGH University of Science and Technology in cooperation with Krzeszowice Commune and Malopolska Region Energy and Environment Agency are going to create Science and Technology Park 'Miekinia' – Center for sustainable development. Main Center's activities will be research and development, transfer of technology and innovation – Economic activity zone and popularization of science in the field of energy.

УДК 621.3

ПРОБЛЕМИ ВПРОВАДЖЕННЯ НАУКОВО- ІННОВАЦІЙНИХ ЗАХОДІВ З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ НА ТЕРЕНАХ УКРАЇНИ

***М.О.Карпаш, Н.Л.Тацакович, А.В. Яворський,
О.В.Попович***

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу*

*(вул. Карпатська, 15, м.Івано-Франківськ,
mkarpash@nuing.edu.ua)*

Енергоефективність беззаперечно є одним із пріоритетів енергетичної політики України [1]. Незважаючи на очевидність цієї теми, впровадження енергоефективних заходів відбувається дуже повільно, а використання енергії залишається надмірним. Обсяг енергії, що використовується для виробництва одиниці



товарів і послуг, досі у 3,8 рази перевищує середнє значення для Європейського Союзу. Хоча певні кроки в напрямку вирішення цієї проблеми вже було впроваджено, слід оцінити та врахувати, які бар'єри для підвищення енергоефективності існують в українській економіці. Лише у такий спосіб може бути сформульована ефективна і послідовна політика, що спрямована на подолання таких бар'єрів.

Головними стримуючими факторами реалізації заходів у сфері енергоефективності для України [2], є труднощі фінансового характеру: нестача власних фінансових ресурсів (14,5%), значний обсяг необхідних інвестицій (9,7%), висока вартість (8,9%) і складність отримання (7,3%) кредитних коштів, а також адміністративні бар'єри і брак державної підтримки (19%), технологічні чинники (недолік досвіду реалізації проєктів, людських ресурсів, необхідність розробки унікальних технологічних рішень, відсутність компетентних проєктних організацій) (16%).

В якості ще одного істотного бар'єру для реалізації проєктів у сфері підвищення енергоефективності України, потрібно відзначити складність оцінки економічного ефекту від таких заходів. Також необхідно відмітити такі проблеми, як відсутність перевіреного механізму оцінки економічної ефективності проєктів, високий рівень невизначеності та ризиків навіть у середньостроковому часовому періоді, складності прогнозування зміни тарифів.

Експертні дослідження [2], виділяють три найбільш вагомі фактори, які стимулюють реалізацію проєктів підвищення енергоефективності на Україні: постійно зростаюча вартість енергоносіїв, необхідність оновлення обладнання і зниження собівартості продукції. Ці фактори нерозривно пов'язані між собою, оскільки зниження собівартості продукції і за рахунок скорочення питомих витрат на енергоресурси (на тлі постійного зростання цін на них) дозволяють підвищити конкурентоспроможність компаній на ринку.

Ключовим фактором, який стає на заваді ефективному використанню енергії споживачами і компаніями в Україні є втручання держави в роботу енергетичних ринків. Будь-які зусилля, спрямовані на підвищення енергоефективності в



окремих секторах економіки не зможуть досягти успіху до тих пір, поки ці проблеми не будуть вирішені.

Трьома найбільшими проблемами в контексті державного управління є:

- Спотворені ціни на енергоносії внаслідок адміністративного ціноутворення, субсидій і перехресного субсидування;

- Відсутність конкуренції і неефективне використання енергії внаслідок існування державної власності, вертикально інтегрованих монополій та субсидій;

- Відсутність сталої законодавчої бази, що регулює права власності в житловому секторі.

Ключовим питанням в контексті стану енергоефективності в Україні є викривлені ціни на енергоносії. Очевидно, що для прийняття споживачами оптимальних рішень, ціни на енергоносії повинні надавати правильний сигнал споживачам, а саме, наскільки дефіцитним є ресурс. На жаль, це часто не відбувається в Україні, тому що газ, вугілля та ціни на електроенергію, або субсидовані, або встановлені державою. З цінами нижче, ніж ті, які б могли скластися внаслідок дії попиту і пропозиції на працюючому ринку, економічні суб'єкти мають стимул споживати більше, ніж було б у випадку ринкових цін. Більш того, у випадку, коли ціни штучно утримуються на низькому рівні, існує мало стимулів для інвесторів вкладати кошти в поліпшення енергоефективності, оскільки окупність таких інвестицій є дуже малою. Ще однією причиною, що лежить в основі нераціонального використання енергії є відсутність конкуренції та адміністративне втручання в галузі по всьому ланцюжку створення доданої вартості енергії. Газові, вугільні, тепло- і електроенергетичні компанії у більшості випадків є державними, що призводить до неефективного виробництва, розподілу і використання енергії. Крім того, встановлення цін є результатом регулярного адміністративного втручання на відміну від контрактних угод та ринкових переговорів.

Незважаючи на те, що впродовж останніх п'яти років, було підписано 250 законодавчих актів, досі нема чітко визначеного механізму реалізації дії закону.



Навіть за відсутності регресивного державного втручання, низької конкуренції і викривлених цін, існують ситуації, коли споживачі та промисловість не в змозі здійснити заходи з підвищення енергоефективності, що була б у їх інтересах, а також були б корисними для суспільства в цілому.

Виходячи з проведених досліджень, основними (які притаманні більшості секторів економіки) бар'єрами на шляху підвищення енергоефективності в Україні і відповідні напрямки їх подолання є:

- Провали уряди і недосконалості ринку (вертикально-інтегровані монополії, цінові субсидії на газ, вугілля, електроенергію).

- Відсутність послідовної, передбаченої стратегії на політичному рівні і обумовлення важливості постановки та досягнення прозорих цілей.

- Відсутність повної та достатньої інформації щодо енергоефективності та можливостей впровадження енергоефективних технічних засобів.

- Надмірне споживання первинних енергоносіїв, оскільки забруднювачі не приймають на себе вартість місцевого та глобального забруднення

- Високі транзакційні витрати (відсутність обліку газу, електроенергії та тепла робить дорогою систему інформування про використання енергії).

- Висока інфляція та відсоткові ставки перешкоджають розвитку довгострокових ринків фінансування;

- Законодавчі перешкоди, що заважають житловим асоціаціям/компаніям з управління будинком отримати доступ до позикового фінансування.

Подолання наведених бар'єрів для України в сфері ефективного використання енергії, полягає у здійсненні перетворень в сторону більшої лібералізації та відкритості енергетичного ринку, відмови від надмірного державного протекціонізму на користь гнучкого ринкового регулювання, посилення конкуренції та заохочення внутрішнього попиту, що дасть змогу досягти раціонального використання традиційних енергоресурсів, а також впровадити та досягти успіху в процесі впровадження різноманітних енергоефективних заходів.



Літературні джерела

1. Закон України «Про енергозбереження» Верховна Рада України; від 01.07.1994 № 74/94-ВР.

2. Energy Efficiency in Ukraine: reducing regulation and encourage energy savings. Institute for Economic Research and Policy consultation. German Advisory Group. Berlin / Kyiv, 2012.

Режим доступу: http://www.beratergruppe-ukraine.de/download/Beraterpapiere/2012/PP_01_2012_en.pdf?PHPSESSID=00793134947aa9c71b19dcfe2faca160

3. The development of renewable energy in Ukraine: potential, obstacles and advice economic policy. GTZ. BE Berlin Economics GmbH, 2010. Режим доступу: http://www.ier.com.ua/files/Projects/2010/2010_13/BE-Studie-ErneuerbareEnergien-ukr_final.pdf

УДК 621.3.077.4: 622.276.53

ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПРИВОДУ ШТАНГОВИХ ГЛИБИННИХ ПОМП ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ СТУПІНЧАТОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

О.В.Соломчак, С. Я.Бойко

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

*Україна, Івано-Франківськ, 76018. вул.Карпатська
15, solomchak@ukr.net*

На нафтових промислах України близько 70% свердловин експлуатується за допомогою штангових глибиннопомпових установок (ШГПУ). Видобування нафти потребує значних витрат електроенергії, причому у зв'язку з ускладненням умов експлуатації малодобітних свердловин має місце зростання енергетичних витрат на одиницю продукції[6].

На теперішній час для підвищення енергоефективності таких свердловин пропонується використовувати частотно-

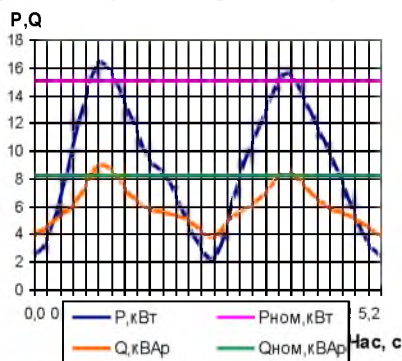


регульований електропривід для регулювання їх продуктивності [4-5]. Такий підхід передбачає більш раціональну експлуатацію свердловини і покращення техніко-економічних показників роботи всієї глибиннопомпової установки, проте є високовартісним.

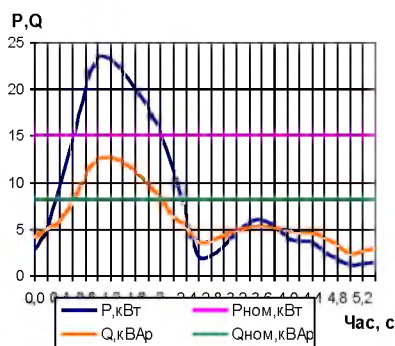
Для навантаження двигуна ШГПУ характерне періодичне чергування перевантажень і недовантажень, що повторюються 12-30 разів у хвилину. Це відповідає 6-15 ходам плунжера глибинної помпи, тобто крива зміни навантаження електродвигуна протягом одного циклу роботи установки має два максимуми і два мінімуми. Максимуми можуть досягати величин, близьких до перекидаючого моменту двигуна, мінімуми близькі до моменту холостого ходу останнього. Крім основних пульсацій, крива зміни навантаження двигуна має також проміжні, обумовлені поздовжніми коливаннями штанг. Ці коливання носять загасаючий характер, однак у момент виникнення їхня амплітуда, досягаючи 30% і більше від основного максимуму навантаження, помітно загострює форму основної кривої і зміщає її максимум вліво від теоретичного положення.

На характер кривої зміни навантаження електродвигуна впливають і такі фактори, як збалансованість, незаповнення помпи, опір руху штанг у трубах і ін.

На рис. 1 показані графіки навантажень електродвигунів при різних ступенях зрівноважування ШГПУ.



а) зрівноважений



б) незрівноважений

Рисунок 1 - Графіки навантаження ШГПУ

Циклічний характер навантаження електродвигунів привода ШГПУ не тільки викликає погіршення енергетичних показників роботи привода, але і приводить до зниження ступеня



використання електродвигунів, до росту відносних втрат потужності в електричній мережі. Зміна навантаження електродвигуна в межах від нуля до номінального і навіть вище призводить до того що двигун практично більшу частину часу працює при низьких значеннях коефіцієнта корисної дії [1]. При цьому реактивна потужність двигуна мало змінюється, а в інтервал мінімального навантаження, перевищує активну [2,3].

Для підвищення енергетичних показників електроприводу ШГТУ пропонується застосувати ступінчате регулювання напруги живлення двигуна в залежності від його навантаження, яке нескладно реалізувати за допомогою спеціалізованого трансформатора з відпайками на стороні низької напруги, чи вольтододакового трансформатора. Це забезпечить режим роботи двигуна в зоні номінального коефіцієнта корисної дії, знизить втрати в самому двигуні і в мережі живлення, зменшить споживання реактивної електроенергії, підвищить ресурс роботи двигуна і забезпечить необхідний момент на валу. Враховуючи змінний режим роботи доцільно застосувати засоби автоматичного регулювання за допомогою симісторів, уловлюючи момент переходу струму через нуль.

Для оцінки економічного ефекту та визначення законів регулювання напруги було побудовано математичну модель, яка складається з системи, трансформатора, кабелю та двигуна. Двигун представлений Т-подібною схемою. Розраховано параметри схеми заміщення, побудовано механічну та регульовальні характеристики, залежність ККД від навантаження, отримано залежності електромагнітного та механічного моментів від напруги та швидкості, залежність потужності на валу від ковзання.

В якості оптимального було вибрано закон регулювання за постійною величиною струму в колі двигуна і рівному номінальному.

Для заданого графіка навантаження електроприводу отримано залежність напруги живлення від навантаження і часу роботи (рис.2).

Проведені розрахунки показують, що регулювання напруги може забезпечити економію електроенергії до 15 %.

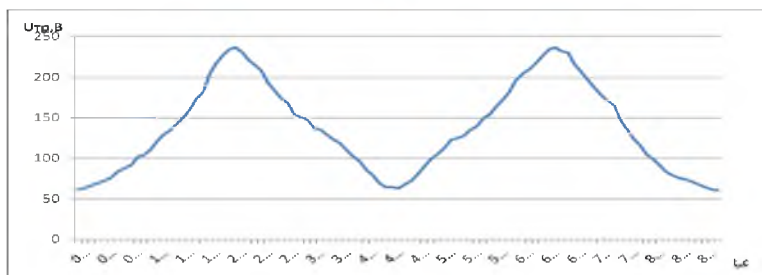


Рисунок 2- Графік оптимальної напруги на трансформаторі в залежності від навантаження

ЛІТЕРАТУРА

1. Соломчак О.В. Електропостачання підприємств нафтової і газової промисловості. Підручник - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ.- 2008р.- 433 с.
2. Соломчак О.В. Технологічна компенсація реактивної потужності в електроприводах штанго-вих глибинних насосів / О.В.Соломчак, О.С. Возняк, М.М.Бабій // Промелектро.- 2006.- №6 - С.59-63.
3. Соломчак О.В. Дослідження режимів споживання реактивної потужності асинхронними електродвигунами зі змінним навантаженням / О.В.Соломчак, О.С.Возняк, В.А.Ровінський // Промелектро.- 2005.- №5.- С.33-38.
4. Маляр А.В. Динамічні та статичні режими роботи електроприводів штангових нафтовидобувних установок / А. В. Маляр, А. С. Андреїшин // Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Електроенергетичні та електромеханічні системи . - 2013. - № 763. - С. 54-59.
5. Маляр А.В. Математичне моделювання роботи верстатогойдалки штангової нафтовидобувної установки / А.В. Маляр // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 3. – С. 34–35.
6. Маляр А.В. Енергетичні параметри електроприводу штангової нафтовидобувної установки // Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Електроенергетичні та електромеханічні системи [Текст]. — 2010. — № 671.



УДК 621.317.791

ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ БУРОВИХ УСТАНОВОК

М.Й. Федорів, к.т.н., І.Д. Галушак, к.т.н., М.М. Рибій
*Івано-Франківський національний технічний університет нафти
і газу,*

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна 76019

Застосування електробура для буріння глибоких свердловин покращує енергетичні показники у порівнянні з роторним бурінням, так як в цьому випадку немає необхідності обертання колони бурових труб і енергія передається долоту безпосередньо від ЗЕД електробура.

На Прикарпатті ефективний видобуток нафти і газу можливий тільки при застосуванні електробуріння. Використання можливостей електробура, який не накладає практично ніяких обмежень на буровий процес, сприятиме розвитку електробуріння в майбутньому [1]. Тому особливого значення набуває проблема підвищення ефективності використання електробурового обладнання (ЕБО). Необхідно врахувати, що парк ЕБО фізично застарів і недостатньо поновлюється через обмежене фінансування, а система планово-попереджувальних ремонтів без науково обґрунтованих періодичності і об'ємів робіт є неефективна [2, 3]. Отже, треба приділяти відповідну увагу питанню надійності ЕБО. Це дозволить заощадити кошти як за рахунок зменшення кількості і тривалості ремонтів ЕБО, так і за рахунок зменшення кількості спуско-підймальних операцій.

До основного електроенергетичного обладнання бурових установок відноситься електропривід бурової лебідки, електропривід ротора (при індивідуальному приводі), електропривід бурових насосів, електробур.

Потужність електродвигунів приводу лебідки становить 200 кВт при багатодвигунному електроприводі та 500 кВт при однодвигунному. Бурова лебідка працює в повторно-короткочасному режимі, але особливістю є зміна ваги вантажу –



колони бурильних труб, яка скручується з окремих труб або секцій (дві або три скручені труби). Важливим моментом є електродинамічне гальмування електроприводу лебідки, отже доцільно знайти спосіб корисного використання електроенергії гальмування.

Ротор бурової установки приводиться в рух від електродвигунів та роздавальної коробки бурової лебідки, коли барабан лебідки загальмований. Режим роботи – тривалий. Для уникнення поломки колони бурильних труб при заклинюванні долота необхідно забезпечувати роботу з механічною характеристикою із обмеженням максимального крутного моменту.

Високовольтні трифазні асинхронні двигуни з фазним ротором або синхронні двигуни потужністю 500 кВт використовуються в якості приводу бурових насосів. Режим роботи – тривалий. Для уникнення аварій в гідросистемі бурових насосів доцільно здійснювати плавний пуск агрегату і електричне регулювання швидкості.

Ефективність роботи електробура практично не залежить від кількості бурового розчину, що прокачується для вимивання вибуреної породи на поверхню. Однак через те, що буріння нових та розгалуження діючих свердловин провадиться на глибині від 2 до 5 км, відчутними стають втрати напруги в струмопідводі. Внаслідок цього зменшується напруга на затискачах електродвигуна електробура, що призводить до таких негативних явищ як зменшення пускового та номінального крутного моменту. Різні опори жил кабелю і колони бурильних труб призводять до виникнення несиметрії струмів у обмотці статора занурювального електродвигуна. Занижена напруга живлення і несиметрія струмів призводять до перегріву електродвигуна, швидкого старіння ізоляції обмотки статора та відмови електробура.

Підвищення енергоефективності електробуріння свердловин може бути досягнуте при точнішому визначенні напруги на затискачах електробура в залежності від заданих технологічних параметрів буріння. Для зменшення несиметрії струмів електробура треба створити на початку струмопідводу таку несиметричну систему напруг, при якій отримаємо симетричну систему струмів і, відповідно, напруг на затискачах занурювального двигуна.

За результатами аналізу енергоефективності роботи електробурової техніки на Прикарпатті встановлено, що на протязі року з допомогою електробурів пробурюється понад 20000 тисяч метрів свердловин. З них Долинською дільницею Прикарпатського УБР 60-70%, решта Бориславською та



Надвірнянською ділянками. При цьому використовуються електробури типу Е 240, Е215, Е164 з механізмами викривлення і телеметричними системами. Під час буріння на протязі року застосовуються від 70-80 електробурів, 25-30 телеметричних систем 23-30 струмоприймачів, 35-60 пристроїв контролю ізоляції, 500-800 кабельних секцій. Найбільші об'єми електробуріння глибоких свердловин є в Долинському районі, який характеризується заляганням твердих порід на глибинах 2...5 км. Спостерігається значна кількість простоїв обладнання через відмови кабельних секцій струмопроводу та наземних підстанцій. Основною причиною відмов кабельних секцій є недосконалість їх конструкцій та значні комутаційні перенапруги. Загальний час роботи електробурів на забої монотонно зменшується.

Кількість ремонтів електробурової техніки складає для двигунів електробурів: 25-30, для телеметричних систем 5-20, для пристроїв контролю ізоляції 5-12, струмоприймачів 4-10, кабельних секцій 300-600 [1, 2].

Міжремонтні періоди складають для двигунів електробурів: 50-80 год., для телеметричних систем 70-140 год., для пристроїв контролю ізоляції 150-300 год., кабельних секцій 400-550 год. [3].

Проведений аналіз показує, що при всіх умовах, починаючи з деякої глибини, для електробуріння будуть характерні підвищені затрати потужності і тиски на виході бурових насосів. При покращенні характеристик струмопідводу, а також при використанні автоматичного контролю фазних значень напруги на затискачах занурю-вального електродвигуна (ЗЕД) електробура можна досягти збільшення глибин буріння свердловин із кращими енергетичними показниками.

Підвищення енергоефективності роботи електричного обладнання бурових установок Прикарпатського УБР можна досягнути шляхом реконструкції системи енергозабезпечення, правильного вибору енергооптимальних режимів роботи, реалізації енергозощаджуючих технологій та економічно обгрунтованого вибору енергетичного обладнання у відповідності до вимог процесу буріння.

При аналізі енергетичних параметрів буріння за допомогою електробура і турбобура було встановлено, що на порівняно невеликих глибинах буріння електробур має значні енергетичні переваги над турбобуром і використанням насосів для приведення в дію породоруйнівного інструменту. При цьому важливо, щоб використовувалася мінімальна кількість промивної рідини. Але із збільшенням значень глибини буріння збільшуються і енергетичні втрати за рахунок збільшення подачі



промивної рідини, її тертя до каналів колони бурових труб, осьового навантаження на долото, електричних втрат у струмопідводі. При цьому настає таке значення глибини буріння, при якому енергетичні переваги електробура над турбобуром практично зникають.

Основні напрямки і питання дослідження енергоефективності застосування електробу-рів:

- розробка способу розрахунку напруги живлення ЗЕД електробура як можливий шлях забезпечення його функціонування при наявності на затискачах симетричної системи напруг номінального значення;
- розробка способу симетрування струмів у фазах і напруги на затискачах ЗЕД електробура, який уможливив би також регулювання її значення;
- аналіз регульовальних джерел змінної напруги на предмет можливості регулювання напруги живлення ЗЕД електробура;
- розробка методів контролю напруги на затискачах ЗЕД електробура.

1. Яремійчук Р.С., Байдюк Б.В. Напрямки створення української технології буріння свердловин, конкурентноспроможної на світовому рівні. – Нафтова і газова промисловість. – 1997. - №4. – С. 17-18.

2. Бабаєв С.Г. Надежность и долговечность бурового оборудования. – М.: Недра, 1974. – 184 с.

3. Електробур – перспектива і дослідження його надійності. Костишин В.С., Ожоган В.А., Федорів М.Й., Галушак І.Д. Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету нафти і газу, ч. 2. – Івано-Франківськ, 1995. – С. 190-191.



УДК 621.317.791

РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРОБУРА В СЕРЕДОВИЩІ ВІРТУАЛЬНОГО ПРОГРАМУВАННЯ LABVIEW

*І.Д. Галушак, к.т.н., М.Й. Федорів, к.т.н., І.М. Михайлів
(Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу,
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна 76019)*

Для збільшення видобутку нафти з малопродуктивних пластів доцільно споруджувати свердловини з використанням електробура, який дозволяє бурити горизонтально направлені та похило спрямовані відгалуження свердловини.

Однією із найскладніших проблем електробуріння є створення надійного струмопідводу. У даний час живлення струмів електродвигуна електробура (ЕЕБ) здійснюється за допомогою двожильної кабельної секції, яка розміщена всередині металевої бурильної труби, що використовується в якості третього провідника. Застосування струмопідводу за системою “два провідники – труба” дає змогу збільшити отвір для проходження промивної рідини, зменшити габаритні розміри контактних з’єднань, а також уникнути закручування кабелю в трубах. Однак при такій системі струмопідводу виникає несиметрія струмів ЕЕБ через неоднаковий опір фаз.

Несиметричні струми навантаження, які протікають в елементах системи електропостачання, викликають в них несиметричні падіння напруги. Тому на клемі двигуна ЕБ з’являється несиметрична система напруг. Особливе значення для нього має напруга зворотної послідовності. Опір зворотної послідовності електродвигунів приблизно рівний опору загальмованого двигуна і, отже, в 5 – 8 раз менший опору прямої послідовності. Тому навіть невелика несиметрія напруг викликає значні струми зворотної послідовності, які накладаються на струми прямої послідовності і викликають додатковий нагрів статора і ротора.



Для проведення лабораторних досліджень енергоефективності функціонування електротехнічного комплексу для електробуріння (ЕТКЕ) в середовищі віртуального програмування LabVIEW створена комп'ютерна модель системи електропостачання ЕЛБ, яка дозволяє моделювати режими роботи ЕЛБ. В основі математичної моделі лежить Т-подібна схема заміщення асинхронного двигуна ЕЛБ, представленого комплексними опорами Z_1 , Z_m і $Z_2(s)$ відповідно. В коло статора введено комплексні опори бурового трансформатора Z_{TP} , жил кабелю Z_G і бурильної труби Z_T . Останні залежать від глибини буріння та від значення струму електродвигуна. Задаючись числовими значеннями опорів схеми заміщення СЕЕ, глибиною буріння L , номінальними струмом I_N і ковзанням s , знаходимо фазні напруги U_A , U_B , U_C на початку струмопідводу в номінальному режимі. Залишаючи бажані фазні напруги на початку струмопідводу та глибину буріння незмінними, розраховуємо механічну характеристику асинхронного двигуна ЕЛБ $M(s)$ та значення його фазних струмів I_A , I_B , I_C під час зміни ковзання s від 0 до 1 [1].

Вихідними даними, що вносяться на початку моделі є: параметри бурового трансформатора ТМТБ 630/10 та електродвигуна електробура Е215-8М-В5. До параметрів бурового трансформатора належать: номінальна вторинна напруга бурового трансформатора ТМТБ 630/10-73У1, які залежать від глибини буріння, і для електробура Е215-8М-В5 становить: 1700 В для глибина 0...1000 м, 1750 В для глибина 1000...2000 м, 1850 В для глибина 2000...3000 м, 1900 В для глибина понад 3000 м - $U_{ном.тр} = 1700 \div 1900$ В; номінальний вторинний струм бурового трансформатора ТМТБ 630/10-73У1 - $I_{ном.тр} = 155$ А; напруга короткого замикання ВН-СН бурового трансформатора ТМТБ 630/10-73У - $U_k = 10,7\%$; втрати потужності бурового трансформатора ТМТБ 630/10-73У1 - $\Delta P_k = 10700$ Вт. До параметрів електродвигуна ЕЛБ належать: номінальна напруга електродвигуна електробура Е215-8М-В5 - $U_{ном.еб} = 1550$ В; номінальний струм фази статора електродвигуна електробура Е215-8М-В5 - $I_{ном,еб} = 131$ А; активний опір фази статора електродвигуна електробура Е215-8М-В5 - $r_{1d} = 0,419$ Ом; індуктивний опір фази ротора електродвигуна електробура Е215-8М-В5 - $x_{1d} = 0,635$ Ом; приведений активний опір фази ротора електродвигуна електробура Е215-8М-В5 - $r_2 = 0,691$ Ом; приведений індуктивний опір фази ротора електродвигуна



електробура E215-8М-В5 - $x2 = x1d = 0,635$ Ом; активний опір фази намагнічувального контуру електродвигуна електробура E215-8М-В5 - $rm = 0,671$ Ом; індуктивний опір фази намагнічувального контуру електродвигуна електробура E215-8М-В5 - $xm = 7,715$ Ом; синхронна частота обертання ротора електродвигуна електробура E215-8М-В5 - $n1 = 750$ об/хв; номінальна частота обертання ротора електродвигуна електробура E215-8М-В5 - $n2 = 655$ об/хв.

Математична модель дозволяє визначати: опори схем заміщення електродвигуна електробура E215-8М-В5 залежно від ковзання; параметри струмопідводу; опори схем заміщення бурового трансформатора ТМТБ 630/10-73У1; опори схеми заміщення струмопідводу залежно від глибини буріння; лінійні напруги на початку струмопідводу залежно від ковзання; фазні струми та напруг на затискачах електродвигуна електробура E215-8М-В5; механічні характеристики електродвигуна електробура E215-8М-В5; енергетичні втрати електродвигуна електробура E215-8М-В5.

Для визначення опорів схеми заміщення електродвигуна електробура E215-8М-В5 залежно від ковзання потрібно визначити: комплексний опір намагнічувального контуру, [Ом]:

$$Zm = rm + xm \cdot i, \quad (1)$$

де rm - активний опір фази намагнічувального контуру електродвигуна електробура E215-8М-В5; xm - індуктивний опір фази намагнічувального контуру електродвигуна електробура E215-8М-В5.

Комплексний опір фази статора, [Ом]:

$$Z1 = r1d + x1d \cdot i, \quad (2)$$

де $r1d$ - активний опір фази статора електродвигуна електробура E215-8М-В5; $x1d$ - індуктивний опір фази ротора електродвигуна електробура E215-8М-В5.

Комплексний опір фази ротора, [Ом]:

$$Z2(s) = x2 \cdot i + r2 \cdot \frac{1-s}{s}, \quad (3)$$

де $r2$ - приведений активний опір фази ротора електродвигуна електробура E215-8М-В5; $x2$ - приведений індуктивний опір фази ротора електродвигуна електробура E215-8М-В5.

Комплексний опір фази електродвигуна, [Ом]:

$$Z(s) = Z1 + \frac{Zm \cdot Z2(s)}{Zm + Z2(s)}. \quad (4)$$

Струм електродвигуна, [А]:



$$I(s) = \frac{U_{ном.еб}}{\sqrt{3} \cdot Z(s)} \quad (5)$$

де $U_{ном.еб}$ - номінальна напруга електродвигуна електробура Е215-8М-В5.

Момент у фазі А (аналогічно знаходимо моменти в фазі В та С), [кг·м]:

$$Ma(s) = \frac{(UA(s))^2 \cdot r2}{\frac{2\pi \cdot n1}{60} \cdot s \cdot 9,807 \left(\left(r1d + \left| \frac{Zm + Z1}{Zm} \right| \cdot \frac{r2}{s} \right)^2 + \left(x1d + \left| \frac{Zm + Z1}{Zm} \right| \cdot x2 \right)^2 \right)} \quad (6)$$

Момент електродвигуна, [кг·м]:

$$M(s) = Ma(s) + Mb(s) + Mc(s) \quad (7)$$

Потужність, що споживається електробуром знаходять шляхом обчислення втрат в струмопідводі та електробурі. Зміни в процесі буріння осьового навантаження і моментоемності прохідних порід обумовлюють коливання завантаження електробура. Тому потужність, що розвивається двигуном, відрізняється від номінальної, для якої в технічних характеристиках двигуна дається певне значення коефіцієнта корисної дії.

Програмне забезпечення розроблене у середовищі графічного програмування LabVIEW [2]. Спочатку здійснюється запис початкових вимірних величин у файл, після чого запускається програма математичної опрацювання.

1. Галушак І.Д., Федорів М. Й., Гладь І.В. Модернізація системи електропостачання електробура на основі її математичної моделі. зб. III Міжнародної науково-практичної конференції «Проблеми економії енергії», м. Львів, 2001. – С. 164-165.

2. математична модель системи електропостачання електробура в середовищі програмування labview / М.Й.Федорів, А.І. Поточний // Збірник наукових праць I Всеукраїнськануково-технічна конференція викладачів, аспірантів і студентів: 18-19 жовтня 2012 р., м. Донецьк: «ДВНЗ» ДонНТУ, 2012. – 71-72 с.



УДК 621.317.791

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГ І СТРУМІВ ПРИЄДНАННЯ ГУРТОЖИТКУ №5 ІФНТУНГ

І.В. Гладь, О.І. Кіянюк, Я.В. Бацала

*Кафедра електропостачання та електрообладнання
промислових підприємств Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу 76019, Україна,
м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; ereo@iung.edu.ua*

Забезпечення якості електроенергії на достатньому рівні є одним з головних завдань електроенергетики України. Важливе місце серед показників якості займає рівень несиметрії напруг електричних мереж. Відхилення напруги в перевантаженій фазі можуть перевищити нормально припустимі значення, у той час як відхилення напруги інших фаз будуть в нормі.

Несиметрія напруги характеризується такими показниками:

- коефіцієнтом несиметрії напруг зворотної послідовності;
- коефіцієнтом несиметрії напруг нульової послідовності;

Норми цих показників встановлені ГОСТ 13109-97. Нормально допустиме і гранично допустиме значення коефіцієнту несиметрії напруг зворотної послідовності в точках приєднання становлять 2,0 і 4,0 % відповідно. Нормально допустиме і гранично допустиме значення коефіцієнту несиметрії напруг нульової послідовності також становлять 2,0 і 4,0 %. Рівень несиметрії струмів також можна оцінити цими коефіцієнтами.

Несиметрія струмів викликається найчастіше наявністю несиметричного навантаження. Несиметричні струми навантаження, що протікають елементами системи електропостачання, викликають у них несиметричні спадання напруги. Внаслідок цього на виводах споживачів з'являється несиметрична система напруг. Також струми зворотної й нульової послідовності збільшують сумарні струми в окремих фазах елементів мережі, що призводить до збільшення втрат активної потужності й може бути неприпустимо за умови нагрівання, створюють вібрацію в електродвигунах. Струми нульової послідовності частково протікають через заземлювачі. При цьому грунт додатково висушується й збільшується їх опір, що знижує електробезпеку.

Отже, експериментальне вимірювання коефіцієнтів несиметрії струмів і напруг та їх аналіз є актуальною задачею.

В результаті вдосконалення розробленого на кафедрі електропостачання та електрообладнання промислових підприємств ІФНТУНГ апаратно-програмного комплексу для аналізу енергетичних параметрів електрообладнання [1] стало можливим визначати рівень коефіцієнтів несиметрії зворотної та нульової послідовності напруг і струмів та аналізувати їх.

На рис. 1 зображено фрагмент коду програми, яка відповідає за обчислення вищеназваних коефіцієнтів та написана в середовищі LabVIEW.

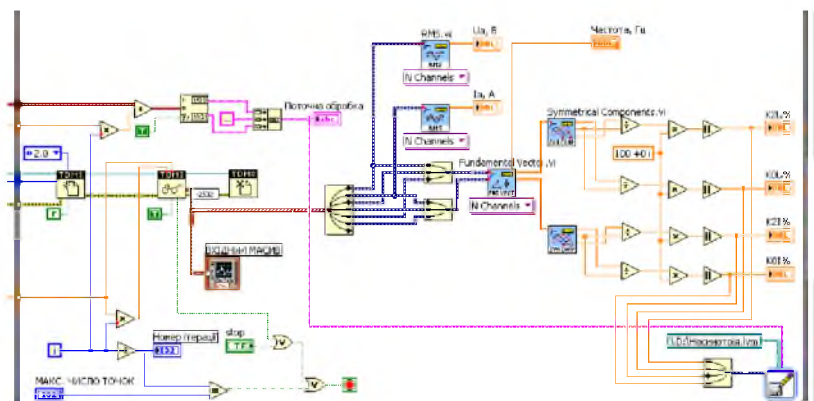


Рис. 1. Фрагмент коду програми обчислення коефіцієнтів несиметрії напруг і струмів

Універсальний цифровий вимірювальний комплекс був використаний для оцінки рівня несиметрії струмів та напруг гуртожитку № 5 Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ), який оснащений кухонними електроплитами загального користування. Вимірювання миттєвих значень напруг і струмів здійснювалися протягом доби без розриву електричного кола (без вимкнення споживачів) шляхом приєднання вимірювального комплексу до ввідного розподільного пристрою в приміщенні електрощитової.

В результаті обчислень отримано добовий графік зміни коефіцієнтів несиметрії напруг і струмів (рис. 2).

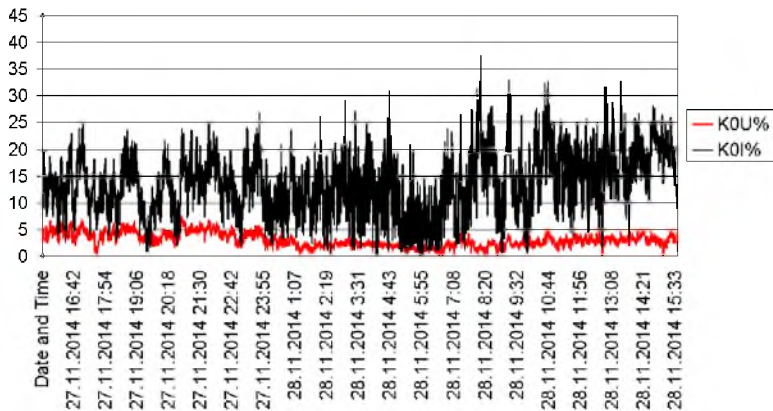


Рис. 2. Динаміка зміни коефіцієнту несиметрії нульової послідовності напруг і струмів гуртожитку № 5 ІФНТУНГ

В світлий період доби рівень коефіцієнту несиметрії нульової послідовності напруг коливається в околі 5%, що перевищує гранично допустиме значення в 4% згідно ГОСТ 13109-97.

Значення коефіцієнту несиметрії нульової послідовності струмів коливаються в межах 5-20% і співрозмірні з коефіцієнтом несиметрії зворотної послідовності.

В результаті досліджень встановлено, що є всі передумови для вжиття технічних заходів щодо зменшення несиметрії струмів гуртожитку. Рекомендовано частину споживачів приєднати з найнавантаженої фази С на інші дві фази, таким чином привівши показник несиметрії напруги у відповідність чинним нормам.

Висновки. Вдосконалений апаратно-програмний комплекс забезпечує вимірювання і аналіз коефіцієнтів несиметрії напруг і струмів.

Несиметрія напруги приєднання гуртожитку № 5 ІФНТУНГ за коефіцієнтом несиметрії нульової послідовності не відповідає вимогам ГОСТ 13109-97, тому рекомендується вирівнювати струми фаз шляхом перерозподілу місць приєднання окремих однофазних споживачів.

Літературні джерела



І. Гладь І.В., Галушак І.Д., Поточний А.І., Маскевич У.М., Бацала Я.В., Кіянюк О.І. Проблеми та принципи проектування універсального апаратно-програмного комплексу для енергетичних обстежень електромереж // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. - № 3(28). – С 83-87.

УДК 681.121

КОРЕЛЯЦІЙНИЙ СТАТИСТИЧНИЙ МЕТОД ПОТОКОВОГО ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЦІННОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

О.Є. Середюк, В.В. Малісевич, Т.В. Лютенко

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

м.Івано-Франківськ, Україна, feivt@nung.edu.ua

З врахуванням стрімкого підвищення цін на енергоносії, в тому числі на природний газ все актуальнішим стає питання підвищення точності його обліку та застосування якісно нових методологічних підходів при його обліку. Лівову долю природного газу використовують як джерело теплової енергії для технологічних процесів у промисловості та в побуті для обігрівання житлових приміщень. Ефективність роботи газових пристроїв при цьому у великій мірі залежить від якісних характеристик природного газу. Тому логічно правильним є перехід на якісно новий рівень обліку природного газу за його енергетичною цінністю, який вже давно успішно використовують у деяких європейських країнах та США.

Чинний в Україні новий стандарт [1] передбачає запровадження визначення енергії природного газу під час його комерційного обліку і формує підґрунтя для переходу до розрахунку за природний газ в одиницях енергії. Однак на практиці застосування такого підходу є досить складним через відсутність дешевих засобів вимірювальної техніки, що дозволяють визначати енергетичну цінність природного газу безпосередньо за умов реалізації потокового контролю.

Для підвищення достовірності обліку природного газу за його енергетичною цінністю запропоновано технічне рішення



витратоміра [2], що дозволяє в процесі вимірювання об'ємної витрати напірним витратоміром одночасно визначати його теплоту згорання.

Метою роботи є розроблення кореляційного статистичного методу для потокового визначення енергетичної цінності природного газу при функціонуванні витратоміра на базі напірного і термоанемометричних перетворювачів.

Парціальний витратомір (рис. 1) складається з вимірювального трубопроводу 1 з робочим середовищем 2, гідродинамічної трубки Піто 3 з приймачами повного 4 та статичного 5 тисків, яка закріплена на трубопроводі за допомогою стакану 6 і обладнана краном 7 для перекривання пневматичних імпульсних ліній трубки 3, локального звужувального пристрою 8, обвідного трубопроводу 9 з запірними кранами 10 і 11, термоанемометричним давачем, давачами тиску і температури (на рис. 1 показані відповідні інформативні лінії Q , p , T). Витратомір містить також блок 12 вимірювання швидкості потоку, блок 15 визначення інформативних параметрів витратоміра, блок 13 визначення коефіцієнта тепловіддачі термоанемометричного перетворювача і блок 14 вимірювання енергетичної цінності природного газу.

Під час роботи парціального витратоміра трубка Піто 3 використовується для визначення швидкості потоку робочого середовища 2. Інформація про швидкість потоку формується в блоці 12 за результатами обробки даних про різницю тисків в імпульсних лініях трубки 3. Визначення якісних характеристик природного газу відбувається у обвідному трубопроводі шляхом встановлення в ньому термоанемометричного перетворювача. Робоче середовище 2 потрапляє у обвідний трубопровід 9 через відкриті крани 10 і 11 завдяки перепаду тисків у трубопроводі, що створюється звужувальним пристроєм 8. Після закриття одного з кранів 10 або 11 досягається відсутність потоку у трубопроводі 9. Інформація про тиск, температуру та електричну напругу на термоанемометричному перетворювачі обробляється в блоці 15, на основі чого блоком 13 здійснюється визначення коефіцієнта тепловіддачі термоанемометричного перетворювача. В блоці 14 здійснюється розрахунок потокового значення енергетичної цінності природного газу на базі визначених його швидкості потоку та теплоти згорання.

Теплота згорання природного газу обчислюється блоком 14 на основі попередньо визначеного значення коефіцієнта тепловіддачі α_0 термоанемометричного перетворювача за умови відсутності потоку газу, який в процесі функціонування парціального витратоміра визначається за формулою:



$$\alpha_0 = \frac{I_{\text{д}}^2 R_{\text{д}}}{\pi d_{\text{д}} l_{\text{д}} (T_{\text{д}} - T_{\text{г}})}, \quad (1)$$

де $I_{\text{д}}$ – сила електричного струму, що проходить через металеву дrottину термоанемометричного перетворювача; $R_{\text{д}}$ – електричний опір металевій дrottини при робочих умовах витратоміра; $l_{\text{д}}$, $d_{\text{д}}$ – довжина і діаметр металевій дrottини відповідно; $T_{\text{д}}$, $T_{\text{г}}$ – температура металевій дrottини і температура природного газу за робочих умов відповідно.

Для встановлення кореляційного зв'язку між коефіцієнтом тепловіддачі $\alpha_{0\text{с}}$ за стандартних умов і теплотою згорання $H_{\text{с}}$ природного газу використовується методологія статистичного аналізу бази даних відомого компонентного складу природного газу. Вона сформована на основі реальних даних, які отримані хімічною лабораторією ПАТ "Івано-Франківськгаз" впродовж 2008-2010 рр. при проведенні хроматографії природного газу і містить відомості про компонентний склад, нижчу теплоту згорання та густину кожного із 97 різних складів природного газу за стандартних умов. В базу даних відібрані гази, що у своєму складі містили метан з об'ємною концентрацією (92,5...98,1) %, етан – (0,6...3,3) %, пропан – (0,2...1,5) %, азот – (0,5...1,2) %, вуглекислий газ – (0...0,9) %.

Для кожного складу природного газу за методикою композиційного аналізу розраховувалися коефіцієнти теплопровідності, теплоємності та динамічної в'язкості. Далі для кожного складу газу розраховувалися коефіцієнт тепловіддачі $\alpha_{0\text{с}}$ з врахуванням використання термоанемометричного перетворювача з чутливим елементом діаметром 30 мкм і нижча теплота згорання, що дало можливість отримати таку регресійну залежність (рис. 2).

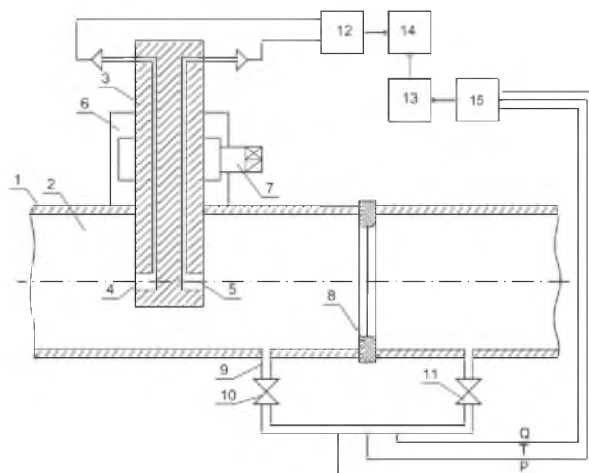


Рисунок 1 – Схема павільйонного витратоміра

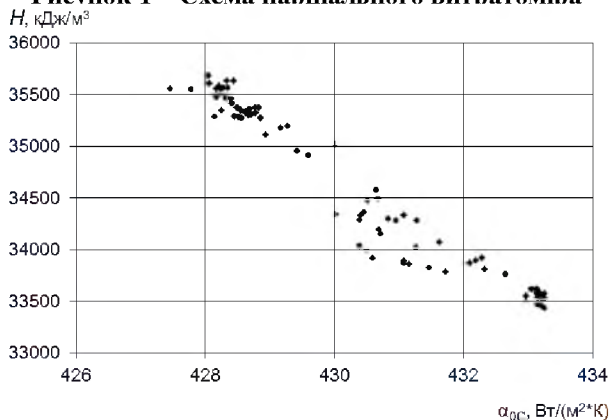


Рисунок 2 – Графічна залежність нижчої теплоти згорання НС природного газу від коефіцієнта тепловіддачі α_{0C} термоанемометричного перетворювача

З цього рисунка слідує висновок про наявність закономірностей зміни нижчої теплоти згорання H_C за стандартних умов від коефіцієнта тепловіддачі α_{0C} , що дозволяє методом апроксимації експериментальних даних, записати таку функціональну залежність:

$$H_C(\alpha_{0C}) = -406,45 \cdot \alpha_{0C} + 209501, \text{ Дж/м}^3. \quad (2)$$



Враховуючи те, що коефіцієнт α_0 визначається за формулою (1) за робочих умов функціонування витратоміра, його значення потрібно привести до стандартних умов. Для цього на основі набору розрахованих значень коефіцієнта тепловіддачі при робочих тисках 0,1...2,0 МПа і температурах 0...30 °С отримано апроксимаційну залежність, яка дозволила математично зв'язати коефіцієнт тепловіддачі α_0 з тиском і температурою робочого середовища за умови відсутності його потоку і використання термоанемометричного перетворювача з чутливим елементом діаметром 30 мкм. На підставі цього отримана формула для перерахування коефіцієнта α_0 до його значення за стандартних умов робочого середовища α_{0C} :

$$\alpha_{0C} = \frac{429,06\alpha_0}{\left(-2,061 \cdot 10^{-12} p^2 + 8,785 \cdot 10^{-5} p + \right. \\ \left. + 1,681T - 2,316 \cdot 10^{-7} pT - 65,7 \right)}. \quad (3)$$

Наведена модель дозволяє визначений за формулою (1) при функціонуванні витратоміра коефіцієнт тепловіддачі термоанемометричного перетворювача за робочих умов привести до стандартних умов за формулою (3), а потім, використовуючи формулу (2) отримати числове значення нижчої теплоти згорання природного газу, що в добутку із виміряною витратою напірним перетворювачем характеризує енергетичну цінність потоку природного газу.

Розроблений кореляційний статистичний метод потокового визначення енергетичної цінності природного газу обґрунтовує можливість створення витратомірів нового типу для реалізації європейського підходу до обліку природного газу.

Літературні джерела

1. Природний газ. Визначення енергії: ДСТУ ISO 15112:2009. – [Чинний від 2011-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 48 с.
2. Пат. 91778 U Україна, МПК (2014.01) G 01 F 1/00. Парціальний витратомір / Середюк О.Є., Малісевич В.В. – № u201402428; заявл. 11.03.2014; опубл. 10.07.2014, Бюл. № 13.



УДК 621.923

ОСОБЛИВОСТІ ВПЛИВУ НА ЕНЕРГОЄМНІСТЬ ШЛІФУВАННЯ КРУГАМИ З НАДТВЕРДИХ МАТЕРІАЛІВ ІЗ ЗМІНЕНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ АБРАЗИВНОГО ШАРУ

В.І. Лавріненко, О.А. Дєвицький¹, В.Ю. Солод²

*¹Інститут надтвердих матеріалів ім. В.М. Бакуля НАН
України,*

04074, м. Київ, вул. Автозаводська, 2, e-mail: devitsky@mail.ua

*²Дніпродзержинський державний технічний університет,
51918, м. Дніпродзержинськ, вул. Дніпробудівська, 2, e-mail:
v.solod@ukr.net*

В сучасних реаліях розвитку машинобудування значна увага приділяється продуктивним процесам оброблення, що ґрунтуються на застосуванні сучасних інструментів з високою різальною здатністю. Для процесів абразивного оброблення такими інструментами є шліфувальні круги з надтвердих матеріалів (НТМ), які мають досить високі експлуатаційні характеристики. Дані шліфувальні круги знайшли широке впровадження й для заточування та надання необхідної геометрії різального інструменту, що застосовується при обробленні великогабаритних деталей, зокрема корпусів бурових головок. Одним із шляхів досягнення ефективного абразивного оброблення є введення додаткової електричної енергії в зону шліфування. Проте, в такому випадку, разом з підвищенням продуктивності оброблення спостерігається збільшення відносних витрат зерен НТМ, оскільки додаткова електрична енергія, яка надходить в зону оброблення, є здебільшого надлишковою. Щоб запобігти цим негативним наслідкам, необхідно регулювати або керувати обмежувати робочу напругу джерела імпульсного струму, який подається в зону шліфування, що на практиці, в багатьох випадках, здійснити важко. Крім



того, даний метод підвищення ефективності шліфування є досить енергоємним.

В даній роботі приділено увагу вирішенню актуальної науково-технічної задачі, пов'язаної зі зменшенням енергоємності високопродуктивного оброблення інструментальних матеріалів застосуванням кругів зі зміненими характеристиками абразивного шару врахування електричних явищ, що супроводжують процес шліфування кругами з надтвердих матеріалів.

В процесі шліфування, внаслідок фрикційного контакту різальної поверхні абразивного круга та оброблюваного матеріалу, виникає електризація тертям (трибоелектризація), яка напряму пов'язана з процесом алмазно-абразивного оброблення і безпосередньо впливає на його експлуатаційні характеристики. Більш інтенсивна електризація, що спостерігається при шліфуванні, негативно впливає на зносостійкість кругів з НТМ [1]. Керувати нею можна за рахунок вибору оптимальних характеристик робочого шару інструмента. В той же час, по сигналу, створеному зарядами, що накопичуються на поверхні круга, деталі та шлам можна судити про характер абразивного оброблення, в тому числі, й про доцільність зміни характеристик робочого шару шліфувальних кругів при визначених умовах оброблення [2].

Тому, на першому етапі проведення досліджень, розглянуто особливості електризації при шліфуванні інструментальних матеріалів кругами з НТМ. Дослідження проводилися на базі модернізованого універсально-заточувального верстата моделі 3В642. Проводилося шліфування зразків з твердого сплаву і швидкорізальної сталі відповідно алмазними і кубонітовими кругами типу 12А2-45° габаритних розмірів 125х5х3х32 на полімерній зв'язці. Використовувалися стандартні шліфувальні круги та круги зі зміненими характеристиками робочого шару, технологія виготовлення яких розроблена в Інституті надтвердих матеріалів ім. В.М. Бакуля НАН України. Для оцінки величини заряду досліджуваного об'єкта визначали напруженість електростатичного поля, створеного цим зарядом. Вимірювалась напруженість електростатичного поля продуктів шліфування (шламу), оскільки вони містять у своєму складі як



мікрочастинки оброблюваного матеріалу, так і робочого шару алмазно-абразивного інструменту, що дає узагальнену картину про характер оброблення. Величина напруженості електростатичного поля шламу при дослідженнях фіксувалася безконтактним шляхом вимірювачем параметрів електростатичного поля ИПЭП-1, який встановлювався на постійній відстані до вимірюваного об'єкта, на якому спостерігається накопичення зарядів.

Оскільки при шліфуванні відбувається не тільки процес різання зернами, а й трибопроцеси в зоні оброблення, то певне значення мають покриття зерен НТМ. Вплив складових такого покриття на процес електризації може бути досить суттєвим. Тому, нами проведені дослідження впливу склопокриттів зерен НТМ на величину напруженості електростатичного поля при шліфуванні зразків зі швидкорізальної сталі Р6М5 кубонітовими кругами. У якості покриттів застосовувалося скло силікатної системи $\text{Na}_2\text{O}-\text{CaO}-\text{B}_2\text{O}_3-\text{SiO}_2$ і свинцевої системи $\text{PbO}-\text{ZnO}-\text{B}_2\text{O}_3-\text{SiO}_2$. З метою регулювання властивостей цих покриттів до їх складу вводилися дисперсні модифікуючі домішки тугоплавких оксидів ZrO_2 , TiO_2 і Al_2O_3 . Дані домішки вводилися в межах 10...30 мас. %. Згідно отриманих результатів, наявність склопокриття підвищує напруженість електростатичного поля шламу після абразивного оброблення. Найбільша напруженість електростатичного поля спостерігалася після шліфування кругами з модифікаційною домішкою Al_2O_3 , найменша – з TiO_2 , її величина відрізняється відповідно майже в 2 рази. Також встановлено, що чим більший відсотковий вміст модифікаційних домішок, тим вища напруженість електростатичного поля шламу після шліфування. Залежність зносостійкості кубонітових кругів від напруженості електростатичного поля шламу для різних модифікаційних домішок, внесених до покриття зерен з кубічного нітриду бору (КНБ) визначено при різній продуктивності оброблення. Варто зауважити, що із зростанням напруженості електростатичного поля зносостійкість кругів зменшується, а це означає, що зміною вмісту модифікаційних домішок в покритті зерен можна істотно впливати на напруженість, а значить і на зносостійкість кругів. До прикладу, введенням в склопокриття кубонітових зерен модифікаційної



домішки TiO_2 можна підвищити зносостійкість алмазно-абразивного інструменту до 3-х разів.

Наведені результати досліджень свідчать про те, що можливо і введення домішок безпосередньо до робочого шару шліфувальних кругів дозволить вплинути на характер електризації при шліфуванні, що вивчалось нами далі.

В Інституті надтвердих матеріалів ім. В.Н. Бакуля НАН України розроблені технологія та методи компактування мікропорошків КНБ фізико-хімічним синтезом, а також виготовлення з цих композиційних компактів шліфпорошків зернистостей від 630/500 до 50/40 мкм. Для визначення впливу введення компактів в робочий шар інструменту на величину напруженості електростатичного поля шламу проведено шліфування при продуктивності оброблення $500 \text{ мм}^3/\text{хв}$ зразків твердого сплаву Т15К6 алмазним кругом з зернами АС6, а також кругами того ж типу і габаритних розмірів з комбінованим вмістом в абразивному шарі алмазного порошку зернистості 125/100 і абразивних компактів зернистостей 160/125 і 315/250, останні вводилися в двох варіантах: чисті і металізовані нікелем. Проведені дослідження показали, що введення чистих компактів призводить до певного зниження напруженості електростатичного поля. Зниженню її величини також сприяє підвищення концентрації компактів в абразивному шарі. Металізоване покриття компактів, навпаки підвищує величину напруженості електростатичного поля шламу.

Іншим випадком зміни структури абразивного шару шліфувальних кругів є введення зернистих мінеральних концентратів. В якості таких домішок до робочого шару алмазно-абразивного інструменту вводилися зернисті мінеральні концентрати українського виробництва: рутил (TiO_2), ільменіт ($Fe_2O_3 \cdot TiO_2$), дистен ($Al_2[SiO_4]O$), циркон ($Zr[SiO_4]$), ставроліт ($Fe_2Al_9[SiO_4]O_7(OH)$) і кварц (SiO_2). Залежність напруженості електростатичного поля шламу від характеристик кругів із зазначеними вище домішками, внесеними до робочого шару, досліджувалась при тих самих умовах, що й для кругів з вмістом компактів НТМ. Із підвищенням напруженості електростатичного поля відносні витрати алмазів в кругах також збільшуються. Оцінивши по отриманому значенню

напруженості електростатичного поля шламу зносостійкість шліфувального інструменту з НТМ, можна говорити про те, що найвищу зносостійкість мають круги з вмістом домішок рутилу, найнижчу – з домішками дистена (див. рис.). Отже, з метою підвищення зносостійкості шліфувального інструменту на високих продуктивностях оброблення, доцільно вносити до його абразивного шару саме рутил.

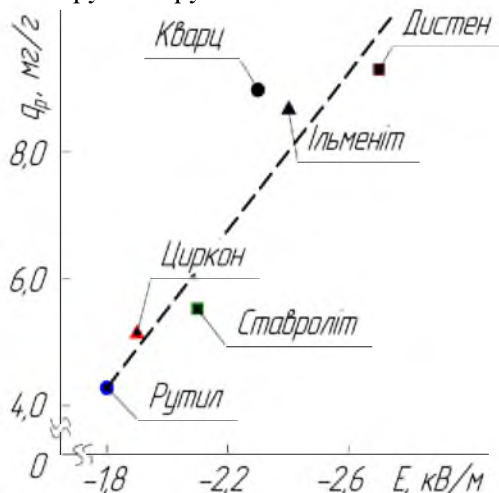


Рисунок – Відносні витрати алмазних зерен при застосуванні алмазних шліфувальних кругів із введенням зернистих концентратів

Загалом результати проведених досліджень засвідчили, що застосування покриттів зерен НТМ та зернистих абразивних домішок у робочому шарі шліфувальних кругів, які є оптимальними для заданих умов шліфування, дозволяє керувати електризацією при обробленні і, як результат, це дасть змогу підвищити зносостійкість інструменту з НТМ до 3-х разів і при цьому досягати високої продуктивності шліфування, що дозволить досягти ефективного процесу шліфування і в той же час позбутись необхідності додаткового зовнішнього електрофізичного впливу на зону контакту інструмента з деталлю, а це, у свою чергу, зменшить енергоємність абразивного оброблення майже вдвічі.



Література

1. Лавріненко В.І. Вплив функціональних домішок у робочому шарі кругів з надтвердих матеріалів та покриттів зерен на процеси електризації при шліфуванні / В.І. Лавріненко, О.А. Девицький, Б.В. Ситник, С.А. Кухаренко, В.Ю. Солод // Процеси механічної обробки в машинобудуванні / Зб. наук. праць ЖДТУ. – Житомир: ЖДТУ, 2010. – Вип. 9. – С. 92 – 98.
2. Патент на корисну модель № 83782, Україна, МПК (2013.01) В23В 25/00. Спосіб оцінювання зносостійкості шліфувального інструмента з надтвердих матеріалів із введенням функціональних домішок у робочий шар інструмента / В.І. Лавріненко, О.А. Девицький, Б.В. Ситник, С.А. Кухаренко; заявл. 19.04.13; опубл. 25.09.13, Бюл. № 18.

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ ЕФЕКТИВНОСТІ УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОПРИВОДАМИ НА БАЗІ АСИНХРОННОГО ДВИГУНА

І.М. Михайлів

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

*вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019.
admin@nmg.edu.ua*

Асинхронні двигуни досі є найпоширенішими двигунами. Електроприводи на базі асинхронного двигуна є найбільшими споживачами електроенергії. Вони споживають більше 50% електроенергії. Асинхронний двигун спеціального виконання застосовується в електробурінні. Тому покращення їх ефективності дає значний ефект.

З розвитком цифрових мікропроцесорів та силової електроніки стало можливим використання не тільки таких методів управління електроприводом як векторне управління, пряме управління моментом, але і розроблення інших функцій, які роблять привід більш надійним та ефективним.

Один з найцікавіших алгоритмів, який можна використовувати в управлінні електроприводом, є алгоритм для



оптимізації ефективності. При традиційних налаштуваннях магнітний потік підтримується стабільним у всьому діапазоні навантаження. Результатом недовантаження є надлишковий потік та непотрібні втрати в міді. В ситуаціях в яких електропривід використовується в широкому діапазоні навантажень, мінімізація втрат дає значні результати. Відомо, що покращення ефективності електроприводу можна досягти зміною магнітного потоку особливо цей метод ефективний при невеликих навантаженнях та в режимі холостого ходу.

В останні 10-20 років ряд наукових робіт були присвячені зменшенню втрат ЕП. При тому, що вони дали добрі результати, досі немає загальноприйнятого методу мінімізації втрат.[1]

Існує три методи мінімізації [2].

Перший метод базується на контролі одної з змінних (перемінних), яка вимірюється або розраховується. Найчастіше це частота, ковзання та коефіцієнт потужності. Дана стратегія проста та дає добрі результати на вузькому діапазоні параметрів. Цей метод є чутливим до зміни параметрів при зміні температури в приводі та насичення магнітного кола.

Другий метод використовує модель втрат приводу. Цей метод швидкий тому, що оптимальні параметри приводу вираховуються напряму з моделі втрат.[3] Але побудова моделі втрат та розрахунок оптимальних умов може бути досить складним.

Третій метод. Процедура покращення відбувається в режимі онлайн. Онлайн метод оптимізації в якому магнітний потік покроково зменшуються до досягнення мінімальної вхідної потужності, є досить привабливим. Цей метод, на відміну від двох попередніх, є не чутливим до змін параметрів пов'язаних із зміною температури. Попри всі хороші характеристики цей метод має значний недолік в роботі. При невеликому навантаженні коли оптимальні налаштування знайдені, магнітний потік настільки малий, що двигун є дуже чутливий до зміни навантаження[1]. Також визначення оптимальних значень може бути повільним. В останні роки проводиться багато роботи над розробкою алгоритмів для методу пошуку.

Отже найцікавішим для подальших досліджень є метод пошуку а також можливість застосування гібридного методу. Який би використовував сильні сторони методу пошуку та методу моделі втрат.

Список використаної літератури:

- [1] Branko Blanusa (2010). New Trends in Efficiency Optimization of Induction Motor Drives, New Trends in



Technologies: Devices, Computer, Communication and Industrial Systems, Meng Joo Er (Ed.), ISBN: 978-953-307-212-8, InTech, Available from: <http://www.intechopen.com/books/new-trends-in-technologies--devices--computer--communication-and-industrial-systems/new-trends-in-efficiency-optimization-of-induction-motordrives>

- [2] F. Abrahamsen, J. K. Pedersen, F. Blaabjerg: “State-of- Art of Optimal Efficiency Control of Low Cost Induction Motor Drives”, Proceedings of PESC’96, pp. 920-924, 1996.
- [3] C. Thanga Raj, Member IACSIT, S. P. Srivastava, and Pramod Agarwal: ” Energy Efficient Control of Three-Phase Induction Motor - A Review”, International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol. 1, No. 1, April 2009 1793-8198.

УДК 621.22+621.67+62.001.57

МОДЕЛЮВАННЯ МЕХАНІЧНИХ ВТРАТ У ВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСАХ МЕТОДОМ ЕЛЕКТРОГІДРАВЛІЧНОЇ АНАЛОГІЇ

В.С. Костишин, П.О. Курляк,

***ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, м. Івано-Франківськ,
Карпатська 15, тел.: 72-71-72, e-mail: pkurlyak@gmail.com***

В [1] на основі методу електрогідрравлічної аналогії запропонована модель відцентрованого насоса (ВН), яка дає змогу за каталоговими та конструктивними параметрами машини розраховувати її напірну характеристику на всьому інтервалі зміни витрати Q_d – від нульового значення (режим неробочого ходу) до максимального (режим умовного обриву трубопроводу). Висока точність отриманих результатів (відносна похибка розрахунку зазвичай не перевищує 8%) свідчить про адекватність моделювання об’ємних та гідрравлічних втрат у ВН за допомогою комплексної заступної схеми з постійними параметрами. Однак спроба аналогічного вводу у схему вітки з постійним гідрравлічним опором



$Z_{\text{мех}} = \text{const}$ для моделювання механічних втрат виявилася невдалою. Проведені дослідження показали, що ці втрати залежать від витрати і мають мінімальне значення $N_{\text{мех}}^{\text{ном}}$ у номінальному режимі роботи ВН.

Одну з перших спроб представити механічні втрати в якості дисипативного елементу - активного опору зі змінними параметрами $R_{\text{мех}} = (R_{\text{мех}}^{\text{ном}})^{Q_{\text{д}}}$ схеми заміщення ВН - було зроблено в роботі [2], де $R_{\text{мех}}^{\text{ном}}$ - значення механічного опору в номінальному режимі. Однак таке подання механічних втрат дає адекватні результати тільки в інтервалі (0,6-1,1) від номінальної витрати $Q_{\text{д}}^{\text{ном}}$. Тому запропоновано уточнити математичну модель механічних втрат ВН $N_{\text{мех}}$, які обумовлені процесами тертя усередині машини і виділяються у вигляді тепла, яке передається металу корпусу та робочій рідині, що перекачується і представити цю модель у наступному вигляді

$$N_{\text{мех}} = N_{\text{мех}}^{\text{const}} + N_{\text{мех}}^{\text{var}} \quad (1)$$

Залежність між цими параметрами, вираженими у системі відносних одиниць, де базовими вибрані номінальні параметри ВН, проілюстрована на рисунку 1.

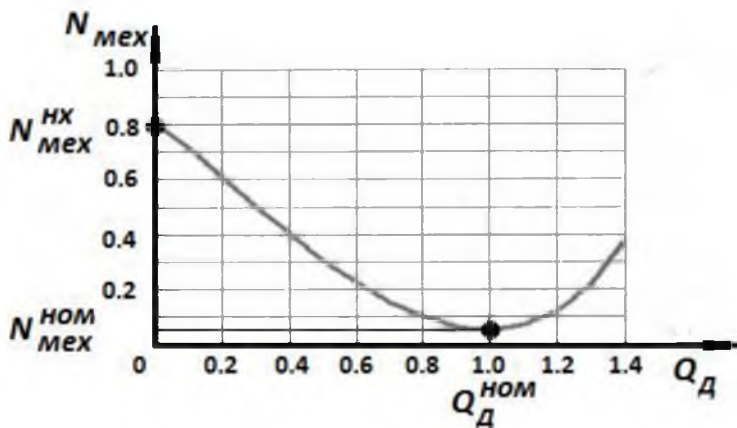


Рисунок 1 - Залежність механічних втрат $N_{\text{мех}}$ від



витрати Q_D для магістрального насоса НМ-7000-210

Постійна (при незмінній швидкості обертання робочого колеса) складова цих втрат N_{mex}^{const} показує потужність незалежних від витратного режиму незворотних дисипативних втрат дискового тертя, тертя в підшипниках і тертя ущільнення валу. Вона рівна значенню потужності механічних втрат у номінальному режимі роботи $ВН N_{mex}^{nom}$, яке зазвичай не перевищує 5-7% від усієї споживаної потужності ВН

$$N_{mex}^{const} = N_{mex}^{nom} \quad (2)$$

Крім цього у ВН є змінні втрати N_{mex}^{var} , зумовлені відхиленням робочого режиму від номінального, що супроводжується ударним зіткненням рідини з робочою поверхнею лопаті. Їх теж можна віднести до механічних втрат тому, що вони ілюструють дисипативні теплові процеси у ВН. Ці втрати N_{mex}^{var} представимо у вигляді квадратичної функції

$$N_{mex}^{var} = (N_{mex}^{ix} - N_{mex}^{nom}) (Q_D - Q_D^{nom})^2 \quad (3)$$

Тут N_{mex}^{ix} - значення механічних втрат у режимі неробочого ходу. Очевидно, що безударний вхід рідини у робоче колесо ВН $N_{mex}^{var} = 0$ має місце лише у номінальному режимі роботи. Такий підхід зумовлений тим, що зміна втрат напору ВН на удар при відхиленні від безударного режиму зростає майже лінійно [3], що визначає відповідну зміну втрат потужності за параболічним законом другого порядку.

Запропонований підхід дав змогу розрахувати характеристику споживаної з валу приводного двигуна потужності N_C та ККД ВН за його каталоговими даними, що відкриває шлях до теоретичного аналізу ефективності його роботи. Рисунок 2 ілюструє хороший збіг характеристик споживаної потужності від витрати магістрального насоса НМ 7000-210, розрахованих за допомогою представлені моделі (крива 1) та отриманих експериментально (крива 2) [4].

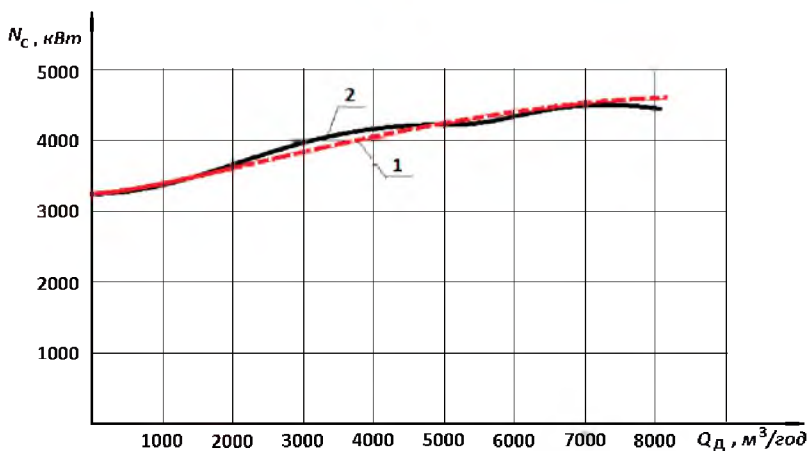


Рисунок 2 - Залежність характеристик споживаної потужності N_c від витрати Q_d магістрального насоса НМ 7000-210, розрахована за допомогою представленої моделі (крива 1) та отримана експериментально (крива 2)

Літературні джерела

1. Костишин В.С. Моделирование режимов работы відцентрових насосів на основі електро-гідравлічної аналогії / В.С. Костишин. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 163 с.
2. Костишин В.С. Энергоефективність відцентрових агрегатів магістральних нафтопроводів / В.С. Костишин, П.М. Николин // Нафтогазова енергетика - 2010. - №.1(12). - С. 23 - 26.
3. Пфлейдерер К. Лопаточные машины для жидкостей и газов. Водяные насосы, вентиляторы, турбовоздуходувки, турбокомпрессоры [Текст] / К.Пфлейдерер. - Москва: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1960.- 685с.
4. Центробежные нефтяные магистральные и подпорные насосы. Каталог. ЦИНТИХимнефтемаш. М.-1973.-20с.



УДК 737.012.15

ДОЦІЛЬНІСТЬ РЕКОНСТРУКЦІЇ СИСТЕМ ВУЛИЧНОГО ОСВІТЛЕННЯ З ВПРОВАДЖЕННЯМ ІННОВАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

***М.І. Михайлів, д.т.н., доцент; І.Б. Боднар.
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу, Україна***

Проведення модернізації системи зовнішнього освітлення на основі впровадження сучасних інноваційних світлодіодних світильників, основними перевагами яких є економія енергоспоживання, довготерміновість експлуатації, відсутність необхідності обслуговування та екологічна безпека.

Загалом можна визначити наступні проблеми:

- Високе споживання електричної енергії та значні видатки з міського бюджету на оплату електричної енергії;
- Значні видатки міського бюджету на обслуговування мереж вуличного освітлення, пов'язані з необхідністю частой заміни ламп (лампи розжарювання-строк роботи 6 місяців, газорозрядні лампи - 12 місяців), постійного ремонту мереж;
- Відсутність коштів у міському бюджеті на проведення об'ємних капіталовкладень, які необхідно провести протягом 1 року.

Для вирішення зазначених проблем потрібно впровадження сучасних енергозберігаючих світлотехнічних приладів на основі світлодіодів (світлодіодні світильники), які дозволять економити значні енергетичні та матеріальні ресурси щорічно (до 70 % на оплаті електроенергії і до 100 % на оплаті за обслуговування та заміну ламп).

Інноваційність світильників полягає в тому, що як джерело світла застосовується одне з останніх досягнень в області фізики напівпровідників - високоефективні світлодіоди білого кольору з



світловою віддачею 40-50 тм/Вт і терміном експлуатації до 100 000 годин. Це дозволило створити прилади вуличного освітлення, що перевершують за економічністю та довготривалістю роботи газорозрядні лампи і мають ККД 95-98 % на відміну від газорозрядних ламп (ртутних і натрієвих), ККД яких - 45-50 %.

Таблиця 1 Техніко-економічні показники

Параметри	Показники	Вартість, грн.
Кількість світильників	1000 од.	
Вартість електричної енергії за 1 кВт/год. (в середньому за тарифними сітками)	грн.	0,26 - 0,98 (0,62)
Світлодіодний світильник ДКУ40У	1 од.	5041
Ламповий світильник ЖКУ16У	1 од.	800
Лампа ДНАТ 250	1 од.	110
Вартість заміни ламп ДНАТ 250 (1 раз на рік)	1 од.	255 грн.
Демонтаж старого та монтаж нового світильника	1 од.	200 грн.
Кількість років експлуатації світлодіодних світильників	20 років	

Для порівняння розрахуємо споживання електроенергії для двох типів світильників.

Час роботи світильників за рік приймаємо $T_p = 2920$ годин

Отже для світлодіодного світильника спожита потужність за рік становить:

$$W_{\text{дод}} = T_p \cdot P_{\text{н.св}} = 106 \cdot 2920 = 309,52 \text{ кВт} \cdot \text{год} ;$$

По аналогії розраховуємо спожиту енергію для світильника з натрієвими лампами

$$W_{\text{нат}} = T_p \cdot P_{\text{н.св}} = 250 \cdot 2920 = 730 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Для подальших розрахунків приймаємо кількість світильників становить 1000 одиниць, а час для порівняння приймаємо 5 років.

Розрахуємо спожиту енергію для усіх світильників за заданий період часу:



$$W_{\sum \text{дiod}} = W_{\text{дiod}} \cdot n \cdot 5 = 309,52 \cdot 1000 \cdot 5 = 1547600 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_{\sum \text{нат}} = W_{\text{нат}} \cdot n \cdot 5 = 730 \cdot 1000 \cdot 5 = 3650000 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Знаходимо вартість спожитої електроенергії, в середньому по тарифних сітках вартість електричної енергії становить 0,3 гривні за кіловат.

$$B_{\text{дiod}} = W_{\sum \text{дiod}} \cdot C = 1547600 \cdot 0,3 = 464280 \text{ грн};$$

$$B_{\text{нат}} = W_{\sum \text{нат}} \cdot C = 3650000 \cdot 0,3 = 1095000 \text{ грн}.$$

Отже вже зараз видно суттєву економію коштів, на економії від споживання електроенергії:

$$E_{\text{спожив}} = B_{\text{нат}} - B_{\text{дiod}} = 1095000 - 464280 = 630720 \text{ грн}$$

Розрахуємо витрати на поточне утримання мережі зовнішнього освітлення, оскільки за даний період необхідно замінити 5000 натрієвих ламп, це пов'язано з їхнім малим терміном експлуатації

$$B_{\text{експлуат}} = n_{\text{лам}} \cdot (C_{\text{лам}} + B_{\text{робт}}) = 5000 \cdot (110 + 255) = 1825000 \text{ грн}$$

Оскільки світлодіодні світильники мають довготривалий термін експлуатації, вони не потребують заміни ламп.

Отже можна розрахувати сумарний економічний ефект від встановлення світлодіодних світильників

$$E_{\sum} = E_{\text{спожив}} + E_{\text{експлуат}} = 630720 + 1825000 = 2455720 \text{ грн}$$

З врахуванням запланованого урядом підвищення тарифів на електроенергію на 15 % економічний ефект від встановлення 1000 світлодіодних світильників за 5 років.

$$E_{\sum n} = E_{\text{спожив}} \cdot k + E_{\text{експлуат}} = 630720 \cdot 1,15 + 1825000 = 2550328 \text{ грн}$$

Заміна 1000 од. світильників на сучасні світлодіодні дозволить збільшити освітлюваність тих вулиць, які не освітлюються з різних причин, та щорічно економити близько 126,15 тис. грн. за рахунок енергозбереження 420480 кВт/рік). Зникне також і необхідність заміни світлодіодних світильників за рахунок гарантійного (5 років), післягарантійного обслуговування і, що, важливо, за рахунок довготривалого



терміну експлуатації, що складає близько 15-20 років. Демонтовані діючі світильники планується встановити замість непрацюючих світильників на інших вулицях, що дасть побічний економічний ефект.

Використана література

<http://www.vatra.te.ua>

<http://www.oe.if.ua>

УДК 620.92

ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ ВІТРОУСТАНОВОК В АЛЬТЕРНАТИВНІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ

І.І. Яремак, М.Б. Кузик

*ІФНТУНГ; 15, вул. Карпатська, м. Івано-Франківськ,
76019; E-mail: snp@iung.edu.ua*

У зв'язку з дефіцитом та поступовим виснаженням традиційних паливно-енергетичних ресурсів України, актуальною є задача впровадження альтернативних джерел енергії.

Згідно інформації світових компаній, що ведуть активні дослідження в галузі електроенергетики, технологія вітроенергетики є економічно рентабельним джерелом енергії. Як відомо, вітрова енергетика є найбільш дешевим відновлюваним енергетичним джерелом. Не менш важливими перевагами генерації енергії за допомогою вітроустановок (ВУ) є безпечність процесів її виробництва, відсутність негативного впливу на екологію та властивість відновлюватись [1].

ВУ можуть застосовувати в різних галузях, зокрема в сільському господарстві для зарядки акумуляторних батарей, опріснення мінералізованих вод, відкачування води для питних потреб, аерації водойм. Крім того, електричні ВУ малої потужності, поряд з зарядкою акумуляторів, можуть живити енергією маяки та бакени, захищати від корозії газу - і нафтопроводи[2].

Метою даного дослідження є аналіз перспектив застосування ВУ в альтернативній енергетиці.



Електричну потужність P , що виробляється ВУ визначають згідно формули:

$$P = \mu \cdot \rho \cdot \pi \cdot L^2 \cdot v^2 / 2, \quad (1)$$

де μ – загальний ККД вітроустановки; ρ - атмосферний тиск, Па; L - довжини лопаті, м; v - швидкість вітрового потоку, м/с.

Незважаючи на суттєвий прогрес у розвитку вітроенергетики та значні потреби у «малих» ВУ, на даний час в Україні їх серійне виробництво практично відсутнє. Тому слід проаналізувати затрати на встановлення ВУ та ефективність їх роботи. З цією метою запропоновано застосувати методику визначення вартості їх «життєвого циклу», згідно якої розраховують витрати на етапи життєвого циклу установки, тобто здійснюють LCC (Life cycle cost)-аналіз. Планові витрати визначаються на кожній стадії життєвого циклу ВУ. LCC-аналіз – єдиний метод розрахунку витрат, який передбачає врахування впливу інфляції через дисконтування грошових потоків. Етапи LCC-аналізу наведені на рисунку 1.



Рисунок 1 - Основні етапи LCC-аналізу



Отже, вартість життєвого циклу визначають згідно формули:

$$B_{жц} = B_{інв} + B_{ТО} + B_{ВВ} \quad (2)$$

де $B_{інв}$ - вартість інвестицій; $B_{ТО}$ - вартість позапланового та профілактичного технічного обслуговування; $B_{ВВ}$ - вартість виробничих витрат [3].

Методологію визначення витрат за етапами життєвого циклу установок активно використовують такі країни як Чеська та Словачка Республіки, а також інші європейські країни. LCC-аналіз дає можливість отримати протягом тривалого періоду оцінку витрат і їх покриття; забезпечити точний прогноз всіх витрат і співвідношення можливого доходу та витрат щодо виробництва енергії загалом; забезпечити стратегічне бачення структури витрат і зіставити її зі структурою доходів.

Отже, в роботі проаналізовано перспективи застосування ВУ в альтернативній енергетиці України. Розраховано витрати на етапи життєвого циклу ВУ, які загалом складають 915,7 тис. грн. Встановлено, що генерація електроенергії ВУ буде економічно привабливою та обґрунтованою, за умови наявності необхідної швидкості вітрового потоку.

Література

1. Д. В. Легошин Перспективи розвитку малої вітроенергетики в Україні / Д. В. Легошин // Національний аерокосмічний університет ім. М.Є. Жуковського «ХАІ» - 2010 – с.265 – 269
2. Корендій В.М Історія і сучасний стан використання тихохідних багатолопатевих вітроустановок у сільському господарстві / Корендій В.М // Збірник наукових праць Вінницького національного аграрного університету –2012. – с. 336-341
3. Gloria Puglia Life cycle cost analysis on wind turbines / Gloria Puglia // Department of Energy and Environment Division of Electric Power Engineering CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY Gothenburg, Sweden - 2013 – с.15-16



УДК 537.226.86:620.92

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ П'ЄЗОЕЛЕМЕНТІВ

І. І. Яремак, С. О. Максим'юк

*ІФНТУНГ; 15, вул. Карпатська, м. Івано-Франківськ,
76019; E-mail: snp@iung.edu.ua*

П'єзоелемент – це пристрій, в тілі якого відбувається електро механічна (зворотній п'єзо ефект) та механіко електрична (прямий п'єзо ефект) трансформація енергії.

Аналіз літературних джерел [1-4] показав, що властивості п'єзоелементів застосовують в галузі медичної ультразвукової томографії, комп'ютерній техніці, радіоелектроніці, метрології в конструкціях різного роду датчиків, генераторів, перетворювачів. На сьогодні є лише декілька досліджень, де п'єзоелемент використовують в якості джерела альтернативної енергії [6,7]. Зокрема, Ізраїльська компанія Innowattech Ltd вперше застосувала установку з п'єзоелементів, що здійснює перетворення механічної енергії автомобілів в електричну [5].

У зв'язку з значним ростом цін на енергоносії та критичним рівнем забруднення атмосфери, на даний час в Україні актуальною є задача впровадження альтернативних джерел енергії. Тому метою роботи є дослідження та застосування властивостей п'єзоелементів генерувати електроенергію при дії на них механічного збурення для живлення світильників зовнішнього освітлення доріг і наближених споживачів.

Кристалічна решітка кристалів, що володіють п'єзоелектричним ефектом, не має центру симетрії, тому вплив (стискаючий чи розтягуючий), прикладений до такого кристала, спричиняє поділ позитивних і негативних зарядів, наявних у кожній окремій елементарній частинці, тобто його поляризації. Оскільки електрична провідність п'єзоелектрика дуже мала, то поляризація проявляється у вигляді механічно індукованих електричних зарядів на його поверхні [7].

Кількісно п'єзо ефект оцінюється п'єзomodулем K_d , який є коефіцієнтом пропорційності між виникаючим зарядом Q і прикладеною силою F :

$$Q = K_d \cdot F. \quad (1)$$



Значення величини п'єзомодуля залежить від типу кристалу, в якому виникає п'єзоэффект і співвідношення напрямків дії механічної сили і поляризації, що виникла.

Конструктивно п'єзоелемент являє собою пластину з п'єзоелектрика, на дві грані якої нанесені електроди, з яких знімається заряд або напруга. Таким чином, напруга на обкладинках складає:

$$U = \frac{Q}{C} = \frac{K_d \cdot F}{C}, \quad (2)$$

де C – ємність, утворена струмоз'ємними гранями елемента п'єзоелектрика, що визначається за формулою:

$$C = \frac{\varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot S}{l}, \quad (3)$$

де ε_0 – діелектрична стала вакууму; ε – діелектрична матеріалу п'єзоелемента; S – площа п'єзоелемента; l – ширина між електродами.

Таким чином енергія, генерована п'єзоелементом за певний час роботи t з інтенсивністю натискань N , складає:

$$W = N \cdot P \cdot t, \quad (4)$$

де P – потужність однієї п'єзоустановки.

На даний час дороги, шосе та автостради завантажені транспортом. Доцільно використати їх енергію, адже даний енергоресурс має значний потенціал. Тому в роботі запропоновано для живлення світильників зовнішнього освітлення і наближених споживачів вздовж автостради розмістити смуги, які містять п'єзоелементи. Згідно запропонованої вище методики розрахунку, встановлено, що п'єзоелектричні смуги довжиною 10 м здатні генерувати в середньому 141,6 кВт·год електроенергії протягом доби. Виробленої таким чином енергії достатньо для живлення світильників зовнішнього освітлення.

Отже, властивості п'єзоелементів генерувати електроенергію при дії на них механічного збурення доцільно застосовувати для живлення світильників зовнішнього освітлення доріг. Запропоноване джерело альтернативної енергії можна використовувати також для живлення невіддалених споживачів, таких, як екрани, світлофори, дорожні камери, освітлення білбордів тощо. Встановленні п'єзоустановки не



потребують додаткового виділення території, не наносять шкоду навколишньому середовищу, система працює не залежно від погодних умов.

Література

1. Ю. М. Поплавко П'єзоелектрики: навч. посіб. / Ю. М. Поплавко, Ю. І. Якименко. – К.: НТУУ «КПІ», 2013. – 328 с.
2. Кэди У. Пьезоэлектричество и его практическое применение / У. Кэди; пер. с англ. — М.: ИЛ, 1949. — 720 с.
3. Piezoelectric Energy Harvesting: [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://piceramic.com/applications/piezo-energy-harvesting.html>
4. Жуков С. О пьезокерамике и перспективах ее применения: [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.compitech.ru/html.cgi/arhiv/01_01/stat-48.htm
5. Innowattech Alternative Energy Harvesting System Roads Solution: [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.youtube.com/watch?v=AEpiDulKc8s>
6. Электроэнергия от наших шагов: [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.gizmonews.ru/2011/10/26/elektroenergiya-ot-nashix-shagov>
7. С. Жуков О Пьезокерамике и прспективах ее применения / С. Жуков // Компоненты и технологии №1, 2001. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.kit-e.ru/assets/files/pdf/2001_01_48.pdf

УДК 006.86:681.121.4

ДОСЛІДЖЕННЯ МОДЕЛЕЙ ВИМІРЮВАННЯ ОБ'ЄМУ ГАЗУ ТУРБІННИМ ЛІЧИЛЬНИКОМ

С.А. Чеховський, Н.Б. Клочко, Б.В. Долішній

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019. (097)653-70-72

Облік природного газу має велике значення для його економії і раціонального використання. Для організації дієвої системи енергозбереження необхідно реалізувати ефективну систему вимірювання і обліку витрати та кількості природного



газу. Стан обліку природного газу визначається технічною базою обліку, зокрема наявністю відповідних методів і технічних засобів. При цьому актуальними є розв'язування задач розроблення і вдосконалення методів оцінювання метрологічних характеристик турбінних лічильників при їх застосуванні як еталонних засобів вимірювання витрати і об'єму природного газу.

Теоретичні дослідження впливу елементів конструкції та експлуатаційних факторів на метрологічні характеристики турбінних лічильників газу при розробленні удосконалень методів оцінювання їх точності показали, що рівняння вимірювання об'єму газу турбінними лічильниками потребує доповнення шляхом врахування конструктивних параметрів турбіни і параметрів вимірювально потоку [1,2]. За основу уточнення рівняння вимірювання турбінними лічильниками газу було взяти фізичну модель запозичену в іноземних авторів [3,4]. Доповнення уже існуючих моделей залежностями, якими визначається число Рейнольдса, в результаті дало уточнену параметрами природного газу та геометрією турбіни математичну модель для визначення залежності коефіцієнта перетворення турбінного лічильника від наведених параметрів:

$$K = \frac{\tan \beta}{rS} - \frac{0.285 n(R+a)SA^{-2} \sin \beta}{\bar{r}^2} \times \left(\frac{St \cdot 4q_v \rho d (\rho_c^{0.5} + 2.08 - 1.5(x_{N_2} + x_{CO_2}))}{D^2 \pi (T^{0.5} + 1.37 - 9.09 \rho_c^{0.125}) \cdot 10^{-6}} \right)^{-0.2} \quad (1)$$

де β – кут нахилу лопатей турбіни, \bar{r} – ефективний радіус турбіни (середньоквадратичне значення внутрішнього a та зовнішнього R радіусів турбіни), m , S – кільцевий поперечний переріз потоку, m^2 , A – площа поперечного перерізу труби, m^2 , n – кількість лопатей турбіни, D – зовнішній діаметр лопаті турбіни ($D=2R$), m ; d – ширина потоку через лопаті турбіни ($d=R-a$), m , ρ_c – густина газу, kg/m^3 , x_{N_2} – молярна частка азоту; x_{CO_2} – молярна частка діоксиду вуглецю; T – абсолютна температура газу, K .

Одержана модель (1) є наближеним виразом для визначення коефіцієнта перетворення турбінного лічильника K , оскільки не враховує впливу кількох гальмівних моментів турбіни. Тим не менш, показує, що нелінійність зміни кутової швидкості за рахунок зміни витрати при нормальних умовах експлуатації, є функцією деяких основних геометричних параметрів та критерію Рейнольдса.

Оскільки прослідкувати за впливом вищезгаданих факторів практично неможливо, пропонується ввести експериментально визначений коефіцієнт, який максимально би



наблизив теоретичні значення до експериментальних, тим самим враховуючи параметри, зв'язок з якими важко врахувати теоретично.

$K, \text{imp/m}^3$

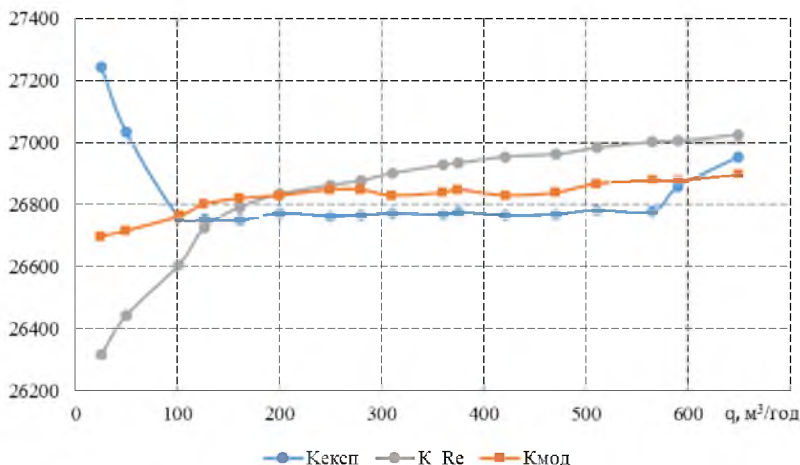


Рис. 1. Графічне представлення дослідження моделей вимірювання об'ємної витрати турбінними лічильниками.

На рис.1 $K_{експ}$ – експериментально отримані значення, $K_{мод}$ – значення, отримані із використанням моделі (1), K_{Re} – значення розраховані за моделлю, де не врахована частота пульсацій потоку. Для якісного оцінювання результатів порівняння обчислювалась похибка репрезентативності вибірки, яка виникає як наслідок того, що опрацюванню підлягала не вся генеральну сукупність значень коефіцієнтів перетворення лічильника, а тільки її частина. Як відомо [5], похибка репрезентативності залежить від об'єму вибірки і буде тим меншою, чим більший об'єм досліджуваної вибірки. За результатами аналітичного порівняння моделей вимірювання об'ємної витрати турбінними лічильниками одержано:

- для експериментальних K : $K_{експ} = 26827 \text{ imp/m}^3$, $СКВ=132,48 \text{ imp/m}^3$, довірчі межі становлять $26764,28 \leq K_{експ} \leq 26890,23$ при імовірності 0,95, похибка репрезентативності $m_{експ} = 33,12$;

- для значень отриманих з використанням моделі (3.7): $K_{мод} = 26825,38 \text{ imp/m}^3$, $СКВ=53,96 \text{ imp/m}^3$, довірчі межі $26799,72 \leq K_{мод} \leq 26890,23$ при імовірності 0,95, похибка репрезентативності $m_{мод} = 19,49$;



- для значень розрахованих за моделлю, де число Рейнольдса береться з експериментальних даних: $K_{Re} = 26832,93 \text{ імп/м}^3$, $СКВ = 203,12 \text{ імп/м}^3$, довірчі межі $26736,38 \leq K_{Re} \leq 26929,49$ при імовірності 0,95, похибка репрезентативності $m_{Re} = 50,78$.

Отже, судячи із результатів обчислень можна зробити висновок, що розсіювання значень при розрахунку коефіцієнта перетворення турбінного лічильника за запропонованою моделлю (1) є найменшим, що дозволило зменшити похибку репрезентативності результатів визначення коефіцієнта перетворення турбінного лічильника у 2,5 рази та звужити довірчі межі, чим підвищується достовірність отриманих результатів. При цьому одночасно досягнуто покращення стабільності значень K на всьому діапазоні робочих об'ємних витрат.

На основі цього пропонується коефіцієнт перетворення лічильника при його калібруванні розраховувати за (1), що дозволяє коригувати систематичну складову похибки турбінних лічильників газу в межах до 0,1-0,2% на стадії проектування і калібрування.

Літературні джерела.

1. Долішня Н.Б. Підвищення точності опосередкованого вимірювання витрати газу з урахуванням властивостей потоку та фізичних основ роботи турбінних лічильників /Н.Б. Долішня, Л.А. Витвицька, Н.М. Піндус// Електротехнічні та комп'ютерні системи. – 2012. – № 06(82). – С.198-204. 2. Ключко Н.Б. Вдосконалення методів оцінювання точності турбінних лічильників газу /Н.Б. Ключко, С.А.Чеховський// Метрологія та прилади. – 2014. – №1П(45). – С.101-105. 3. Wadlow D. Chapter 28.4 Turbine and vane flowmeters / Wadlow D., Webster J.G. // The Measurement, Instrumentation and Sensors Handbook. – Boca Raton, FL: CRC Press. – Dec. 1998. 4. John D. Wright. What is the “best” transfer standard for gas flow? National Institute of Standards and Technology, 2003. – p.27. 5. Метрология, стандартизация и измерения в технике святы. Учебное пособие для вузов / [Хромой Б.П., Кандинов А.В., Сенявский А.Л. и др.]; под ред. Б. П. Хромого. — М: Радио и связь, 1986. — 424 с.



УДК 622.248.6 : 621.318.2

ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТОМОЇ ВАНТАЖОПІДІЙМАЛЬНОЇ СИЛИ МАГНІТНИХ СИСТЕМ ЛОВИЛЬНИХ пристроїв

**Л. І. Романишин, Я. Т. Федорович, Т. Л.. Романишин, Т.
П. Венгриянюк**

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, м. ІваноФранківськ,
вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727181
e-mail: tarasromanushun@gmail.com**

Процес спорудження нафтогазових свердловин супроводжується періодичними відмовами та поломками бурового інструменту, в результаті чого на вибої залишаються металеві уламки. Одним із ефективних способів очищення вибоїв свердловин від стороннього металу є застосування магнітних ловильних пристроїв, що уловлюють феромагнітні предмети без їх попереднього руйнування.

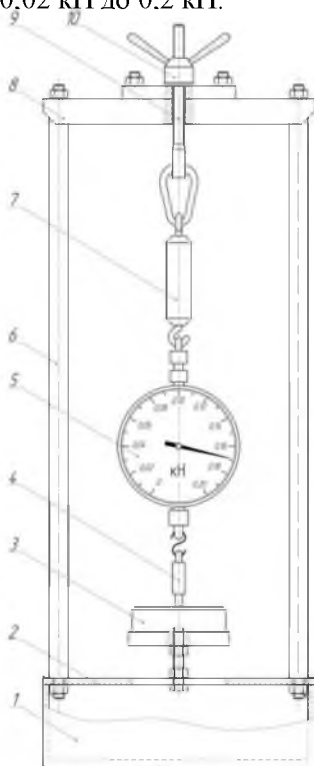
Експлуатаційні можливості магнітних систем ловильних пристроїв визначаються здатністю утримувати уловлені у свердловині феромагнітні предмети різної форми і маси. Тому, важливою характеристикою магнітних систем є питома вантажопідіймальна сила на одиницю площі полюсів. Так як магнітне поле системи неоднорідне, то доцільно визначати значення питомої сили по всій робочій поверхні системи.

На вибої свердловин найчастіше залишаються елементи бурильної колони, породоруйнівного, ріжучого та ловильного інструменту. Для їх виготовлення застосовуються якісні конструкційні та леговані сталі 45, 36Г2С, 40Х, 40ХН, долотні сталі 14ХНЗМА, 18ХНЗМА, твердий сплав.

Нормативними документами для магнітних і електромагнітних плит регламентований силовий параметр – питома сила притягання і наведений метод її визначення. Проте даний метод придатний тільки для прямокутних систем, доволі трудомісткий для досліджень та не може бути використаний для магнітних систем ловильних пристроїв.

На кафедрі нафтогазового обладнання ІФНТУНГ розроблено стенд для визначення питомої вантажопідіймальної сили магнітних систем діаметром до 300 мм (рис. 1). Стенд складається з основи, нижньої плити з поздовжнім пазом та

верхньої траверси, з'єднаних між собою вертикальними стійками. До траверси закріплена тяга, яка має можливість осьового переміщення шляхом провертання маховика. Тяга гнучкою ланкою з'єднана з вимірювальним приладом та дослідним зразком. Як прилад використано універсальний пружинний динамометр ДПУ-0,02-2 з межами вимірювання від 0,02 кН до 0,2 кН.



а)



б)

а – схема станду; б – загальний вигляд

1 – основа; 2 – плита; 3 – магнітна система; 4 – дослідний зразок; 5 – динамометр; 6 – стійка; 7 – гнучка тяга; 8 – траверса; 9 – тяга; 10 – маховик

Рисунок 1 – Стенд для визначення питомої вантажопідіймальної сили

Для дослідження впливу матеріалу предметів на силові характеристики системи були виготовлені дослідні зразки зі сталі 10, 36Г2С та долотної сталі 14ХН3МА. Випробування проводилися на розробленій багатополісній системі [1], що

містить центральний, проміжні та сегментні магнітопроводи різнойменної полярності, між якими розміщені рідкісноземельні постійні магніти.

Результати відриву від робочої поверхні магнітної системи дослідного зразка зі сталі 10 з площею контакту 1 см^2 дали можливість встановити максимальні значення питомої сили $1,8-2,0 \text{ Н/мм}^2$, які зосереджені на вершинах і ребрах магнітопроводів. Віддаляючись від ділянок з максимальними значеннями магнітної індукції питома вантажопідіймальна сила зменшується до $1,4-1,6 \text{ Н/мм}^2$. Під час відриву зразків зі сталі 36Г2С та 14ХНЗМА спостерігалось зменшення питомої вантажопідіймальної сили відповідно на 9-10 % та 20-22% (рис. 2) порівняно зі зразком із сталі 10.

Вольфрамо-кобальтовий твердий сплав слабо володіє феромагнітними властивостями. Раніше проведеними дослідженнями [2, 3] встановлено можливість вилучення твердосплавних предметів із свердловини. При цьому зусилля притягання становить 15-20 % порівняно із матеріалом сталь 10.

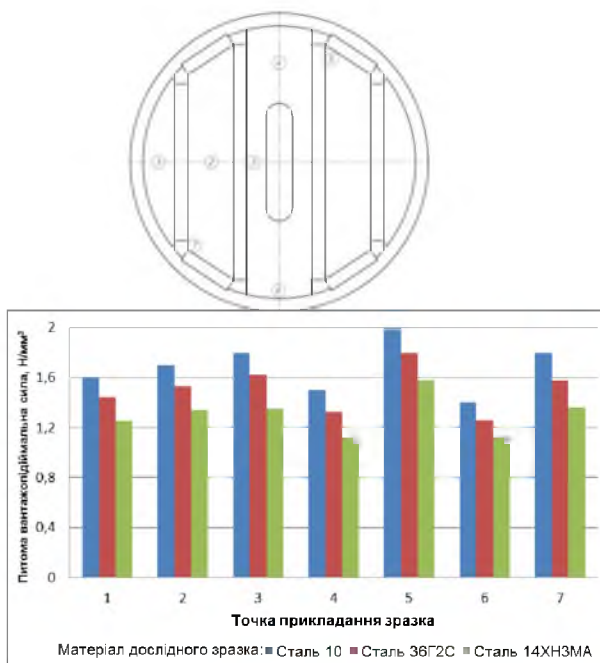


Рисунок 2 – Питома вантажопідіймальна сила залежно від матеріалу дослідного взірця



Таким чином, розроблено лабораторний стенд для визначення питомих силових показників магнітних систем. Експериментально досліджено вплив матеріалу уловлюваного предмету на зусилля притягання до системи. Результати випробувань розроблених ловильних пристроїв підтверджують можливість вилучення шарошок, лап, елементів опор та озброєння доліт, у тому числі і твердосплавного, та інших предметів, що слабо володіють феромагнітними властивостями.

Література

1 Пат. 99790 Україна, МПК E21B 31/06. Уловлювач магнітний / Є. І. Крижанівський, Л. І. Романишин, Т. Л. Романишин; заявник і патентовласник Є. І. Крижанівський, Л. І. Романишин, Т. Л. Романишин. – №a2011 09349; заявл. 26.07.2011; опубл. 25.09.2012, Бюл. № 18. – 6 с.

2 Магнитные устройства для очистки скважин / Ю. А. Курников, И. Ф. Концур, М. Т. Кобылянский, Л. И. Романишин; под. ред. Ю. А. Курникова. – Львов: Вища школа, 1988. – 108 с.

3. Экспериментальные исследования характеристик магнитных систем ловильных устройств / Е. И. Крыжановский, П. Н. Райтер, Л. И. Романишин, Т. Л. Романишин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 104-106.

УДК 004.932

МЕТОДИКА ОПРАЦЮВАННЯ МЕТАЛОГРАФІЧНИХ МІКРОФОТОГРАФІЙ КОНСТРУКЦІЙНИХ ВУГЛЕЦЕВИХ СТАЛЕЙ НА БАЗІ ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ IMAGEJ

В. Д. Миндюк, П. М. Райтер

¹ ІФНТУНГ; 15, вул. Карпатська, м. Івано-Франківськ, 76019.

E-mail: tinlaven@gmail.com

Систематичні дослідження залежності між станом мікроструктури та функціональними (механічними) властивостями сплавів дають підстави припускати, що для отримання інформації про кількісні характеристики



мікроструктур, пов'язаних певними функціональними властивостями, необхідно автоматизувати процес класифікації мікроструктур. На відміну від звичайних методів, аналіз розмірів зерен із використанням систем аналізу зображень характеризується не тільки гнучкістю вимірювань, але й високою точністю і максимальною продуктивністю обробки зразків.

Окрім переваг методу контролю якості, кількісний підхід веде до глибшого розуміння явищ, що спостерігаються, їх причин та наслідків, особливо стосовно до макроскопічних, тобто найбільш важливих для практики поведінки металів. Крім того, кількісний підхід дає можливість виявити ту оптимальну структуру, яка найкраще відповідає умовам експлуатації матеріалу, та допомогти створювати нові сплави із заданим комплексом властивостей [1].

Методи аналізу, пов'язані із кількісною металографією, призначені для визначення:

- лінійних розмірів, площ перетину і периметрів перетину структурних складових і фаз;
- середніх радіусів сферичних частинок у досліджуваному матеріалі та їх середніх об'ємів;
- об'ємної частки частинок (фаз) у матеріалі та їхньої питомої поверхні;
- розподілу частинок матеріалу за розмірами, оцінка кутів орієнтації протяжних фаз тощо;
- периметрів і площ перерізів виробів, дефектів у ньому, його складових частин.

Більшість із цих статистичних методів успішно застосовують і сьогодні, а принципи, що лежать в їх основі, використовують у сучасних обчислювальних пристроях. Для автоматизації процесу потрібно вирішити такі завдання: розпізнавання зерен на зображеннях мікрошліфів, визначення характеристик зерен, з'ясування взаємозв'язку між цими характеристиками і типом мікроструктури.

Основними кількісними параметрами мікроструктури конструкційних вуглецевих сталей є: діаметр зерна, бал зерна, співвідношення між структурними складовими, наприклад, перліт/ферит. Оскільки мікроструктура сталей характеризувалася здебільшого різнозернистістю, то розміри зерен характеризуються середнім діаметром зерна.

Процес визначення параметрів мікроструктури із попередньо одержаних мікрофотографій за стандартною технологією [2] можна автоматизувати можливостями некомерційного програмного продукту ImageJ. Це програма з відкритим початковим кодом для аналізу і обробки зображень. У



ImageJ можна обчислювати площі, статистичні показники піксельних значень різних виділених областей на зображеннях, які виділені вручну або за допомогою порогових функцій.

Опис процедури сегментації і аналізу зерен програмою ImageJ.

Процедура сегментації та аналізу складається з таких кроків.

1) Читаємо зображення та здійснюємо його попередню обробку.

Зображення конвертується із RGB формату в багаторігнати́йне (у разі потреби). Оскільки металографічні зображення часто характеризуються нерівномірністю освітлення, тому здійснюється попередня обробка зображення, така як покращення контрасту і яскравості з використанням функцій вкладки командного рядка Processes.

2) Бінаризація зображення.

Зображення конвертується у бінарне з метою підготовки до виділення контурів (рисунок 1).

Метод передбачає одержання на зображенні двох класів пікселів (фонові та нефонові). Використовуючи гістограму розподілу значень яскравостей пікселів растрового зображення, шукаємо оптимальний поріг, який розділяє ці два класи пікселів. До недоліків методу слід віднести «злипання об'єктів», особливо у місцях перетину, розмиття ліній та втрату тонких ліній.

3) Знешумлення зображення.

Метою цього кроку є видалення пікселів, які не належать до об'єктів інтересу, з допомогою різних морфологічних операцій, зокрема «fill holes».

4) Пошук границь (виділення контурів) окремих структурних частин функцією Adjust Threshold.

Метою цього кроку є виділення границь і аналіз зображення в межах виділеної області

Оскільки результатом роботи детекторів країв звичайно є короткі, не з'єднані сегменти ліній, тому виникає потреба у поєднанні локальних і глобальних методів виділення контурів, що дасть змогу використати переваги обох типів методів.

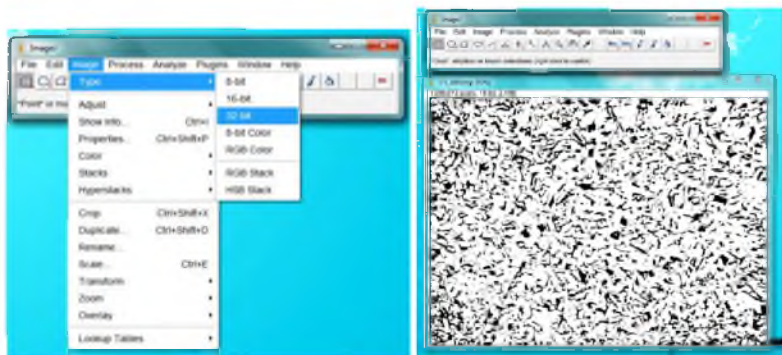


Рисунок 1 – Процес бінаризації металографічного зображення кратністю $100\times$

5) Вимірювання властивостей об'єкта (зерна) на зображенні функцією Analyze Particles.

Тут оцінюємо площу і центр об'єктів (зерен). Також обчислюємо інші статистичні властивості розпізнаних об'єктів на зображенні, зокрема площу, кількість, відсоткову частку затемнених зерен на видимій виділеній окремим контуром зоні зображення, діаметр, тощо (рисунк 2). Для визначення середнього діаметру зерна використовувався діаметр Фере, що визначається методом січних вбудованою відповідною функцією даного програмного продукту.

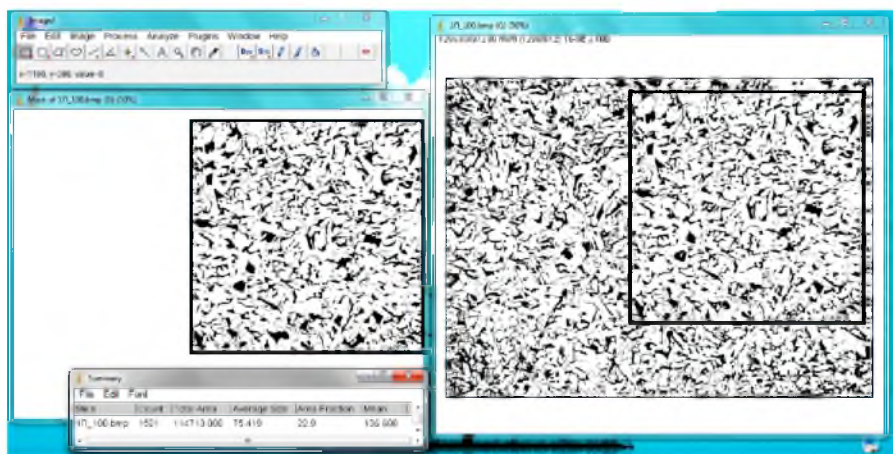


Рисунок 2 – Аналіз властивостей частин зображення командою Analyze Particles в межах виділеної області площею 0,5 мм² за ГОСТ ГОСТ 5639 – 82



Результати опрацювання зображення представляються програмою у вигляді таблиці Summary з усередненими параметрами, що попередньо задаються в полі Set Measurements командної функції Analyze. Приклад представлення результатів вимірювання параметрів перлітної структурної складової сталі 10 наведені в таблиці 1.

Таблиця 3.3 – Приклад представлення усереднених результатів опрацювання металографічного знімка в межах виділеної області програмним продуктом ImageJ

Slice	Count	Total Area	Average Size	Area Fraction	Feret
Сталь 10.bmp	1077,000	120852	112,212	15,917	14,915

В таблиці результатів наведені наступні дані:

Slice – позначення файлу зображення;

Count – кількість зерен перліту на виділеній видимій частині зображення площею 0,5 мм²;

Total Area – загальна площа, зайнята зернами перліту, мкм²;

Average Size – середнє значення площі зерна перліту, мкм²;

Area Fraction – частка площі виділеної зони зображення, зайнятої зернами перліту, %

Feret – середній діаметр зерна перліту, визначений методом січних (метод Фере), мкм.

Літературні джерела

1 Глобально-локальний метод для сегментації та аналізу зображень зерен металів / М. І. Кобасяр, В. В. Корній, Р. Я. Косаревич, Б. П. Русин // Відбір і оброб. інформації: Міжвід. зб. наук. пр. - 2010. - Вип. 32(108). - С. 98-102.

2 Сталі. Мікрографічний метод визначення видимого розміру зерна (ISO 643:2003, ГОСТ): ДСТУ Т50 643:2009. – Набуває чинності з 01.01.2012 згідно з наказом № 477 від 28.12.2009 р.

3 ImageJ User Guide.



УДК 620.191.33:620.194.8

ЕКСПРЕС-ОЦІНКА УМОВ ПОТЕНЦІЙНОГО РУЙНУВАННЯ ДЕФЕКТНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

І.Я. Федорович, О.М. Лепак

*Національний технічний університет нафти і газу,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
igorrrrf@bigmir.net*

Аналіз аварійних ситуацій що виникають в процесі експлуатації трубопроводів засвідчує, можливість реалізації двох сценаріїв. У першому випадку спостерігається розгерметизації труби, другий випадок характеризується катастрофічним (лавинним) руйнуванням трубопроводу, яке інколи сягає декількох кілометрів. Визначальною умовою реалізації одного з двох сценаріїв є критичний розмір наскрізного тріщиноподібного дефекту.

У зв'язку з цим, визначення критичних розмірів наскрізних тріщиноподібних дефектів та прогнозування умов неконтрольованого руйнування дефектних труб магістральних нафтогазопроводів є актуальною науково-технічною проблемою.

Метою даної роботи є оцінка умов руйнування магістральних трубопроводів тривалої експлуатації ґрунтуючись на підходах механіки руйнування.

Процесу руйнування металу трубопроводу притаманна певна стадійність, яка визначається впливом як робочих корозійних середовищ так і тривалих механічних навантажень. На першій стадії на поверхні металу труби наявні технологічні (риски) або утворені корозійні (виразки) дефекти переростають в макротріщину з пороговим розміром c_{th} . На другій стадії, при домінуючій участі механічного фактору, відбувається поширення макротріщини під впливом діючих в трубі циклічних навантажень K_I до критичних розмірів $2a_c$. Третя стадія характеризується за певних умов катастрофічним поширенням тріщини вздовж твірної труби.

Цілісність трубопроводу з наскрізною тріщиною необхідно оцінювати за енергетичним критерієм руйнування: тріщина починає рости, якщо інтенсивність енергії J , що звільнилася, досягає критичної величини J_c .



Досліджували експлуатований 41 рік при максимальному робочому тиску газу $p_{max}=5,4$ МПа метал (сталь 17Г1С, $\sigma_B=562,5$ МПа) магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” та експлуатований 47 років при максимальному тиску нафти $P_{max}=4,1$ МПа метал (сталь 10Г2БТЮЗ, $\sigma_B=584,7$ МПа) магістрального нафтопроводу “Дружба”. Випробування проводили як на повітрі так і в корозійному середовищі ($pH\ 6,7$) NS4, яке слугувало моделлю ґрунтової води.

Враховуючи стабільність процесу руйнування металу трубопроводу, оцінювання умов руйнування експлуатованих трубопроводів проводили у два етапи.

Використовуючи методіку аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці труби, яка дає змогу прогнозувати особливості її руйнування в експлуатаційних умовах та обчислили руйнівні розміри напівеліптичної тріщини $2a_t^*$.

Оцінку цілісності трубопроводу з наскрізною тріщиною проводили шляхом порівняння її розміру $2a_t^*$ із обчисленим за критерієм тріщиностійкості розміром ($2a_c$) наскрізної критичної тріщини

$$a_c = \frac{1}{\pi} \cdot \left(\frac{K_{Jc}}{F_I \cdot \sigma_p} \right)^2$$

де σ_p – максимальні розтягувальні напруження,

$$\sigma_p = \frac{P_{max} R}{t}, \quad \lambda = \frac{a_{K_i}}{\sqrt{R \cdot t}},$$

a_K – півдовжина наскрізної тріщини,

$$F_I = 1 + 0,072449 \cdot \lambda + 0,64856 \cdot \lambda^2 - \\ 0,2327 \cdot \lambda^3 + 0,038154 \cdot \lambda^4 - 0,0023478 \cdot \lambda^5,$$

$$K_{Jc} = \sqrt{\frac{J_c \cdot E}{(1-\mu^2)}},$$

J_c – критична тріщиностійкість, E – модуль Юнга, μ – коефіцієнт Пуассона.

Критичну тріщиностійкість J_{Jc} визначали дослідним шляхом використовуючи експериментально одержану діаграму руйнування зразків “зусилля–прогин”. Випробування проводили на універсальній розривній машині FP-100/1. Швидкість навантаження зразка становила 1 мм/хв і залишалася постійною протягом усіх випробувань. За даними експерименту визначали роботу руйнування



$$A = \int_0^{f_{\max}} P(f) df.$$

Таблиця 1 – Наскрізнi $2a_t^*$ та критичні $2a_c$ розміри корозійно-втомних тріщин для труби газопроводу

Система “сталь–середовище”	c_{th}/a_0	$2a_t^*$, мм	K_{Jc} , МПа $\sqrt{м}$	$2a_c$, мм
10Г2БТЮ3–пов.	1/300	376,7	431,8	426,8
10Г2БТЮ3–NS4	1/225	419,2	421,4	419,2
10Г2БТЮ3–NS4	1/300	555,9	421,4	419,2
17Г1С–повітря	1/40	214,9	232,8	248,6
17Г1С–NS4	1/38	220,0	201,8	220,0
17Г1С–NS4	1/40	242,2	201,8	220,0

Після експерименту проводили заміри зламу поверхні руйнування зразка та визначали її площу S .

Величину J_{Ic} визначали як роботу витрачену на деформування зразка з наведеною тріщиною, як елемента конструкції при якій він втрачає свої несучі властивості, віднесену до нетто площі деформованої поверхні зразка

$$J_c = \frac{A}{S}.$$

Висновки

Запропоновано методик у визначення критичної тріщиностійкості металу трубопроводів на базі експериментально одержаних діаграм руйнування зразків “зусилля–прогин”. Розраховано за критерієм тріщиностійкості критичні розміри наскрізної тріщини ($2a_c$) для досліджуваних нафтогазопроводів. Обчислено руйнівні розміри напівеліптичних тріщин ($2a^*$) враховуючи початкову форму півеліптичних експлуатаційних дефектів використовуючи методику аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці труби.

Одержані числові дані можуть слугувати базою для інтерпретації тріщиноподібних дефектів виявлених в процесі технічного діагностування тривало експлуатованих нафтогазопроводів.



УДК 621.317; 621.643

ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ҐРУНТУ НА ВИЯВЛЕННЯ ДЕФЕКТІВ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІД ЧАС КОНТРОЛЮ СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

В.С. Цих

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу,
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, e-mail:
ivs.vitalik@gmail.com*

Підземні трубопроводи відіграють важливу роль в системі транспортування енергоносіїв територією нашої держави. З часом їх стан значно погіршується під дією зовнішніх чинників, що може призводити до виникнення аварійних ситуацій. Для запобігання значних фінансових та матеріальних втрат внаслідок аварій, виникає необхідність своєчасного та оперативного контролю стану підземних трубопроводів.

Під час обстеження підземних трубопроводів на наявність дефектів ізоляційного покриття важливу роль відіграє інформація щодо параметрів ґрунту, який оточує досліджувану комунікацію. Досить часто, особливо на території складних технологічних об'єктів (таких як нафтоперекачувальні чи газокompresорні станції), можна зустріти ділянки трубопроводів, які пролягають не тільки під одним видом ґрунту, але і під різними покриттями – асфальтом, щебенем і т. ін. Окрім того, параметри самого ґрунту можуть дуже сильно відрізнятися (вологий чи сухий пісок, суглинок). Також слід звернути увагу на те, що деякі типи ґрунтів через підвищену корозійну активність (кислі ґрунти, солончаки тощо), можуть здійснювати значний вплив на розвиток корозійних процесів матеріалу підземних трубопроводів [1-4].

У зв'язку із наведеним вище, виникає необхідність оцінювання впливу оточуючого ґрунтового середовища на процес обстеження стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів.

З метою максимально точного виявлення місця дефекту ізоляції запропоновано почергово застосовувати два



електромагнітних методи контролю: фазовий та амплітудний [5]. Однак у наведених залежностях [5] приймалося, що тип ґрунту на досліджуваній ділянці є однорідним, а самі дослідження поширювалися тільки на підземні трубопроводи, які розміщувалися під одним типом ґрунту. Для розширення сфери дії отриманих теоретичних залежностей необхідно додатково проаналізувати вплив зміни питомого опору ґрунту на досліджуваних ділянках підземних трубопроводів.

З цією метою за допомогою чотиризондового методу з використанням стабілізованого джерела струму були проведені вимірювання питомого опору різних типів ґрунтів, які можуть мати місце на ділянках пролягання підземних трубопроводів. Отримані результати вимірювань наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Значення питомого опору різного роду ґрунтів

Вид ґрунту	Питомий опір, середнє значення (Ом·м)
Асфальт	200 – 3200
Бетон	40 – 1000
Глина	20 – 60
Гравій	300 – 800
Пісок вологий	130 – 400
Пісок зволожений	400 – 1500
Пісок сухий	1500 – 4200
Суглинок	100 – 150
Щебінь вологий	3000
Щебінь сухий	5000

На основі проведених раніше досліджень [5] отримана теоретична залежність для визначення зсуву фази вимірювального сигналу у випадку наявності різних ґрунтових покриттів для бездефектних ділянок трубопроводів:

$$\varphi = 2\pi f \sqrt{\frac{R_C(L_P + L_{S1} + L_{S2})C_C}{Z_i + R_0 + R_C + R_S}} \quad (1)$$

де Z_i – вхідний опір генератора, який задається його технічними характеристиками, Ом; R_0 – опір розтіканню струмів у ґрунт з досліджуваного трубопроводу, Ом/м; R_C – погонний опір ізоляційного покриття, Ом/м; R_S – погонний опір оточуючого ґрунтового середовища, Ом/м; L_P – погонна індуктивність трубопроводу, Гн/м; L_{S1} – внутрішня



індуктивність ґрунту як провідника, який оточує досліджуваний трубопровід, Гн/м; L_{S2} – зовнішня індуктивність трубопроводу, Гн/м; C_C – ємність ізоляційного покриття, Ф; f – робоча частота, Гц; φ – зсув фази вихідного сигналу відносно вхідного, рад.

Параметр L_{S1} розраховується згідно наступної залежності, в яку входить значення питомого опору ґрунту:

$$L_{S1} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot (5.98 - \ln(r_p + \delta_C) \sqrt{f / \rho_S}), \quad (2)$$

де r_p – зовнішній радіус досліджуваного підземного трубопроводу, м; δ_C – товщина ізоляційного покриття, м; f – частота змінного струму генератора, Гц; ρ_S – питомий опір ґрунту, який оточує досліджуваний трубопровід, Ом·м

На рисунку 1 наведена залежність зміни внутрішньої індуктивності ґрунту як провідника, що оточує досліджуваний трубопровід, від питомого опору оточуючого ґрунту. Розрахунки проведені для ділянки підземного трубопроводу діаметром 720 мм, з шаром ізоляційного покриття, товщиною 5 мм, при використанні робочої частоти генератора величиною 33 кГц. Вибір оптимальної частоти контролю насамперед пов'язаний із умовами, в яких розміщується досліджуваний трубопровід, а також залежно від довжини досліджуваної ділянки [5, 6].

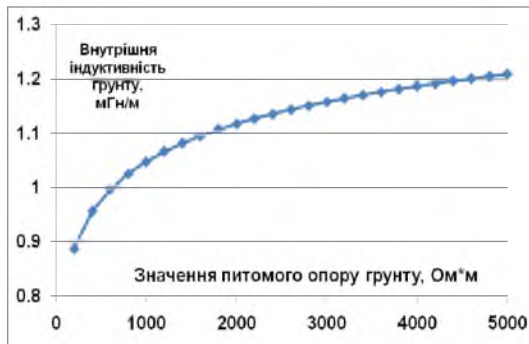


Рисунок 1 – Залежність зміни внутрішньої індуктивності ґрунту від значення питомого опору ґрунту

Отримані залежності (1) та (2) дають змогу оцінювати вплив параметрів оточуючого ґрунтового середовища на процес



виявлення дефектів ізоляційного покриття під час обстеження ділянок підземних трубопроводів.

Літературні джерела:

1. Корнеєнко, С.В. Проблеми впливу ґрунтового середовища на корозію магістральних газопроводів України / С.В. Корнеєнко, О.М. Корбутяк // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – 2009. – №46. – С. 42 – 43.
2. Цих В.С. Багатопараметровий контроль стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих // Вісник Тернопільського національного технічного університету. – 2013. - №3 (71). – С. 220-229. – ISSN 1727-7108.
3. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов: ВРД 39-1.10-026-2001. – М. : ВНИИГАЗ, 2001. – 62 с.
4. Мухлинін С.М. Вдосконалення методів та засобів контролю якості ізоляційного покриття трубопроводів, що знаходяться у вологих ґрунтах та під водою : дис. канд. тех. наук: 05.11.13 / Мухлинін Сергій Михайлович. – Київ, 2012. – 192 с.
5. Цих В.С. Розроблення методу та засобу контролю дефектів ізоляції підземних трубопроводів : дис. канд. тех. наук: 05.11.13 / Цих Віталій Сергійович. – Івано-Франківськ, 2014. – 155 с.
6. Вяхирев Н.И., Захаренко Л.А., Старостенко В.О. и др. Выбор оптимальной частоты измерительного сигнала для поиска мест повреждения изоляции трубопровода // «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта»: материалы VII Международной научно-технической конференции (Новополоцк, 22-25 ноября 2011 г.). Новополоцк: ПГУ, 2011. С. 136-138.



СУЧАСНЕ ОБЛАДНАННЯ ВІД КОМПАНІЇ «МЕЛІТЕК-УКРАЇНА» ДЛЯ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ПРОДУКЦІЇ І ДІАГНОСТИКИ ОБ'ЄКТІВ В ОБЛАСТІ МЕТАЛОГРАФІЧНОГО КОНТРОЛЮ, МЕХАНІЧНИХ ВИПРОБУВАНЬ І АНАЛІЗУ ХІМІЧНОГО ТА СТРУКТУРНОГО СКЛАДУ МАТЕРІАЛІВ

Громенко Е.А.,

менеджер відділу хімічного і структурного аналізу ТОВ
«Мелітек-Україна»

В даний час перед багатьма підприємствами стоїть актуальне завдання контролю якості вхідної сировини і готової продукції; проведення діагностики виробничих об'єктів, визначення ресурсу та терміну служби, необхідності модернізації або заміни устаткування. Вирішення цих завдань пов'язано в першу чергу з методами контролю матеріалів об'єктів: виявлення фізико-механічних і хімічних властивостей, корозії, дефектів структури і т.д. Ефективність проведених досліджень, а отже, і результатів діагностики, в першу чергу залежить від вибору засобів лабораторного та неруйнівного контролю і діагностики.

Компанія ТОВ «Мелітек - Україна» пропонує лабораторне обладнання для проведення металографічних, фізико - механічних досліджень, визначення хімічного і фазового складу матеріалів як в стаціонарній лабораторії, так і в польових умовах методами неруйнівного контролю.

В структуру компанії входять такі відділи:

✓ **Відділ хімічного аналізу**, який займається поставкою та впровадженням високотехнологічних систем для оптико-емісійного аналізу, рентгенофлуоресцентного аналізу з хвильовою та енергетичною дисперсією, рентгеноструктурного та рентгенофазового аналізу для визначення хімічного і структурного складу металів, сплавів, руди, цементу,



коксу і т.д. У спектрі діяльності цього відділу також представлено обладнання для аналізу газових складових у металах методом згорання .

✓ **Відділ обладнання для пробопідготовки.** який займається комплектуванням лабораторій матеріалознавства системами для підготовки зразків для подальшого дослідження на оптичних , лазерних і електронних мікроскопах . Причому можуть бути запропоновані як бюджетні рішення для невеликих лабораторій на базі компактних настільних систем , так і високопродуктивні системи , що вбудовуються в технологічний ланцюжок основного виробництва.

✓ **Відділ оптичного і лазерного мікроскопії.** фахівці якого допоможуть знайти найбільш ефективні рішення в комплектації матеріалознавчої лабораторії у відповідність із завданнями, що стоять перед лабораторією. Сучасні матеріалографічні комплекси включають в себе мікроскоп, цифрові камери, системами аналізу і обробки зображення, що дозволяє автоматизувати процес отримання та аналізу зображення мікроструктури з можливістю отримання звітів згідно ДСТУ , ASTM , EN або в довільній формі.

✓ **Відділ твердометрія.** Тут Ви зможете вибрати для своєї лабораторії будь-яке обладнання для вимірювання твердості матеріалів (твердоміри): від переносних малогабаритних моделей, до великих стаціонарних систем, що вбудовуються в технологічну лінію підприємства .

✓ **Відділ фізико - механічних випробувань.** Відділ займається поставкою та впровадженням обладнання для контролю механічних властивостей матеріалів. У сфері відповідальності цього відділу знаходяться випробувальні машини для випробувань практично будь-яких матеріалів на розрив , стиск , вигин , скручування і т.д. в режимі статичного чи динамічного навантаження .

Обладнання ТОВ «Мелітек-Україна» відповідає найвищим аналітичним вимогам користувача в області дослідження матеріалів, діагностиці устаткування, контролю якості продукції в металургійній, машинобудівній, гірничодобувній, нафтохімічній, енергетичній, цементній, автомобільній галузях



ТОВ «Мелітек - Україна» є ексклюзивним дистриб'ютором в Україні провідних зарубіжних виробників лабораторного і аналітичного обладнання:

- **Struers A / S**, Данія (пробопідготовка для мікроскопічних досліджень);
- **Olympus**, Японія (мікроскопи та цифрові системи);
- **EMCO - TEST**, Австрія (твердоміри);
- **Bruker**, Німеччина (аналізatori хімічного, мінерального і структурного складу);
- **Walter + Bai AG**, Швейцарія (випробувальне обладнання, копри, твердоміри);
- **Nanovea**, США (дослідження в нанодіапазоні).

Основною місією ТОВ «Мелітек - Україна» є комплексне вирішення проблем підприємства: від аналізу та надання рекомендацій щодо модернізації лабораторії до постачання устаткування «під ключ», запуску, навчання користувачів і гарантійного обслуговування.

ТОВ «Мелітек-Україна»

03067, м.Київ, бул. Івана Лепсе, 4, корп.1, офіс 308

Тел.(044)454-05-90, факс: (044) 454-05-95

e-mail: infoua@melytec.ru, Web: www.melytec.ru

УДК 62-503.57:622.24

ІДЕНТИФІКАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ

М. І. Горбійчук, Т. В. Гуменюк

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу, бул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019,
Україна, ksm@nuing.edu.ua*

Для побудови емпіричних моделей, як правило, застосовують метод найменших квадратів, який дає змогу описати у вигляді математичного співвідношення залежність між деяким набором фізичних величин. Ця залежність може бути отримана як результат теоретичних досліджень або на основі експерименту. Якщо математична модель отримана із теоретичних міркувань, то вона, як правило, лише з точністю до



деяких параметрів відображає в аналітичній формі залежності між певним набором факторів. Якщо в основі математичної моделі лежать експериментальні дослідження, то структура такої моделі часто постулюється. В обох випадках при побудові математичної моделі повинні використовуватись відомості про досліджуваний об'єкт, на основі яких можна було б зробити висновок про точність опису об'єкта моделлю.

В загальній постановці задача опису емпіричної залежності за допомогою параметричної регресії допускає, що задана функція визначена з точністю до деяких параметрів, які підбираються таким чином, щоб певний критерій наближення між експериментальними і відповідними розрахунковими даними набув мінімального значення.

У такій класичній постановці задачі ідентифікації допускають, що структура моделі відома, яку дуже часто вибирають лінійною по відношенню до параметрів моделі.

Метою роботи є розроблення методу ідентифікації технологічних об'єктів за умови, що експериментальні дані, які використовуються для побудови емпіричних моделей, є нечіткими величинами.

Розглядається об'єкт, який має m входів x_i , $i = \overline{1, m}$ і один вихід y . Залежність $y = f(\bar{x})$, де $\bar{x} = (x_1, x_2, \dots, x_m)^T$, будемо шукати у вигляді регресійної залежності

$$y = \sum_{j=0}^n c_j \prod_{i=1}^m x_i^{\phi_{ji}}, \quad (1)$$

де c_j - коефіцієнти полінома; ϕ_{ji} - степені аргументів, які

повинні задовольняти обмеженню: $\sum_{i=1}^m \phi_{ji} \leq r$, $\forall j$. Число членів n полінома (1) визначають за такою формулою [1]:

$$n = \frac{(m+r)!}{m!r!}. \quad (2)$$

У тому випадку, коли змінні x_i , $i = \overline{1, m}$ вимірюються без похибок, а на значення y накладається адитивна перешкода, яка має нормальний закон розподілу, і параметри такого закону є



незмінними для всіх точок спостережень. Тоді для визначення параметрів моделі (1) можна використати метод найменших квадратів або узагальнений метод найменших квадратів для випадку, коли дисперсії адитивної перешкоди відомі, але різні у точках спостережень.

На практиці інформація про статистичні характеристики адитивної перешкоди є доступною лише в окремих випадках. Більш того, вхідні величини з тих чи інших причин вимірюються неточно і їх значення можна вказати з деякою непевністю. Задача ідентифікація значно ускладнюється у тих випадках, коли вимірювальний сигнал проходить через природний канал з невідомими статистичними характеристиками. Така ситуація зустрічається, наприклад, при бурінні свердловин, коли осьове навантаження на долото і частота його обертання вимірюються наземними приладами.

У таких випадках вхідні величини x_i , $i = \overline{1, m}$ природно інтерпретувати як нечіткі величини з функціями належності

$$\mu(x_i) = \exp \left[-\frac{(x_i - x_i^{(0)})^2}{2\alpha_{xi}^2} \right], \quad (3)$$

де $x_i^{(0)}$, α_i , $i = \overline{1, m}$ - відповідно модальне значення і параметр нечіткості функції належності.

Знайдемо функцію належності вихідної величини

$$\mu(y) = \mu \left(\sum_{j=1}^n c_j \prod_{i=1}^m x_i^{\phi_{ji}} \right) = \exp \left[-\frac{(y - a_y)^2}{2\alpha_y^2} \right]. \quad (4)$$

Параметри a_y і α_y функції належності (3) знайдемо, використовуючи правила виконання арифметичних операцій над нечіткими числами ($L - R$)- типу у гаусовому базисі [1, 2].

Виходячи із структури моделі (1), для визначення параметрів a_y і α_y функції належності (4), необхідні такі операції над нечіткими числами як додавання, множення нечітких чисел і множення нечіткого числа на чітке. Такі



операції визначені для нечітких чисел $(L-R)$ - типу. Це дало змогу визначити функцію належності вихідної величини $\mu(y)$ у вигляді, який заданий формулою (4), де

$$a_y = \sum_{j=0}^n c_j \prod_{k=1}^m \left(x_i^{(0)} \right)^{\phi_{jk}}, \quad \alpha_y = \sum_{j=0}^n c_j \left(\sum_{i=1}^m \phi_{ji} \left(x_i^{(0)} \right)^{\phi_{ji}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m \left(x_i^{(0)} \right)^{\phi_{jk}} \right). \quad (5)$$

Для функції належності (4) визначимо γ - зріз. Тоді

$$\exp \left(-\frac{(y - a_y)^2}{2\alpha_y^2} \right) = \gamma.$$

Із останнього рівняння визначимо

$$y = a_y + \alpha_y \sqrt{\ln \frac{1}{\gamma^2}}. \quad (6)$$

Підставляючи значення a_y і α_y із (5) у форму (6), отримуємо

$$y = \sum_{j=0}^n c_j \left(\prod_{i=1}^m \left(x_i^{(0)} \right)^{\phi_{jk}} + A_y \left(\sum_{i=1}^m \phi_{ji} \left(x_i^{(0)} \right)^{\phi_{ji}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m \left(x_i^{(0)} \right)^{\phi_{jk}} \right) \right), \quad (7)$$

де $A_y = \sqrt{\ln \frac{1}{\gamma^2}}$, γ - зріз функції належності.

Отриманий результат свідчить про те, що врахування нечіткості вхідних даних приводить до появи певного «штрафу», величина якого визначається параметрами функцій належності (3).

Тепер можна сформулювати задачу нечіткої ідентифікації у такий спосіб: визначити параметри c_j , $j = \overline{0, n-1}$ моделі (7) таким чином, щоб мінімізувати суму квадратів відхилень розрахункових значень, які визначаються співвідношенням (7), від значень, що спостерігаються на виході об'єкта

$$J(\bar{c}) = \sum_{t=1}^N (Y_t - y_t)^2,$$



де y_i - обчислені значення вихідної величини для кожної точки спостережень.

Мінімізація функціоналу (8) за вектор-змінною \bar{c} приводить до такого результату [3]: $\bar{c} = M^{-1} F^T \bar{Y}$, де $M = F^T F$ - матриця Фішера.

Допустимо, що залежність між входом і виходом деякого об'єкта описується співвідношенням (1). При цьому $m = 2$ і $r = 2$. Кількість членів такої регресійної залежності обчислимо за формулою (2) - $n = 6$.

Уведемо таке позначення:

$$f(\bar{x}, \phi_{ji}) = \sum_{i=1}^m \phi_{ji} \left(x_i^{(0)} \right)^{\phi_{ji}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m \left(x_k^{(0)} \right)^{\phi_{jk}}.$$

Утворимо матрицю степенів регресійної моделі (1)

$$\Phi^T = \begin{bmatrix} \phi_{01} & \phi_{11} & \phi_{21} & \phi_{31} & \phi_{41} & \phi_{51} \\ \phi_{02} & \phi_{12} & \phi_{22} & \phi_{32} & \phi_{42} & \phi_{52} \end{bmatrix} =$$

$$= \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 & 2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 2 \end{bmatrix}.$$

Обчислимо $f(\bar{x}, \phi_{0i}) = \phi_{01} x_1^{\phi_{01}-1} \alpha_1 x_2^{\phi_{02}} + \phi_{02} x_2^{\phi_{02}-1} \alpha_2 x_1^{\phi_{01}}.$

Враховуючи значення ϕ_{01} і ϕ_{02} , отримаємо $f(\bar{x}, \phi_{0i}) = 0$.

Аналогічно знаходимо, що

$$f(\bar{x}, \phi_{1i}) = \phi_{11} x_1^{\phi_{11}-1} \alpha_{x1} x_2^{\phi_{12}} + \phi_{12} x_2^{\phi_{12}-1} \alpha_{x2} x_1^{\phi_{11}} = \alpha_{x1},$$

$$f(\bar{x}, \phi_{2i}) = \phi_{21} x_1^{\phi_{21}-1} \alpha_{x1} x_2^{\phi_{22}} + \phi_{22} x_2^{\phi_{22}-1} \alpha_{x2} x_1^{\phi_{21}} = \alpha_{x2},$$

$$f(\bar{x}, \phi_{3i}) = \phi_{31} x_1^{\phi_{31}-1} \alpha_{x1} x_2^{\phi_{32}} + \phi_{32} x_2^{\phi_{32}-1} \alpha_{x2} x_1^{\phi_{31}} =$$

$$= \alpha_{x1} x_2 + \alpha_{x2} x_1,$$

$$f(\bar{x}, \phi_{4i}) = \phi_{41} x_1^{\phi_{41}-1} \alpha_{x1} x_2^{\phi_{42}} + \phi_{42} x_2^{\phi_{42}-1} \alpha_{x2} x_1^{\phi_{41}} =$$

$$= 2\alpha_{x1} x_1,$$

$$f(\bar{x}, \phi_{5i}) = \phi_{51} x_1^{\phi_{51}-1} \alpha_{x1} x_2^{\phi_{52}} + \phi_{52} x_2^{\phi_{52}-1} \alpha_{x2} x_1^{\phi_{51}} =$$

$$= 2\alpha_{x2} x_2.$$



Отже, з врахуванням нечіткості вхідних змінних, вихід об'єкта ($m = 2$, $r = 2$) буде описуватись такою емпіричною залежністю:

$$\begin{aligned} y = & c_0 + c_1 (x_1 + A_\gamma \alpha_{x1}) + c_2 (x_2 + A_\gamma \alpha_{x2}) \\ & + c_3 (x_1 x_2 + A_\gamma (x_1 \alpha_{x2} + x_2 \alpha_{x1})) + \\ & + c_4 (x_1^2 + 2A_\gamma \alpha_{x1} x_1) + c_5 (x_2^2 + 2A_\gamma \alpha_{x2} x_2). \end{aligned}$$

У тому випадку, коли $\gamma = 1$ тоді $A_\gamma = 0$ і ми приходимо до чіткої задачі ідентифікації, в якій модальні значення вхідної величини ототожнені з їх значеннями, що піддаються безпосередньому спостереженню.

Розроблений метод побудови емпіричної моделі поліноміального вигляду, який допускає, що вхідні фактори нечіткі величини з відомою функцією належності гаусового типу. Показано, що отримана емпірична модель також є поліномом, де вхідні фактори мають додаткову складову, яка є своєрідною «платою» за нечіткість вхідної інформації. Для знаходження параметрів нечіткої емпіричної моделі використаний метод найменших квадратів.

1. Ивахненко А. Г. Индуктивный метод самоорганизации моделей сложных систем: монография / А. Г. Ивахненко – К.: Наукова думка, 1981. – 296 с.

2. Ивахненко А. Г. Справочник по типовым программам моделирования. / А. Г. Ивахненко, Ю. В. Коппа, В. С. Степашко и др.; под ред. А. Г. Ивахненко – К.: Техніка, 1980. – 180 с.

3. Горбійчук М. І. Метод синтезу емпіричних моделей на засадах генетичних алгоритмів / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, О. Б. Василенко, І. В. Щупак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 4 (33). – С. 72-79.



УДК 620.179.17

ДІАГНОСТУВАННЯ СКУПЧЕНЬ НЕТЕХНОЛОГІЧНОЇ РІДИНИ В ПОРОЖНИНАХ ДІЮЧИХ ГАЗОПРОВОДІВ

**А.В. Яворський¹, Р.Ю. Банахевич², І.В. Рибіцький¹, М.О.
Карпаш¹, О.М. Карпаш¹**

¹Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

(вул.Карпатська,15, м.Івано-Франківськ,

andrvyus1978@gmail.com)

²УМГ «Львівтрансгаз» ПАТ «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз
України»

(вул. Івана Рубчака, 3, м.Львів, r.banakhevych@gmail.com)

Одним із факторів, які знижують ефективність функціонування газотранспортної системи (ГТС), не дивлячись на існуючі системи осушування природного газу, є наявність вологи в транспортованому продукті. В такій ситуації суттєво ускладнюється нормальний режим роботи газопроводів і знижується його якість. Пари рідини здатні конденсуватися, порушуючи нормальний рух газу по газопроводу. На горизонтальних і низхідних ділянках траси рідина рухається у вигляді плівки по стінкам труби. Наявність рідкої плівки значно збільшує гідравлічний опір газового потоку [1]. Найбільша кількість рідини накопичується на висхідних ділянках газопроводу, утворюючи гідравлічний затор, частково чи повністю перекриваючи січення труби. Особлива небезпека виникає тоді, коли частина рідини, яка конденсується в порожнині трубопроводу покриває шар твердих відкладень і спричиняє корозійне ураження стінки газопроводу. За умов низької турбулентності газового потоку тверді відклади можуть збиратись на дні горизонтальної чи злегка похилої лінії газопроводу.

Значні об'єми рідини накопичуються в порожнині газопроводів під час інтенсивного відбору газу з підземних сховищ газу. Це призводить до утворення рідинних заторів і газоконденсатних пробок та мігрування рідинних скупчень, і як результат, виникнення високого ризику повного припинення газопостачання. .

Аналіз стану проблеми визначення місць скупчення рідини та її рівня в порожнині газопроводу показав, що на даний час не

існує приладів чи систем, які б давали можливість вирішити дану проблему відповідно до встановлених вимог.

Одним із шляхів вирішення вище наведеної проблеми може стати широке впровадження діагностування наявності нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу, що реалізується шляхом періодичного вимірювання рівня та визначення об'єму даної рідини в його порожнині за допомогою спеціалізованої системи.

Для вирішення наведеної вище проблеми, фахівцями лабораторії неруйнівного контролю та технічної діагностики об'єктів нафтогазового комплексу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу була розроблена система для вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу. Визначення рівня рідини проводиться в польових умовах без втручання в роботу газопроводу [2]. Система складається з мережі контрольно-вимірювальних постів (КВП), встановлюваних в місцях, де існує загроза накопичення рідини в газопроводі і портативного контрольного пристрою. Визначення рівня рідини ґрунтується на акустичному луна-імпульсному методі визначення товщини виробів. Процес контролю полягає в почерговому вимірюванні рівня рідини в газопроводі шляхом підключення пристрою контролю до кожного контрольно-вимірювального поста. На рис. 1 зображено реалізація системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини у порожнині газопроводу на базі контрольно-вимірювального поста.



Рисунок 1 – Реалізація системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини у порожнині газопроводу на базі контрольно-вимірювального поста:

- 1-Акустичний блок; 2- Газопровід; 3- Вимірювальний блок; 4- Кабель акустичного блоку;
5- Колонка КВП; 6- Кабель вимірювального блоку; 7- З'єднувач.**



Згідно наведеної функціональної схеми (рис.1) системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу, вона складається з акустичного блоку 1 (в складі акустичного блоку системі застосовано ультразвуковий п'єзоелектричний перетворювач власного виробництва з відповідною технологією (know-how) забезпечення довготривалого акустичного контакту), який кріпиться до нижньої частини газопроводу 2 та вимірювального блоку 3 (портативний контрольний пристрій). Кабель акустичного блоку 4, за допомогою якого реалізується з'єднання акустичного блоку 1 з наземною частиною, виводиться у колонку контрольно-вимірювального поста 5, та сполучається з вимірювальним блоком 3 за допомогою кабелю вимірювального блоку 6 через з'єднувач 7, який вмонтовується у стінку колонки контрольно-вимірювального поста 5. В якості основи для контрольних пости пропонується обрати сучасні колонки електрохімзахисту (рис.1) вітчизняного виробництва [3].

Дана колонка виготовляється з міцного пластику стійкого до дії зовнішнього середовища і обладнана «антивандальним» пристроєм для попередження несанкціонованого вилучення контрольного поста з ґрунту. Колонка контрольного поста може бути одночасно використана в якості інформаційно-попереджувального знаку (для позначення охоронної зони і траси підземного газопроводу) і в якості контрольно-вимірювального пункту електрохімзахисту.

Для реалізації запропонованого підходу було зібрано експериментальну установку для моделювання системи вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу. В якості ділянки газопроводу було використано секцію труби діаметром 426 мм і шириною 180 мм) [1]. Секція труби заглушена з обох сторін, з встановленими патрубками для закачування і викачування рідини. Внизу секції встановлений акустичний блок, з кабелем зв'язку, який виведений на поверхню ґрунту в спеціальну контрольно-вимірювальну колонку. У листопаді 2010 року було виконано закопування трубної секції на глибину приблизно 120 см. Далі, з інтервалом 3 місяці до вересня 2013 виконувалися послідовні контрольні вимірювання різних рівнів рідини (від 5 до 60% діаметра) в секції - ні в одному з випадків не було помічено втрати сигналу від п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача. Це підтверджує можливість забезпечення надійного тривалого акустичного контакту в таких системах моніторингу рівня рідини в трубопроводі підземного укладання.

На основі проведених досліджень створено передумови для розрахунку орієнтовного обсягу (об'єму) скупчень в порожнині



трубопроводу і побудови стаціонарних систем діагностування, що забезпечують такі вимірювання у відповідних точках по трасі газопроводу.

Як було зазначено вище найбільш потенційну небезпеку, щодо накопичення нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу, несуть висхідні ділянки по трасі газопроводу. Відповідно до цього отримано залежності визначення об'єму накопиченої рідини для висхідних ділянок. В якості вхідних параметрів для розрахунку об'єму нетехнологічної рідини використовується отримані значення рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу (в точці встановлення акустичного блоку системи) і технологічні параметри ділянки трубопроводу [4].

З метою апробації запропонованої методики визначення об'єму нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу були проведені експериментальні дослідження на ділянці газопроводу «Пасічна-Тисмениця» (діаметр 525мм) Богородчанського ЛВУМГ на найбільш критичній ділянці щодо утворення скупчень нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу [1].

В процесі дослідження виявлено, що рівень рідини в порожнині газопроводу складає 206 мм, тобто майже на половину перекидає січення труби, для технологічних параметрів трубопроводу розрахований об'єм рідини згідно отриманої залежності склав 87 л. Проведений подальший випуск рідини через дренажний пристрій, який був змонтований в точці вимірювання на газопроводі, в спеціальну збірну ємність показав, що об'єм нетехнологічної рідини визначений з похибкою 10%. Така точність визначення об'єму нетехнологічної рідини є достатньою для прийняття експлуатаційного рішення щодо її своєчасного видалення з порожнини газопроводу у встановленому порядку попереджуючи виникнення аварійних ситуацій.

Літературні джерела

1. Природний газ: інноваційні рішення для сталого розвитку: монографія / Загальна редакція: О.М. Карпаш. Редакційна колегія: Райтер П.М., Карпаш М.О., Яворський А.В., Тацакович Н.Л., Рибіцький І.В., Дарвай І.Я., Банахевич Р.Ю., Височанський І.І. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 398 с.
2. Патент на винахід UA 106840. Пристрій для вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу / Карпаш О.М., Рибіцький І.В., Карпаш М.О., Банахевич Р.Ю. (Україна). – Опубл. 10.10.2014, Бюл.№ 19, 2014р.
3. Компанія «ТЕХНОТЕК». <http://www.texnotek.com>.



4. Банахевич Р.Ю. Розрахунок об'єму скупчень нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу / Р.Ю. Банахевич, А.В. Яворський, М.О. Карпаш // Методи та прилади контролю якості. – 2014. - №1(32). – С. 107-113.

УДК 621.648

НОРМАТИВНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОБІТ З ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДВОДНИХ ПЕРЕХОДІВ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВІДІВ

*О.М. Карпаш, Є.Р. Доценко, М.О. Карпаш
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу, м. Івано-Франківськ, вул.Карпатська, 15,
76019, тел. (0342) 50-47-08, vedotsenko@gmail.com*

Нафтопровідна система нашої країни формувалась здебільшого з 60-х років ХХ століття і вже на сьогоднішній час термін служби більше як половини нафтопроводів перевищив або близький до нормативного терміну експлуатації [1].

Технічні коридори магістральних нафтопроводів проходять у зонах, що характеризуються наявністю розвинених та складних систем водних об'єктів, таких як ріки Дніпро, Дністер, Тиса та інші. Перетинання водних перешкод магістральними трубопроводами найчастіше вирішується шляхом будівництва підводних переходів.

Підводні переходи магістральних нафтопроводів (рис.1), незважаючи на їхню відносно невелику питому вагу у загальному об'ємі будівництва магістральних нафтопроводів, відносяться до найбільш відповідальних ділянок цих споруд.

Найбільш негативним наслідком аварій на нафтопроводах є вплив на навколишнє природне середовище. Особливо треба відмітити те, що витікання нафти, як правило, можна виявити через 12 і більше годин від початку аварії.

У зв'язку з цим під час аварій на нафтопроводах, зокрема на підводних переходах, найбільш значні наслідки пов'язані із забрудненням нафтою водних об'єктів. Масштабність забруднення, велика швидкість його поширення, значна кількість факторів та інваріантність аварійних ситуацій роблять

проблему захисту водних об'єктів під час аварій на підводних переходах МН дуже складною [2].



Рис. 1. Підводний перехід трубопроводу

Нафта, що попадає у воду, може не тільки переноситися на сотні кілометрів від місця аварії, викидатися на берег, але й проникати в товщу води, накопичуватися в донних осадах, втрачати свої початкові властивості, перетворюватися в комплекс вуглеводнів, які діють на все живе у водоймі зовсім інакше, ніж сама нафта [1,3].

Аналіз причин пошкоджень показує, що в результаті вібрації розмитих ділянок трубопроводів внаслідок течії відбувається понад 70% аварій, пошкодження суднами, що проходять, та якорями – 11%, корозія – 9%, неякісне зварювання з'єднань та підсилювальних муфт – 4%, пошкодження льодом – 2%, ерозія берегових зон – 2% [1].

Тому до надійності ППМН пред'являються високі вимоги, оскільки навіть незначні пошкодження підводних переходів із втратою герметичності призводять до важких екологічних наслідків [4].

Аналізуючи нормативну, технічну та довідкову літературу щодо проектування і будівництва переходів через водні перешкоди відомо, що початковий рівень якості та надійності роботи переходу формується і визначається якістю і повнотою виконання інженерних вишукувань, правильністю вибору створу переходу, науковою глибиною проектних розробок, якістю виробів і матеріалів, що використовуються, технічною



культурою будівництва, а також критичним підходом до проведення випробувань і приймання підводного переходу в експлуатацію.

У ході експлуатування підводний перехід піддається різного роду впливам. Основний вплив на підводний перехід має режим експлуатації, руслові процеси (переформування дна водойми та прибережної зони), навколишнє середовище тощо.

Для підтримання підводного переходу в робочому стані необхідні своєчасні та якісні попереджувальні дії (технічне обслуговування, контроль технічного стану, поточний ремонт), які неможливі без належного нормативного забезпечення цих робіт.

Проте до недавнього часу на території України діяли здебільшого нормативні документи колишнього СРСР, які регламентували роботи з технічної експлуатації підводних переходів МН, зокрема: РД 39-30-1060-84 «Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов», РД 39-30-497-80 «Методические указания по классификации подводных переходов магистральных нефтепроводов при техническом обслуживании и ремонте», РД 39-30-693-82 «Инструкция по применению информационно-поисковой системы ручного обращения для статистической обработки информации о техническом состоянии подводных переходов магистральных нефтепроводов», РД 39-30-692-82 «Положение о формуляре подводного перехода магистрального нефтепровода», РД 39-0147103-345-86 «Инструкция по контролю при строительстве, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов» та інші.

Аналіз показав, що нормативні документи колишнього СРСР не відповідають сучасним вимогам промислової і екологічної безпеки, не враховують сучасний рівень обладнання, матеріалів і методів будівництва підводних переходів (методи «труба в трубі», похилонаправленого буріння, мікротунелювання).

Для вирішення цієї проблеми і для забезпечення надійної та безпечної експлуатації підводних переходів МН, а також узагальнення набутого досвіду із забезпечення їх надійної та безпечної експлуатації, Івано-Франківським національним університетом нафти і газу (ІФНТУНГ) спільно з фахівцями ПАТ «Укртранснафта» розроблено СОУ 49.5-31570412-042:2014 «Магістральні нафтопроводи. Підводні переходи. Правила технічної експлуатації» [5] на заміну вище згаданим нормативним документам СРСР.



Об'єктом стандартизації є послуги з експлуатації підводних переходів сталевих МН діаметром до 1220 мм (включно) з надлишковим тиском середовища від 1,2 МПа до 10 МПа, споруджених відповідно до таких проектних рішень: укладання (протягування) з застосуванням та без застосування підводно-технічних засобів; з виготовленням трубних плітей на централізованій базі з наступною доставкою до місця укладання; послідовне нарощування; «труба в трубі»; похилонаправлене буріння; мікротунелювання.

Розроблений СОУ встановлює основні вимоги до порядку приймання в експлуатацію закінчених будівництвом (капітальним ремонтом) об'єктів підводних переходів МН через водні перешкоди; вимоги до об'єктів підводних переходів МН; вимоги та заходи із забезпечення безпечної експлуатації підводних переходів МН; порядок планування і організації робіт з їх експлуатації; вимоги до періодичності, обсягів, технології та порядку здійснення контролю технічного стану підводних переходів МН і оформлення результатів контролю; перелік і форми основної технічної документації з вказаних питань.

Під час розроблення СОУ були враховані вимоги чинних в Україні законів, нормативно-правових актів, будівельних норм і нормативних документів (міждержавних і національних стандартів) щодо експлуатації та ремонту МН, охорони праці, техніки безпеки та пожежної безпеки, охорони довкілля.

СОУ 49.5-31570412-042:2014 «Магістральні нафтопроводи. Підводні переходи. Правила технічної експлуатації» [5] розроблено згідно з договором № 44/2011, укладеним між ІФНТУНГ і ПАТ «Укртранснафта», затверджено і надано чинності наказом ПАТ «Укртранснафта».

Літературні джерела

1. Карпаш О.М. Забезпечення технологічної безпеки підводних переходів магістральних нафтопроводів / О.М. Карпаш, В.М. Москвіч, В.М. Василюк, А.В. Яворський // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №1(2). – С.34-39.
2. Бородавкін П.П., Березин В.Л. Подводные трубопроводы. М.: Недра, 1977. – 223 с.
3. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 195 с. : ил.
4. Шаммазов А.М., Мугаллимов Ф.М., Нефедова Н.Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 237 с.



5. СОУ 49.5-31570412-042:2014 Магістральні нафтопроводи. Підводні переходи. Правила технічної експлуатації. – ПАТ «Укртрансфат», 2014. – 96с.

УДК 378:62(477)

ТРАНСФОРМАЦІЯ ВИЩОЇ ІНЖЕНЕРНОЇ ОСВІТИ ФАХІВЦІВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ В УМОВАХ СТАЛОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО РОЗВИТКУ

Карпаш М.О., Карпаш О.М.

*ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, м. Івано-*

Франківськ, вул. Карпатська, 15,

тел. 03422 42002, e-mail mkarpash@iung.edu.ua

У світі відбувається третя технологічна революція (третя хвиля Тоффлера), яка тісно пов'язана з інформаційною революцією і яка, безумовно, призведе до зміни змісту і суті інженерної діяльності.

Прагнення українського суспільства стати на шлях до європейської інтеграції, до інноваційного розвитку економіки вимагає серйозного удосконалення змісту, форм і методів підготовки фахівців інженерних спеціальностей.

Стрімкий розвиток новітніх технологій, глобалізація, висока конкуренція на ринку, демографічна ситуація потребують кардинальної зміни поглядів на роль інженера в сучасній промисловості і в суспільстві зокрема, а також системи його професійної підготовки. Це сучасна світова та європейська тенденції.

Перед інженерною підготовкою студентів на сучасному етапі стоїть завдання не тільки одержати нові різнобічні знання, але і перетворити ці знання в розуміння суті інженерної діяльності, їх значущості і ролі в кожній з можливих сфер



економіки. Реалізація такого завдання вимагає актуалізації змісту і форм підготовки фахівців інженерних спеціальностей.

Важливим моментом є визначення критеріїв інженерної діяльності. На сучасному етапі вагомими також є інтелектуальні ресурси даної діяльності і компоненти компетентності інженера: базові, особистісні, соціальні та професійні.

Університети, що готують фахівців з інженерних професій, прагнуть мати свою присутність на ринку праці (бути конкурентоспроможними) будуть вимушені змінити систему і зміст підходу до підготовки даних спеціалістів. І першим кроком має стати аналіз трансформації інженерної діяльності на етапі сталого економічного розвитку суспільства. Дослідити це питання нам допоможе європейський досвід.

Зазначимо, що наш університет є учасником виконання Проекту за 7 програмою ТЕМПУС 543966 Вища інженерна освіта для екологічно усталеного промислового розвитку (Higher engineering training for environmentally sustainable industrial development).

Державні освітні стандарти передбачають традиційний предметний принцип формування інженерної освіти, але обмежують введення в навчальні плани міждисциплінарних курсів, що є однією з причин фрагментарності підготовки, яку одержують випускники технічних вузів.

Окрім того, в останній час відбулося суттєве ослаблення зв'язків технічних університетів з виробничими підприємствами. Раніше студенти під час проходження виробничих практик, особливо коли вони були добре організовані, мали можливість спостерігати за реальною інженерною діяльністю, брати в ній участь, освоювати її.

У передових університетах світу до 70% навчальної програми бакалаврів, магістрів, Ph-докторів приділяється набуттю випускниками навиків, здібностей, які забезпечать швидко реалізацію на практиці одержаних ними знань.

Традиційна точка зору, що інженери створюють технічні об'єкти і розвивають світ техніки, потребує уточнення. Те, що інженерна діяльність вийшла за рамки створення, удосконалення і використання за призначенням технічних об'єктів – об'єктивна реальність.



Інженерна діяльність – це категорія динамічна, і вона поступово, окрім виробничої сфери, стає органічною частиною і гуманітарної, і соціально-економічної діяльності.

Таким чином, можна висловити наступну точку зору: на сучасному етапі розвитку цивілізації інженерія, зберігаючи за собою як головну продуктивну форму розвитку техніки, здебільшого виступає як діяльність, що забезпечує людей технологіями чи окремими компонентами технологій, зокрема технічними засобами, в усіх видах їх діяльності.

Нові технології, розроблені інженерією, є каталізатором для відкриття нових видів чи форм діяльності, які у свою чергу технологізуються, і цей неперервний ланцюг такий, що його початок губиться у далеких тисячоліттях, а кінця у нього, будемо надіятися, немає.

У сфері бізнесу набуває популярність «психоінжиніринг», визначений як особлива ідеологія і методологія керуванням повним життєвим циклом людських організацій. Зазначимо, що інжиніринг представляє собою чисто інженерну дисципліну і є складовою нової (вже третьої) хвилі інформаційних технологій, яка може бути означена як «керування знаннями» - системи, що швидко розвиває інженерні технології, орієнтовані на підтримку розумової, інтелектуальної діяльності.

Сучасна інженерна діяльність настільки різна, що дійсно можна засумніватися в можливості дати однозначну відповідь, що це таке.

Так, різницею інженерної діяльності від наукової, перш за все, є мета.

Метою інженерної діяльності є підвищення ефективності, зокрема, продуктивності будь-яких видів людської діяльності, у т.ч. і наукової, і інженерної, і сільськогосподарської, і індустріальної, і медичної, і навіть політичної шляхом їх технологізації на більш високому рівні. Технологізації, що забезпечує створення на основі наукового знання з використанням технічних об'єктів.

Мета науки, як виду людської діяльності, є пізнання сутності процесів, проявів, подій у навколишньому середовищі, до якого входимо і ми зі своїми створеними об'єктами, знаходження взаємного зв'язку і взаємних залежностей цих



процесів і проявів, тобто одержання нового знання, збагачення людства новими знаннями.

Сформульована модель соціально-професійної компетентності інженера, геополітичний курс нового керівництва держави, бажання більшості українського народу жити за європейськими правилами вимагають від технічних університетів внести суттєві зміни до навчально-наукового процесу підготовки інженерів.

Компетентність розглядається як та інтегральна якість, котра повинна бути сформована у людини в результаті освіти, що дасть можливість їй успішно виконувати виробничі завдання, взаємодіяти з іншими людьми. Її можна поділити на чотири компоненти:

- базова (назвемо її інтелектуальною), що визначає виконання випускниками вузу таких розумових операцій, як аналіз, зіставлення, порівняння, систематизація, прогнозування, синтез прийняття рішень;
- особистісна, що визначає такі характеристики особистості молодого спеціаліста, як відповідальність, організованість, цілеспрямованість, креативність;
- соціальна, що характеризує громадянську зрілість випускника вузу, його адекватність у взаємодії з іншими людьми, групою, колективом, орієнтацію на співпрацю, уміння керувати і бути підлеглим, поведінка в побуті, культурі, здібність вибудовувати і реалізовувати лінію саморозвитку;
- професійна, що визначає підготовленість до успішного виконання професійної роботи, уміння вирішувати професійні завдання зі спеціальності, знаходити рішення в нестандартних, проблемних ситуаціях, оперувати з інформацією.

Наведемо 14 важливих, за думкою менеджерів великої нафтової компанії США «Амоко», особистісних характеристик сучасного інженера:

Таблиця 1 – Engineer dimension coverage grid

1. Initiative	1. Ініціативність
2. Teamwork	2. Здатність працювати в команді



3. Judgement/Decisiveness	3. Розсудливість/Рішучість
4. Adaptability	4. Здатність адаптуватися
5. Analysis	5. Здатність аналізувати
6. Tech/Prof knowledge	6. Техн/Проф знання
7. Ability to learn	7. Здатність навчатися
8. Leadership	8. Якості лідера
9. Workstandards	9. Робочі стандарти
10. Job Motivation/Fit	10. Мотивація в моботі/Здатність змінюватися
11. Oral Communication	11. Усне спілкування
12. Planning and Organizing	12. Планування й організація
13. Trouble Shooting	13. Залагодження конфліктів
14. Written Communication	14. Письмове спілкування

Як бачимо з наведеного вище, підготовлений спеціаліст має володіти відповідними знаннями, здібностями, творчим потенціалом, професійним умінням.

Якраз таких фахівців мають готувати українські технічні університети. Це складне багатопланове і багатофакторне завдання, але без його вирішення всі заклики, всі заяви, всі прагнення жити в Європі так і залишаться намірами чи нездійсненими мріями.

У своєму програмному виступі Міністр освіти і науки України, професор С.М. Квіт зазначив: «Головне, про що нам треба думати – це якість освіти: якість навчання, якість викладання, якість наукових досліджень». Тому необхідно переходити до конкретних дій, навіть, на перший погляд, невеликих. І тут не треба очікувати вказівок, а просто діяти в рамках своїх повноважень, своєї відповідальності, своєї компетенції.

Літературні джерела

1. Елвін Тоффлер Третя хвиля / Перекладач: Андрій Євса, за редакцією Віктора Шовкуна. — 2000. — Київ: Видавничий дім «Всесвіт». — 480 с. — 1000 прим. — ISBN 966-95607-2-1.



2. О.М. Карпаш Інженерна діяльність в умовах сталого розвитку: навчальний посібник /О.М. Карпаш, В.С. Шейнбаум, М.О. Карпаш// ІФНТУНГ, 2014. – 289 с.

УДК 620.93

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКСПРЕС-КОНТРОЛЮ ТЕПЛОТИ ЗГОРЯННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

***І.В. Рибіцький¹, І.І. Височанський², Дарвай І.Я., М.О.
Карпаш¹, О.М. Карпаш¹, А.В. Яворський¹, І.Р.
Ващишак¹***

*¹Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу*

*(вул. Карпатська,15, м.Івано-Франківськ,
mkarpash@nung.edu.ua)*

*²ПАТ «Івано-Франківськгаз» (вул. Ленкавського, 20, м.Івано-
Франківськ, pat@ifgas.com.ua)*

Актуальним питанням за умов постійного зростання ціни на природний газ (ПГ) та об'ємів його споживання є питання щодо його якості. І якщо питання визначення кількості природного газу в Україні відведено належне місце [1, 2], то питання визначення якості природного газу та методики її визначення є актуальним і потребує вирішення [3].

Поняття „якість” ПГ в нормативних документах (НД) України означене чітко, як і не передбачена диференціація вимог до його якості. Відповідно до ДСТУ ISO 9000:2007 якість – це ступінь, до якого сукупність власних характерних особливостей задовольняє сформульовані потреби чи очікування. Теплоту згоряння природного газу (ТЗПГ) можна назвати основним показником якості природного газу, оскільки теплота згоряння є показником призначення [4], тому що визначає енергетичну цінність газу.

У разі зниження якісних показників газу українські споживачі мають право на зменшення розміру плати [5]. При відхиленні параметрів якості газу від встановленої величини в нормативних документах відповідно до газопостачальна (газотранспортна) організація повинна здійснювати перерахунок розміру плати за газопостачання за період з дня подання заявки споживачем до дати, коли (газопостачальна) газотранспортна



організація відновила параметри газу. Проте, більшість споживачів не мають можливості здійснювати моніторинг якості природного газу.

Відповідно до вимог ISO 15112:2001 ТЗПГ можна визначати за допомогою апаратури, що повинна містити систему відбирання проб та вимірювального пристрою, який може належати до однієї з груп:

- прямі вимірювання (наприклад, за допомогою калориметра);
- непрямі вимірювання (наприклад, газовим хроматографом);
- кореляційні методи.

Аналіз відомих методів та засобів контролю ТЗПГ показав, що:

1) існує загалом три методи визначення теплоти згоряння: розрахунковий (за компонентним складом), калориметричний та кореляційні.

2) розглянуті методи мають ряд суттєвих недоліків, серед яких: значні часові та фінансові витрати на проведення досліджень; неможливість контролювання якості ПГ безперервно (в режимі реального часу) безпосередньо у споживача; відсутність на українському ринку технічних засобів для вимірювання інформативних параметрів, що дозволили б визначати теплоту згоряння за допомогою кореляційних методів.

Тому актуальним є розроблення такого методу визначення ТЗПГ, який би давав змогу визначати ТЗПГ без спалювання проб газу, дозволяв уникнути визначання повного компонентного складу природного газу, був швидкий та оперативний, володів достатньою точністю та дозволяв би контролювати ТЗПГ безперервно.

Результати проведених досліджень щодо можливості визначення теплоти згоряння природного газу дали підстави стверджувати, що значення теплоти згоряння можна отримати шляхом вимірювання швидкості поширення ультразвуку в газі та вмісту діоксиду вуглецю без суттєвого падіння точності.

3 метою технічного забезпечення експериментальних досліджень було розроблено експериментальну установку для визначення ТЗПГ згідно із запропонованим методом, структурна схема якої зображена на рис. 1.

Установка складається із блоку підготовки газу 1, вимірювальної камери 2. У вимірювальній камері необхідно розмістити давач вмісту діоксиду вуглецю 3, давач тиску 6, давач вологості 7, давач температури 8, давач швидкості поширення звуку в газі 9. Сигнали з давачів у вимірювальній камері поступають на блок оброблення інформації 4, результати

роботи якого будуть відображатись за допомогою блока індикації 5.

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень були проведені роботи щодо технічної реалізації запропонованого методу та розроблено портативний прилад для визначення теплоти згоряння природного газу [6].

Прилад призначений для визначення теплоти згоряння природного газу як в умовах підприємств так і в польових умовах. Як інформативні параметри для визначення теплоти згоряння природного газу використовують інформацію про швидкість поширення ультразвуку, а також концентрацію діоксиду вуглецю, температуру, тиск та вологість у відібраному зразку природного газу, які обробляються за допомогою штучних нейронних мереж. Загальний вигляд приладу показано на рис. 2

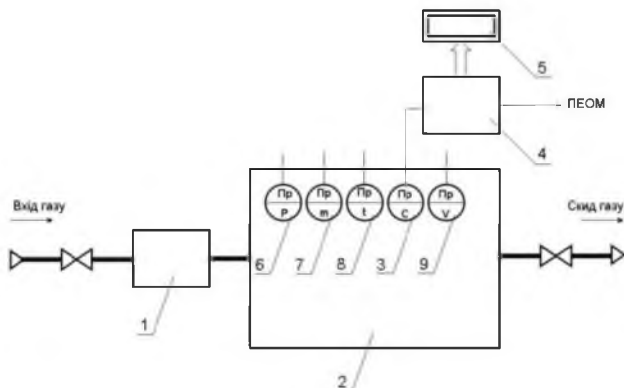


Рисунок 1 – Функціональна схема установки для визначення теплоти згоряння природного газу:

1 – блок підготовки газу; 2 – вимірювальна камера; 3 – давач вмісту CO₂ в природному газі; 4 – блок оброблення інформації; 5 – блок індикації; 6 – давач тиску; 7 – давач вологості; 8 – давач температури; 9 – давач швидкості поширення звуку в газі

Розроблено проекти керівництва з експлуатування та програми і методики метрологічної атестації приладу. Виготовлений пристрій, який реалізує запропоновану технологію, пройшов численні порівняльні польові дослідження, які підтвердили його основні переваги:

- відсутність потреби у спалюванні чи хімічному аналізуванні газу;

- швидкодію – до 1 хв. на виконання вимірювання;
- точність – відносна похибка до 5% порівняно з результатами хроматографії;
- легкість у використанні.



Рисунок 2 – Загальний вигляд приладу ГАЗ-01

Літературні джерела

1. Пістун Є.П. Сучасні проблеми обліку природного газу / Є.П. Пістун, І.Л. Учитель // Всеукраїнська науково-технічна конференція „Витратометрія-2003” : матеріали, Івано-Франківськ, 2003. – ІФНТУНГ, 2003. – С. 11.
2. Пістун Є.П. Облік та економія енергоресурсів // Управління енерговикористанням: 2-а Міжнародна науково-практична конференція. Доповіді. - Україна, Львів, 1997. - С.
3. Гордієнко А. І. До питання переходу на облік природного газу як енергоносія / Гордієнко А. І., Богомолець І. Г., Чуб М.В. // Нафтова і газова промисловість. — 2001. — № 3. — С. 42—43.
4. Фомин В.Н. Квалиметрия. Управление качеством. Сертификация: Учебное пособие /Фомин В.Н. – М.:Ось-89, 2002. – 384 с.
5. Газ горючий природний. Транспортування. Терміни та визначення понять : ДСТУ 4314:2004 [Чинний від 2005-07-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2004. – 24 с.
6. Природний газ: інноваційні рішення для сталого розвитку: монографія / Загальна редакція: О.М. Карпаш. Редакційна колегія: Райтер П.М., Карпаш М.О., Яворський А.В., Тацакович Н.Л., Рибицький І.В., Дарвай І.Я., Банахевич Р.Ю., Височанський І.І. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 398 с.



УДК 621.643:620.17

ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗПОДІЛУ ТРИВІСНИХ ЗАЛИШКОВИХ НАПРУЖЕНЬ В ЗОНАХ КІЛЬЦЕВИХ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Ю.В. Банахевич¹, А.В. Драгілев², А.О. Кичма³

¹ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», 01021, м. Київ, вул. Кловський узвіз
9/2,

² ПП «Інжинірингові технології», 02660, м. Київ, вул.
Колекторна, 3,

³ Національний університет «Львівська політехніка», 79013, м.
Львів, вул. С. Бандери, 12,
ТЗОВ НВП «Інтегратор», akvchma@gmail.com

Більшість сучасних методів розрахунку залишкових зварювальних напружень ґрунтується на математичному моделюванні процесів, що зумовлюють їх на стадії виготовлення і розвитку під час експлуатаційного навантаження, та використання числових методів, зокрема методу скінченних елементів. Сучасний розвиток числових методів, комп'ютерної техніки, механіки деформівних тіл та наявності комерційних пакетів комп'ютерних програм типу Ansys, Sysweld, Woldpredictions тощо дозволяє, якщо відома «історія» виготовлення і експлуатації зварних з'єднань, розрахувати в них залишкові напруження [1].

Наявні алгоритми прослідковування «історії» формування залишкових напружень, які реалізовані у вищезгаданих пакетах програм, переважно ґрунтуються на досить загальних математичних моделях пружнов'язкопластичного деформування матеріалу в процесі зварювання і подальшого експлуатаційного навантаження. Алгоритм реалізації такого підходу полягає в поетапному прослідкуванні формування залишкових напружень, коли розв'язок на кожному наступному кроці будується з урахуванням відомого розв'язку на попередньому і враховує зміни навантажування і властивостей матеріалу.

На базі вище згаданого підходу розроблено пакет комп'ютерних програм як для розрахунку залишкових напружень в зварних з'єднаннях елементів конструкцій, так і для



оцінки взаємодії залишкових напружень з зовнішнім силовим або температурним навантаженням.

В даній роботі з використанням запропонованого пакету комп'ютерних програм досліджено тривісний розподіл залишкових напружень і пластичних деформацій в зонах кільцевих зварних з'єднань магістральних трубопроводів різних товщин і діаметрів.

Для аналізу рівня і розподілу залишкових технологічних деформацій і напружень в зоні зварного з'єднання віднесено трубу до циліндричної системи координат z, β, r , де z – відстань довільної точки вздовж осі труби від початкового перерізу, який суміσιμο з площиною зварного шва, β – кут між початковою і довільною площинами, що проходять через вісь обертання, r – координата вздовж зовнішньої нормалі до серединної поверхні труби. Четвертий переріз труби площиною, що проходить через вісь обертання, зображено на рис. 1.

Позначимо через R_0 і R_1 радіуси зовнішньої та внутрішньої поверхні труби, а через $2h$ її товщину (рис. 1).

Компоненти тензора повної деформації e_{ij} зобразимо у вигляді суми

$$e_{ij} = e_{ij}^e + e_{ij}^0 \quad (i, j = z, \beta, r), \quad (1)$$

де e_{ij}^0 – компоненти тензора залишкових термопластичних деформацій, e_{ij}^e – компоненти тензора пружної деформації, викликані залишковими напруженнями так, що

$$e_{ij}^e = \frac{1}{E} \left[(1 + \mu) \sigma_{ij} + \mu \delta_{ij} \sigma_{kk} \right]. \quad (2)$$

Тут δ_{ij} – символи Кронекера, E – модуль Юнга, μ – коефіцієнт Пуассона.

Розглянемо випадок осесиметричного напруженого стану, коли відмінними від нуля є осьові e_{zz}^0 , колові (окружні) $e_{\beta\beta}^0$, радіальні e_{rr}^0 і зсувні e_{rz}^0 залишкові термопластичні деформації та осьові σ_{zz} , колові (окружні) $\sigma_{\beta\beta}$, радіальні σ_{rr} і зсувні в поперечному напрямку σ_{rz} залишкові напруження. Решта

компонент тензора залишкових деформацій та напружень дорівнюють нулю, тобто

$$e_{z\beta}^0 = e_{r\beta}^0 = 0, \quad \sigma_{z\beta} = \sigma_{r\beta} = 0. \quad (3)$$

Числовий аналіз розподілу залишкових деформацій e_{ij}^0 і напружень σ_{ij} в зоні багаточарового кільцевого зварного шва проведено для з'єднання труб діаметром $D = 2R_0 = 1420$ мм і товщиною $2h = 18,7$ мм.

Розглянуто зварне з'єднання труб діаметром $2R_0 = 1420$ мм, виготовлених зі сталі 10Г2БТ ($E = 2 \cdot 10^5$ МПа; $\mu = 0,3$; $\sigma_B = 588$ МПа; $\sigma_T = 461$ МПа). Зварний шов виконано електродом марки УОНИ-13/55. Четвертний переріз і розроблення торців труб зображено на рис. 2.

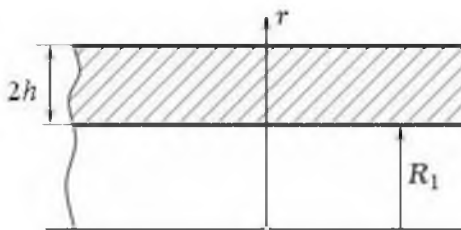


Рис. 1. Четвертний переріз труби та осі координат r, z

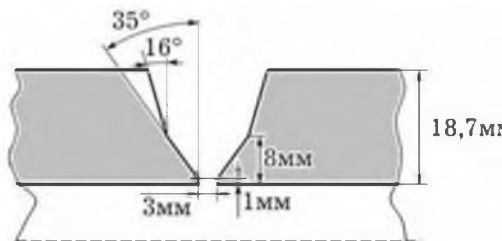


Рис. 2. Розроблення торців труб

На рис. 3 графічно зображено розподіл колових $\sigma_{\beta\beta}$ (рис. 3, а), осьових σ_{zz} (рис. 3, б), радіальних σ_{rr} (рис. 3, в) та зсувних σ_{rz} (рис. 3, г) залишкових напружень в зоні зварного кільцевого шва.

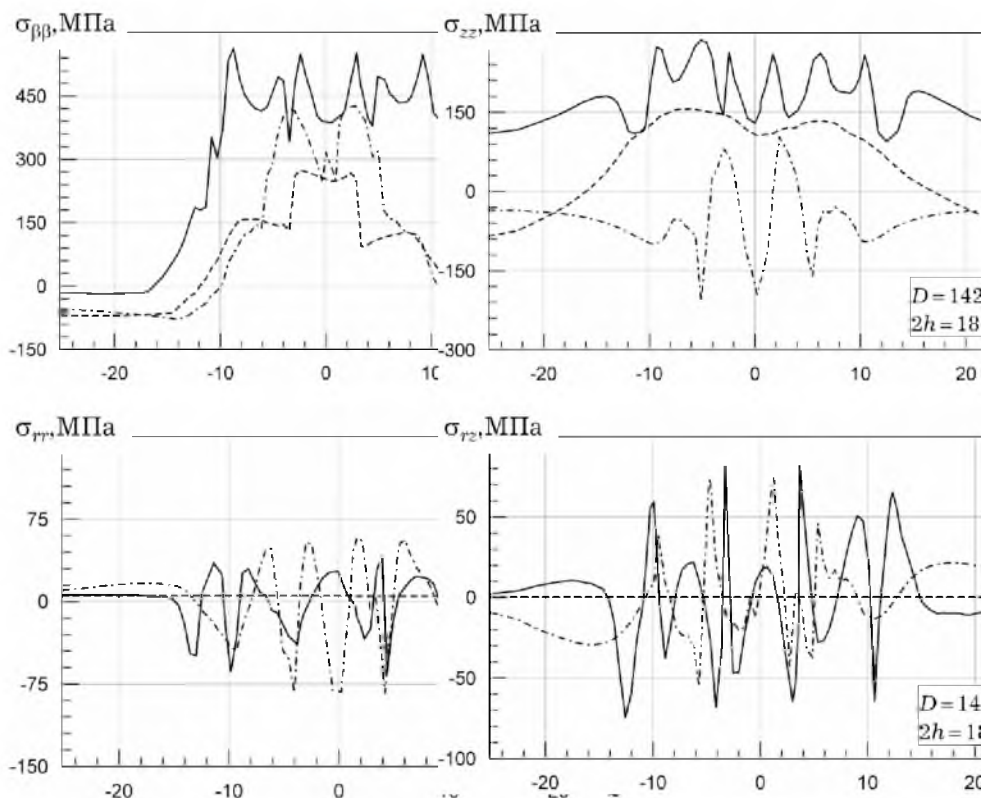


Рис. 3. Розподіл колових $\sigma_{\phi\phi}$ (а), осьових σ_{zz} (б), радіальних σ_{rr} (в) і зсувних σ_{rz} (г) залишкових напружень в зоні зварного шва. Суцільні лінії – напруження на зовнішній, штрихові – на внутрішній, штрих-пунктирні – на серединній поверхнях труби (розмірність D, h і z у мм)

Аналіз наведених на рис. 3 графічних залежностей рівня і розподілу залишкових напружень в зоні зварного з'єднання дає можливість стверджувати, що для розглянутих характерних кільцевих з'єднань магістральних трубопроводів радіальні напруження σ_{rr} є значно меншими ніж колові нормальні напруження (значення максимальних напружень σ_{rr} не



перевищує 17% від максимальних колових напружень $\sigma_{\beta\beta}$) і при побудові математичної моделі для діагностування залишкових напружень з певною точністю можна застосувати двовимірну модель теорії оболонок.

І. Махненко О.В. Математическое моделирование многопроходной дуговой сварки кольцевых швов толстостенных оболочек / О.В. Махненко, Е.А. Великоиваненко, Г.Ф. Розынка // Математическое моделирование и информационные технологии в сварке и родственных процессах: сборник трудов международной конф. – Киев. – 2002. – С. 231 – 234.

УДК 622.324.5; 614.8; 504

ПРИНЦИПИ ОЦІНЮВАННЯ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ РИЗИКІВ, ПОВ'ЯЗАНИХ З РОЗРОБКОЮ ПОКЛАДІВ НЕТРАДИЦІЙНОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Жовтуля Л.Я., Карпаш М.О., Тацакович Н.Л.

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна*

Нещодавно ухвалена, Стратегія сталого розвитку України на період до 2020 року [1] передбачає, в рамках вектору безпеки, реалізацію Програми енергонезалежності. Серед головних завдань програми енергонезалежності є забезпечення енергетичної безпеки та нарощування видобутку вітчизняних енергоносіїв. Важливим кроком до енергетичної незалежності може стати розробка покладів нетрадиційного газу на території України. Прикладом ефективності цієї діяльності є США – держава, яка, завдяки активній розробці покладів сланцевого газу, за останні роки перетворилась із найбільшого споживача природного газу у його експортера.

Розробка покладів сланцевого газу як одного із важковилучуваних вуглеводневих джерел стала можливою завдяки використанню технологій похило-скерованого буріння та потужного гідророзриву пласту. Крім того, технологія розробки родовищ сланцевого газу передбачає використання великої кількості свердловин, більшої у порівнянні з розробкою



традиційних вуглеводневих ресурсів, та використання і наступне відновлення водних ресурсів.

Очевидно, що застосування таких новітніх технологій в Україні на густонаселених територіях окрім економічних та соціальних вигод несуть потенційні загрози як життю і здоров'ю громадян, так і навколишньому середовищу. При розробці родовищ виникає велика кількість ризиків, що можуть призвести до аварійних ситуацій різного масштабу – від невеликих інцидентів до значних аварій з ураженням персоналу, нанесенням шкоди навколишньому середовищу та майну. Тому актуальним питанням є оцінка та прогнозування ризиків, пов'язаних з розробкою покладів нетрадиційного газу.

За останні роки проблематика оцінки ризиків широко вивчається у різних сферах людської діяльності. Це стає невід'ємною частиною організації будь яких робіт, те, що впливає на прийняття важливих рішень та на ефективність роботи. Оцінка ризиків перетворює це поняття у вимірювану величину, яку можна порівняти та спрогнозувати. Управління ризиками повинно призводити до поліпшення як в цілому, так і безпеки людського здоров'я, екологічної безпеки, попереджувати та запобігати виникненню нещасних випадків, пожеж, вибухів, чи інших аварій.

Міжнародні організації прагнуть встановити загальну методологію оцінки ризиків, яку можна було б застосувати у будь-якій галузі. Міжнародною організацією зі стандартизації (International Standards Organization ISO) та Міжнародною радою з управління ризиками (International Risk Governance Council (IRGC)) розроблено стандарти ISO 31000 «Менеджмент ризику – Принципи та настанови» [2] та ISO/IEC 31010 і «Менеджмент ризику – Методи оцінки ризику» [3], що містять ряд положень, яких слід дотримуватись для ефективного та результативного менеджменту ризиків. Дані міжнародні стандарти не є специфічними для будь-якої галузі промисловості і можуть бути застосовані до будь-якого типу ризику, незалежно від його характеру.

Однією із передових організацій у сфері оцінки ризиків є Det Norske Veritas (DNV, EU), яка спеціалізується на промисловій безпеці хімічної та нафтогазової промисловості. Ними розроблено програмні продукти PHAST і SAFETI. Методики та програмне забезпечення DNV розроблені на основі передового світового досвіду в сфері моделювання та оцінки наслідків різних аварійних ситуацій. Організація розробила практичні рекомендації «Управління ризиками розробки та експлуатації родовищ сланцевого газу» [4], що стали основою для менеджменту ризиків видобувних компаній.



Важливими є дослідження Міжнародного енергетичного агентства (ІЕА), результати якого викладені у звіті «Золоті правила «Золотого віку» природного газу» [5]. У звіті ІЕА визначено та обґрунтовано причини виникнення ризиків, а також надано практичні рекомендації щодо заходів які дозволяють уникнути небезпечних наслідків при розробці родовищ природного газу

Протягом останнього десятиліття розроблення та впровадження системи управління охороною праці, навколишнім середовищем і технікою безпеки забезпечує ідентифікація, оцінювання та управління всіма ризиками, що виникають внаслідок існуючих небезпек. Кожен конкретний етап розробки родовищ у застосуванні управління ризиками має свої окремі потреби та критерії. Тому, основною особливістю є визначення показників технологічної безпеки, що характеризують відповідні рівні ризиків на кожному з етапів їх управління. З огляду на це, світова нафтогазова практика концентрує свою увагу на складання номенклатури таких показників, які поділяють на дві групи «запізнілі» та «випереджувальні», що, у загальному, дає можливість підсилити систему управління ризиками та забезпечити безпеку населення і навколишнього середовища.

Аналіз ризику проводять у такій послідовності:

- 1) Ідентифікація ризиків;
- 2) Аналіз виявлених чинників;
- 3) Оцінка ризику;

Організація повинна застосовувати інструменти та методики ідентифікації ризику, які підходять для її цілей та можливостей, а також відповідають ризикам, з якими вона стикається. Під час ідентифікації ризиків велике значення має відповідність й актуальність інформації. За потреби, вона повинна включати потрібну додаткову інформацію. Для ідентифікації ризиків повинні бути залучені люди з відповідними знаннями.

Ґрунтуючись на світовому досвіді та аналізі літератури, виділяється шість категорій ризиків, пов'язаних з розробкою родовищ нетрадиційного газу:

1. Забруднення поверхневих або підземних вод;
2. Забруднення повітря (Парникові гази та інші викиди);
3. Геологічні (Землетруси);
4. Відходи (Утилізація рідких відходів, шлаку, шламу тощо)
5. Шумове забруднення;
6. Ушкодження доріг і дорожнього руху;

Аналіз ризику може бути здійснений з різним ступенем детальності аналізу, в залежності від ризику, мети аналізу та



інформації, даних і наявних ресурсів. Аналіз може бути кількісний, напівкількісний або якісний, або їх комбінацією залежно від обставин.

При якісному аналізі, для оцінювання важливості ризику застосовують ранжування ризиків з використанням матриці ризиків, приклад якої наведено у таблиці 1.

Таблиця 1: Метод ранжування ризиків

		Ймовірність		
Післядія	Рівень ризику	Низький	Середній	Високий
	Незначні	Низький	Низький	Середній
	Середні	Низький	Середній	Високий
	Важкі	Середній	Високий	Високий

Метою оцінки ризику є сприяння прийняттю рішень, заснованих на результатах аналізу ризику, щодо необхідності оброблення ризиків і встановлення пріоритету здійснення оброблення ризику. Нафтогазові організації визначають критерії, які необхідно використовувати для оцінювання важливості ризику. Деякі критерії можуть бути встановлені на основі законодавчих та обов'язкових вимог, а також інших вимог, які взяла на себе компанія.

Оцінка ризику включає порівняння рівня ризику, виявленого в процесі аналізу, з критеріями ризику, встановленими у розгляді контексту. На підставі цього порівняння визначають необхідність оброблення ризику.

У прийнятті рішень слід враховувати більш широкий контекст ризику і включати розширення допустимих ризиків, прийнятих сторонами, за винятком організації, яка отримує вигоду від ризику. Рішення повинні бути прийняті відповідно до законодавчих, обов'язкових та інших вимог. За деяких обставин оцінювання ризику призводить до рішення про проведення додаткового аналізу.

З появою перспективи видобутку сланцевого газу в Україні з'являється перспектива розробок у галузі оцінювання та прогнозування ризиків, пов'язаних з розробкою родовищ нетрадиційного газу. Вище наведено основні принципи оцінки ризиків, яких слід дотримуватись для досягнення ґрунтовних та достовірних результатів.



Ключові слова: нафтогазові родовища, поклади нетрадиційного газу, аварії, причини виникнення, методи, оцінка ризиків.

Перелік посилань:

1. Стратегія сталого розвитку України на період до 2020 року
Режим доступу:
<http://www.president.gov.ua/documents/18688.html>

2. ISO 31000 «Менеджмент ризику – Принципи та настанови»

3. ISO/IEC 31010 «Менеджмент ризику – Методи оцінки ризику»

4. «Управління ризиками розробки та експлуатації родовищ сланцевого газу»
Режим доступу:
<https://exchange.dnv.com/publishing/Codes/download.asp?url=2013-01/grp-u301.pdf>

5. «Золоті правила «Золотого віку» природного газу»
Режим доступу:
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf

УДК 622.245.73

ДОСЛІДЖЕННЯ ДЕФОРМАЦІЙНО- МІЦІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГУМОВИХ УЩІЛЬНЕНЬ УСТЬОВИХ ВИПРОБУВАЛЬНИХ ПАКЕРІВ

*М.А. Дорохов, І.В. Костриба,
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул.
Карпатська, 15, тел. (0342) 72-71-01, e-mail: no@iung.edu.ua
А.В. Новикова, Г.М. Агальцов,
ІГТМ.НАН України, 49005, м. Дніпропетровськ, вул.
Сімферопільська, 2-а, тел. (0562) 46-01-51,
e-mail: igtmnani@yandex.ru*

В експлуатаційних і нагнітальних свердловинах при здійсненні різноманітних технологічних і ремонтних процесів



широко використовуються свердловинні пакери, які призначені для герметичного розділення ствола свердловини на два інтервали – підпакерний і надпакерний [1].

Основним структурним елементом пакера є вузол ущільнення. На часі ринок нафтогазопромислового обладнання характеризується наявністю пакерів з різними конструкціями вузлів ущільнень: від простих циліндричних манжет до складних пакетних і комбінованих [2]. Зазвичай, пакерні ущільнення (за винятком окремих прикладів) представлені гумовими виробами, які мають високі еластичні і герметизуючі властивості.

Відповідно до особливостей проведення різних технологічних та ремонтних операцій, до вузлів ущільнення свердловинних пакерів висувають особливі вимоги, а саме: висока герметизуюча здатність, надійність; простота пакерування-розпакерування; стійкість до агресивного середовища, до підвищених температур тощо. Ці вимоги повинні бути реалізовані в конструкції пакера. Крім того гумові ущільнення свердловинних пакерів експлуатуються в умовах різних навантажень і спричинених ними деформацій. Для забезпечення міцності і сталості розмірів гумових ущільнень їх виготовленню повинен передувати інженерний розрахунок.

Провівши аналіз методик розрахунку і результатів досліджень різних за конструкцією вузлів ущільнень пакерів, необхідно відзначити, що переважна більшість робіт присвячена дослідженню та розробленню методів розрахунку циліндричних пакерних ущільнень [3, 4]. Встановлена відсутність досліджень та методик розрахунку самоущільнювальних пакерних манжет. Даний тип ущільнень широко використовується в конструкції пакерів для випробування устьового обладнання і обсадних колон як в процесі буріння свердловини так і в процесі її підземного ремонту. Типова конструкція пакера з самоущільнювальною манжетою представлена на рисунку 1. Перевага таких ущільнень полягає в тому, що вони спрацьовують автоматично при наявності надлишкового тиску в свердловині і не вимагають, на відміну від циліндричних пакерних ущільнень, дії зовнішніх зусиль.

Багато з виконуваних сьогодні інженерних розрахунків засновані на припущенні про те, що матеріал володіє характеристиками лінійності і пружності, тобто зусилля і зміна розмірів пов'язані лінійною залежністю. Однак у загальному випадку еластомерні матеріали поведуться нелінійно. Для дослідження властивостей гумових ущільнень потрібні складніші, комплексні моделі, які зможуть враховувати нелінійність матеріалу.

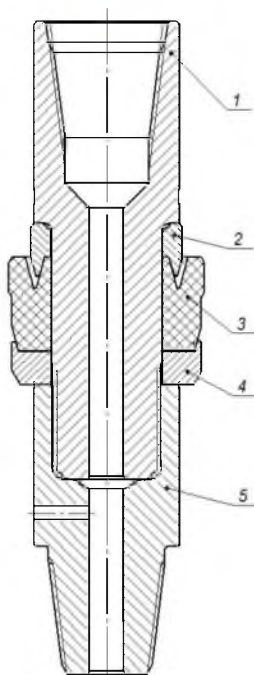


Рисунок 1 – Пакер устьовий УВЧ 168×50:
1 – корпус; 2 – втулка опорна;
3 – самоущільнювальна манжета; 4 – упор;
5 – перевідник

Пріоритетним напрямком розв'язання описаної вище задачі, є використання комп'ютерного моделювання (програмні пакети SolidWorks, Ansys, Start, Abaqus, Marc, Mirela+). Успішне використання зазначених вище програмних продуктів вимагає знання ряду значень і залежностей деформаційно-міцнісних властивостей гуми з якої, виготовлено відповідних розмірів і форми ущільнення.

Так як визначення цих властивостей за існуючими експериментальними методиками для натурної самоущільнювальної манжети, досить складної конфігурації, не є можливим, було проведено ряд експериментальних досліджень на спеціальних зразках, які були звulkanізовані з однотипною за складом з самої манжетою, гумової суміші.

В акредитованій лабораторії ТОВ «Інтер-ГТВ» були проведені експериментальні дослідження [5] пружно-міцнісних властивостей зразків гумової суміші підвищеної

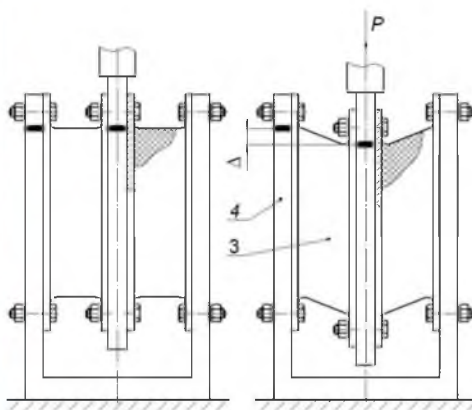
маслобензостійкості ІРП-1293 групи VII-2П-1 при розтягуванні та отримано ряд залежностей основних характеристик гуми самоущільнювальної манжети 3 устьового пакера УВЧ 168×50.

Було проведено експериментальні дослідження стійкості гуми до старіння при статичній деформації стиску для визначення відносної залишкової деформації.

В лабораторії інституту геотехнічної механіки НАН України експериментальним шляхом [6] (рис. 2) досліджено параметри жорсткості та умовно-зрівноважений модуль зсуву за допомогою блоків гумометалевих та отримано криву релаксації напруження зсуву при постійній деформації [7].



а)



б)

Рисунок 2 – Схема дослідження жорсткості гумометалевих блоків (а – загальний вигляд компонування складових експериментального дослідження; б – схема навантаження гумометалевих зразків):

1 – динамометр; 2 – індикатор годинникового типу; 3 – блоки гумометалеві; 4 – скоба

Знання описаних вище значень та залежностей механічних властивостей гумових ущільнень пакерів необхідне для розрахунку останніх у програмних пакетах Solid Works, Ansys, Start, Abaqus, Marc, Mirela+ і, в результаті, створює системний підхід в проектуванні гумових ущільнень свердловинних пакерів.

Література



1. І.В. Костриба Аналіз сучасного стану проектування свердловинних пакерів в Україні / І.В. Костриба, М.А. Дорохов, А.М. Шульга // Питання розвитку газової промисловості України / УкрНДІгаз. – Вип. XL – Харків. – 2012. – с.156.

2. Хасанов Р. А. Пакеры и технология разобщения пласта // Бурение & нефть. – 2005. – № 12 – с.24.

3. Литвинов А. В. Разработка технических средств разобщения затрубного пространства паронагнетательных скважин: дисс. канд. техн. наук : 05.02.13 / Литвинов Андрей Витольдович. – Москва, 2008. – 161 с.

4. Мамедов В.Т. Разработка и исследование упругого элемента двухпроходного пакера с целью обеспечения эффекта самоуплотнения: дисс. . канд. техн. наук: 05.04.07 / Мамедов Васиф Талыб оглы. – Баку, 1986. – 231 с.

5. ГОСТ 270–75. Методы определения упругопрочностных свойств при растяжении.

6. ГОСТ 269–66 Резина. Общие требования к проведению физико-механических испытаний.

7. Дорохов М.А. Дослідження механічних властивостей гумових ущільнень свердловинних пакерів / М.А. Дорохов // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2014.– 2(37) – С. 27–31.

УДК 621

ШЛЯХИ УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ВИЗНАЧЕННЯ НАПРУЖЕНО- ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ (НДС) МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОНАФТОПРОВІДІВ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИМ МЕТОДОМ

Л.С. Шлапак, В.М. Коваль, В.В. Циганчук

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019

Значний теоретичний і практичний інтерес мають експериментальні дослідження НДС трубопроводів у ході їх довготривалої експлуатації. Широке застосування при цьому знайшли прилади MESTR-411, коерцитиметр КРМ-Ц-К2М, вимірник ІНИ-1Ц, за допомогою яких реалізується електромагнітний метод неруйнівного контролю.



Електромагнітний метод неруйнівного контролю НДС трубопроводів, виходячи із специфіки вимірювань у натурних умовах експлуатації [1,2,3], на наш погляд має ряд недоліків при його застосуванні на трубах, що мають криволінійні поверхні.

Труднощі виникають не тільки через криволінійні поверхні, але і внаслідок зміни діаметру трубопроводів, що додатково створює різні значення щілин між плоскими чутливими поверхнями перетворювачів та криволінійною поверхнею труби, що відповідно може приводити до значних похибок при визначенні величини та знака напружень.

Аналіз результатів довготривалих досліджень напруженого стану трубопроводів газової обв'язки ГПА КС «Тарутине» [5], виконаних як на криволінійних елементах (колінах), так і на прямолінійних ділянках труб діаметром 530÷1020 мм, показав, що електромагнітний метод контролю вимагає удосконалення як у частині самого методу, так і апаратури, яка реалізує цей метод.

В частині удосконалення методу контролю напружень трубопроводів різного типорозміру необхідно перейти на метод контролю напружень за залежністю між зміною динамічних значень магнітної проникливості μ_d та параметрами напружень σ , тобто $\mu_d=f(\sigma)$ [5].

Такий підхід до контролю напружень з використанням залежності $\mu_d=f(\sigma)$. Вплив щілини між давачем та поверхнею трубопроводу буде автоматично зменшуватися на величину, що буде визначатися вибором значення точки на кривій $B=f(H)$, яка є результатом ділення миттєвого значення індукованої ЕРС котушки взаємодукції і індуктивності, включений в коло намагнічуючого струму перетворювача, яке живиться від джерела стабілізованого струму.

Одним з перспективних напрямків є також метод місцевого розмагнічування трубопроводу в зоні безпосереднього встановлення перетворювача, з подальшим намагнічуванням для виключення систематичної похибки.

Подальше вдосконалення методу та апаратури для дослідження магістральних нафтогазопроводів торкається вивчення впливу постійних струмів, які протікають по трубах внаслідок дії електрохімзахисту (ЕХЗ) та значення магнітного поля Землі [6].

Література

1. Горкунов Э.С., Мушников А.Н., Задворкин С.М., Якушенко Е.И. Влияние упругой деформации растяжением (сжатием), кручением и гидростатическим давлением на магнитные характеристики трубной стали 09Г2С. ISSN 1310-3946. Научни известия на НТСМ, 2012.



2. Путилова Е.А. Магнитный контроль структуры, фазового состава и прочностных характеристик многокомпонентных материалов. Автореферат диссертации, Екатеринбург, 2013.
3. А.Я. Недосека, С.К. Фомичев, С.Н. Минаков, А.И. Степаненко, М.Я. Яременко. Особенности измерения механических напряжений электромагнитным методом в трубопроводах и сосудах давления газового и нефтяного комплексов. Методические материалы. ISSN 0235-3474. ТД и НК, 1996, №1.
4. Л.С. Шлапак, В.М. Коваль, М.П. Лінчевський, В.О. Саркісов. Моніторинг напружено-деформованого стану трубопроводів газової обв'язки ГПА КС «Тарутине», «Нефть и газ», 2007 №2, с.36-39.
5. Антонов В.Г. и др. Средства измерения магнитных параметров материалов. Ленинград, Энергоатомиздат, 1986.
6. Глазов Н.П. и др.. Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии. М. «Недра», 1978.

УДК 620.98

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕПЛОВИХ ТРУБОК ДЛЯ СИСТЕМ ОПАЛЕННЯ ЛАБОРАТОРІЙ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

І.Р. Ващишак, В.В. Гапоненко, С.П. Ващишак

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

*76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. 50-
47-08, tdm@iung.edu.ua*

Підтримання нормальних умов у лабораторіях нафтогазового комплексу в осінньо-зимовий період забезпечується системами опалення. Останнім часом в Україні енергоносії різко подорожчали, що пов'язане з необхідністю встановлення європейських цін на них для підвищення ліквідності ринку і збереження системи енергопостачання держави. Це накладає жорсткі вимоги до систем опалення стосовно економії енергоресурсів.



Системи стінного опалення, які найчастіше застосовують у лабораторіях нафтогазового комплексу (НГК), бувають таких типів: водяна централізована, повітряна, електрична. Найбільш енерговитратна з них – це водяна система опалення, для роботи якої застосовують газ, воду, електроенергію. Електрична і повітряна системи опалення для свого функціонування використовують тільки електроенергію і їх робота може бути керованою. Однак, енерговитрати таких систем є також значними (наприклад, для електричної системи на обігрів 1 м² площі приміщення витрачається біля 100 Вт електроенергії). Зменшити енерговитрати при опаленні приміщень лабораторій НГК можна застосувавши теплові трубки. Опалення тепловими трубками є найбільш ефективним, оскільки для передачі тепла в них використовується енергія водяної пари, яка виникає всередині вакуумної трубки [1]. Недоліком такої системи опалення є необхідність у підігріві та циркуляції теплоносія, що підігріває зони випаровування трубок, а також у строго вертикальному положенні випарних трубок, в яких зона конденсації повинна бути над зоною випаровування. При відхиленні теплових трубок від вертикального положення їхній ККД різко знижується і ефективність опалення зменшується.

Отже для того, щоб система опалення тепловими трубками була енергоощадливою і могла застосовуватись замість класичних, доцільним є створення теплових трубок, які б нормально працювали в горизонтальному положенні, та способу їх нагріву без застосування теплоносія і радіатора, який би ефективно забирав тепло від трубок та випромінював його у приміщення.

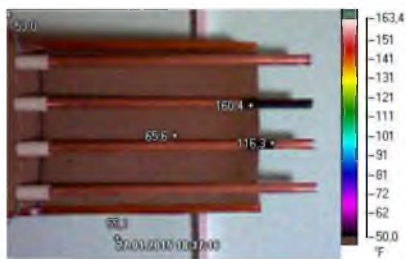
Заставити рідину у тепловій трубці повністю повертатись з зони конденсації у зону випаровування при горизонтальному положенні трубки можна тільки завдяки зміні конфігурації фітиля всередині трубки. Після проведення ряду експериментів вдалося отримати ефективний фітиль з мілководунової сітки, намотаної на каркас велиководунової сітки у виді серповидного кільцевого каналу. При горизонтальному положенні трубки серповидний кільцевий канал створювався у верхній її частині. Для інтенсивного розігріву трубки в зоні її випаровування вмонтовувався малогабаритний імпульсний нагрівний елемент з можливістю плавної зміни потужності. Це дало змогу отримати зміну ККД трубки при її розміщенні у горизонтальному і вертикальному положеннях не більше 10%. При подачі



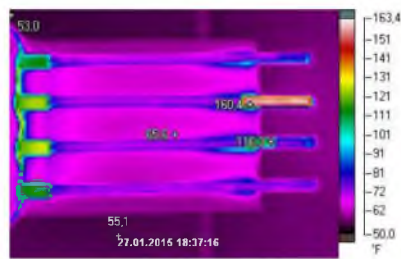
потужності 30 Вт мідна теплова трубка довжиною 65 см і діаметром 22 мм розігрівалась до температури 67 °С за 7 хв. При цьому різниця температур на початку і в кінці трубки не перевищувала 1 °С.

Для підвищення тепловіддачі трубок випромінюванням їх частини в зоні конденсації зафарбовувались чорною фарбою різних типів. Для досліджень використовувались 4 теплові трубки довжиною 65 см і діаметром 22 мм та тепловізор Fluke TI-25. Потужність, що подавалась на кожну трубку, становила 25 Вт. Температура у приміщенні, де проводились експерименти, становила 18 °С протягом всього часу досліджень. На рис. 1,а показане горизонтальне розміщення теплових трубок при проведенні досліджень, а на рис. 1, б – їх термограми, зняті через 3 хв. після ввімкнення імпульсних нагрівних елементів. Як видно з цих рисунків, найвища температура 160,4 F (71,3 °С) спостерігалась у зоні трубки, пофарбованої чорною матовою фарбою на нітроемальній основі. Зона трубки, пофарбованої у чорний колір фарбою на спиртовій основі, мала набагато нижчу температуру – 116,3 F (46,83 °С). Незафарбовані поверхні трубок мали практично однакову температуру. При вертикальному розміщенні трубок (рис.2) за 3 хв. розігріву температури у зафарбованих зонах становили 71,4 F (21,9 °С) та 167,1 F (75,1 °С) відповідно.

Після проведення досліджень з тепловими трубками із двох з них був виготовлений елемент системи опалення з розмірами радіатора 42×30 см. (рис. 3). На кожну трубку подавалась потужність 100 Вт. Термограми знімалися через кожну хвилину роботи радіатора. На рис. 3, як приклад, наведено розподіли температур по поверхні радіатора та термограми, зняті через 2 і 22 хв. роботи радіатора. Сталого режиму радіатор досягав на 21 хв. роботи, після чого температура його поверхні практично не змінювалась. При цьому температура повітря на висоті 5 см над радіатором становила 43 °С. Для підняття температури з 18 до 20 °С у приміщенні площею 5,2 м² знадобилося 9 год. роботи радіатора, що ефективніше за електричну систему опалення аналогічного розміру на 20%.



а)

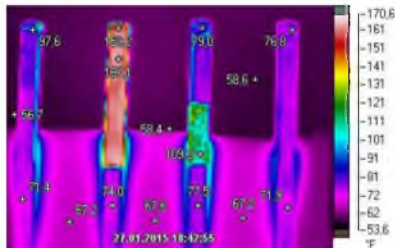


б)

Рисунок 1 – Дослідження роботи теплових трубок в горизонтальному положенні:
а - зовнішній вигляд теплових трубок, б - термограми

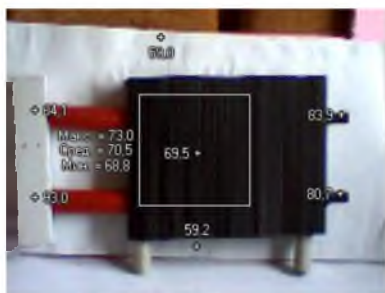


а)

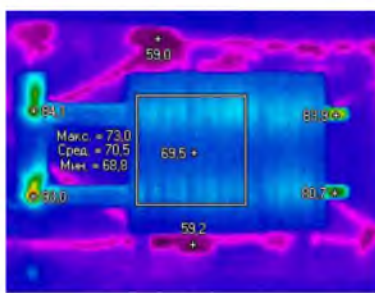


б)

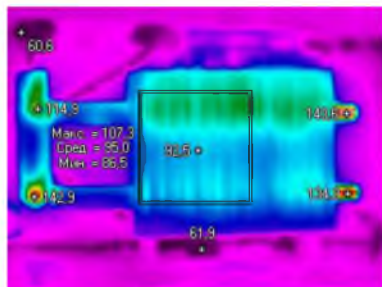
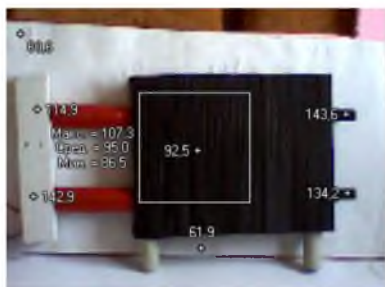
Рисунок 2 – Дослідження роботи теплових трубок у вертикальному положенні:
а – зовнішній вигляд теплових трубок, б - термограми



а)



б)



б)

г)

Рисунок 3 – Дослідження роботи радіатора з тепловими трубками:

а, в – розподіл температур по поверхні радіатора через 2 та 22 хв. роботи; б, г – термограми, зняті через 2 та 22 хв. роботи

Таким чином, проведені дослідження показали високу ефективність роботи нагрівачів з тепловими трубками і доцільність їх застосування для підтримання температури в лабораторіях НГК замість класичних систем опалення.

1. Вашишак І.Р. Шляхи підвищення енергоефективності будівель об'єктів нафтогазового комплексу / І.Р. Вашишак, О.П. Вашишак, А.В. Яворський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2014. – №1/36. – С. 176-184.



УДК 620.192

ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ФАЗОВАНИХ РЕШІТОК В ПРОЦЕСІ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ВЕРТИКАЛЬНИХ СТАЛЬНИХ РЕЗЕРВУАРІВ

О.В.Попович, Н.Карпуть, М.О.Карпаш

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти й газу*

Резервуарні парки є найважливішими ланками нафтопроводної системи. Технічний стан резервуарів і їх корисна місткість визначає стійке безперебійне постачання нафти (нафтопродуктів) споживачам і організацію планових зупинок магістральних трубопроводів для проведення ремонтних робіт з усуненням виявлених дефектів.

На всіх основних етапах життєвого циклу – у процесі виготовлення, монтажу, та експлуатації – в елементах конструкції металевих вертикальних резервуарів можуть виникати і розвиватись дефекти. Своєчасне виявлення дефектів дає можливість передбачити можливість виникнення надзвичайних ситуацій, а саме уникнути порушень робочих процесів внаслідок аварій, ліквідація яких потребує значних коштів та часу.

Згідно статистики [1] 59 % аварій виникли в період будівництва та монтажу резервуару, а 41% - в період експлуатації. Незважаючи на певний прогрес, досягнутий в останні роки в спорудженні резервуарів для нафти і нафтопродуктів, вони все ж залишаються одними з найбільш небезпечних об'єктів. У процесі експлуатації резервуари зазнають мало циклове навантаження, зумовлене процесами наливання-зливання продукту, що зберігається, а також пов'язаного з ним впливом корозійно-активних середовищ. Під дією цих чинників у конструктивних елементах резервуарів відбуваються накопичення втомних і корозійних пошкоджень,

які сприяють зростанню дефектів, що з'явилися під час виготовлення, монтажу і зародженню нових дефектів.

Основною причиною виводу резервуара з експлуатації (рис.1) є корозійні пошкодження, які складають 72 %. У той же час через дефекти будівельно-монтажних робіт, порушення правил експлуатації резервуарів та їх обладнання, в деяких випадках – низької якості останнього, відбувається 28 % відмов [2].

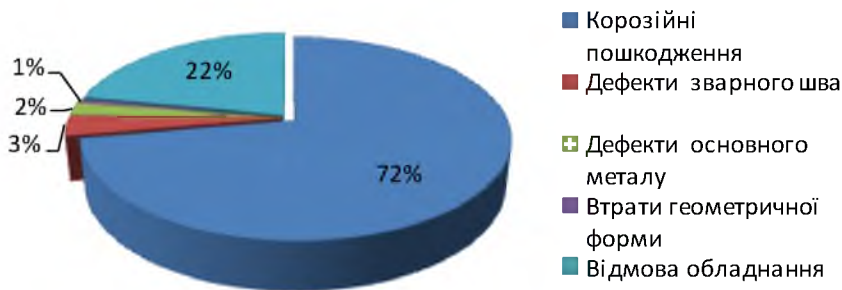


Рисунок 1 – Імовірність відмов РВС залежно від причин, що до них призводять

Для своєчасного виявлення порушень та дефектів і вжиття ефективних заходів для забезпечення експлуатаційної надійності резервуарів необхідним є своєчасне виявлення типу та розмірів пошкоджень на ранніх стадіях їх розвитку, що дасть змогу більш точно оцінити залишковий ресурс. Визначення типу дефекту дасть змогу врахувати можливість їх збільшення у розмірі та спричинити аварію. Найчастіше при контролі конструкцій РВС застосовують наступні методи неруйнівного контролю: візуально-оптичний та вимірювальний, геодезичний, капілярний, магнітопорошковий, акустично-емісійний, радіаційний і ультразвуковий. Оскільки найпоширенішим типом дефекту у зварних з'єднаннях РВС [3] є підріз зварного шва (рис.2), тому використання ультразвукового методу контролю є найзручнішим, оскільки дає можливість оцінювати як об'ємні

так і плоскі внутрішні дефекти (на відміну від радіаційного) і можливий при односторонньому доступі до поверхні.

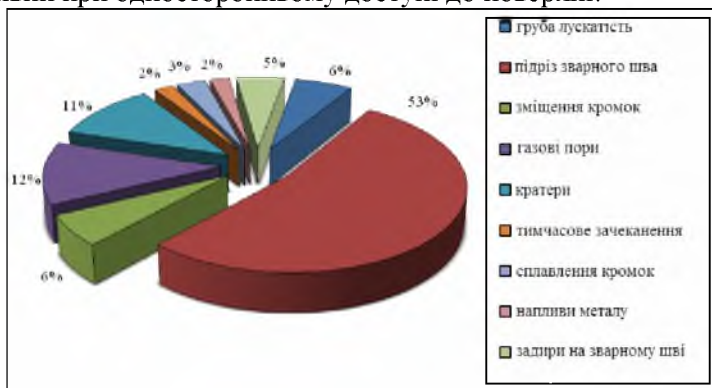


Рисунок 2 – Розподіл дефектів зварювання та імовірність (%) їх появи

Завдяки стрімкому розвитку в галузі мікроелектроніки пропонується застосування ультразвукового контролю з використанням перетворювачів з фазованими решітками (ФР) [4]. Використання обладнання на основі технології ФР дозволяє керувати ультразвуковим променем змінюючи амплітуду та фазу в багатоеlementному перетворювачі. Збудження п'єзоелементів здійснюється таким чином, що дає можливість управляти параметрами ультразвукового променя. Застосування технології ФР за рахунок щільного пучка УЗ-випромінювання дозволяє забезпечити високу точність пошуку аномалій і дефектів у металі при наявності захисного покриття. На рис. 3 представлені схеми проведення УЗ-дефектоскопії з технологією ФР.

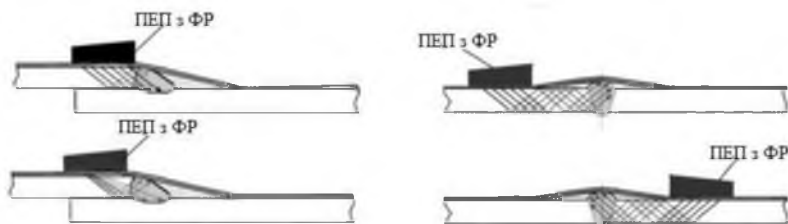


Рисунок 3 – Схеми проведення УЗ-дефектоскопії з допомогою ПЕП з ФР



Використання технології ФР дає змогу отримати акустичні зображення виявлених дефектів, що суттєво спрощує процедуру визначення типу та розмірів дефекту. Аналізуючи сказане вище, можна зробити висновок, що застосування запропонованої методики дасть змогу розробити унікальний метод ідентифікації дефектів, виявлених під час неруйнівного контролю матеріалів та виробів, що дозволить при меншій затраті часу та ресурсів скоротити витрати на обстеження РВС.

Ключові слова: резервуари вертикальні сталі, технічна діагностика, дефекти зварювання, ультразвуковий контроль, технологія фазованих решіток.

1. Причины аварий стальных конструкций и способы их устранения /Б.І Беляєв, В.С. Корниєнко// Издательство литературы по строительству.-М.- 1968- 210 с.

2. Кондрашова О.Г., Назарова О.М. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров // Нефтегазовое дело, 2004. №2. с.21-29

3. Дергачев А.Н Анализ работоспособности стальных резервуаров по результатам неразрушающего контроля сварных соединений. Режим доступа: <http://agps-2006.narod.ru/ttb/2012-3/16-03-12.ttb.pdf>

4. Popovych O. Signal Processing Approach for Defect Classification Detected Using Ultrasonic Phased Array/ Popovych O., Karpash M.// Proceedings of 11th European Conference of Non-Destructive Testing, Prague, 6-10 October 2014, CD-ROM.



УДК 621.643

ВПЛИВ ТЕРМІНУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА pH СЕРЕДОВИЩА НА НЕСУЧУ ЗДАТНІСТЬ МАТЕРІАЛУ ТРУБОПРОВОДУ

**Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, М. С. Полутренко,
Т. Ю. Пиріг**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти
і газу. Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15,
poberezhny@nuing.edu.ua*

Дослідження деформаційної поведінки сталі в умовах навантажень та впливів, які імітують експлуатаційні, дають змогу краще оцінити залишковий ресурс безпечної експлуатації діючих, та ресурс роботи нових трубопроводів, коректніше прогнозувати експлуатаційні ризики та оцінювати рівень потенційних загроз довкіллю, спричинених експлуатацією даних технічних об'єктів. Важливо вивчити кінетику деформації у корозійних середовищах, оскільки рівень пошкоджень у результаті синергічної дії механічного та корозійного чинників зростає нелінійно, відповідно так само збільшуються імовірності розгерметизації та руйнування трубопроводу, а, отже, й пов'язані з цим експлуатаційні ризики.

Метою роботи, яка стала продовження раніше виконаних досліджень, є вивчення впливу pH середовища та експлуатаційної деградації на деформаційну поведінку матеріалу трубопроводу в підкислених хлоридно-сульфатних середовищах. Актуальність роботи зумовлена тим, що на західній Україні, де проходять основні транзитні магістральні нафтогазопроводи, поширені кислі ґрунти з хлоридними та хлоридно-сульфатними електролітами [1]. З літератури [2, 3, 4] відомо про особливу чутливість тривалоексплуатованих трубопровідних сталей до водневого окрихчення, ризик виникнення якого в кислих середовищах найбільший. Тому необхідно докладно вивчити деформаційну поведінку матеріалу нафтогазопроводів на пізній стадії експлуатації у основних



типах ґрунтових електролітів з метою оптимізації робочих режимів та вчасного запобігання можливим позаштатним чи навіть аварійним ситуаціям.

Для вивчення кінетики низькотемпературної корозійної повзучості, користуючись побудованою за результатами механічних випробовувань зразків-моделей, вирізаних зі стінки труби (сталь 17Г1СУ), діаграмою згину вибрано три рівні номінальних напружень відповідно до величини границь текучості та міцності матеріалу трубопроводу – 330, 420 та 510 МПа.

Для коректного виявлення впливу корозійного середовища на деформаційну поведінку сталі трубопроводу повзучість вивчали спочатку на повітрі (імітуючи роботу трубопроводу з непошкодженим ізоляційним покриттям) (рис. 1, а), а потім у 3 модельних середовищах (табл. 1) (рис. 1, б-г). Час експозиції складав 300000 min.

Таблиця 1. Склад модельних середовищ (МС)

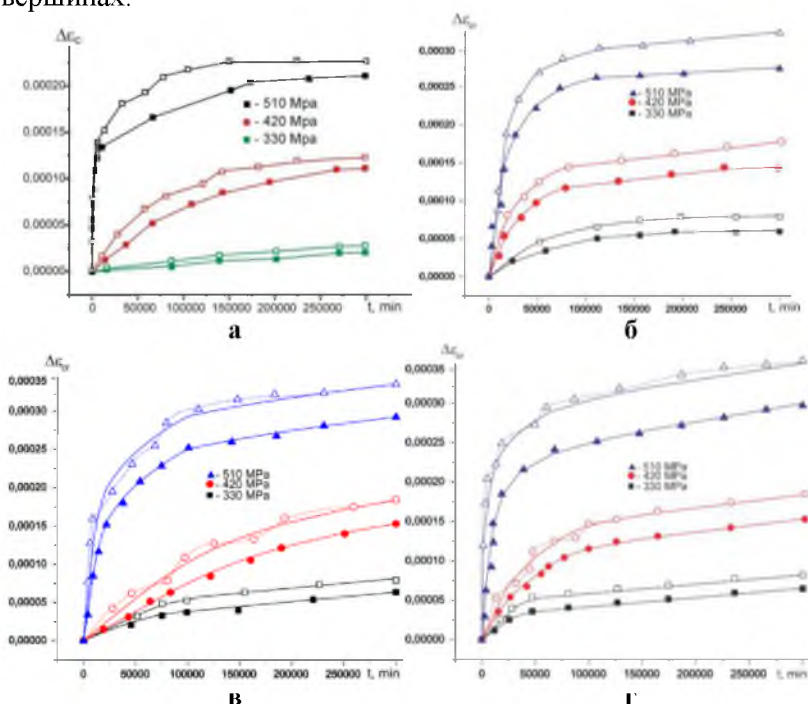
№ МС	Концентрація, mol/l	
	Na ₂ SO ₄	HCl
1	0,01	0,00001
2	0,05	0,0001
3	0,1	0,001

На повітрі спостерігаємо зростаючу кінетику (рис. 1) із заниканням на останній стадії та виходом на плато як для матеріалу в стані поставки, так і для експлуатованого. Зміна деформації повзучості знаходиться в межах 15...20 %.

В підкислених хлоридно-сульфатних середовищах (рис. 1, б-г) спостерігаємо кінетику повзучості подібну до такої у нейтральних аналогах [5]. Зокрема, зі збільшенням концентрації кислоти при високому рівні номінальних напружень з'являються стрибкоподібні прирости деформації, пов'язані, очевидно, із зміною механізму перебігу корозійних процесів. Такий перехід зумовлений збільшенням частки водневої деполяризації та виділенням атомарного водню у місцях утворення гальванічних пар. Останній спричиняє перебіг процесу наводнення та розвиток водневої крихкості, що, в свою чергу викликає корозійне розтріскування, яке й ілюструють стрибки деформації

на кінетичній кривій.

При зменшенні рН фіксуємо істотні деформаційні стрибки (рис. 1, в, г). Особливо помітні вони в області високих напружень, що пояснюється впливом механічного чинника на фоні водневого окрихчення. Виразно спостерігаються цикли прискорення-сповільнення деформації, які відповідають циклам росту тріщини. Найінтенсивніші вони на першому етапі експозиції, далі швидкість приросту деформації спадає. Це пов'язано з притупленням вершин корозійних тріщин внаслідок збільшення швидкості розчинення матеріалу трубопроводу та відповідним зменшенням рівня концентрації напружень у їх вершинах.



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 1. Кінетика деформації сталі трубопроводу на повітрі (а), в MS1 (б), в MS2 (в) та в MS3 (г)

В подальшому необхідно розширити діапазон досліджуваних ґрунтових електrolітів, а також вивчити рівень



чутливості матеріалу трубопроводу до біокорозії. Також потрібно провести дослідження з метою оптимізації параметрів активного протикорозійного захисту нафтогазопроводів на пізній стадії експлуатації для підвищення надійності їх експлуатації, продовження ресурсу роботи та запобігання позаштатним ситуаціям.

Висновки:

1. Встановлено закономірності зміни несучої здатності матеріалу нафтогазопроводів на пізній стадії експлуатації у підкислених хлоридно-сульфатних модельних середовищах.
2. Показано, що в кислих ґрунтових електролітах деградована трубопровідна сталь має схильність до раптових деформаційних стрибків, які можуть спричинити спонтанну розгерметизацію трубопроводу.
3. Зафіксована деформаційна поведінка сталі трубопроводу потребує подальшого системного вивчення з метою підвищення рівня безпеки та забезпечення надійної експлуатації наявних нафто- та газопровідних мереж.
4. Необхідно вивчити вплив терміну експлуатації на електрохімічні показники сталей нафтогазового сортаменту з метою оптимізації параметрів активного та пасивного протикорозійного захисту.

Література:

1. Крижанівський Є. Розсіяна пошкодженість і деградація властивостей сталей нафтових та газових трубопроводів / Крижанівський Є., Никифорчин Г.// Вісник ТНТУ.- 2011.- Спецвипуск Ч.1.- С.30-36
2. Петров Л. М. Фізико-хімічні аспекти механіки корозійного руйнування / Л. М. Петров // Фіз.-хім. механіка матеріалів. - 2001. - № 3. - С. 127-129.
3. Nykyforchyn H. M. Assessment of hightemperature hydrogen degradation of power equipment steels / H. M.Nykyforchyn, O. Z.Student // 16th European Conference of Fracture „ECF16“, Alexandroupolis, Greece, 2006. - Paper No. 749
4. Крижанівський Є. І. Особливості стрес-корозії сталі магістральних трубопроводів в кислих електролітах / Є. І.



- Крижанівський, Л. Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2004. - № 4 (13). - С. 69-72.
5. Побережний Л. Я. Вплив експлуатаційної деградації на несучу здатність матеріалу магістральних трубопроводів / Л. Я. Побережний, П. О. Марущак, А. І. Станецький // Фіз.-хім. механіка матеріалів, 2012.-Спец вип №9.- Т. 2.- С. 642-646.

УДК 621.643

НЕБЕЗПЕЧНІ ВПЛИВИ ДЖЕРЕЛ БЛУКАЮЧИХ ЗМІННИХ СТРУМІВ НА ПІДЗЕМНІ ТРУБОПРОВІДНІ МЕРЕЖІ

*Л.Я. Побережний, Г.М. Присліпська, А. В. Яворський
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу 76019,
м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15. E-mail:
poberezhny@nung.edu.ua*

Підземній корозії, пов'язаній з впливом ґрунтового електроліту, бактерій та мікроорганізмів приділяється значна уваги і вона є достатньо дослідженою. Такий вид корозії як електрокорозія пов'язують з впливом блукаючого струму на матеріал трубопроводу від джерел постійного струму [1, 2]. Інтенсивні корозійні руйнування при натіканні постійного блукаючого струму спостерігаються у місцях виходу струму із трубопроводу, однак, відомі випадки коли наскрізні корозійні ураження (свищі) виникали на трубопроводах в зонах, що знаходилися поза межами витікання постійних блукаючих струмів [3, 4, 5].

Джерелами змінних блукаючих струмів є електрифікований рейковий транспорт (електровози, електропоїзди) та високовольтні лінії електропередач.

Електрифіковані залізні дороги змінного струму здійснюють на магістральні трубопроводи магнітний і гальванічний вплив. Як прийнято дослідниками, магнітний



вплив обумовлюється магнітним полем, спричиненим змінним струмом контактної мережі залізної дороги.

Навколо контактного приводу виникає змінне магнітне поле (з тією ж частотою, що і частота струму контактної мережі), яка наводить електрорушійну силу в трубопроводі, внаслідок чого в останньому виникає струм і, відповідно, напруга „труба-земля“. Магнітний вплив буде тим більшим, чим ближче розміщений трубопровід і чим більшим є струм.

При паралельному проляганні трубопроводу з ВЛЕП, в місцях їх пересікання, а також в місцях приближення і віддалення високовольтних ліній електропередач і трубопроводів існує небезпечний вплив ВЛЕП на трубопровід. Таке розміщення трубопроводів в одному коридорі з високовольтними лініями електропередач дає багато переваг в плані раціонального використання земельних ресурсів та більш ефективного технічного обслуговування і експлуатації підземних і наземних споруд. Негативними сторонами такого „сусідства“ є створення змінного електромагнітного поля, що веде до виникнення індукції на трубопроводі та поздовжньої електрорушійної сили. Як наслідок виникає небезпека для персоналу, протікає інтенсивна електрокорозія, ламаються електричні установки (катодні станції), які необхідні для нормального функціонування трубопроводу.

Розподільчі металеві газопроводи, загальна довжина яких в Україні становить 308 тис. км. є більш вразливими до впливу змінних блукаючих струмів, а через малу товщину стінки, корозійні утворення (свищі) в місцях натікання можуть виникати в значно коротші терміни в порівнянні з магістральними трубопроводами.

Основними джерелами змінного блукаючого струму в межах населених пунктів та попадання їх на трубопроводи є: непрофесійна експлуатація діючої системи електропостачання, наприклад, планомірне використання трубопровідних систем в якості нульових робочих провідників; некоректне підключення електроспоживачів, що зв'язують трубопровідні системи з системою електропостачання будівель; пошкодження ізоляцій кабельних ліній і/ або електрообладнання, послаблення,



відгорання і механічне пошкодження нульових робочих провідників, що виникають в процесі експлуатації [6].

Попередні дослідження [7] показують, що за густин струму 5 A/m^2 (50 % допустимого) 10, 15, 20 A/m^2 у хлоридних середовищах спостерігається монотонний, близький до лінійного, приріст швидкості корозії.

Для проведення експериментальних досліджень з метою врахування складу ґрунтів України вибрані хлоридно-сульфатні модельні середовища (табл. 1).

Матеріалом досліджень вибрано трубку сталь СТЗ зі стінкою труби $\varnothing 219 \text{ mm}$, з якої виготовлено зразки розміром $10 \times 50 \times 3 \text{ mm}$, що попарно занурювали на глибину 20 mm у модельне середовище та витримували 168 годин.

Таблиця 1 Хімічний склад модельних середовищ (МС) для корозійних випробувань

МС	Концентрація, моль/л	
	NaCl	Na ₂ SO ₄
1	0,005	0,005
2	0,025	0,025
3	0,05	0,05

Паралельно проводилося визначення корозійних втрат зразків (контрольні зразки), які не піддавалися впливу струму. Оцінка корозійних втрат здійснювалася гравіметричним методом.

Динаміка зміни швидкості корозії у хлоридно-сульфатних середовищах носить нелінійний характер із перегином у області високих густин струму (15, 20 A/m^2) (рис. 1). Приріст швидкості корозії в області низьких концентрацій практично на одному рівні у хлоридних [7] та хлоридно-сульфатних середовищах. Із збільшенням густини струму приріст швидкості корозії в хлоридно-сульфатних середовищах відносно хлоридних зменшується. На нашу думку це зумовлено:

- адсорбцією сульфат-йонів на поверхні свіжопасивованого металу, що ускладнює руйнування йонами хлору оксидної плівки;



- погіршенням йонної провідності розчину внаслідок меншої рухливості сульфат-йонів порівняно з хлорид-йонами.

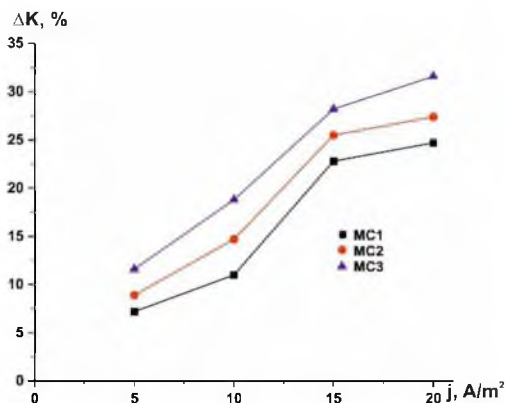


Рисунок 1. Залежність швидкості загальної корозії у хлоридно-сульфатних середовищах від густини струму

Однак, не дивлячись на зменшення абсолютного приросту швидкості корозії спостерігається інтенсивніша локалізація корозійних процесів, що підвищує ризик розгерметизації трубопроводів з незначною товщиною стінки (до 5 мм).

В подальшому необхідно продовжити дослідження шляхом створення фізичних та переходом до математичних моделей.

Література

1. 24-hour characteristic of interaction on pipelines of stray currents leaking from tram tractions K. Zakowski, W. Sokolski Corrosion Science 41 (1999) 2099-2111,

2. Стрижевский И.В. и др. Защита подземных металлических сооружений от коррозии. Справочник. – М., Стройиздат, 1990.

3. Stalder F. Pipelines failures. Materials Science Forum, vol.247, 1997. -P.139-146. ,

4. Tribollet B., Meyer M. AC-induced corrosion of underground pipelines // Underground Pipeline Corrosion / book auth.



5. Orazem M. – Woodhead publishing series in metals and surface engineering, 2014. – Vol. 63. ,

6. Неисправности систем электроснабжения зданий ускоряют коррозию трубопроводов // О.А. Григорьев, В.С. Петухов, В.А. Соколов. - Ж. "Новости электротехники", № 4 (22), 2003.

7. Побережний Л. Я. Електрокорозія трубопроводів у кислих високомінералізованих ґрунтах / Л. Я. Побережний, Г. М. Присліпська, А. В. Яворський, Б. М. Дем'янів // Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. – 2014 – № 10. – С. 549-552.

УДК 621.643

ВНУТРІШНЬОТРУБНА КОРОЗІЯ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ

М.П.Мазур, Л.Я.Побережний, А.В. Грицанчук
*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу. Україна, 76019, Івано-Франківськ,
Карпатська, 15, poberezhnyu@iung.edu.ua*

Корозія є причиною майже 50% всіх аварій трубопроводів. Корозія представляє собою хімічну чи електрохімічну реакцію між матеріалом, зазвичай металом, та його навколишнім середовищем. Корозія викликає погіршення характеристик металу.

Корозія внутрішньої стінки газопроводу означає присутність значних парціальних тисків CO_2 та/чи H_2S . Це відбувається тоді, коли стінка труби зазнає впливу води та забруднювачів в газі, таких як кисень (O_2), водень сульфід (H_2S), карбон (IV) оксид (CO_2) чи хлорид-іон (Cl^-). Хоча ймовірність присутності значних концентрацій O_2 всередині газопостачального трубопроводу є досить низькою, навіть маленький парціальний тиск O_2 може ставати причиною високої швидкості розвитку корозії в сталевих трубах.

Корозія зазвичай класифікується трьома основними категоріями. До першої групи відносять ті, які легко ідентифікуються при візуальній перевірці (рівномірна корозія, локалізована корозія та електрохімічна корозія). До другої групи



належать ті види корозії, для ідентифікації яких потрібне подальше вивчення (ерозійна корозія, кавітаційна корозія, міжкристалітна корозія тощо). До третьої групи належать корозійне розтріскування та корозія, що виникає під дією високої температури (термокорозія).

Однією з найменш досліджених є корозія під дією газових гідратів.

Газові гідрати відносяться до нестехіометричних клатратних сполук, в яких один компонент («господар» - рідина) утворює структуру, що містить у своїх порожнинах інший компонент («гість»-газ).

Здатність утворювати гідрати мають багато газів, леткі органічні рідини, а також їх подвійні і багатокомпонентні суміші.

Газові гідрати утворюються при високому тиску і низькій температурі в результаті фізичного поєднання молекул води і деяких малих молекул рідких вуглеводнів, таких як метан, етан, пропан та мають льодоподібну форму з кристалічною ґраткою характерною для твердих речовин.

Утворення гідратів починається з маленьких частинок, які скупчуються та утворюють більші шматки, які з часом твердіють в лініях транспортування, що спричинить часткову або повну закупорку внутрішньої частини газопроводу, і якщо швидко її не видалити, призведе до зростання тиску всередині труби і до можливої аварії.

Гідрати можуть ініціювати певні види внутрішньої корозії газопроводів. Дана корозія відноситься до точкової корозії, яка часто спостерігається як в нейтральному, так і в кислому середовищі. Цю корозію дуже складно виявити, передбачити чи попередити на стадії конструювання трубопроводу. В процесі її поступового розвитку, продукти корозії покривають порожнини, таким чином, дуже легко не помітити маленьку вузьку точку. Однак ця маленька точка може зруйнувати структуру цілого трубопроводу.

Дана проблема є різнобічною через фізичні і хімічні процеси, які залежать від розміру утвореного гідрату, стадії та періоду його контакту з трубопроводом, внаслідок якого відбувається руйнування захисних плівок на поверхні. Кислотні гази такі як H_2S , CO_2 , які є компонентами при утворенні газогідратів, взаємодіючи з водою сприяють пришвидшенню внутрішньої корозії газопроводів, а хлорид-іони руйнують наявні та гальмують утворення нових пасиваційних плівок, пришвидшуючи таким чином корозійні процеси.

Існує висока ймовірність, що наявні газові гідрати встигають спричинити розвиток корозії у трубопроводах ще до моменту їх вилучення.

В даний час приймаються різноманітні заходи для профілактики утворення пробок гідратами в системі трубопроводів. Вони включають в себе підтримку температури і тиску, які виключають умови утворення гідратів та введення антифризів (метанол, етанол, моноетиленгліколь (МЕГ)). МЕГ вводиться в газ в якості антифризу, і він проходить з газом по трубопровідній системі, щоб змінити його теплову енергію за рахунок теплопередачі, таким чином запобігаючи його замерзанню.

Але в цей самий час дані інгібітори (метанол, етанол, моноетиленгліколь (МЕГ), диетиленгліколь (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ)) є екологічно небезпечними та з великою імовірністю можуть завдати шкоди навколишньому середовищу.

Однак, всі типи інгібіторів можуть значною мірою зменшити температуру гідратуутворення, але повністю запобігти утворенню вони не здатні. Гідрати все одно утворюються, оскільки температура в газопроводі продовжує падати. Це неминуче в холодних регіонах та морських трубопроводах, де температура морської води коливається в межах від $+1^{\circ}\text{C}$ до $+6^{\circ}\text{C}$.

Зараз розпочато роботу по фізичному та математичному моделюванню процесів гідратуутворення в трубопроводах. Зокрема, сконструйовано та експериментально перевірено роботу дослідного реактора (рис. 1. а), синтезовано газові гідрати метану (рис. 1. б) та оптимізовано термобаричні умови їх одержання з урахуванням експлуатаційних тисків та температури.



а



б

**Рисунок 1. Установка для синтезу газогідратів (а),
синтезований гідрат метану (б)**



Проаналізовано сортамент трубних сталей та вибрано для проведення експериментальних досліджень впливу газогідратів на внутрішню поверхню трубопроводу зразки вирізані з труб за сталі 20 та сталі 16ГС. Встановлено реальні фізико-механічні характеристики трубної сталі і показано, що вони за деякими показниками на 20-30% нижчі за подані в сертифікаті, що зумовлено впливом способу виробництва безшовних металевих труб.

Вивчено вітчизняний та закордонний досвід в області протикорозійного захисту внутрішньої поверхні труб. Систематизовано за структурним типом інгібітори корозії та гідратотворення.

В подальшому необхідно вивчити вплив часу експозиції та кількості циклів «утворення-розпад» газогідратів на швидкість та характер корозійних процесів. Окрему увагу планується приділити взаємодії компонентів інгібіторів корозії та інгібіторів гідратотворення з метою оптимізації їх вибору та досягнення максимального синергічного ефекту.

Література

1. Obanijesu E.O., Pareek V., Gubner R, Tade M.O. (2010), —Corrosion Education as a Tool for the Survival of Natural Gas Industry||, *NAFTA Journal*, Year 61, No 12, pp 541-554.
2. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра. 1985. 232 с.
3. Makogon Y.F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa, Oklahoma. Pennwell publishing company.1997. 477 p.
4. Дядин Ю.А., Гвшин А.Л. Газовые гидраты // Сорос. образоват. журн. - 1998. - N 3. - С.55-65.
5. Modeling the H_2S Contribution in CorrosionRate of Natural Gas Pipeline,/ Obanijesu E.O/ E.O Energy Sources Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects / Taylor and Francis Group, U.S.A., - 2009. - Vol. 31, Iss. 4. - P 348-363.



УДК 622.276.6:537.528

ЗАСТОСУВАННЯ ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЙ ЯК ПЕРСПЕКТИВНОГО НАПРЯМКУ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ

Ю.Я. Бяльський¹, О.О. Усенко¹, О.А. Северин²

*¹Полтавський нафтовий геологорозвідувальний
технікум, Полтава, вул. Грушевського, 2а, e-
mail: euacademy@ukr.net*

*²Полтавський національний технічний університет імені Юрія
Кондратюка, Полтава, Першотравневий, 24, e-mail:
severinpol@ukr.net*

Інтенсифікація технологічних процесів (ТП) є однією з важливих завдань науки й техніки. Основою збільшення продуктивності нафтогазопромислового обладнання й зниження енерговитрат на проведення ТП може служити створення й впровадження ефективних технологічних апаратів з малою питомою енергоємністю й матеріалоємністю, високим ступенем впливу на оброблювані речовини.

Електротехнологія, як показала практика, у порівнянні з існуючими технологіями має ряд переваг: електричне поле впливає безпосередньо на сировину й середовище без проміжної трансформації енергії, що дозволяє проводити тонке регулювання процесів; спрощується автоматизація у зв'язку з безінерційністю керування потоком заряджених часток; скорочується споживання енергії; інтенсифікуються тепло- і масообмін в апаратах і технологічних процесах. Можливості електротехнології використовуються ще вкрай недостатньо, однак ці можливості останнім часом усе більше усвідомлюються фахівцями різних галузей виробництва, що приводить до розширення області її застосування в промисловості. Універсальність даної технології полягає в тому, що в природі немає таких середовищ і речовин, які б не



піддавалися дії електричного поля та не були б носіями зарядів, тобто не піддавалися б силовому впливу поля.

Використання енергетичних полів в умовах промислового виробництва - складне науково-технічне завдання, що вимагає рішення ряду питань, зокрема таких, як:

- виявлення областей виробництва, де економічно ефективно застосовувати електрофізичні методи з урахуванням раціонального сполучення їх із традиційними технологіями;
- дослідження комплексу властивостей сировини: електрофізичних, структурно-механічних, теплофізичних та встановлення їхніх взаємозв'язків;
- дослідження процесів тепло- і масообміну в умовах використання нових концентрованих джерел енергії;
- розробка теоретичних основ розрахунку й конструювання апаратів для обробки сировини в енергетичних полях;
- комплексна оцінка якості виробів.

В основі дії одного з електрофізичних методів лежить електротехнологія, що використовує дію значних електричних полів. Їх одержання досягається за допомогою простих конструкторських рішень, що розкриває широкі можливості для їхнього застосування не тільки в експериментальних роботах, але й при впровадженні на підприємствах переробної галузі.

Одним зі способів інтенсифікації тепло- масообміну при обробці є використання електроконвективного повітряного потоку та електронно-іонна обробка (ЕІО).

В даний час одним з перспективних методів інтенсифікації технологічних процесів і підвищення ефективності технологічного обладнання є методи, засновані на імпульсних енергетичних впливах із застосуванням різних фізико-хімічних ефектів, що використовують внутрішні й зовнішні джерела енергії.

Методи інтенсифікації ТП розділяють на комплексні, при яких ТС розглядають як єдине ціле, і декомпозиційні методи, що виявляють і класифікують окремі стадії ХТП або елементи ТЕ.

Між режимними й конструктивними, активними й пасивними методами не можна провести чітку межу. Пасивні методи також вимагають витрат енергії, але енергія витрачається



не в явному вигляді. Використання нового для ТП режимного методу, як правило, пов'язане з певними змінами ТЕ з використанням конструктивних методів. У цьому випадку можна провести аналогію між режимними й активними, конструктивними й пасивними методами. Багато режимних й конструктивних методів пов'язані між собою, і доцільно застосовувати комплексний підхід у вирішенні завдань інтенсифікації ТП.

ВИКОРИСТАННЯ ТЕРМОЕЛЕКТРИЧНОГО ЕФЕКТУ ДЛЯ ПЕРЕТВОРЕННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНУ

Г.Д.Матеїк, М.О.Галушак

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

Україна, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15

e-mail: galuschak@nung.edu.ua

Важливу роль у світовому споживанні енергії відіграє тепло, яке саме по собі може бути як кінцевим продуктом використання енергії, так і побічним у процесі перетворення інших видів. У світі понад 60% виробленої енергії, яка виділяється у вигляді тепла, ніколи не використовується. Термоелектричні генератори (ТЕГ) дозволяють здійснювати пряме перетворення теплової енергії в електричну, тому вони сприяють відновленню частини цієї втраченої енергії.

Перші ТЕГ, що працюють з використанням ефекту Зеебека, були створені ще наприкінці XIX століття як джерела електричної енергії в побутових та технічних цілях. У цих ТЕГ ефективність перетворення теплової енергії в електричну (ККД) не перевищувала 1%, оскільки вітки термоелементів були виготовлені з металів або металевих сплавів. Тому, в першу чергу, термоелектрика знайшла використання у метрології, при вимірюванні температури за допомогою металевих термопар.

З кінця 1950-х років, при дослідженнях напівпровідникових матеріалів почали застосовувати напівпровідникові термоелектричні пристрої для систем охолодження та вироблення електроенергії, а пізніше для вироблення



електроенергії у космосі, що успішно конкурувало у порівнянні з іншими видами невеликих електрогенераторів [1].

Прикладом високого споживання енергії з низькою ефективністю є автомобілі. Близько 75 % енергії, яка виробляється при спалюванні палива, витрачається через відпрацьовані гази та охолоджуючі рідини. Використовуючи частину цієї втраченої теплової енергії можна суттєво покращити економію пального. Загальна економія палива може бути збільшена приблизно на 10%. Крім того, термоелектричні генератори ідеально підходять для масового використання через свої невеликі розміри та відсутність рухомих частин. Так, на автомобілях Chrysler термоелектричні системи клімат-контролю впровадили ще у 1954 р. для підігріву сидінь, які служать і як охолоджувачі, і як підігрівачі сидінь.

Важливими здобутками термоелектрики, які потребують подальших досліджень і розвитку є застосування ТЕГ у медицині. Саме термоелектричне охолодження сьогодні є пріоритетним у цій сфері.

Завданнями в області термоелектрики для медицини є створення малогабаритних термоелектричних контейнерів із автономним живленням, а також, що можливо найбільш актуальне, впровадженням у терапевтичну практику кріоakupунктури, оскільки переваги термоелектричних кріозондів стають незаперечними та практично монопольними.

Ще одним актуальним викликом для термоелектрики є поєднання фотоелектричного та термоелектричного ефектів, оскільки світловий потік є одночасно і потоком теплової енергії.

Враховуючи існуючу важливість застосування термоелектричних перетворювачів у космосі, потрібно здійснювати пошук нових високотемпературних термоелектричних матеріалів, оскільки системи Si-Ge, які зараз вважаються найбільш високотемпературними термоелектриками характеризуються робочими температурами порядку 900°C.

Однак для нових та економічно вигідних промислових застосувань термоелектричних перетворювачів енергії необхідно істотне підвищення їх ефективності.

Перелік практичного використання термоелектричних перетворювачів як перспективного виду альтернативної енергетики [2]:

- використання відпрацьованого тепла двигунів (автомобільних, корабельних та ін.);
- автономні джерела електроенергії для забезпечення роботи котелень, установок з переробки відходів та ін.;
- джерела живлення для катодного захисту нафто-і газопроводів;



- перетворення тепла природних джерел (наприклад, геотермальних вод) в електричну енергію;
- забезпечення живлення різних пристроїв телеметрії та автоматики на об'єктах, віддалених від ліній електропередачі;
- вимірювання теплових потоків (теплоти);
- забезпечення автономним живленням малопотужних електронних пристроїв (бездротові датчики) за рахунок накопичуваної енергії, яка збирається за наявності мінімальних перепадів температури (менше 10°C);
- отримання електричної енергії на сонячних концентраторах за рахунок різниці температур гарячого і охолодженого теплоносія в контурі.

Відповідно, можна окреслити сучасні завдання термоелектрики:

1. Створення нових матеріалів із низькою теплопровідністю та високою термоелектричною добротністю ZT.
2. Розробка теорії та технологій просторово-неоднорідних матеріалів: композитів та квантово-розмірних структур на основі надграток, квантових ям, квантових дротин, квантових точок.
3. Популяризація термоелектрики як перспективного виду альтернативної енергетики.

Літературні джерела

- 1 Л.И.Анатичук. Термoeлементы и термоэлектрические устройства. Справочник. К.: Наукова думка, 1979.
- 2 П.Шостаковский. Термоэлектрические источники альтернативного электропитания // Новые технологии. — 2010 — Т.12, — С.131-138.

НАПІВПРОВІДНИКОВІ ПРИСТРОЇ ДЛЯ ПЕРЕТВОРЕННЯ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНУ

М.О.Галушак

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

*Україна, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
e-mail: galuschak@nuing.edu.ua*

Сонячна енергетика в поєднанні з термоелектрикою має сьогодні всі передумови, щоб частково вирішити енергетичні проблеми України, особливо по електропостачанню віддалених



не електрифікованих осель, електроживленню приладів автоматики моніторингу навантажень на трубопроводи і їх електрокорозійний захист, рекуперації теплової енергії газоперекачувальних станцій тощо. Системи сонячних батарей і термогенераторів з хімічними акумуляторами є практично єдиними, економічно придатними для живлення апаратури в умовах відсутності мережі центрального енергопостачання.

На основі теоретичних і експериментальних досліджень розроблено нові способи одержання термоелектричних напівпровідникових матеріалів з високою термоелектричною добротністю та показано перспективність їх використання на основі плумбум телуриду в інтервалі робочих температур (400-850K).

Запропонована конструкція системи перетворення сонячної та теплової енергії в електричну, яка включає наступні головні складові: концентратор сонячного та теплового випромінювання; термоелектричні генераторні модулі.

В ролі концентратора використано плоско-лінійну лінзу Френеля, яка має хороші технічні характеристики, а основне – є малочутливою до різкої зміни положення Сонця. Тому такий тип концентратора може встановлюватися стаціонарно. Фокус сконцентрованого сонячного та теплового випромінювання знаходиться не в точці, як в багатьох різноманітних концентраторів, а на прямій, яка розміщена безпосередньо під площиною плоско-лінійної лінзи Френеля. Саме таке розміщення фокусної прямої на відміну від інших концентраторів енергії дозволяє використовувати в ролі приймачів термоелектричні генераторні модулі.

Основний принцип роботи ТЕГ побудований на використанні ефекту Зеебека[1]. Використано структуру побудови ТЕГ, робочою частиною якого є термоелемент (ТЕ), який складається з р- та n-віток, з'єднаних між собою металевим провідником. З метою збільшення робочої напруги, ТЕ з'єднані електрично послідовно, а для збільшення теплопровідності – термічно паралельно і затиснуті між двома керамічними пластинами. При різниці температур ΔT між поверхнями ТЕГ, він створює напругу, значення якої прямо пропорційне різниці температур між поверхнями ТЕГ та коефіцієнту Зеебека.

Встановлено математичний вираз для визначення генерованої ТЕГ електричної потужності, що прямопропорційна квадрату різниці температур між поверхнями термоелектричного генератора, квадрату коефіцієнта Зеебека та обернено пропорційна опору навантаження, а також вираз для обчислення теплоти, яка подається на ТЕГ, що в кінцевому



підсумку дає можливість визначити ефективність перетворення теплової енергії в електричну [2].

В ході проведених досліджень для отримання найбільшої ефективності та надійності роботи ТЕГ запропоновано наступні ключові принципи:

1 Гаряча та холодна поверхні, на які буде встановлено ТЕГ, повинні мати високу площинність: не гірше 20 мкм в базовому варіанті. При цьому для отримання найкращої ефективності, особливо в разі застосування ТЕГ з покращеною площинністю і паралелізмом, рекомендоване значення площинності - від 10 до 5 мкм.

2 ТЕГ повинен бути відповідним чином встановлений між джерелом тепла і холодним радіатором. Для досягнення найкращого результату і збереження працездатності ТЕГ протягом терміну експлуатації необхідно забезпечити зусилля стиснення порядку 1-1,5 кН. Для оптимізації навантаження в період експлуатації доцільно використовувати пружини спільно з різьбовими з'єднаннями.

3 Температура гарячої сторони ТЕГ не повинна перевищувати задану в специфікації.

4 Край металевої поверхні джерела тепла, дотичної до ТЕГ, повинен виходити за його межі, бажано на 10 мм і більше з кожного боку.

5 Температура поверхонь ТЕГ повинна бути максимально рівномірною. У разі якщо джерело тепла і / або радіатор холодної сторони виготовлені не з міді, рекомендується застосовувати проміжні мідні пластини для запобігання нерівномірного температурного поля.

6 Для збільшення потоку тепла, що проходить через ТЕГ, діаметр стягуючих болтів конструкції ТЕГ повинен бути по можливості мінімальним. Матеріал болтів бажано вибирати з мінімальною теплопровідністю (наприклад, нержавіюча сталь).

7 Для забезпечення найкращого теплового контакту ТЕГ з джерелом тепла і радіатором холодної сторони необхідно застосовувати теплопровідну пасту. Шар термопасту повинен бути по можливості мінімальним для збереження прямого контакту між керамічною поверхнею ТЕГ і металом.

8 Для отримання максимальної потужності, що генерується, конкретний тип термоелементів повинен бути обраний з урахуванням характеристик конструкції ТЕГ, радіатора та ін.

Літературні джерела

1 Kim, R. Y., Lai, J. S., York, B., and Koran, A.: 'Analysis and design of maximum power point tracking scheme for thermoelectric battery energy storage system', IEEE T.Instrum. Meas., 2009, 56, (9), pp. 3709–3716.



2 Niu, X., Yu, J., and Wang, S.: 'Experimental study on low-temperature waste heat thermoelectric generator, J. Power Sources, 2009, 188, (2), pp. 621–626.

УДК 620.179

РОЗРОБКА БЛОКУ ФОРМУВАННЯ СКАНУЮЧОГО СИГНАЛУ ДЛЯ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ МЕТАЛОВКЛЮЧЕНЬ У СИПУЧІЙ СИРОВИНІ

Л.М. Заміховський, І.Т. Левицький

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти
і газу*

*Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
letis@ukr.net*

Ведення сучасних технологічних процесів неможливе без чіткого контролю за якістю вхідної сировини, який включає як контроль хімічного так і контроль фізичного складу сировини. Зокрема, на якість вхідної сировини для виготовлення керамічних виробів впливає наявність в ній сторонніх включень, серед яких найбільшу небезпеку становлять металовключення, оскільки їх наявність впливає не лише на якісний склад сировини але і стає причиною виходу з ладу технологічного обладнання, що призводить до його простоїв і, як наслідок, значних фінансових збитків підприємства. Сучасні системи контролю металовключень не забезпечують повного спектру вимог щодо їх параметрів контролю та умов експлуатації.

Запропонований метод скануючого сигналу [2, 3] дозволяє здійснювати виявлення металовключень у потоці сировини на стрічковому конвеєрі, при цьому метод дозволяє визначати як габарити так і місце розташування виявлених металовключень. Додатковою перевагою даного методу є можливість виявлення кількох металовключень одночасно і при цьому роздільно встановлювати їх габаритні і координатні параметри. Принцип роботи методу базується на формуванні скануючого сигналу з рухомим максимумом амплітуди напруженості магнітного поля «дзвоноподібної» форми в межах ширини конвеєрної стрічки з наступною обробкою прийнятих сигналів, які ідентифікують наявність, локалізацію і розміщення металовключень.

Для реалізації даного методу контролю металовключень було розроблено наступну структурну схему системи (рис.1). Система представляє собою шість випромінюючих (поз.2) і шість приймальних котушок (поз.3), а також блок формування і обробки сигналів (поз.6).

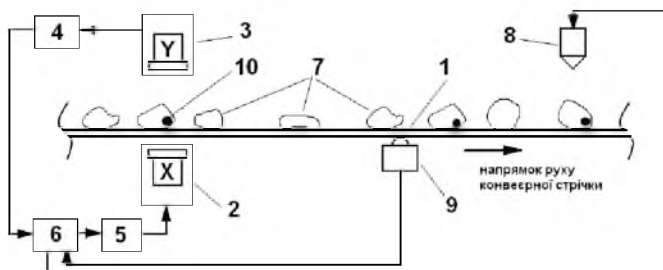
При проектуванні системи кількість магнітних котушок була встановлена виходячи із середніх розмірів конвеєрної стрічки, необхідної роздільної здатності системи і конструктивних особливостей випромінюючих магнітних котушок.

Виходячи із розмірів елементів стрічкового конвеєра ширина конвеєрної стрічки становить 715мм. Проте в повному об'ємі стрічка не навантажується, а ширина завантаження становить максимум 70% від її ширини. В результаті чого активна ширина завантаження становить не більше 500мм. Виходячи із умов реалізації методу скануючого сигналу [4] співвідношення відстані між котушками і висотою конвеєра (рис.4) складає:

$$\Delta < 0.35h \quad (1)$$

де Δ – відстань між котушками,

h – відстань між приймальним і передавальним модулем.



1- конвеєрна стрічка, 2 – випромінюючий блок, 3 – приймальний блок, 4 – підсилювач сигналу, 5 – підсилювач потужності, 6 – мікропроцесорний пристрій, 7-сировина, 8 – маркувальний пристрій, 9 – давач швидкості, 10 – металовключення.

Рисунок 1 - Структурна схема системи контролю металовключень

Висота від стрічки до бортів конвеєра становить 200мм, проте враховуючи заповнення стрічки сировиною і необхідний відступ від стрічки і сировини до давачів, відстань між



приймальним і передавальним модулями становитиме 300мм. Тоді відстань між котушками відповідно (1) становитиме менше 105мм. Для зручності наступних обчислень приймемо цю відстань рівною $L=100\text{мм}$. Так як ширина стрічки становить 500мм а відстань між котушками 100мм, то кількість випромінюючих котушок становитиме 6, а кількість приймальних котушок може становити на одну менше, тобто 5.

Виходячи з відстані між котушками в 100мм було встановлено мінімальний діаметр котушок $D_{\min}=50\text{мм}$. Максимальний діаметр котушки внаслідок накладених на каркас котушки витків становить $D_{\max}=70\text{ мм}$. Виходячи із габаритних розмірів котушки, а також вихідної потужності підсилювача вихідного сигналу, котушки були виготовлені із провідника діаметром 0.35мм і кількістю витків $n=1000$. Такий діаметр провідника дозволяє забезпечити робочий струм $I_{\text{роб.}} = 0.65\text{А}$, що є достатньо для формування магнітного поля випромінюючої котушки.

Для функціонування блоку формування скануючого сигналу було розроблено і виготовлено блок управління. Основу апаратної частини становить мікроконтролер АТхmega32А4. Даний мікроконтролер містить два канали цифро-аналогового перетворювача та 10 каналів аналогового-цифрового перетворювача. Попри наявність лише двох каналів цифро-аналогового перетворювача (а кількість випромінюючих котушок у блоці формування скануючого сигналу становить шість), здійснюється мультиплексування вихідних аналогових сигналів мікроконтролера. Висока тактова частота роботи мікроконтролера сприяє такому схемотехнічному рішення. В результаті мікроконтролер забезпечує не тільки формування скануючого сигналу але і прийом і обробку вхідних сигналів від блоку приймальних котушок. На рис. 2 зображено зовнішній вигляд блоку формування випромінюючого сигналу.

Застосування в системі контролю мікроконтролера з високою швидкістю і достатнім об'ємом оперативної і постійної пам'яті дозволяє використовувати передові методи і алгоритми обробки вхідних сигналів а також формування скануючого сигналу, що збільшує функціональність і роздільну здатність системи контролю металовключень.

Апробація розробленої системи буде проведена на технологічному процесі виготовлення керамічних виробів заводу «Керамікбудсервіс» (м. Івано-Франківськ).



Рисунок 2 – Зовнішній вигляд блоку формування випромінюючого сигналу

Література:

1. Левицький І.Т. Сучасний стан контролю складу сировини (глини) для керамічної промисловості /І.Т. Левицький// «Наукові вісті» Інституту менеджменту та економіки «Галицька академія» №1(12) – 2007.
2. Замиховский Л.М. Метод локализации и идентификации посторонних металлических предметов в сырье на ленточном конвейере /Л.М. Замиховский, И.Т. Левицкий// «Молодой ученый» №8(67) – 2014.
3. Замиховский Л.М. Метод контролю металевих включень у сировині для виготовлення керамічних виробів /Л.М. Замиховський, І.Т. Левицький// «Методи і прилади контролю якості» №2(29) – 2012.
4. Патент 106959 Україні, МПК В07В15/00. Спосіб локалізації та ідентифікації металовключень у сировині на стрічковому конвеєрі та система для його реалізації [Текст] / Замиховський Л. М., Євчук О. В., Левицький І. Т. – заявник і патентовласник. – № а201315542 ; заявл. 30.12.13 ; опубл. 27.10.14, Бюл. № 20.



УДК 622.276.53-886

КІНЕТОСТАТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВАЖІЛЬНОГО МЕХАНІЗМУ ПРИВОДА ВЕРСТАТА-ГОЙДАЛКИ

В.Я.Попович, В.М.Сенчішак

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу
(вул.Карпатська,15, м.Івано-Франківськ,
mechmach@nuing.edu.ua)*

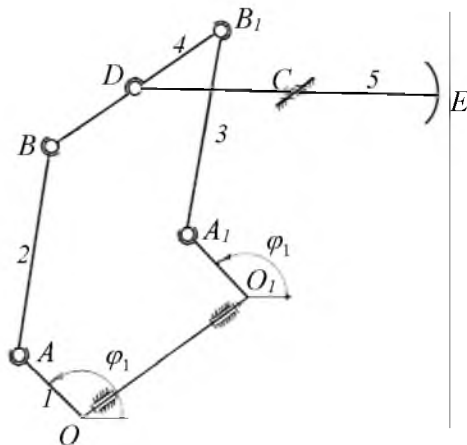
У процесі роботи верстата-гойдалки на ланки діють зовнішні активні сили, а в кінематичних парах виникають сили взаємодії ланок між собою (сили реакцій). Вони відносяться до внутрішніх сил по відношенню до механізму в цілому. Ці сили є швидкозмінними, вони приймають інші значення ніж у стані спокою. Навантаженість кінематичних пар цими силами є важливою динамічною характеристикою механізму. Знання про сили у кінематичних парах механізмів, які знаходяться в експлуатації, необхідне для проведення аналізу різноманітних механічних поломок ланок і вузлів механізму.

Як було зазначено у роботі [1], ланки механізму з'єднані шістьма кінематичними парами V класу і однією – III класу. Пари V класу вносять найбільше число обмежень на відносне переміщення своїх елементів, тому що накладають п'ять зв'язків. Кінематична пара III класу накладає відповідно три зв'язки.

У конструкцію важільного механізму верстата-гойдалки закладено чотири надлишкові зв'язки [1]. Наявність надлишкових зв'язків у механізмі вимагає підвищеної точності виготовлення елементів кінематичних пар для уникнення додаткових навантажень на ланки механізму із-за їх деформації. Ці деформації породжують додаткові навантаження на ланки, збільшуючи сили тертя у кінематичних парах.

Зменшити додаткові навантаження на ланки механізму, які спричинені пружними деформаціями шатунів, і запобігти такому виду руйнувань шарнірів шатунів можна усуненням надлишкових зв'язків у конструкції важільного механізму верстата-гойдалки.

На першому етапі кінетостатичних досліджень розглянемо схему важільного механізму верстата-гойдалки без надлишкових зв'язків. Усунення надлишкових зв'язків здійснюється зміною рухомості окремих кінематичних пар [1,3]. На рис. 1 зображена схема досліджуваного механізму без надлишкових зв'язків, у якому чотири обертальні кінематичні пари A , A_1 і B , B_1 замінені сферичними III класу.



**Рисунок 1 – Структурна
схема верстата-качалки
без надлишкових зв'язків**

Розглянемо реакції у цих кінематичних парах. Силами тертя нехтуємо. Кінематичні пари третього класу (шарніри A , A_1 , B , B_1 , D) не допускають поступальних переміщень одного елемента відносно іншого. Зв'язки можна замінити силою реакції \bar{R}_{ji} , яка проходить через центр шарніра. Модуль і напрям сили реакції невідомі.

Інші кінематичні пари O і C обертальні V класу. Така обертальна пара допускає відносно обертання її елементів навколо осі шарніра. Накладені зв'язки можна замінити силою реакції \bar{R}_{ji} , невідомою за модулем і напрямком, і парою сил реакції \bar{M}_{Rji} , при тому вектор моменту пари перпендикулярний до осі шарніра [2].

Кінетостатичні дослідження побудовані на принципі Даламбера. При русі ланок їх рівновага відсутня, так як частина сил тратиться на прискорення або сповільнення мас. Тому формально умову рівноваги при русі записують на підставі принципу Даламбера.

Розглянемо задачу кінетостатики просторового важільного механізму привода верстата-гойдалки. На рис. 2 зображена розрахункова схема структурної групи, яка складається із чотирьох ланок, що знаходяться під дією сил ваги ланок, сил і моментів сил інерції та реакцій зв'язків.



У точці підвісу колони штанг (точка E) діє сила \overline{F}_{sh} , яка є зведеною силою ваги колони штанг і перекачуваної рідини, сил тертя і сил інерції мас колони і рідини. Значення цієї сили беруться із реальної динамограми роботи верстата-гойдалки.

Сили реакцій і моменти сил реакцій у кінематичних парах невідомі і підлягають визначенню. Для кожної ланки можна записати рівняння рівноваги сил і рівняння рівноваги моментів сил відносно точок, які знаходяться у центрі кінематичних пар.

Рівняння рівноваги сил і моментів сил для балансира:

$$\sum_{л.5} \overline{F}_i = 0, \quad \overline{R}_{45} + \overline{G}_5 + \overline{\Phi}_5 + \overline{G}_{gb} + \overline{\Phi}_{gb} + \overline{R}_{05} + \overline{F}_{sh} = 0; \quad (1)$$

$$\sum_{л.5} \overline{M}_C = 0,$$

$$\overline{l}_5 \times \overline{R}_{45} + \overline{M}_{R05} + \overline{M}_{ubal} - \lambda_3 \overline{l}_E \times \overline{G}_{bal} - \lambda_3 \overline{l}_E \times \overline{\Phi}_{bal} + \lambda_4 \overline{l}_E \times \overline{G}_{gb} + \lambda_4 \overline{l}_E \times \overline{\Phi}_{gb} + \overline{l}_E \times \overline{F}_{sh} = 0; \quad (2)$$

$$\sum_{л.5} \overline{M}_D = 0,$$

$$\overline{M}_{R05} + \overline{l}_5 \times \overline{R}_{05} + \overline{M}_{ubal} + (\overline{l}_5 - \lambda_3 \overline{l}_E) \times (\overline{G}_{bal} + \overline{\Phi}_{bal}) + (\overline{l}_5 + \lambda_4 \overline{l}_E) \times (\overline{G}_{gb} + \overline{\Phi}_{gb}) + \overline{l}_E \times \overline{F}_{sh} = 0, \quad (3)$$

$$\text{де } \lambda_3 = CE/CS_{bal}, \quad \lambda_4 = CE/CS_{gb}, \quad \overline{l}_E = (l_{CE} \ 0 \ 0)^T.$$

За рівняннями (1)...(3) визначають невідомі \overline{R}_{05} , \overline{R}_{45} і \overline{M}_{R05} .

Рівняння рівноваги сил і моментів сил, які діють на траверсу:

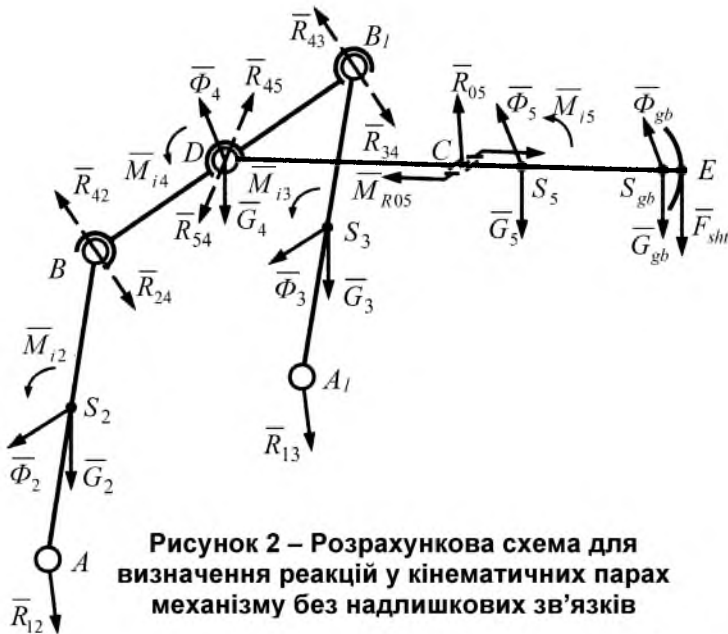


Рисунок 2 – Розрахункова схема для визначення реакцій у кінематичних парах механізму без надлишкових зв'язків

$$\sum_{л.4} \bar{F}_i = 0, \bar{R}_{24} + \bar{G}_4 + \bar{\Phi}_4 + \bar{R}_{54} + \bar{R}_{34} = 0; \quad (4)$$

$$\sum_{л.4} \bar{M}_D = 0, -\bar{l}_4 \times \bar{R}_{24} + \bar{M}_{i4} - \bar{l}_{41} \times \bar{R}_{34} = 0 \quad (5)$$

Рівняння рівноваги сил, які діють на шатуни 2 і 3:

$$\sum_{л.2} \bar{F}_i = 0, \bar{R}_{12} + \bar{G}_2 + \bar{\Phi}_2 + \bar{R}_{42} = 0; \quad (6)$$

$$\sum_{л.3} \bar{F}_i = 0, \bar{R}_{13} + \bar{G}_3 + \bar{\Phi}_3 + \bar{R}_{43} = 0; \quad (7)$$

Розв'язком системи рівнянь (4)...(7) є шукані реакції \bar{R}_{24} , \bar{R}_{34} , \bar{R}_{12} , \bar{R}_{13} .

Розглянемо навантаження кривошипа. На рис. 3 зображена його розрахункова схема. До кривошипа прикладені: ваги гілок кривошипа \bar{G}_1 і противаг \bar{G}_{pr} , реакції \bar{R}_{21} і \bar{R}_{31} , які стали відомими $\bar{R}_{21} = -\bar{R}_{12}$, $\bar{R}_{31} = -\bar{R}_{13}$, момент сил інерції \bar{M}_{i1} , сили інерції противаг $\bar{\Phi}_{pr}$ і гілок кривошипа $\bar{\Phi}_{kr}$, невідомі момент \bar{M}_1 і реакція \bar{R}_{01}' , \bar{R}_{01}'' стояка.

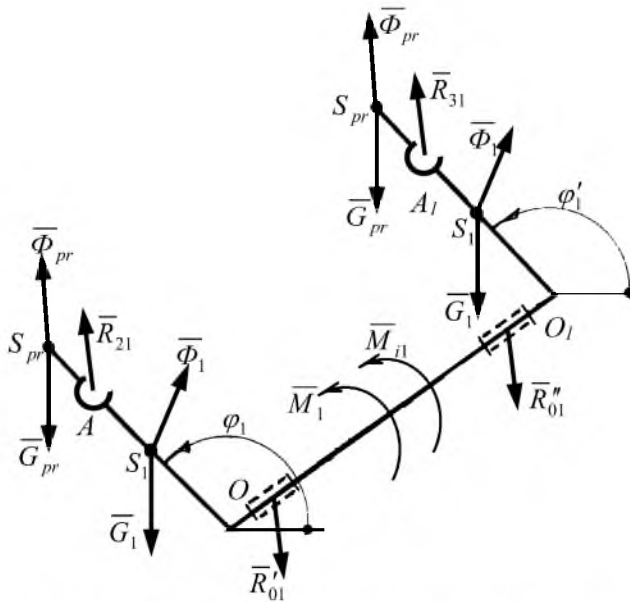


Рисунок 3 – Розрахункова схема кривошипа

Запишемо рівняння рівноваги моментів сил відносно осі OO_1 :

$$\bar{M}_1 + \bar{M}_{i1} + 2\bar{l}_{pr} \times (\bar{\Phi}_{pr} + \bar{G}_{pr}) + 2\bar{l}_{S1} \times (\bar{\Phi}_1 + \bar{G}_1) + \bar{l}_1 \times \bar{R}_{21} + \bar{l}_{11} \times \bar{R}_{31} = 0 \quad (8)$$

$$\text{де } \bar{l}_{pr} = OS_{pr} \begin{pmatrix} \cos \varphi_1 \\ \sin \varphi_1 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \bar{l}_{S1} = OS_1 \begin{pmatrix} \cos \varphi_1 \\ \sin \varphi_1 \\ 0 \end{pmatrix}.$$

Сила інерції мас противаг і мас гілок кривошипа

$$\bar{\Phi}_{pr} = -m_{pr} \bar{a}_{Spr}, \quad \bar{\Phi}_1 = -m_1 \bar{a}_{S1}.$$

Момент інерції кривошипа відносно осі обертання

$$\bar{M}_{i1} = -\bar{\varepsilon}_1 J_z,$$

$$\text{де } J_z = 2 \left(\frac{m_1 (OS_{pr})^2}{12} + m_1 (OS_1)^2 + m_{pr} (OS_{pr})^2 \right).$$



Невідомий момент \overline{M}_1 складається із складових $\overline{M}_1 = \overline{M}_z + \overline{M}_{R01}$. Обертальний момент \overline{M}_z це зрівноважувальний момент сил, який прикладений до вала кривошипа зі сторони привода верстата-гойдалки і паралельний до осі z . А момент \overline{M}_{R01} є моментом сили реакції в обертальній кінематичній парі, причому вектор моменту \overline{M}_{R01} перпендикулярний до осі z .

Умова рівноваги сил, прикладених до кривошипа, виглядає наступним чином:

$$\overline{R}_{01} + 2\overline{G}_1 + 2\overline{\Phi}_1 + 2\overline{G}_{pr} + 2\overline{\Phi}_{pr} + \overline{R}_{21} + \overline{R}_{31} = 0, \quad (9)$$

$$\text{де } \overline{R}_{01} = \overline{R}'_{01} + \overline{R}''_{01}.$$

Знання просторової навантаженості кінематичних пар силами взаємодії ланок необхідні для розрахунку ланок на міцність, жорсткість, зносостійкість і розрахунку підшипників на довговічність при проектуванні привода верстата-гойдалки, що в результаті дозволить уникнути перевантажень і руйнувань ланок механізму та їх з'єднань.

Літературні джерела

1. Попович В.Я. Дослідження впливу динамічних похибок важільного механізму верстата-качалки на деформацію і переміщення його ланок / В.Я. Попович, В.М. Сенчішак, В.Р. Харун. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 4(53) – с. 135-140.
2. Бруевич Н.Г. Кинестатика пространственных механизмов. 2-е изд. / Н.Г. Бруевич, Б.О. Мардер. – М.: Наука, 1981. – 104 с.
3. Теория механизмов и механика машин. / К.В. Фролов, С.А. Попов, А.К. Мусатов и др.. Под ред.. К.В. Фролова. – 4-е изд., испр. – М.: Высшая школа., 2003. – 496 с.



УДК 621.3

СУЧАСНИЙ СТАН ІННОВАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ ТА МОЖЛИВОСТІ ЇЇ ПОКРАЩЕННЯ

***М.О.Карпаш, А.В. Яворський, О.В.Попович,
Н.Л.Тацакович***

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу*

*(вул. Карпатська, 15, м.Івано-Франківськ,
mkarpash@nung.edu.ua)*

Забезпечення енергетичної безпеки і перехід до енергоефективного та енергоощадливого використання і споживання енергоресурсів із впровадженням інноваційних технологій є одним із актуальних питань в даний час [1,2]. Україна, уклавши Угоду про асоціацію з Європейським Союзом, прийняла історичне рішення щодо пріоритетів свого розвитку. Незважаючи на це, питання енергоефективності так і залишається актуальним тільки документально, створюються все нові енергетичні стратегії, але відсоток їх виконання є дуже малим незважаючи на те, що саме розвиток інноваційних систем дасть змогу забезпечення стабільного функціонування та розвитку національної економіки.

Економіка України сьогодні залежить від енергетичної сфери, імпорту енергоносіїв. За даними Економічного прогнозу Світового Банку погіршуються прогнози падіння економіки у реальному секторі у зв'язку із конфліктом на Сході України. У 2014 році реальний ВВП знизився на 2,9 %. Хоча зменшення внутрішнього споживання, що виникло внаслідок жорсткої макроекономічної політики, і зумовлює економічний спад, конфлікт в Донецькій і Луганській областях (промислові райони, частка яких у ВВП складає в середньому 16 %) негативно впливає на тенденції у всіх секторах. Спад промислового виробництва становив 5,8 % в першій половині року у порівнянні з минулим роком. Були отримані аналогічні показники зниження в січні-серпні у порівнянні з минулим роком в інших секторах: оптова торгівля -13,8 %, транспорт -4,1



%, будівництво -15,6 %. Сільське господарство єдиний добре функціонуючий сектор – його показники виросли на 6,3.

Обсяг тіньової економіки дає непряме уявлення про те, настільки потужні незаконні схеми у фінансуванні реального сектора. Згідно з попередньо опублікованими даними, тіньова економіка в Україні досягла рівня 40 % ВВП [3]. Відповідно до Глобального рейтингу інновацій 2014 (рейтинг можливостей та результатів інновацій світових економік), Україна посідає 63 місце. Згідно з рейтингом простоти ведення бізнесу, Україні відведене 96 місце. Найбільш проблемними факторами для ведення бізнесу в Україні є: доступ до фінансування (16,7%), корупція (15,5%), неефективна державна бюрократія (13,4%), податкове регулювання (11,0%) і політична нестабільність (10,1%).

З точки зору постачання, Україна може зменшити свою залежність від імпорту природного газу [4] у найближчому майбутньому шляхом значного збільшення власного видобутку природного газу, як традиційного так і нетрадиційного, розвитком вітчизняного потенціалу використання біомаси та максимізації енергоефективних заходів. З іншого боку, існує великий потенціал для залучення інвесторів для модернізації вугільного, електричного та теплового енергетичного сектора України, а також секторів тепло- та газотранспортування.

З точки зору забезпечення, достатньо великим є потенціал енергоефективних та енергозберігаючих заходів. Враховуючи пріоритети політики в галузі енергоефективності, Україна могла б заощадити великі обсяги енергії, особливо газу. Для цього необхідно створити структуру, яка звільняє від зобов'язань приватне та державне фінансування і в той же час поступово скорочує субсидії на спожитий газ домашніми господарствами і системами централізованого тепlopостачання, що є нестійким і створюють перешкоди на шляху інвестицій.

Більше того, Україна мала б переваги у довгостроковій перспективі від перерозподілу ресурсів, що спрямовуються на субсидії сьогодні для фінансування механізмів реалізації енергоефективного потенціалу країни. Таке перетворення повинно базуватися на комплексній стратегії, що передбачатиме використання внутрішніх енергетичних ресурсів, модернізацію



інфраструктури, аргументовані підходи до підвищення енергоефективності, негайний прогрес ефективних ринкових реформ та правильне управління. Ці заходи також передбачають справедливі адміністративні процедури, прозоре використання державних коштів, здорову конкуренцію, що гарантуватиметься незалежними антимонопольними структурами та ефективними заходами для запобігання корупції та конфлікту інтересів. Для підтримання належного обсягу інвестицій необхідно забезпечити значне покращення бізнес клімату.

Енергетична політика України демонструє ознаки змін, що надалі сприятимуть розвитку локальних енергоресурсів та зміцнення умов енергетичного ринку для досягнення рівнів Європейського Союзу. Прийняття та всебічна реалізація положень Договору Енергетичного Співтовариства дозволить Україні створити конкурентні, прозорі та передбачувані ринкові умови, що сприятимуть залученню нових інвестицій та створюватимуть основи для підвищення енергоефективності в енергетичному секторі. Не зважаючи на реалізацію деяких кроків, все ще залишається багато можливостей та реформ, що потребуються покращення. У звіті наведено проблеми, що потребують вирішення, які стосуються успішного перетворення енергетичного сектора України, а також зазначено рекомендації для створення ефективних умов, які є основоположними для розвитку енергетичного сектора, і вказано конкретні рекомендації для елементів системи постачання та споживання енергії.

У період 2011-2012 рр. проект JSO-ERA за фінансування ЄС зібрав базу даних основних суб'єктів сектору досліджень/розробок та інновацій в Україні. За напрямком «Енергетика» налічується близько 150 таких підприємств, враховуючи досить невелику частку малих приватних підприємств (ПП). Низька залученість приватного сектору в розвиток інноваційної системи є одним із найбільш складним для подолання бар'єром, оскільки без приватних інвестицій впровадження енергоефективних та заощадливих технологій стане неможливим. Щороку витрати на освіту у % від ВВП щороку знижуються, тому більша увага повинна приділятися



саме пошуку та залученню міжнародних та національних структур.

Сьогодні в Україні відсутня будь-яка статистична чи інша офіційна інформація щодо кількісних та якісних показників взаємодії між державними науково-дослідними установами та приватними підприємцями. В основному, така взаємодія має за основу взаємний інтерес сторін: кваліфіковані кадри та інжинірингові послуги для бізнесу, працевлаштування, навчальна база для впровадження проектів ВНЗ та експериментальна база для впровадження результатів НДР та проектів інститутів Національної академії наук. Щороку в Україні проводиться близько 60 заходів (конференції, виставки, семінари, круглі столи) з проблем енергетики та енергоефективності, де можуть зустрітися та встановити контакти всі зацікавлені сторони.

Проаналізувавши загальний стан та позиції суб'єктів інноваційної системи можна сформулювати загальні напрямки її покращення:

- Поліпшення інтенсивного захисту системи критичної інфраструктури
- Збільшення видобутку природного газу
- Встановлення стратегічних запасів сирої нафти
- Збалансований розвиток ВДЕ - мережі не готові для широкого застосування ВДЕ
- Модернізація електричних і газових мереж
- Обмеження викидів CO₂
- Зниження споживання на внутрішньому і муніципальному рівнях
- Окрім значних приватних інвестицій в модернізацію промислових об'єктів та підвищення енергоефективності обов'язковим є покращення транспортної, енергетичної та комунальної інфраструктури.

Реалізація зазначених способів покращення інноваційної системи дасть змогу максимізувати раціональність використання природних ресурсів, досягти підвищення рівня економіки а також представити України як справжню європейську країну, що активно розвивається.



Літературні джерела

Нова енергетична стратегія України до 2020 року: Безпека, енергоефективність, конкуренція. Режим доступу: [http://www.razumkov.org.ua/upload/Draft%20Strategy_00%20\(7\).pdf](http://www.razumkov.org.ua/upload/Draft%20Strategy_00%20(7).pdf)

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Режим доступу: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13>

3.F.Schneider, A.Buehn, C.Montenegro – Shadow Economies All over the World. New Estimates for 162 Countries from 1999 to 2007 (2010). Available: http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSCContentServer/TW3P/IB/2010/10/14/000158349_20101014160704/Rendered/PDF/WPS5356.pdf

4. Природний газ: інноваційні рішення для сталого розвитку: монографія / Загальна редакція: О.М. Карпаш. Редакційна колегія: Райтер П.М., Карпаш М.О., Яворський А.В., Тацакович Н.Л., Рибіцький І.В., Дарвай І.Я., Банахевич Р.Ю., Височанський І.І. – Івано-Франківськ: ФНТУНГ, 2014. – 398 с.

ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМИ СТАНДАРТИЗАЦІЇ В ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»

Клюнь А. М.

*Заступник начальника Науково-технічного управління -
начальник відділу стандартизації та системи управління
якістю, ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»,*

Газотранспортна система (ГТС) України є єдиною організаційно-технічною виробничою структурою, що здійснює всі технологічні процеси, пов'язані з транспортуванням та зберіганням природного газу.

Її надійне та безпечне функціонування неможливе без ефективної Інтегрованої системи керування ПАТ «УКРТРАНСГАЗ».

Сьогодні ми можемо зазначити, що визнано відповідність Інтегрованої системи керування ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» міжнародним вимогам, зокрема: на відповідність

- системи управління якістю – ISO 9001:2008,
- системи екологічного керування – ISO 14001:2004,
- системи управління безпекою праці – BS OHSAS 18001:2007 та
- системи енергетичного менеджменту – ISO 50001:2011.



Ефективна робота Інтегрованої системи керування ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», у свою чергу, неможлива без сучасної нормативної бази, яка б відповідала чинному законодавству України, сучасному рівню науки і техніки та вимогам національних нормативних документів (НД), зокрема гармонізованих з міжнародними і європейськими, тобто без функціонування системи стандартизації ПАТ «УКРТРАНСГАЗ».

Інструментарієм системи стандартизації є фонди НД, як паперовий так і електронний.

Ефективну роботу системи стандартизації забезпечує служба стандартизації.

Структуру служби стандартизації ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» наведено на слайді.

Її побудовано таким чином.

На рівні апарату ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" у складі Науково-технічного управління є структурний підрозділ – відділ стандартизації та системи управління якістю, до складу якого входить сектор нормативних документів.

Є філія Інститут транспорту газу (ІТГ), що має структурні підрозділи, на які покладено певні загальні функції системи стандартизації.

На рівні управлінь магістральних газопроводів (УМГ) та інших філій є технічні відділи (сектори) та відповідальні за фонди на цьому рівні (рівень апарату філій). В усіх технічних службах визначені фахівці, які безпосередньо займаються питаннями стандартизації на рівні УМГ, ведення фондів УМГ а також забезпеченням необхідними нормативними документами на рівні УМГ.

На рівні лінійних виробничих управлінь магістральних газопроводів (ЛВУМГ) та виробничих управлінь підземного зберігання газу (ВУПЗГ) – є відповідальні за фонди цього рівня (рівень виробничих управлінь у складі філій). Є такі відповідальні і на рівні проммайданчиків (рівень віддалених проммайданчиків).

Через зазначені зв'язки між усіма зазначеними підрозділами чітко видно, як здійснюється забезпечення нормативними документами на всіх рівнях керування.

Робота служби стандартизації ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» спрямована на те, щоб:

- розробляти та реалізувати заходи щодо постійного поліпшування роботи інтегрованої системи керування;

- аналізувати та оцінювати стан нормативного забезпечення ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» за результатами узагальнення інформації щодо приймання, змінювання та скасування НПА та НД вищого рівня стосовно роботи ГТС;



- актуалізувати та удосконалювати нормативну базу ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» за всіма напрямками його діяльності

- забезпечувати фахівців всіх рівнів ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» необхідними в діяльності чинними нормативними документами

Більш детально можна зупинитись на окремих **результатах діяльності служби стандартизації** ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» у 2014 році.

□ Постійно виконувалися роботи з актуалізації нормативної бази ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», зокрема: розроблено і впроваджено в дію 41 НД; розроблялися зміни до чинних НД ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» для приведення їх у відповідність вимогам новітніх НПА та НД вищого рівня прийняття

□ Було надано в НАК «Нафтогаз України» пропозиції до НД рівня прийняття НАК «Нафтогаз України» та НД рівня Міненерговугілля України

□ Розроблено та надано в ДП «УкрНДНЦ» відгуки на нові редакції проектів основоположних стандартів національної стандартизації: ДСТУ 1.0, ДСТУ 1.1, ДСТУ 1.2, ДСТУ 1.5, ДСТУ 1.7, ДСТУ 1.8, ДСТУ 1.12 та ДСТУ 1.13

Тобто, як видно, служба стандартизації старається здійснювати перегляд та актуалізацію не тільки стандартів рівня ПАТ "УКРТРАНСГАЗ", а також охоплюємо документи галузевого та національного рівнів, які використовуються в діяльності ПАТ "УКРТРАНСГАЗ".

Окремо треба зазначити, що служба стандартизації ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» веде **паперовий та електронний фонди НД ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»**. Так у 2014 році:

□ Актуалізовано паперовий фонд НД ПАТ «УКРТРАНС-ГАЗ». Загальна кількість НД фонду на цей час складає 6311 НД. Проведено актуалізацію НД фондів філій ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» та їхніх структурних підрозділів

□ Актуалізовано електронний фонд НД ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» (система Hammer). У 2014 році електронний фонд містив 6924 документів. Користувачами фонду були понад 1800 фахівців ПАТ "УКРТРАНСГАЗ". Усім фахівцям на всіх рівнях (як управлінському, так і у виробничих підрозділах) завдяки використанню сучасних комп'ютерних технологій організовано оперативний доступ до потрібних у їхній виробничій діяльності НД

Слід звернути Вашу увагу, що в ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" періодично видається «Перелік чинних нормативних документів з проектування, будівництва, експлуатації та ремонту об'єктів газотранспортної системи України».

У Переліку зібрано НПА та НД за всіма напрямками діяльності ПАТ "УКРТРАНСГАЗ".



Політика системи стандартизації наступна – ті документи, які увійшли в Перелік, застосовуються в системі ПАТ "УКРТРАНСГАЗ". Мета – досягти того, щоб на всіх рівнях ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" і у всіх відділах, службах та структурних підрозділах використовувались тільки чинні нормативні документи, фахівці мали оперативну інформацію про ті стандарти та документи, які їм необхідні для роботи і зміли цю документацію використовувати.

Фахівці служби стандартизації ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» беруть активну участь у роботі Технічних комітетів стандартизації :

□ ТК 133 «Газ природний»

□ ТК 146 «Матеріали, обладнання, технології та споруди для нафтогазової промисловості».

Зокрема розроблено та впроваджено наказом Мінекономрозвитку України від 28.07.2014 № 886:

□ ДСТУ ГОСТ EN 1918-1:2014 Системи газопостачання. Підземне зберігання газу. Частина 1. Технічні вимоги для зберігання у водоносних пластах (ГОСТ EN 1918-1-2012, IDT; EN 1918-1:1998, IDT)

□ ДСТУ ГОСТ EN 1918-2:2014 Системи газопостачання. Підземне зберігання газу. Частина 2. Технічні рекомендації для зберігання в родовищах нафти і газу (ГОСТ EN 1918-2-2012, IDT; EN 1918-2:1998, IDT)

□ ДСТУ ГОСТ EN 1918-3:2014 Системи газопостачання. Підземне зберігання газу. Частина 3. Технічні вимоги для зберігання у вилужених соляних кавернах (ГОСТ EN 1918-3-2012, IDT; EN 1918-3:1998, IDT)

□ ДСТУ ГОСТ EN 1918-5:2014 Системи газопостачання. Підземне зберігання газу. Частина 5. Технічні вимоги для наземних об'єктів (ГОСТ EN 1918-5-2012, IDT; EN 1918-5:1998, IDT)

□ ДСТУ ГОСТ EN 437:2014 Випробувальні гази. Випробувальний тиск. Категорії приладів (ГОСТ EN 437-2012, IDT; EN 437:2003, IDT)

Стандарти чинні з 01.11.2014.

Розроблено та впроваджено наказом Мінекономрозвитку України від 29.12.2014 № 1484:

□ ДСТУ EN 1776 «Системи газопостачання. ГАЗОВИМІРЮВАЛЬНІ СТАНЦІЇ. Функційні вимоги (EN 1776:1998, IDT)»;

□ ДСТУ EN 12186 «Системи газопостачання. СТАНЦІЇ РЕГУЛЮВАННЯ ТИСКУ ГАЗУ ДЛЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА РОЗПОДІЛЕННЯ. Функційні вимоги (EN 12186:2000, IDT; EN 12186:2000/A1:2005, IDT)»;



| ДСТУ EN 14161 «Промисловість нафтова і газова. СИСТЕМИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ (EN 14161:2011, IDT)»;

| ДСТУ ISO 17089-1 «Вимірювання потоку плинного середовища в закритих каналах. УЛЬТРАЗВУКОВІ ЛІЧИЛЬНИКИ ГАЗУ. Частина 1. Лічильники для комерційного обліку та вимірювання в газорозподільчих системах (ISO 17089-1:2010, IDT)».

Стандарти набирають чинності з 01.07.2015.

Окремо зупинюсь на перспективних напрямках технічного регулювання та стандартизації сьогодні.

Суттєві події 2014 року – прийняття нових редакцій Законів України:

| Про стандартизацію

| Про метрологію та метрологічну діяльність

А сьогодні:

На виконання **Програми діяльності Кабінету Міністрів України**, затвердженої постановою КМУ від 09.12.2014 № 695 та схваленої постановою Верховної Ради України від 11.12.2014 № 26-VIII

потрібно:

реалізація прийнятих у 2014 році Законів України:

☐ Про стандартизацію

| Про метрологію та метрологічну діяльність

сприяння прийняттю у новій редакції Законів України:

| Про ліцензування господарської діяльності

☐ Про технічні регламенти та оцінку відповідності

Зазначені закони вже прийнято.

Одним з пунктів Програми діяльності Кабінету Міністрів України, затвердженої постановою КМУ від 09.12.2014 № 695 та схваленої постановою Верховної Ради України від 11.12.2014 № 26-VIII

зазначено:

...2. Нова політика державного управління:

прийняття 1500 національних стандартів, гармонізованих із стандартами ЄС, припинення дії на території України стандартів колишнього СРСР (2015 рік)

Отже, сьогодні в служби стандартизації дуже багато роботи.

У зв'язку з реалізацією заходів Програми, ми також бачимо і низку проблем, що стають перед фахівцями.

Проблемні питання щодо реалізації перспективних напрямів у стандартизації.

Реалізація заходу:



Прийняття ДСТУ, гармонізованих з міжнародними та європейськими НД, відбувається ефективно не методом перекладання текстів, а методом підтвердження (надання повідомлення) чи методом передруку, тобто мовою оригіналу

Проблема:

└ відсутність сьогодні у головному фонді оригіналів текстів міжнародних та європейських НД;

□ відсутність фахівців, які вільно володіють мовою оригіналу такого впровадженого НД

Реалізація заходу:

Скасування ГОСТ колишнього СРСР потребує виконати глибокий аналіз таких використовуваних у виробничій діяльності ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» стандартів (їх сьогодні 965)

Проблема:

└ відсутність доступу до текстів оригіналів міжнародних та європейських НД, щоб визначитися з гармонізуванням національних стандартів з міжнародними та європейськими

□ якщо переносити вимоги використовуваних ГОСТ у НД рівня ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» – вимоги стандартів організації будуть «відірваними» від вимог упроваджуваних у подальшому гармонізованих національних стандартів.

□ відсутність доступу до текстів оригіналів міжнародних та європейських НД, щоб визначитися з гармонізуванням національних стандартів з міжнародними та європейськими

└ якщо переносити вимоги використовуваних ГОСТ у НД рівня ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» – вимоги стандартів організації будуть «відірваними» від упроваджуваних у подальшому національних стандартів, гармонізованих з міжнародними та європейськими

Отже, як видно, багато і роботи, і проблем, і на деякі питання сьогодні ще відповіді немає.

Висновки

□ Одним з головних завдань служби стандартизації ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» є нормативне забезпечення виробничої діяльності організації: надання кожному фахівцеві можливості працювати з чинними актуалізованими НПА та НД на кожному робочому місці

□ Система стандартизації забезпечує ефективне функціонування Інтегрованої системи керування ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»: управління якістю, екологічного керування, управління безпекою праці та енергетичного менеджменту

□ Фахівці служби стандартизації є членами ТК стандартизації, і таким чином беруть активну участь у розвитку та вдосконаленні національної стандартизації, зокрема в



упровадженні національних НД, гармонізованих з міжнародними та європейськими

Технічна політика ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» у сфері стандартизації спрямована на досягнення основної мети діяльності ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», а саме:

- забезпечити ефективне функціонування та розвиток ГТС України;

- упроваджувати новітні ресурсо- та енергоощадні технології у сферу транспортування й підземного зберігання природного газу;

- безперебійно постачати природний газ споживачам України і здійснювати транзит газу в Європу та зберігати його в підземних сховищах згідно з умовами, установленими відповідними угодами

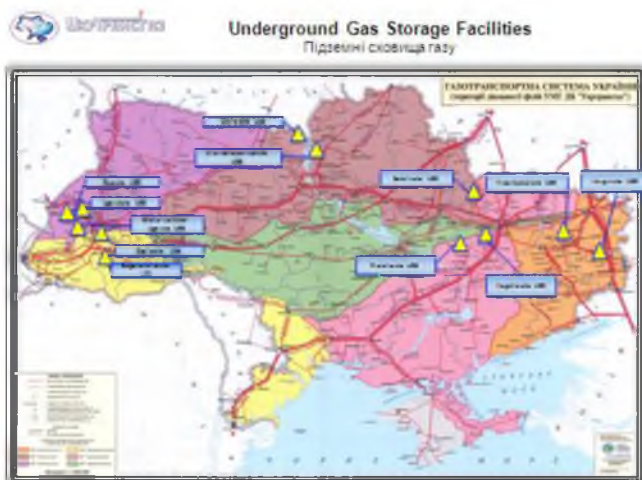
Інструментом реалізації цієї технічної політики є система стандартизації ПАТ «УКРТРАНСГАЗ».

ПІДЗЕМНІ СХОВИЩА ГАЗУ

Шимко Р.Я.

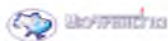
*Директор департаменту підземного зберігання газу,
ПАТ "УКРТРАНСГАЗ"*

Система підземних сховищ газу (ПСГ) України, як і сама газотранспортна система України (ГТС), - одна з найбільших у світі. Підземні сховища газу характеризуються значним активним об'ємом, близько 31 млрд.куб.метрів, та добовою продуктивністю, що за умов виведення на максимальні проектні параметри і повного їх заповнення сягає 300 млн.куб.м на добу. На даний час ПСГ ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" можуть забезпечити 50% річного та близько 60% добового споживання країни.



Споживання газу в Україні, як і в інших країнах з розвинутою газовою промисловістю, є нерегулярним протягом року. Якщо, наприклад, в січні денне споживання становить 150-160% від середньорічного, то в липні воно складає всього 40-45%.

Розвинута, потужна система підземними сховищами газу дає можливість винайти оптимальну стратегію взаємодії підземних сховищ газу і газотранспортної системи (ГТС), звести до мінімуму ймовірність виникнення позаштатних ситуацій на об'єктах підземних сховищ газу, поліпшити показники надійності експлуатації газосховищ.



Highlights of UGSF (design parameters) Характеристика ПСГ (проектні показники)

ПІДЗЕМНІ СХОВИЩА ГАЗУ	ПРОЄКТНІ ПАРАМЕТРИ									
	виробляється	ОБ'ЄМ, млн м³			висота підземного сховища, м	ПРОДУКТИВНІСТЬ, млн м³				
		в тому числі:	технологічна	технологічна		за період:		за період:		
						за період:	за період:	за період:	за період:	
1. Вугорівський	3 850,0	1 030,0	910,0	1 900,0	28	17,0	17,0	17,0	17,0	
2. Більче-Волицьке	32 450,0	12 300,0	3 500,0	17 030,0	341	120,0	100,0	100,0	80,0	
3. Дашавське	5 380,0	2 420,0	860,0	2 140,0	102	36,0	28,0	28,0	18,0	
4. Опарське	4 570,0	2 220,0	420,0	1 800,0	78	14,0	14,0	14,0	12,0	
5. Богородчанське	3 420,0	0,0	1 120,0	2 300,0	156	28,0	14,0	14,0	25,0	
6. Солохівське	690,0	350,0	0,0	340,0	40	2,1	2,1	2,1	1,9	
7. Червонопартизанське	3 030,0	1 500,0	0,0	1 530,0	83	10,0	6,0	6,0	6,0	
8. Ситовиське	2 130,0	740,0	34,0	1 350,0	91	7,9	6,0	12,0	11,0	
9. Підкарпатський ПСГ, год. М.7	2 090,0	500,0	460,0	1 130,0	84	10,0	10,0	10,0	8,0	
10. Кегичівське	1 300,0	300,0	220,0	780,0	63	8,0	6,0	6,5	6,8	
11. Кемічівське	800,0	790,0	190,0	420,0	42	6,2	3,0	4,9	2,0	
12. Водочинське	66,0	30,0	26,0	40,0	73	5,8	3,0	4,0	1,8	
РАЗОМ по ПАТЕНТОВАНИХ	81 360,0	22 550,0	7 830,0	30 950,0	1 190	253,6	709	710	182,3	

Підземне зберігання газу в Україні започатковано 25 травня 1964 року, коли розпочато дослідно-промислове нагнітання природного газу в водоносний пласт Олишівської структури з метою створення в ньому підземного сховища газу.

Підземні сховища газу України створені в унікальних умовах щодо розташування, у географічному центрі Європи, в сприятливих геологічних умовах, що робить систему підземних сховищ газу особливо надійною і конкурентоздатною та універсальною з багатьох точок зору.

В Україні виділяються чотири комплекси з підземного зберігання газу.

Західний комплекс створений у Прикарпатському регіоні в системі трансконтинентальних, міждержавних і внутрішніх газопроводів і включає 5 газосховищ – Більче-Волицьке, Угерське, Дашавське, Опарське та Богородчанське. Підземні газосховища комплексу зв'язані між собою через систему газопроводів, що створює сприятливі умови для перерозподілу потоків газу, задоволення потреби місцевих і віддалених споживачів.

Центральний комплекс, який включає 4 сховища (Червонопартизанське, Олишівське, Солохівське та Кегичівське), створений у Київській системі магістральних газопроводів і призначений для забезпечення надійності

газопостачання споживачів центральної України. Газосховища з'єднані між собою системою газопроводів, що дозволяє при необхідності здійснювати регулювання об'ємів закачування й відбору в границях комплексу.

Східний комплекс у складі Краснопопівського й Вергунського газосховищ створений у Донецькій системі газопроводів і призначений для забезпечення надійності газопостачання споживачів Донецької і Луганської областей.

Південний комплекс створений у регіоні, прилеглому до Кримського півострова і включає 1 підземне газосховище: Пролетарське (Дніпропетровська область), призначене для забезпечення надійності газопостачання внутрішніх споживачів і транзитних поставок газу через південні регіони України в Молдову, країни Балканського півострова й Туреччину.

Українські ПСГ, зокрема основні за обсягами зберігання газу ПСГ Західного регіону, з'єднані з транзитними газопроводами, що забезпечує надійність газопостачання не тільки внутрішніх споживачів, але й транзитних поставок газу до інших європейських країн.



UKRTRANSGAZ

UKRTRANSGAZ Underground Gas Storage Facilities

Підземні сховища газу ПАТ "УКРТРАНСГАЗ"



В осінньо-зимовий період ПСГ Західного регіону використовуються для регулювання транзитних поставок на західні кордони України не тільки за рахунок нерівномірності



постачання газу з Росії в результаті можливих відмов трансконтинентальних газопроводів або різке падіння температури, але також для компенсації частини транзиту газу, що використовується в східних регіонах України в цей час року.

Великий активний об'єм ПСГ в Західному регіоні України, здатність заповнення та широкий діапазон можливостей відбирання з нього природного газу, забезпечує надзвичайну маневреність потоками газу, оптимізацію режимів роботи окремих сховищ, створення необхідних оперативних і стратегічних резервів газу, що є важливим в умовах ринкових відносин.

Для надійного постачання природного газу місцевим споживачам і забезпечення експортного постачання використовується орієнтовно до 15 мільярдів кубічних метрів активного газу підземних сховищ, що підтверджує наявність значного резерву активних потужностей ПСГ в об'ємі близько 15 мільярдів кубічних метрів. Для цього може бути застосована проектна схема транзиту газу Україною з використанням ПСГ, яка передбачає диверсифікацію з:

- 1) Польщею, через ГВС Германовичі;
- 2) Словачією, через ГВС Капушани;
- 3) Угорщиною, через ГВС Берегдоровець.

Особливістю функціонування мережі ПСГ для європейського значення, є наявність достатнього, практично необмеженого об'єму підземних резервуарів газових (газоконденсатних), а зі збільшенням потреби – і нафтових родовищ, в основному значно вироблених, що мають сприятливі умови для підземного зберігання газу.

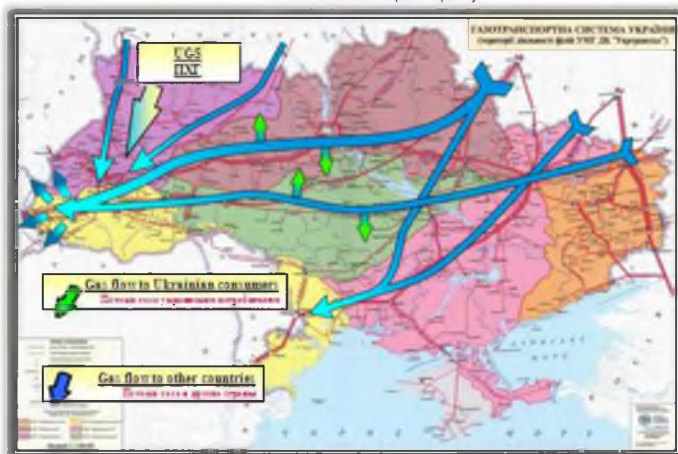
При розгляді можливості використання мережі ПСГ України для інших країн треба відзначити, в першу чергу, унікальність сприятливих умов нашої країни для резервування запасів газу континентального значення, пов'язаних з географічним розташуванням.

Значна роль підземних сховищ газу полягає у забезпеченні надійного і ефективного постачання газу споживачам України, а також в забезпеченні надійного транзиту газу територією України до країн Європи, особливо в надзвичайних ситуаціях.

Ключовим питанням для цього є диверсифікація потоків газу, в чому Україна вже має деякі практичні та планові напрацювання.



Gas flows through Ukraine
Потоки газу через Україну



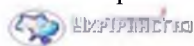
Так, з листопада 2012 року Україна отримує газ зі сторони Польщі в обсязі близько 4 млн. куб. метрів за добу через ГВС Германовичі з березня 2013 року здійснюються поставки газу з Угорщини через ГВС Берегдоровець в обсязі близько 8 млн. куб. метрів за добу.

Заплановано і узгоджено з 1 вересня 2014 року постачання газу із Словаччини через ГВС Капушани з добовою продуктивністю 22 млн. куб. метрів за добу.

Підземні сховища газу призначені, в основному, для компенсації сезонної нерівномірності споживання газу, створення необхідних запасів газу для підвищення надійності газопостачання, забезпечення ритмічної роботи всієї системи газопостачання, починаючи з газових промислів і закінчуючи газовими мережами населених пунктів, а також зменшення затрат на лінійну частину і компресорні станції (КС).

Враховуючи те, що денний видобуток власного газу та імпорт протягом року змінюються порівняно мало, у весняно-літній сезон існує значний надлишок газу, який закачується в підземні сховища газу, а осінню і зимою цей газ відбирається зі сховищ і поставляється на ринок з метою задоволення

підвищеного попиту. В даному періоді зростає роль підземних сховищ газу, що вимагає ефективного технологічного управління їх роботою в газотранспортній системі України.



Possibilities of Gas Flows to Ukraine

Можливі потоки газу до України



Ефективне управління підземними сховищами газу потребує систематичного виконання досліджень динамічних характеристик експлуатації ПСГ, розроблення і впровадження методів оптимізації роботи газосховищ у складі єдиної газотранспортної системи, що забезпечує як продуктивний, так і акумулюючий потенціал газосховищ. Цьому також сприяють обґрунтовані заходи з модернізації газотранспортної системи її оптимальна взаємодія з підземними сховищами газу, з метою максимального використання їх сумісного енергозберігаючого потенціалу.

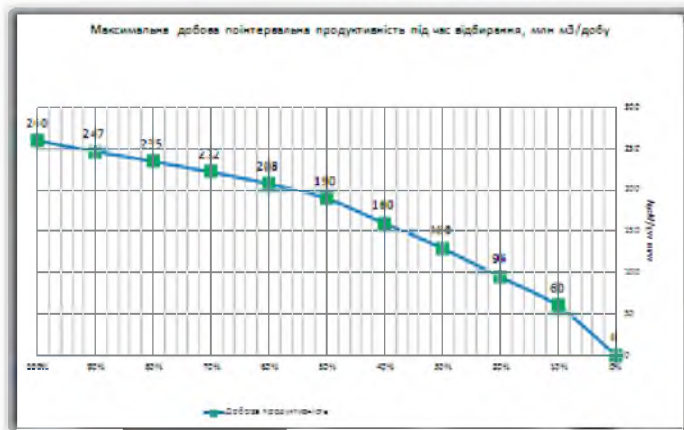
Ефективне технологічне управління роботою підземних сховищ газу в газотранспортній системі може додатково забезпечуватися збільшенням активної ємкості ПСГ за рахунок використання незадіяних горизонтів, збільшенням добової продуктивності, оптимізацією процесів закачування і відбирання природного газу, автоматизацією процесів контролю за роботою експлуатаційних свердловин і керування газовими потоками в системі "пласт-колектор – магістральний газопровід", розробкою

і впровадженні енергозберігаючих технологій і технічних рішень, вивченні ефективності заміщення буферного газу інертним, розробкою моделюючих, оптимізуючих і керівних програмно-технологічних систем.



УКРАЇНА

Dependence of maximum withdrawal on the amount of gas in UGS
Залежність максимального відбору від кількості газу в ПСГ

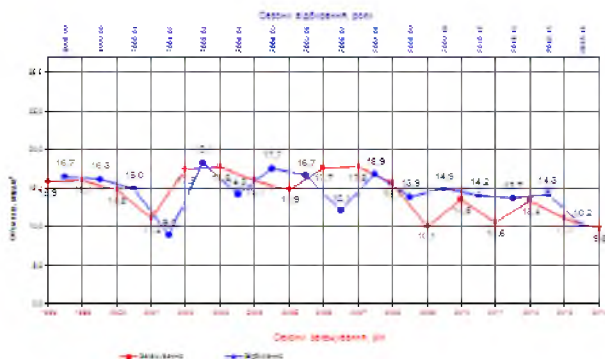


Особливістю газотранспортної системи України є її значна розгалуженість. Транзитні газопроводи мають кілька паралельних ниток, які обв'язані багато цеховими компресорними станціями і з'єднанні між собою газопроводами-перемичками. Це забезпечує системі високу маневреність та надійність у постачанні природного газу споживачам, що забезпечує можливість транспорту газу з заходу на схід і південь, так і на захід, в залежності від джерела поступлення газу.

Поточний стан розвитку системи ПСГ ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" (12 ПСГ, 31 млрд. куб. метрів активного об'єму) забезпечує максимальну добову продуктивність 260 млн. куб. метрів за добу.



Dynamics of gas injection and withdrawal from UGSF Динаміка закачування та відбирання газу з ПСГ



Потужності активного об'єму ПСГ недозавантажені на 15 млрд. куб. метрів. Наглядно це відображено на слайді з динамікою зменшення запасів активного об'єму газу по роках.



Dynamics of active gas at the end of injection and withdrawal seasons

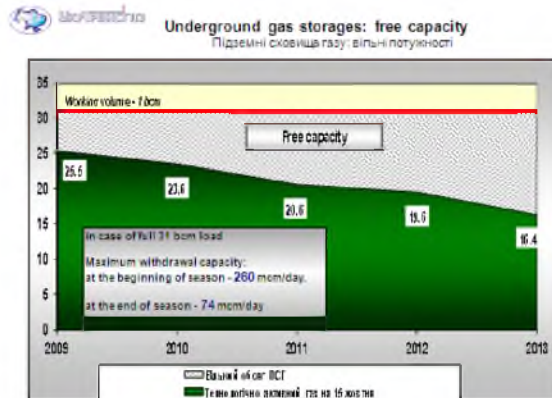
Динаміка обсягу активного газу в ПСГ на кінець сезонів закачування та відбирання



Максимальна продуктивність ПСГ ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" в кінці відбирання сягає 74 млн. куб. метрів за добу.

Основними напрямками розвитку підземного зберігання газу в Україні, з урахуванням ринкової кон'юнктури є

збільшення обсягу зберігання активного газу до проектної величини, максимальної продуктивності ПСГ на 15% та активного об'єму сховищ, надійне постачання газу внутрішнім споживачам та забезпечення транзиту природного газу до сусідніх країн Європи.



Для розвитку і забезпечення надійної роботи системи ПСГ ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" нагальним є проведення модернізації ПСГ по чотирьох основних напрямках:

- реконструкція газозбірних пунктів;
- реконструкція установок осушення газу;
- реконструкція компресорних цехів;
- буріння додаткових експлуатаційних свердловин.

Впровадження вказаних заходів додатково забезпечить зменшення загального часу відбирання газу (на 20 %) з підземних сховищ без збільшення енергетичних витрат, а також більш ефективне і оптимальне управління підземними сховищами газу в єдиній газотранспортній системі України.

Висновок.

Досвід максимального використання ресурсів ПСГ і роботи ГТС в реверсному режимі у надзвичайній ситуації свідчить про високу маневреність та надійність системи газопостачання України. Хоча такі ситуації трапляються вкрай рідко, цей досвід може бути корисний для інших країн, які не мають належної



диверсифікації джерел поставок газу та з різних причин може опинитися в подібній ситуації.

Для економічної безпеки країни на основі збільшення продуктивності мережі ПСГ потрібно створити в підземних сховищах газу довгостроковий резерв. Вільні потужності доцільно на взаємовигідній основі використовувати як для сезонного, так і довгострокового зберігання газу для інших країн.

Крім того, необхідно здійснювати імплементацію європейських стандартів у сфері підземного зберігання газу в нормативно-правові акти України.