

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛТАВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА
ФАКУЛЬТЕТ НАФТИ І ГАЗУ ТА ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
КАФЕДРА ОБЛАДНАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ
СПІЛКА БУРОВИКІВ УКРАЇНИ**

До 20-річчя кафедри
«Обладнання нафтових і газових промислів»

НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ

Науково-технічний збірник

Число 1

ПОЛТАВА 2016

ББК 33.361-5-02я7
Б61

Нафтогазова інженерія. Число 1: науково-технічний збірник – Київ-Полтава: Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Видавництво БВЛ. 2016. – 237 с.

ISBN 978-617-7332-03-8

Статті науково-технічного збірника праць «Нафтогазова інженерія» (число 1) підготовлені на основі доповідей Всеукраїнської науково-технічної конференції «Нафтогазова інженерія», присвяченої 20-річчю кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка.

Редакційна колегія:

Україна: Павленко А.М. д.т.н., професор; Білецький В.С. д.т.н., професор, дійсний член Гірничої академії України та Академії економічних наук України; Гайко Г.І. д.т.н., професор, ДНЗ «Київська Політехніка»; Яремійчук Р.С. д.т.н., професор, м. Львів; Бойко В.С. д.т.н., професор ІФНТУ нафти та газу; Бондаренко В.І. д.т.н., професор, Національний гірничий університет, дійсний член Академії інженерних наук України; Бучинський М.Я. к.т.н., доцент ПолтНТУ; Вдовіченко А.І. ВГО «Спілка буровиків України»; Вітрик В.Г. к.т.н., ТОВ «НТП «Бурова техніка», дійсний член УНГА; Закревський О.В., Карпатський експертно-технічний центр Державної служби України з питань праці; Орловський В.М. к.т.н., доцент ПолтНТУ; Матвієнко А.М. к.т.н., доцент ПолтНТУ; Політучий О.І. к.т.н., доцент ПолтНТУ; Лазаренко О.Г. к.т.н., доцент ПолтНТУ; Савик В.М. к.т.н., доцент ПолтНТУ; Дмитренко В.І., к.т.н., доцент ПолтНТУ.

Польща: Пьотр Салуга доктор габілітований «Краківська гірничо-металургійна академія», Alexander Szkarowski, D-r. hab. та Wiesława Glodkowska, D-r. hab. – Politechnika Koszalinська.

Відповідальний за випуск і редактор: д.т.н., проф. Білецький В.С.

Видавець: Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка. **Адреса:** 36011, Україна, м Полтава, пр. Першотравневий, 24

Відповідальність за точність поданих фактів, цитат, цифр і прізвищ несуть автори матеріалів. Точки зору авторів публікацій можуть не співпадати з точкою зору редколегії збірника.

ISBN 978-617-7332-03-8

© Полтавський національний
технічний університет
імені Юрія Кондратюка;
Видавництво БВЛ

ЗМІСТ

ВСТУП	6
ПЕРЕДНЄ СЛОВО	7
ПРИВІТАННЯ	8
<u>НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ: ІСТОРІЯ ТА СУЧАСНІСТЬ</u>	17
Білецький В., Гайко Г., Салуга П. ПЕРШІ ПРОМИСЛОВІ ЦЕНТРИ НАФТОВИДОБУТКУ В СХІДНИХ КАРПАТАХ	18
Бучинський М., Шиндель В. МІСЦЕ ТА РОЛЬ СПЕЦІАЛЬНОСТІ «ОБЛАДНАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ» В ІНЖЕНЕРНІЙ МЕХАНІЦІ	29
Закревський О., Бучинський М., Білецький В., Матвієнко А., Орловський В. КОРОТКА ІСТОРІЯ СТАНОВЛЕННЯ І РОЗВИТКУ КАФЕДРИ «ОБЛАДНАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ» ПОЛТАВСЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО ТЕХНІЧНОГО УНІВЕРСИТЕТУ ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА	36
Молчанов П., Сизоненко А., Ткаченко М. КАФЕДРА «ОБЛАДНАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ» ПОЛІТНТУ: СУЧАСНИЙ ВИМІР	44
<u>ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ, ТЕХНІКА І ТЕХНОЛОГІЯ БУДІВНИЦТВА СВЕРДЛЮВІН</u>	59
Блохін В., Ткаченко М. МЕТОД РАСЧЕТА СТВОЛА ГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД	60
Горобец Л. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НАГРУЖАЕМОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ	68
Яремійчук Р. ВІД ПРОЕКТУ ДО РЕАЛІЗАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЙ	80
Молчанов П., Савик В., Пієнко І. ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ КОНСТРУКЦІЇ ВІБРОСИТ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ	85

Орловський В., Похилко А. РОЗРОБКА ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ ЗНИЖЕНОЇ ГУСТИНИ	94
Дорохов М., Костриба І. КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ УЩІЛЬНЕННЯ СВЕРДЛОВИННИХ ПАКЕРІВ	103
<u>ТЕХНІКА І ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ</u>	111
Вдовиченко А., Коваль А., Чепіль П. НАРОЩУВАННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНІ ЗА РАХУНОК ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ПРОЦЕСІВ	112
Калашникова І. ОСНОВНІ РЕСУРСИ РОБОТИ УСТАНОВОК ЗАНУРЕНИХ ЕЛЕКТРОВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСІВ ДЛЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ	122
Матвієнко А., Мішук Ю. ОБГРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ТРУБНИХ МАГНІТОТЕПЛОВИХ ДЕПАРАФІНІЗАТОРІВ У СКЛАДІ БАГАТОРІВНЕВОЇ СИСТЕМИ ЗАПОБІГАННЯ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФІНІСТИМ ВІДКЛАДЕННЯМ	130
Рой М. АНАЛІЗ ВИПРОБУВАНЬ КАРБОНАТНИХ ВІДКЛАДІВ ВИПРОБУВАЧАМИ ПЛАСТІВ В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН В ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ ТА НАПРЯМКИ ПІДВИЩЕННЯ ЇХ ЯКОСТІ	143
Ткаченко М. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ БОРОТЬБИ З АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФІНОВИМИ ВІДКЛАДЕННЯМИ ПРИ ВИДОБУТКУ НАФТИ	154
Сизоненко А., Ткаченко М. ПРОБЛЕМА КОРОЗІЇ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ, ЩО ЕКСПЛУАТУЮТЬСЯ У ВУГЛЕКИСЛОТНИХ СЕРЕДОВИЩАХ	163
<u>ТЕХНІКА ТА ТЕХНОЛОГІЇ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ</u>	169
Венгринюк Т., Лучка Я. НОВІТНІ ТЕХНОЛОГІЇ РЕМОНТУ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВІДІВ	170
Джус А., Гойсан І. ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОНСТРУКЦІЙНИХ МАТЕРІАЛІВ ПОСУДИН ВИСОКОГО ТИСКУ КОМБІНОВАНОГО ТИПУ	179

Дмитренко В. ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТА ПРОТИКОРОЗИЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ІНГІБІТОРІВ КОРОЗІЇ В РОЗЧИНАХ БІШОФІТУ І МОДЕЛЬНОМУ СЕРЕДОВИЩІ ПЛАСТОВИХ ВОД	190
Severyn O. STANDARDIZATION SYSTEM IN NON-DESTRUCTIVE TESTING	200
Кулакова С. ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ НОВОЇ ТЕХНІКИ ТА ТЕХНОЛОГІЙ НА ПІДПРИЄМСТВАХ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ	206
<u>ЕНЕРГЕТИЧНІ ВИКЛИКИ ХХІ СТ.</u> <u>АЛЬТЕРНАТИВНІ ВИДИ ПАЛИВА</u>	215
Білецький В., Круть О., Сергєєв П. АГРЕГАТИВНА СТІЙКІСТЬ ВИСОКОКОНЦЕНТРОВАНИХ ВОДОВУГІЛЬНИХ СУСПЕНЗІЙ ЯК АЛЬТЕРНАТИВНОГО ПАЛИВА	216
Педченко М. ОБҐРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ ЗАСТОСУВАННЯ РІДИННО-ГАЗОВОГО ЕЖЕКТОРА З ПОДОВЖЕНОЮ КАМЕРОЮ ЗМІШУВАННЯ В ЯКОСТІ РЕАКТОРА ГІДРАТОУТВОРЕННЯ	227

ВСТУП

Підготовка фахівців нафтогазового профілю в Полтавському національному технічному університеті імені Юрія Кондратюка розпочалася в 1994 році. Передумовою цьому стало географічне розташування Полтави, що знаходиться в центрі Північно-Східного регіону України, в якому нині видобувається, транспортується та переробляється до 80% нафти й газу всієї країни. Саме тут розташовані провідні розвідувальні, бурові, видобувні, транспортувальні та переробні підприємства, підприємства енергетичного та екологічного спрямування, які постійно потребують висококваліфікованих кадрів. Саме ці напрями підготовки фахівців поєднані в новому факультеті – факультеті нафти і газу та природокористування, який створений в 2012 році.

Однією з базових кафедр факультету є кафедра «Обладнання нафтових і газових промислів», яка заснована у січні 1996 року. На сьогоднішній день колектив кафедри підготував близько 1000 фахівців, які успішно працюють на різних підприємствах нафтогазовидобувної галузі. На кафедрі сформовані відомі як в Україні, так і за кордоном наукові школи, що сприяють підвищенню якості підготовки спеціалістів.

В цьому році кафедрі нафтових і газових промислів виповнюється 20 років, отже шановні співробітники кафедри, поздоровляємо Вас із ювілеєм, зичимо подальших успіхів!

*Зі щирою повагою,
декан «Факультету нафти і газу та природокористування» ПолтНТУ, доктор технічних наук, професор
А.М. Павленко*

ПЕРЕДНЄ СЛОВО

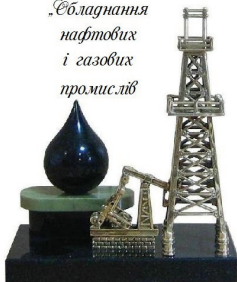
Зосередження сучасного ядра нафтогазової галузі України в Північно-Східному регіоні, в основному в Полтавській області, обумовлює необхідність відповідного розвитку тут центрів фахової освіти і науки. Саме це детермінувало заснування в Полтавському національному технічному університеті імені Юрія Кондратюка «Факультету нафти і газу та природокористування» (2012 р.), який має добрі перспективи розвою до рівня Інституту в рамках ПолтНТУ. Водночас розбудовуються кафедри спеціальності «Нафтогазова інженерія» цього факультету. До вже існуючих спеціалізацій «Видобування нафти і газу» та «Обладнання нафтових і газових промислів» у 2016 р. додалася спеціальність «Гірництво» (буріння свердловин), акредитована кафедрою «Обладнання нафтових і газових промислів» для бакалаврів у 2016 р. Мають перспективу розвитку спеціалізації «Зберігання і транспортування нафти і газу», «Морські бурові платформи».

Водночас, відчувається брак спеціалістів вищої кваліфікації (доктори наук, доктори філософії), фахових та наукометричних періодичних видань.

Науково-технічний збірник «Нафтогазова інженерія» (Число 1) – спроба заснування спершу серійного, а згодом – періодичного фахового видання з нафтогазової інженерії. Участь у редакційній колегії фахівців з України і Польщі відкриває перспективи надання цьому виданню статусу міжнародного.

Завідувач кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» ПолтНТУ, доктор технічних наук, професор
В.С.Білецький

*20 років кафедрі
«Обладнання
нафтових
і газових
промислів»*



ПРИВІТАННЯ



ТОВ «НАУКОВО-ТЕХНІЧНЕ ПІДПРИЄМСТВО «БУРОВА ТЕХНІКА»
 6-р. Лесі Українки, 34, м. Київ, 01133, Україна
 RESEARCH and TECHNICAL ENTERPRISE «BUROVA TECHNIKA» LLC
 34, Lesi Ukrainky Blvd., Kyiv, 01133 Ukraine
 тел./факс +38 (044) 285 71 75, +38 (044) 353 96 07, +38 (044) 353 96 08
 e-mail: info@ntpbt.com, http://www.ntpbt.com

№ 884-17 від "24. квітня 2016" р.

Колективу кафедри обладнання
 нафтових і газових промислів
 Факультету нафти і газу та
 природокористування
 Полтавського національного
 технічного університету
 імені Юрія Кондратюка

Шановні колеги, друзі!

Щиро вітаю Вас та професорсько-викладацький склад кафедри обладнання нафтових і газових промислів Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка зі знаменною подією – 20-ти річчям від дня заснування кафедри!

Упродовж цих двох десятиліть кафедра обладнання нафтових і газових промислів стала і залишається потужним центром нафтогазової освіти і науки, зі стін якої вийшли тисячі спеціалістів та магістрів, знаних і шанованих не тільки в нашій державі, а й за її межами.

20 років у історичному аспекті – короткий період. Проте для кафедри цей період був насичений бурхливим життям. За цей час кафедрою обладнання нафтових і газових промислів була підготована велика кількість професіоналів нафтогазової справи, значна частина з яких успішно працюють і в ТОВ «НТП «Бурова техніка», що свідчить про високу якість освітніх послуг, які надає професорсько-викладацький склад Вашого колективу.

Вітаю всіх із славною датою в житті Вашого навчального закладу! Бажаю Вам міцного здоров'я, творчого натхнення, здійснення всіх задумів і планів. Зі словами особливої вдячності звертаюся до науково-педагогічних працівників, які завдяки своїм глибоким знанням, безцінному практичному досвіду та самовідданій праці забезпечили кафедру та Університету визнання й авторитет в галузі видобування нафти і газу.

З глибокою повагою,
 генеральний директор ТОВ
 «НТП «Бурова техніка», к.т.н.,
 академік УНГА,
 заступник Голови Правління
 ВГО «Спілка буровиків України»

В.Г.Вітрик



Публічне акціонерне товариство
«Укрнафта»
НГВУ «Полтаванафтогаз»
вул. Монастирська, 12
Полтава, 36020, Україна
тел. +3805322 7 45 91
факс +380532 50 10 07
polng@polng.ukrnafta.com
www.polng.pi.net.ua

Public joint stock company
"Ukrnafta"
OGPE "Poltavanafogas"
Monastyrska street, 12
Poltava, 36020, Ukraine
tel. +3805322 7 45 91
fax +380532 50 10 07
polng@polng.ukrnafta.com
www.polng.pi.net.ua

25.04.16 № *02-2111*

На № _____

**Полтавський національний
Технічний університет
імені Юрія Кондратюка**

**Кафедра „Обладнання
нафтових і газових
промислів”**

Дорогі друзі!

**НГВУ „Полтаванафтогаз” ПАТ „Укрнафта” вітає Ваш колектив з нагоди
20-річчя від дня заснування кафедри
„Обладнання нафтових і газових промислів”**

Цей ювілей є знаменною подією не лише всіх поколінь працівників кафедри, а й у житті вітчизняної науки та освіти. Співробітники Вашої кафедри заклали міцні засади подальшого розвитку нафтогазової справи в нашому регіоні. За роки, що минули, Вами підготовлено сотні висококваліфікованих фахівців, які наразі працюють в усіх куточках нашої держави.

20 років у історичному аспекті - дуже короткий період але це яскравий приклад самовідданої праці колективу, якому притаманна талановитість, висока професійність та вміння долати труднощі, яких вистачає в усі часи.

Щиро бажаємо Вам великого натхнення та подальших творчих успіхів. Миру вам, щастя та здоров'я.

**З повагою,
Головний інженер –
Перший заступник начальника
НГВУ „Полтаванафтогаз”**

М.М. Венгльовський

ЧОРНОМОРНАФТОГАЗ
ДЕРЖАВНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО



CHORNOMORNAFTOGAZ
NATIONAL JOIN-STOCK COMPANY

вул. Б. Хмельницького 28, оф. 505 м. Київ,
Україна, 01030. Код ЄДРПОУ 00153117
тел.: (044) 220-14-64
chornomornaftogas@ukr.net

26 В. Khmelnitskogo str., office 505, Kyiv,
Ukraine, 01030
Tel: (044) 220-14-64
chornomornaftogas@ukr.net

26.04.2016 № 310/16

**Колективу кафедри «Обладнання
нафтових і газових промислів»
Факультету нафти і газу та
природокористування
Полтавського національного
технічного університету
ім. Юрія Кондратюка**

Шановні колеги!

Сердечно вітасмо професорів, викладачів, студентів, усіх працівників кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» Факультету нафти і газу та природокористування Полтавського національного технічного університету ім. Юрія Кондратюка із 20-річчям від дня заснування.

За ці роки кафедра перетворилась на знаний в Україні центр підготовки висококваліфікованих спеціалістів, які успішно трудяться у всіх куточках нашої держави та далеко за її межами, впроваджуючи у життя набуті у вузі знання, тим самим роблячи вагомий внесок у розв'язання актуальних проблем нафтогазової галузі.

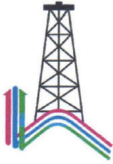
Впевнені, що ви і надалі плідно працюватимете над розвитком вітчизняної нафтогазової справи, утверджуватимете в нашій державі освіту європейського зразка.

Бажаємо всім здоров'я, творчих успіхів, щастя, добробуту та нових звершень в ім'я України.

З повагою

Заступник Голови Правління

П.Горобець



ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО

«ПЛАСТ»

08800, Україна, Київська обл., Миронівський район, м. Миронівка, вул. Леніна, 48
 Тел. (0532) 61-03-00, факс (0532) 67-88-02, e-mail: directorplast@gmail.com
 Р/р 2600130042 в ПАТ «Діамантбанк» МФО 320854, Код 25168700

25. 04. 2016

232

**Колективу кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів»
 Факультету нафти і газу та природокористування
 Полтавського національного технічного університету ім.Юрія Кондратюка**

Шановний колеги!

Колектив нашого підприємства щиро вітає Вас з славною річницею – 20 річчям кафедри обладнання нафтових і газових промислів. Саме з неї, ніби то зовсім нещодавно, започаткувалась вища нафтогазова освіта регіону. А нині Ваші випускники плідно працюють на благо нафтогазової промисловості України, є провідними чи головними фахівцями підприємств галузі, очолюють деякі з них.

Висловлюємо Вам щиру вдячність і повагу за нелегку справу підготовки молодих фахівців, за вашу віддану працю на науково-педагогічній ниві. Хоча 20 років невеликий проміжок часу, але Вами зроблено багато, і в першу чергу пройдено період становлення, набуття традицій. Нехай ця річниця стане черговою сходинкою для подальшого зростання кафедри та в той-же час приводом для роздумів про її минуле та сьогоднішнє.

Бажаємо співробітникам, випускникам та студентам кафедри обладнання нафтових і газових промислів Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка нових звершень, зростання і успіхів на благо нафтогазової промисловості України – її науки та виробництва.

Від імені трудового колективу

Голова правління



М.Й.Рибчич

Private Joint-Stock Company "PLAST"

08800, Ukraine, Kiev region, district Myronivsky, city Myronivka, Lenin street, 48

Tel. (0532) 61-03-00, fax (0532) 67-88-02, e-mail: directorplast@gmail.com

PLAST'S "Diamantbank" PJSC bank account № 2600130042 Kiev, MFO 320854, Code 25168700



**ДЕРЖАВНА СЛУЖБА УКРАЇНИ З ПИТАНЬ ПРАЦІ
(Держпраці)**

**ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО
"КАРПАТСЬКИЙ ЕКСПЕРТНО-ТЕХНІЧНИЙ ЦЕНТР ДЕРЖПРАЦІ"
(ДП «Карпатський ЕТЦ»)**

76007, Івано-Франківськ, вул. Максимовича, 15 т/факс 6-98-93
тех. відділ т.6-15-36, т. 6-09-14, бухгалтерія 6-27-00
р/р 26000060396034 в ІФФ Приватбанк, МФО 336677
КОД ЄДРПОУ 20538693
Інд. податк. номер 205386909157

«26» квітня 2016 р. № 145/07-08/16

Колективу кафедри обладнання нафтових і газових промислів
Факультету нафти і газу та природокористування
Полтавського національного технічного університету
імені Юрія Кондратюка

Шановні колеги!

Від імені керівництва та колективу Державного підприємства «Карпатський експертно-технічний центр Держпраці» та від себе особисто, щиро вітаю енергійний, цілеспрямований, висококваліфікований колектив кафедри обладнання нафтових і газових промислів з нагоди 20-річного ювілею кафедри.

За цей період кафедра підготувала багато спеціалістів які працюють в нафтогазовій галузі.

Машини та обладнання для нафтогазової галузі зазвичай експлуатуються в складних, а інколи небезпечних для довкілля, життя та здоров'я людини умовах: значні навантаження на конструкції, високі тиски в свердловинах, наявність агресивних, вибухо- та пожежонебезпечних середовищ, температурних полів, тощо. За таких умов актуальним є забезпечення надійної та безпечної роботи обладнання. Відмова обладнання або неправильна його експлуатація може призвести до непередбачуваних негативних наслідків, важкого травматизму персоналу, економічних витрат, екологічного забруднення, втрати свердловини, відкритого фонтанування тощо.

Зважаючи на вказане, кафедра проводить великий обсяг робіт по підготовці спеціалістів які можуть успішно вирішувати конкретні задачі виробництва.

Нехай запорукою вашої плідної професійної діяльності будуть невичерпний оптимізм, виваженість і цілеспрямованість, а щира дружба та повага колег і однодумців завжди допомагають долати найвищі життєві вершини і сприяють новим досягненням та здобуткам.

Бажаємо вам міцного здоров'я, родинного щастя, плідної праці та реалізації всього задуманого.

З повагою, начальник Полтавського відділення ДП «Карпатський ЕТЦ Держпраці»

Олександр Закревський



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА УКРАЇНИ З ПИТАНЬ ПРАЦІ
(Держпраці України)
УПРАВЛІННЯ ДЕРЖПРАЦІ У ПОЛТАВСЬКІЙ ОБЛАСТІ

вул. Пушкіна, 119, м. Полтава, 36014, тел./факс (05322) 7-51-66

Web: www.pl.dsp.gov.ua
E-mail: 16pl@dsp.gov.ua

Код ЄДРПОУ 39777136

**Колективу кафедри обладнання нафтових і газових промислів
Факультету нафти і газу та природокористування
Полтавського національного технічного університету
імені Юрія Кондратюка**

Шановні колеги!

Кафедра обладнання нафтових і газових промислів має гарну 20-тирічну історію, досягнення в минулому і сучасному, здійснює великий вплив на кадровий, інтелектуальний, науково-технічний розвиток нафтогазової галузі. В цьому є велика заслуга як попередніх, так і нинішніх поколінь співробітників кафедри.

Від імені Управління Держпраці прийміть щирі вітання з цим славним ювілеєм!

Зичимо всім співробітникам, випускникам та студентам кафедри обладнання нафтових і газових промислів міцного здоров'я, успіхів в їх непростій справі підготовки кадрів для промисловості нашої батьківщини. Плідного та творчого підходу та вагомих результатів в їх науковій діяльності, добрими справами зміцнювати і підтримувати авторитет і славу навчального закладу в ім'я України, оптимізму та стійкості в наші непрості часи. Нехай натхнення і жага творчого пошуку будуть Вашими вірними супутниками, життя – багатограним і плідним, шлях до професійного зростання – успішним.

**Перший заступник начальника
Управління Держпраці
у Полтавській області**

О.І.Масленко

<p>ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»</p> <p>ФІЛІЯ ГАЗОПРОМИСЛОВЕ УПРАВЛІННЯ ПОЛТАВАГАЗВИДОБУВАННЯ</p> <p>Україна, 36008, Полтава, вул. Фрунзе, 173, тел.: (05322) 22668, факс: (0532) 515547 e-mail: sekretar@pgpu.com.ua р/р 260003232787 АБ «Укргазбанк», МФО 320476, ЄДРПОУ 00153100</p>		<p>PUBLIC JOINT STOCK COMPANY «UKRGASPRODUCTION»</p> <p>AFFILIATE GAS PRODUCTION DIVISION POLTAVAGASPRODUCTION</p> <p>Ukraine, 36008, Poltava, 173 Frunze street, phone: +38 05322 22668, fax: +38 0532 515547 e-mail: sekretar@pgpu.com.ua</p>
---	---	--

05.05.2016 № 4-4019

на № _____

Г _____ Г

**Колективу кафедри обладнання нафтових і газових промислів
Факультету нафти і газу та природокористування
Полтавського національного технічного університету
імені Юрія Кондратюка**

Шановні колеги!

З нагоди 20-річного ювілею кафедри обладнання нафтових і газових промислів, я хотів би висловити Вам щирі вітання і повагу, за відданість справі та здійснення фундаментальної роботи у підготовці фахівців нафтогазової справи. Можливо цей ювілей буде приводом для роздумів про минуле і сьогодення, і в той же час стимулом для майбутніх наукових звершень кафедри.

Кафедра обладнання нафтових і газових промислів має славу 20-тирічну історію, а її випускники з гордістю говорять про освіту, яку вони одержали навчаючись в її стінах, та, яка дала їм шанс на успішне життя і кар'єру з можливістю поповнення рядів кращих фахівців нафтогазової галузі Полтавщини зокрема, та України загалом.

Я хотів би побажати співробітникам випускникам та студентам кафедри обладнання нафтових і газових промислів подальшого зростання і успіхів на благо Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, науки та нафтогазової галузі в цілому

З повагою,

**Головний інженер
ГПУ «Полтавагазвидобування»**



О.М. Золотуц



Шановні колеги!

Щиро вітаємо колектив кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка з 20-річчям з дня заснування.

Сьогодні процеси спорудження, освоєння, експлуатації та ремонту нафтових і газових свердловин характеризуються складними технологіями, для реалізації яких потрібні ефективні та надійні машини та обладнання. Саме тому Ви робите велику і потрібну справу – здійснюєте підготовку фахівців–механіків для нафтогазової галузі.

Ви зробили перший крок - заявили про себе. Сьогодні Вас знають на бурових і нафтогазовидобувних підприємствах України. Ваші випускники реалізують на виробництві здобуті на кафедрі знання та уміння.

З першого дня заснування Вашої кафедри нас пов'язували тісні науково-методичні, партнерські стосунки, які ґрунтувалися на взаємній повазі, взаєморозумінні.

Бажаємо Вам подальших успішних кроків у Вашій благородній справі. Пам'ятайте, що успіхи приходять до тих, хто своєю щоденною наполегливою працею іде до поставленої мети. Творчих Вам здобутків, звершень, міцного здоров'я та добробуту. Сподіваємось на подальшу плідну співпрацю.

З повагою, колектив кафедри нафтогазового обладнання Івано-Франківського національного університету нафти і газу



НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ: ІСТОРІЯ ТА СУЧАСНІСТЬ

УДК 622 (09)

Білецький Володимир, д.т.н., проф.,

Полтавський національний технічний університет

імені Юрія Кондратюка

Гайко Геннадій, д.т.н., проф.,

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут»

Салуга Пьотр, PhD,

Гірничо-металургійна академія імені Станіслава Сташиця (Польща)

ПЕРШІ ПРОМИСЛОВІ ЦЕНТРИ НАФТОВИДОБУТКУ В СХІДНИХ КАРПАТАХ

Описано історичний процес заснування і розвитку перших промислових центрів видобутку нафти в Східних Карпатах. Показано, що видобування нафти в Європі розпочинається в пізньому середньовіччі (XV-XVII ст..) на базі родовищ Східних і Південних Карпат. Першим кроком, який сформував масштабні потреби нафти був винахід гасу й газової світильної лампи для освітлення помешкань і вулиць, що помітно змінило на краєцє побут людей. Уперше технологія дистиляції та хімічного очищення сирої нафти була розроблена 1853 р. у Львові хіміками-фармацевтами Йоганном Зегом та Ігнатієм Лукасевичем. Численні нафтові родовища на території сучасної України, Польщі та Румунії в центрі Європи мали найкоротший шлях до європейських споживачів, формували нові потреби застосування нафтопродуктів і були своєрідним полігоном для впровадження нових технологічних ідей і наукових розробок.

Ключові слова: Східні Карпати, видобуток нафти, гас, газова лампа, XV-XVII ст.

Постановка проблеми і стан її вивчення. Формування потреб і попиту нафтопродуктів у Європі, становлення і розвиток нафтової промисловості значною мірою відбулися завдяки родовищам Карпат, де вперше розпочався системний видобуток нафти у промислових обсягах.

Перші ґрунтовні свідчення про розробки нафтових родовищ у регіоні Карпат з'являються 1440 р. (зокрема опис родовища Лукечешті в Молдові). 1517 роком датовані згадки про видобуток асфальту та мазуту в долині Прахови. Господар Молдови Дмитро Кантемир у географічному й соціально-економічному описі Молдови „Descriptio Moldaviae” (1716 р.) зазначав, що поблизу Мойнешті є джерело „мінеральної смоли”, змішаної з водою.

Сталий розвиток нафтовидобутку спостерігався в Румунії вже на початку XIX ст. 1821 р. у Мосоарелі (поблизу Тиргу-Окна) була споруджена перша нафтова свердловина (місце її розташування не було вдалим, свердловина не «фонтанувала») і ще довгий час чільним способом видобутку залишалися нафтові колодязі). Основний район румунського нафтовидобутку зосередився в Пекуреці, де в 30-х роках XIX ст. щорічно видобували до 225 т мазуту (кожен колодязь давав щодоби від 15 до 80 кг сировини) [1-9].

Мета цієї розвідки – нове осмислення історії нафтовидобутку в регіоні Східних Карпат, який географічно перебував і перебуває на межі різних культур.

Виклад основного матеріалу. Нафтопрояви в Українських і Польських Карпатах місцеве населення спостерігало з давніх-давен, що позначилося на топонімах, які походять від автохтонної назви нафти – ропа: Роп'янка, Ріпне, Ропиця та ін. На території України нафту вперше почали видобувати у Прикарпатті в XVI – на початку XVII ст. Ще в XVI ст. Дрогобич мав привілей на освітлення вулиць „скельним олієм”. Перша письмова згадка про галицьку нафту датована 1617 р. У XVII ст. видано офіційний урядовий документ – „Декрет Дворової палати” до Гірничого суду в Дрогобичі, що визнавав ропу за мінерал. На старовинному промислі Слобода Рунгурська (Коломийщина) нафту добували принаймні з 1711 р. На початку XIX ст. багаті нафтові поклади було відкрито в смузі від Добромиля через Дрогобич до Кут і далі до Румунії. Найбільший тогочасний промисел з'явився 1800 р. Поблизу села Погар у Сколівщині, поблизу потоку Роп'янка. За описами австрійського геолога Еміля Тітца тут з колодязів глибиною до 70 м отримували до 260 т нафти на рік. Відомі спроби промислового використання Бориславського родовища в 1810 – 1817 рр., які не дістали сталого розвитку з причин відсутності значного запотребування нафтопродуктів. Нафтові скарби довго чекали свого часу, оскільки для виготовлення мастил чи ліків потрібні були відносно невеликі обсяги видобутку: доба нафти як палива ще не настала [2, 3].

Першим кроком, який сформував масштабні потреби нафти був винахід гасу та газової світильної лампи, яка витіснила свічки й олійні лампи для освітлення помешкань і вулиць міст, що помітно змінило на краще загальний побут людей. Уперше технологія дистиляції та хімічного очищення сирової нафти була розроблена 1853 р. у Львові хіміками-фармацевтами Йоганном Зегом та Ігнатієм Лукасевичем. Слід зазначити, що перегонка нафти була відома з давніх часів, її використовували ще античні лікарі (зокрема Кассій Фелікс) й середньовічні арабські алхіміки. Серед промисловців, що відзначились упровадженням технологій нафтопереробки, слід назвати архангельського рудознавця Федора Прядунова, який 1746 р. спору-

див промисловий нафтоперегінний пристрій на Ухтинських розробках; братів Дубиніних, що винайшли нафтоперегінний куб і використали його 1823 р. на промислах у Моздоці; гірничого інженера Миколу Воскобойникова, під керівництвом якого було збудовано перший нафтоперегінний завод на Апшероні (1837 р.). Промислова переробка й очищення нафти в Англії розпочалися 1851 р. Але всі ці технології не забезпечували чистого дистилату. Отримані речовини під час спалювання у світильниках (так само, як рослинні олії й тваринні жири) давали тьмяне світло, сморід і багато кіптяви, яка швидко забруднювала лампу, зменшуючи прозорість слюди чи скла.

Сконструйована І. Лукасевичем і виготовлена бляхарем А. Братковським перша газова лампа публічно „засвітилася” 30 березня 1853 р. у львівській аптеці „Під золотою зіркою” (в хімічній лабораторії якої й був отриманий новий нафтопродукт – газ). Наприкінці липня цього ж року за допомогою цих ламп уже освітлювали приміщення (зокрема операційні) в головній львівській лікарні. Так розпочалась триумфальна хода гасу Львовом, Галичиною, усім світом. Спочатку лампа з’явилась у будинках, потім нею почали освітлювати й вулиці міст. Перша у світі вулична газова лампа з’явилась в одному з центрів нафтовидобутку Галичини – місті Горлиці (Лемківщина, сучасна Південна Польща), де певний час працював І. Лукасевич. Галичина й Румунія (зокрема Бухарест) були піонерами газового освітлення міських вулиць. Усе це дало поштовх для започаткування масштабних нафтових розробок і спричинило справжній бум нафтовидобутку на родовищах Карпат і в інших багатих на нафту регіонах світу. Важливу роль у поширенні розробок нафти в Галичині відіграв Гірничий статут, виданий 23 травня 1854 р. австрійським урядом, згідно з яким видобуток нафти дозволяли приватним особам [4].

Ігнатій Лукасевич, якого справедливо вважають фундатором нафтової справи Карпат (був засновником першого в світі нафтового товариства), до кінця життя не припиняв дослідів з нафтою та технологіями її видобутку. 1854 р. він на власні кошти спорудив першу в Галичині нафтову свердловину в селі Полянка біля Коросно (Підкарпатське воєводство Польщі). Того ж року поблизу Коросно ним була закладена підземна нафтова копальня (нині Музей нафтогазової промисловості). Свердловина Лукасевича поклала початок упровадженню свердловинного способу видобутку ропи на Галичині, який поступово (здебільшого у 80-х роках ХІХ ст.) витісняє колодязну технологію.

1853 р. починають розробляти потужне Бориславське нафтогазове родовище (Дрогобицький район Львівщини). Його відкриття пов’язують із діяльністю львівського підприємця Роберта Домса. Ось як згадує про це Іван Франко в повісті „Воа constrictor”: *„Домс, знаменитий прусський капіталіст, котрому наша Галичина майже в кожній галузі промислу винна перший товчок, пройжджаючи раз через Дрогобич, звернув увагу на дивну мазь, котру жиди в коновках розносили на продаж селянам по ринку. Переконавшись, що се нафта, занечичена земляними і другими мінеральними*

примішками, він забажав побачити те місце, де добувають ту мазь. Йому сейчас вказали бориславські мочари. Селяни розповіли йому, як вона підходить наверх води, як випалює траву і всяку рстинність, – а деякі заговорили навіть про підземних залятих бойовників, котрих перегнила кров випливає наверх. Домс, практичний чоловік, розуміється, небагато там зважав на такі казки, але швидко покмітив, що нафтові жили мусять бути неглибоко, коли нафта сама підходить догори, і що мусять вони бути неабиякі багаті. Він поїхав до Борислава, звидів місцевість і рішив зачати першу пробу. У кількох бідніших він позакупляв за безцінок частки поля і, нанявши бориславських-таки парубків, почав копати вузьенькі «дучки». По трьох-чотирьох сажнях показалася нафта. Домс тріумфував. Він швидко кинувся будувати дестилярні, почав радитися з ученими, інженерами та гутниками”.

1853 р. Домс відкрив у Бориславі перше нафтоперегінне підприємство, де використовувався патент Йоганна Зега. Спершу виходи нафти на поверхню озер чи джерел збирали (либали) квачами з кінського волосся, або трав’яними віниками. Основною технологією видобутку на довгий час став колодязний спосіб. Нафтові ями розміщували переважно вздовж ріки Тисмениці. 1865 р. тут функціонувало близько 5 тис. колодязів глибиною до 35–40 м. Добова продуктивність однієї копанки доходила до 130–140 кг. Підприємець Р. Домс одним із перших у Галичині впровадив для видобутку нафти славнозвісні бурові вежі, що стали характерною ознакою нафтових промислів. Перша бурова вежа Домса („шиба”) для ударного буріння нафтових свердловин була споруджена в Бориславі 1861 р. Крім свердловин, видобуток нафти вели підземним способом на численних копальнях. 1855–1865 рр. вартість щорічного видобутку нафтопродуктів у Галичині оцінювалася 15 мільйонами золотих. 1870 р. видобуток нафти у Бориславі досяг 10,6 тис. т, тут діяло близько 800 дрібних підприємств, на яких працювало більше 10 тис. робітників.

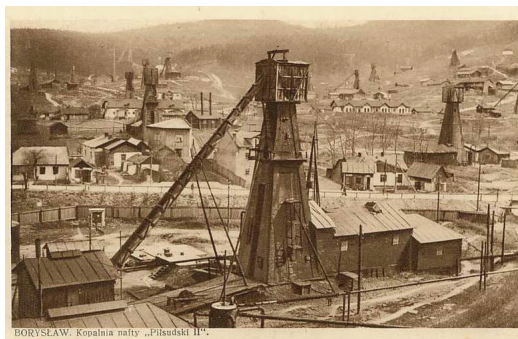


Рис. 1. Нафтова копальня у Бориславі (кінець XIX ст..)

Значний технологічний прорив і різке збільшення обсягів видобутку були пов'язані з упровадженням канатного буріння свердловин (90-ті роки XIX ст.), коли їх глибина перевищила 800 м, причому деякі нафтові фонтани давали до 3 тис. т на добу. Заміна ручної праці машинами й використання процесу фонтанування нафти перетворили видобуток нафти у важливу промислову галузь. 1909 р. у Бориславському нафтовому районі було отримано рекордний видобуток – понад 1,9 млн. т.

1858 р. було відкрито нафтове родовище в Східниці (10 км південно-західніше Борислава) й розпочато видобуток нафти й озокериту. Можливість швидкого збагачення привела сюди капітали й численних спеціалістів із Західної Європи та США. Наприкінці XIX ст. тут діяло близько 400 свердловин, і Східниця посіла перше місце за обсягами видобутку нафти в Галичині (в першій чверті XX ст. вона поступилася Бориславу й Биткову) [5].

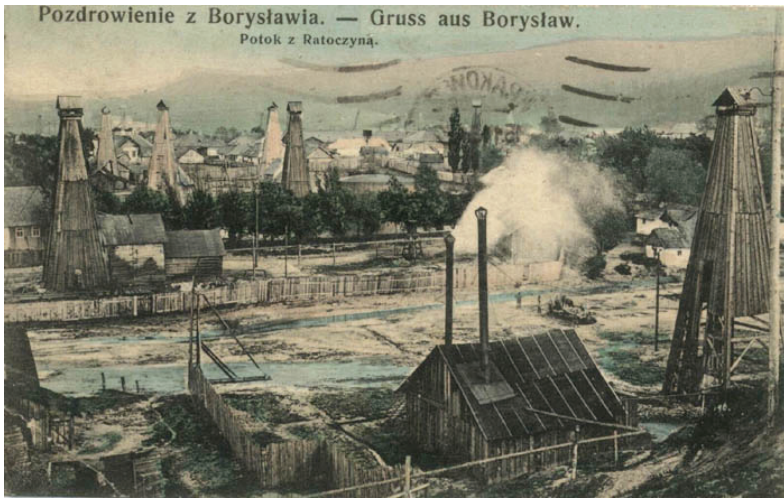


Рис. 2. Панорама Борислава з численними нафтовими вежами (кінець XIX ст..)

Промислові нафтові розвідки поблизу старих нафтових розробок у Слободі Рунгурській (Коломийський район Івано-Франківщини) почалися 1862 року, а перша свердловина („шиба”) з'явилася тут 1872 р. Хоча спорудження свердловин здійснювалось швидкими темпами, проте збирання ропи вручну (в колодязях або шахтах) не припинялося. Праця була нелегкою і небезпечною. Унаслідок вибухів газу та обривання канатів траплялися смертельні випадки, особливо багато робітників загинуло під час вибуху 1874 р. Виявлення додаткових великих запасів нафти пов'язано тут з розвідками С. Щепановського (1879 р.), який вважається піонером промислово-

го нафтовидобутку на Коломиїщині. У 80-ті роки XIX ст. Слобода Рунгурська, Печеніжин і Коломия стали центрами потужного промислу й торгівлі нафтою, притягуючи до себе відомих гірничих спеціалістів із Англії, США, Канади (у широко знаному вислові „англієць із Коломиї” спочатку справді йшлося саме про прибулих іноземних спеціалістів) [4, 5].

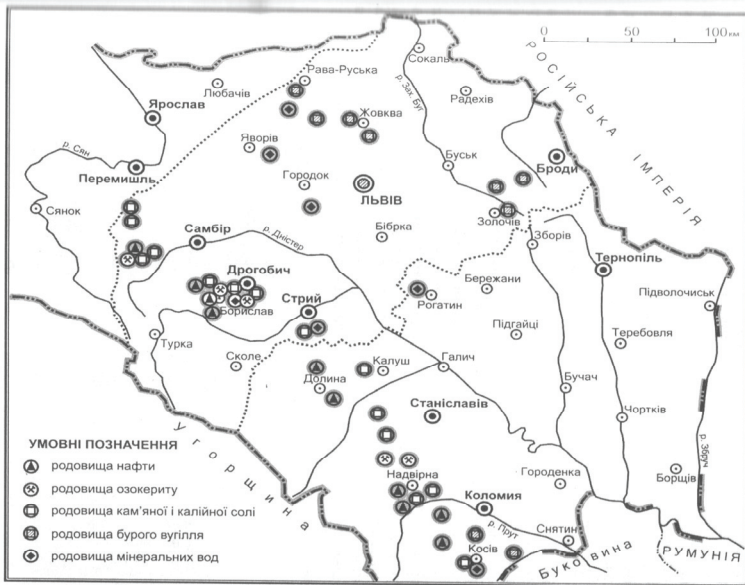


Рис. 3. Найбільші родовища корисних копалин Східної Галичини другої половини XIX - початку XX ст..

1885 р. у Слободі Рунгурській діяло 300 свердловин, які давали понад 75 тис. т нафти. “Нафта була фонтаном, лилася потоками, здавалося (не всім, але багатьом), що так литися буде без перерви та кінця. Отже, навіщо збирати, навіщо економити, навіщо рахуватися з вимогами будь-якого раціонального господарювання: пливе золото, нехай відпливає”, – так описував ситуацію тих років Я. Бадені. На жаль цей „галицький Клондайк” був майже повністю вичерпаний до 1911 р.

Оцінюючи обсяги й технології видобутку, слід пам'ятати про тих, хто забезпечував ці нафтові багатства. Іван Франко у передньому слові до свого славнозвісного „Борислава” відзначав: „Борислав звісний на цілу Галичину, ба й на цілу Європу, яко копальня нафти і земного воску, – та звісний, певно, лиш з імені. Не знаю, чи приходило й на думку тисячам а тисячам образованих людей, що там рік-річно з'їдять задля інтересів, хоть

поглянути на життя тої незлічимої сили „ріпників”, що для них видобувають скарби землі... Довгі літа мав я спосібність придивлятися тій страшенній експлуатації, що, мов зараза, шириться щораз даліше, росте ураз із зростом нужди і недостатку в народі, і мав я спосібність оглядати й немало сумних-сумних наслідків її...”

Священик Ян Бадені у своїй книзі “Поміж слов’янами” так описував Слободу Рунгурську: “...трохи звертаємо і, прихована досі, постає в цілій своїй красі галицька Пенсільванія, галицьке Баку, говорячи без перебільшення, славна Слобода Рунгурська. Оригінальне поселення... Мимоволі вже на перший погляд на думку спадає Америка, її міста, що виростають з блискавичною швидкістю серед недоторканих лісів і складаються більшою мірою з фабричних труб, ніж з житлових будинків. Долиною біжить потік, що перетинається кількома кладками, бо думати про мости немає часу, немає вигоди. До потоку з обох боків ледь схиляються численні безіменні, неначе вирізьблені, пагорби, що займають величезний простір. На них – ліс сотень бурильних веж. Пробиваючись між ними, ще не рушений людьми бір, що простягається далеко-далеко, поки сягає око, ніби пробує змагатися з шумом машин та зі скреготом пилок.”



Рис. 4. Колодязний видобуток нафти.



Рис. 5. Герб м. Борислава.



Рис. 6. Пам'ятник газовій лампі в Горлиці (Лемківщина), де вперше з'явилося освітлення вулиць газовими світильниками.

Не применшуючи значення інших нафтодобувних регіонів світу, значимо, що родовища на території сучасної України та Румунії, які розташовувались у географічному центрі Європи, мали найкоротший шлях до європейських споживачів, формували новітні потреби застосування нафтопродуктів й були полігоном для впровадження нових технічних ідей і наукових розробок. Їхня роль ще більш підсилилась з винаходом бензинового двигуна й автомобіля (Карл Бенц, 1885 р.), а також у зв'язку з появою моторизованих військових частин. До 90-х років XIX ст. румунські родовища, на відміну від родовищ Галичини, залишалися без належного попиту, але вже в перше десятиріччя XX ст. видобуток зріс тут майже в 7 разів (значні фінансові інвестиції зумовлював „вік моторів”).

Колись у львівській крамниці Йоганна Зега поруч із гасом й іншими побічними продуктами переробки нафти продавалася (як „рідина для виведення плям з одягу”) її легка фракція – бензин. За кілька десятиріч ця „рідина” радикально змінила світ техніки й навіть хід історії. Лорд Джордж Керзон на урочистому святкуванні перемоги союзників у першій світовій війні заявляв: „Майбутнє підтвердить, що союзників привели до перемоги потоки нафти... Слід безперервно повторювати, що без нафти союзні армії не були б у змозі домогтися переможного завершення війни” [6]. Карпатські нафтові родовища залишалися одними з найважливіших стратегічних об'єктів як першої, так і другої світових війн.

Висновки

1. Видобування нафти в Європі розпочинається в пізньому середньовіччі (XV-XVII ст..) на базі родовищ Східних і Південних Карпат.

2. Першим кроком, який сформував масштабні потреби нафти був винахід гасу й газової світильної лампи для освітлення помешкань і вулиць, що помітно змінило на краще побут людей. Уперше технологія дистиляції та хімічного очищення сирової нафти була розроблена 1853 р. у Львові хіміками-фармацевтами Йоганном Зегом та Ігнатієм Лукасевичем.

3. Численні нафтові родовища на території сучасної України, Польщі та Румунії в центрі Європи мали найкоротший шлях до європейських споживачів, формували нові потреби застосування нафтопродуктів і були своєрідним полігоном для впровадження нових технологічних ідей і наукових розробок.

Література

1. Артемчик І.О., Барановський М.І., Білик С.Ф., Бражжина Г.Й. *Нафта і газ України*. – К: Наукова думка, 1997. – 378 с.
2. Микулч О. *Нафтовий промисел Східної Галичини до середини XIX ст.* – Дрогобич, 2004. – 32 с.
3. Beben A. *Gornicza lampa sie pali*. – Krakow: Uczelniane wydawnictwa naukowo-dydaktyczne, 2008.

4. Гайко Г., Білецький В., Мікось Т., Хмура Я. Гірництво й підземні споруди в Україні та Польщі (нариси з історії). – Донецьк: Донецьке відділення НТШ, Редакція гірничої енциклопедії, 2009. – 296 с.
5. Іванов С. Геокадастрові дослідження гірничопромислових територій. – Львів: Видавничий центр Львівського національного університету ім. І. Франка, 2009. – 372 с.
6. Фурсенко А.А. Нефтяные войны (конец XIX – начало XX в.). – Л.: Наука, 1985. – 208 с.
7. Гайко Г.І., Білецький В.С. Історія гірництва: Підручник. – Київ–Алчевськ: Видавничий дім «Києво-Могиланська академія», Видавництво «ЛАДО» Донбаського державного технічного університету, 2013. – 542 с.
8. Васьків О.В., Михалевич Л.В. З історії нафтового Борислава. – Борислав, 2002. – 31с.
9. Konstanty Tołwiński, Kopalnie ropy i gazów ziemnych w Polsce. Tom 2. Boryslaw, 1934-1937.

FIRST INDUSTRIAL CENTERS OF OIL PRODUCTION IN THE EASTERN CARPATHIANS

*Biletsky V., prof.,
Poltava National Technical University*

*Gayko G., prof.,
National Technical University of Ukraine
"Kyiv Polytechnic Institute"*

*Saluha P., PhD,
AGH University of Science and Technology (Poland)*

We describe the historical process of establishment and development of the first industrial centers of oil production in the Eastern Carpathians. Oil in Europe starts in the late Middle Ages (XV-XVII century) based on deposits of the Eastern and Southern Carpathians. The first step, which formed a large-scale oil needs was the invention of kerosene and kerosene lamps for lighting fixtures homes and streets changed significantly for the better life of the people. Technology first distillation and chemical treatment of crude oil was developed in 1853 in Lviv chemists and pharmacists Johann Zeg and Ignatius Lukasevych. Numerous oil fields on the territory of Ukraine, Poland and Romania in central Europe had the shortest route to European consumers, new requirements form the use of oil and were kind of testing ground for the introduction of new technological ideas and scientific developments.

Keywords: Eastern Carpathians, oil, kerosene oil lamp, XV-XVII centuries.

Белецкий Владимир, д.т.н., проф.,

Полтавский национальный технический университет

имени Юрия Кондратюка

Гайко Геннадий, д.т.н., проф.,

Национальный технический университет Украины

«Киевский политехнический институт»

Салуга Петр, PhD,

Горно-металлургическая академия имени Станислава Сташица (Польша)

ПЕРВЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ЦЕНТРЫ НЕФТЕДОБЫЧИ В ВОСТОЧНЫХ КАРПАТАХ

Описан исторический процесс создания и развития первых промышленных центров добычи нефти в Восточных Карпатах. Добыча нефти в Европе начинается в позднем средневековье (XV-XVII вв.) на базе месторождений Восточных и Южных Карпат. Первым шагом, который сформировал масштабные потребности нефти было изобретение керосина и керосиновой осветительной лампы для освещения помещений и улиц, заметно изменило к лучшему быт людей. Впервые технология дистилляции химической очистки сырой нефти была разработана в 1853 г. во Львове химиками-фармацевтами Иоганном Зегом и Игнатием Лукасевичем. Многочисленные нефтяные месторождения на территории современной Украины, Польши и Румынии в центре Европы имели короткий путь к европейским потребителям, формировали новые потребности применения нефтепродуктов и были своеобразным полигоном для внедрения новых технологических идей и научных разработок.

Ключевые слова: Восточные Карпаты, добыча нефти, керосин, керосиновая лампа, XV-XVII вв.

*Мирослав Бучинський, канд.техн.наук,
головний механік ПрАТ «Пласт»,
Віталій Шиндель,
провідний механік ПрАТ «Пласт»*

МІСЦЕ ТА РОЛЬ СПЕЦІАЛЬНОСТІ «ОБЛАДНАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ» В ІНЖЕНЕРНІЙ МЕХАНІЦІ

Висвітлено особливості спеціальності «Обладнання нафтових і газових промислів». Проаналізовано види машин, механізмів, та їх використання в галузі. Обґрунтовано вагоме місце спеціальності в галузевій інженерній механіці. Акцентовано увагу на важливості знань класичної механіки при підготовці фахівців.

Ключові слова: обладнання нафтових і газових промислів, інженерна механіка, буріння, видобування нафти і газу, техніка, машини та механізми.

Вступ

Практично вся діяльність людини пов'язана з використанням машин та механізмів, а більшість галузей промисловості неможливі без використання спеціального технологічного обладнання.

В той же час інженерна механіка – це та частина інженерної науки, яка пов'язана з розробленням, виготовленням та експлуатацією машин і механізмів. Тому історично спеціальність «Обладнання нафтових і газових промислів» відноситься до напряму підготовки «інженерна механіка» та вивчає як загальнотехнічні так і спеціальні машини та обладнання нафтових і газових промислів. При цьому фахівці цієї спеціальності створюють та експлуатують машини і обладнання для технологічних потреб двох нафтогазових спеціальностей «Буріння свердловин на нафту і газ» та «Видобування нафти і газу», а зазначені технології вирізняються високою машиномісткістю.

Є багато галузевих спеціальностей напряму підготовки інженерна механіка, та все ж хочеться виділити нашу спеціальність, яка, на мій погляд, займає чільне місце, а наукова спеціальність «Машини нафтової та газової промисловості» займає одну з центральних позицій серед галузевих технічних наук, що забезпечує науково-технічний розвиток, наукові досягнення якої завжди означають прогрес в техніці.

Мета і завдання цієї статті – детальний опис специфіки інженерної спеціальності, щоб не бути голослівним.

Якими критеріями можна оцінити становище інженерної механіки як лідера знань та вмінь серед інших галузевих спеціальностей? Це різнома-

ніття номенклатури обладнання, що використовується; особливості та специфіка конструктивних рішень машин та обладнання; їх технічні характеристики та умови експлуатації; процеси що відбуваються.

Напевне, що дуже мало спеціальностей, а можливо тільки наша вимагає знань та вмінь з такої широкої номенклатури обладнання, яке має надзвичайно широкий діапазон технічних характеристик та умов експлуатації. Який тільки вид загальнотехнічного обладнання не розглянеш, напевно кожен застосовується в нафтогазовій галузі та експлуатується механіком нашої спеціальності.

Виклад основного матеріалу

Передусім слід відзначити, що обладнання нафтових і газових промислів працює у всіх кліматичних зонах – від крайньої півночі до тропічних умов, і як правило, під відкритим небом. Змонтоване та експлуатується як на суші, в тому числі в умовах пустель, непрохідних боліт та вічної мерзлоти, так і на шельфі морів і океанів, в тому числі на морському дні (для прикладу це гирлове обладнання підводного закінчення свердловин). Окрім цього обладнання експлуатується і під землею на глибинах до 6750 м (а в умовах Кольської свердловини понад 11 тисяч метрів) де працює в умовах дуже обмеженого діаметрального простору (як правило від 50 до 147 мм при видобутку та 190...394 мм при бурінні), при високих температурах що досягають 150°C на глибинах 6000 м та в умовах високоагресивного середовища (абразивного і/або корозійноактивного) і піддається значним навантаженням.

Стосовно технічних характеристик обладнання. Широко використовується привод машин потужністю від декількох до тисячі кіловат. При цьому кількість і мало-, і середньо-, і високопотужних приводів, що використовуються в галузі, загалом рівномірна. Наприклад, бурові установки (устатковини) використовують двигуни різних типів, як малопотужні (напр. перемішувачі бурових розчинів), середньопотужні (привод центрифуг, повітряних компресорів тощо), так і високопотужні для приводу основних виконавчих машин та механізмів (насосів, лебідки) з потужністю, що вимірюється сотнями, а то і понад тисячу кіловат. При цьому загальна встановлена потужність на бурових установках сягає декількох тисяч кіловат.

Навантаження, що сприймають чи передають машини, механізми та інструмент досягають значних величин. Наприклад, вантажопідйомність бурової установки може сягати 750 тонн а то і більше, осьові навантаження, що передаються на породоруйнівний інструмент компоновкою низу бурильної колони, сягає десятків тонн, а розтягуюче навантаження на колону труб становить сотні тонн, при цьому крутні моменти можуть перевищувати 100 кНм, а кутові швидкості від декількох до тисяч обертів на хвилину; лінійна швидкість також охоплює весь діапазон значень, що є і в інших технічних галузях промисловості. При цьому ряд обладнання працює в умовах високих тисків, які досягають 150 МПа. А продуктивність насосів сягає сотень кубометрів на годину, продуктивність промислових газомотокомпресорів сягає десяти тисяч кубометрів на годину. При цьому

потужність їх приводу становить 600...1900 кВт. Середовище, з яким працює обладнання також відрізняється: вуглеводні рідкі та газоподібні; високомінералізована вода; високоабразивна та хімічноактивна промивальна рідина, як правило неньютонівської моделі; кислоти та луги; поверхнево-активні речовини; багатокомпонентні хімічні композиції; гірські породи та ґрунти та безумовно атмосферне середовище. Також слід відзначити, що при виготовленні галузевих машин використовується широкий спектр конструкційних матеріалів. Це не тільки ширококовжвані метали, а і спеціальні високолеговані та нержавіючі сталі, матеріали порошкової металургії, композити, металокераміка, різноманітні полімери, матеріали порошкової металургії а також штучні алмази.

Але щоб не склалося хибне враження, відзначаємо, що поряд з таким високопотужними машинами, які працюють в значній мірі в екстремальних умовах, ми експлуатуємо і практично всю гаму техніки, що має ширококовжвані в техніці величини своїх характеристик (вантажопідйомність тонни-десятки тонн, потужність кіловати – десятки кіловат, осьові навантаження кілограм-тонн, тиски від декількох атмосфер до декількох десятків атмосфер, продуктивність літри-кубометри на годину тощо).

Для прикладу розглянемо дещо детальніше галузеве насосне обладнання та привод машин.

Насосна техніка. Насоси бувають динамічної та об'ємної дії, які в свою чергу поділяються на відцентрові, осьові та вихрові; поршневі, плунжерні, гвинтові, діафрагменні, шестерінчасті тощо. Всі ці конструкції знайшли застосування в нафтогазовій галузі. Перекачують: рідкі вуглеводні; воду, в переважній більшості високомінералізовану; кислоти; спирти; луги; багатокомпонентні хімічні композиції; поверхнево активні речовини; високоабразивні та хімічно активні неньютонівські рідини (напр., промивальні рідини) тощо, при від'ємних та понад 100°C температурах. Як правило здатні до широкого регулювання параметрів їх роботи (наприклад, подача та тиск об'ємного насоса змінюється в рази та десятки разів) за рахунок регулювання приводу, механізмів передачі руху та характеристик механічної чи гідравлічної частини насоса. Масогабаритні характеристики насосів бувають в межах 1кг/100мм до 40т/8м (тут і надалі дано орієнтовні значення, близькі до точних, для розуміння їх величини); їх подача може становити від декількох літрів за годину (насоси дозатори для подачі інгібіторів в систему підготовки газу) до 200 кубометрів на годину (бурові поршневі насоси, відцентрові насоси для перекачування рідких вуглеводнів); приводна потужність бурових насосів сягає 2000 кВт! Тиск, що розвивають насоси від декількох атмосфер до 150 МПа! Зокрема, відцентрові насоси для перекачки вуглеводнів, пластових вод розвивають тиски від декількох атмосфер до близько 20 МПа (це наприклад відцентрові насоси секційні типу ЦНС, що широко використовуються в блочних кушових насосних станціях), поршневі бурові насоси розвивають тиск до 50 МПа, а тиск плунжерних насосів мобільних насосних агрегатів, що широко використовуються в галузі для опресування обладнання, закачування в свердловину те-

хнологічних рідин і хімічних композицій, гідророзриву пласта сягають 100 МПа. Плуажерні насоси-дозатори, як правило, працюють в діапазоні тисків 6-40 МПа, а плуажерні насоси для гідровипробувань гирлового обладнання свердловин розвивають до 150 МПа. Також слід зазначити особливості конструкції глибинних насосів, які бувають плуажерними, гвинтовими, відцентровими, діафрагменними та мають зовнішній діаметр, що вимірюється десятками міліметрів та довжину в декілька метрів. При цьому, наприклад, хід плуажера насосу може сягати 5 м (це стосується свердловинних штангових насосів), а довжина штоку (ним є колона насосних штанг), що приводить в рух поршень, може становити близько 3000 м.

Разом з цим насоси служать не тільки для перекачування середовища, а й для приводу машин із зворотно-поступальним, обертовим та поворотним рухом. В тому числі приводять в рух механізми з точним позиціонуванням (системи АСП, механізми захоплення труб систем верхнього приводу тощо).

Привод машин використовується як груповий так і індивідуальний. При цьому дуже широке застосування знайшли двигуни: внутрішнього згорання - поршневі та газотурбінні; електродвигуни - регульовані та нерегульовані, постійного та змінного струму, останні як синхронні так і асинхронні; гідродвигуни обертового, зворотно-поступального та поворотного руху; пневмодвигуни. При цьому гідродвигуни, поряд з ДВЗ та електродвигунами, здійснюють привод високопотужних основних виконавчих машин (наприклад, системи верхнього приводу). Окремо слід відзначити свердловинні електродвигуни та гідродвигуни (турбобури і гвинтові), що приводять в дію породоруйнівний інструмент і працюють в агресивному середовищі промивальної рідини і високих температур та вирізняються малими діаметральними розмірами (85...240 мм) при цьому розвивають крутний момент до 5 кНм та мають частоту обертання сотні обертів на хвилину.

При цьому для передачі руху від приводу до машини використовуються, напевно, практично всі відомі в загальному машинобудуванні види механічних передач для вирішення задач вибору оптимального та/або регулювання швидкості руху, перетворення виду руху, зміни його напрямку, редукування моментів та зусиль, передачі потужності на відстань.

Особливу увагу треба звернути на деякі особливості технологічних комплексів: наприклад, бурової установки. Напевно тільки при бурінні свердловин на нафту і газ здійснюється передача крутного моменту збірним пустотілим вертикально спрямованим валом на відстань понад 5000 м, який водночас служить каналом для подачі технологічної абразивно- та хімічно активної рідини під тиском декілька сотень атмосфер. При цьому крутний момент валу сягає, а то і перевищує 100 кНм, а частота його обертів може сягати 100 об/хв. При цьому осьові розтягуючі навантаження верхньої частини валу становлять сотні тонн, а стискуючі навантаження низу порядку 5-30 тонн. Проміжними опорами для цього валу служить гірська порода стінок свердловини, а мащення здійснюється фільтраційною кір-

кою. Саме таким чином можна класифікувати бурильну колону та охарактеризувати її роботу.

Свердловинна штангова насосна установка являє собою шарнірно-важільний кривошипно-коромисловий механізм, що перетворює обертовий рух двигуна в зворотно-поступальний, який з поверхні передає плунжеру глибинного насоса на відстань до понад 3000 м з регулюванням довжини і частоти подвійного ходу та зрівноваженням механізму передачі руху.

Також використовуються герметизуючі пристрої, які дають можливість крізь ущільнення здійснювати зворотно поступальний та обертовий рух ступінчастого стержня діаметрами 90...150 мм із забезпеченням герметичності газового середовища з тиском 21, 35 а то і 70 МПа – це обертовий превентор (противикидове гирлове обладнання свердловин).

Слід відмітити великий ряд машин, механізмів, апаратів, що служать для розділення середовища. В них використовують не тільки закони механіки, а й хімічні та біологічні процеси. Це, наприклад, за використанням законів класичної механіки – розділення за допомогою гравітаційних сил, відцентрових сил, вібрації, фільтрування, застосування термодинамічних процесів (напр. ефект Джоуля-Томпсона), магнітних та акустичних явищ; фізико-хімічних процесів адсорбції та абсорбції; хімічних процесів хемосорбції, окиснення, відновлення та розкладання, а також біологічні процеси (наприклад, за використанням бактерій).

Таких прикладів можна наводити безліч. Розмаїття процесів, середовищ, видів та величин навантажень вимагають використання сучасних матеріалів, досконалих технологічних процесів виготовлення та досконалості конструкцій, що зможе забезпечити якість та ефективність машини.

В результаті ми отримуємо парк нафтогазопромислових машин, яким притаманні різноманітність конструкцій та виконуваних функцій; широкий діапазон значень технічних характеристик та навантажень які вони сприймають, в тому числі циклічних; велика кількість пар тертя, що працюють в різних умовах; різні види робочого середовища в тому числі високоагресивні. Всі нафтогазопромислові машини відповідно мають широкую гаму видів спрацювання та відмов, що різняться за причиною виникнення, характером прояву та впливу на працездатність. В свою чергу відмови характеризуються кількісними показниками надійності, наприклад, такими як напрацювання на відмову, інтенсивністю відмов, вірогідністю безвідмовної роботи, коефіцієнту готовності, та законами розподілу випадкових величин. При цьому зміна стану машини, що спричиняє відмову, визначається цілим комплексом факторів: конструкцією, використаними в ній матеріалами, якістю виготовлення, дією таких чинників як силові навантаження, тепло, світло, хімічного середовища, тертя, що спричиняють в свою чергу такі перетворення в деталях конструкції, як пластична деформація, утомлюваність, теплове руйнування, хімічне руйнування, зношування машини внаслідок тертя тощо.

З цим усім «різноманітністю» повинен «боротись» інженер-механік, забезпечуючи високу ефективність експлуатації машин. Адже основним по-

садовим обов'язком механіка бурової чи нафтогазовидобувної компанії, як і будь якого іншого експлуатаційного підприємства, є забезпечувати безаварійну та надійну роботу всіх видів обладнання, їх правильну експлуатацію, своєчасне та якісне технічне обслуговування і ремонт, проведення робіт з модернізації та підвищення економічності експлуатації та ремонтного обслуговування обладнання – тобто здійснювати технічно грамотну систему технічної експлуатації парку машин. Тому що ефективність техніки обумовлюється не тільки властивостями, що закладені при створенні, а і рівнем експлуатації, який визначає міру реалізації потенційних можливостей машин; при цьому в процесі експлуатації техніки експлуатаційні витрати та витрати на підтримання і відновлення роботоздатності машин можуть бути в рази вище в порівнянні з їх початковою ціною.

Висновки

Механік нафтогазової галузі повинен володіти глибокими знаннями не тільки конструкцій, функцій та принципу дії машин, технології виконаного процесу в цілому, а в першу чергу фізичних явищ та процесів. Вміти застосовувати для їх опису сучасний математичний апарат. Тому, крім знань спеціальних дисциплін, студент спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології» і спеціалізації «Обладнання нафтових і газових промислів» ще на молодших курсах повинен досконало знати механіку. Адже одна з трьох відомих фізичних картин світу (механічна, електродинамічна та квантово-польова) базується на класичній механіці. І тільки аналітична механіка є наукою, яка своїми методами наскрізь пронизує всі три картини світу.

Закони і теореми класичної механіки є фундаментом для всіх розділів прикладної механіки, таких як: теорія механізмів та машин; теоретична механіка; опір матеріалів; гідравліка, термодинаміка та ін. Глибоке знання саме цих дисциплін покращить розуміння конструкції, принципу дії та процесів, що відбуваються в машинах та обладнанні галузі.

Тому тільки сукупність знань фундаментальних, загальнотехнічних та спеціальних дисциплін, вміле їх поєднання, забезпечить належний фундамент високої кваліфікації фахівця інженерної механіки за спеціалізацією «Обладнання нафтових і газових промислів».

Заради справедливості слід відзначити, що вперше думку про місце нашого фаху як лідера в інженерній механіці, що стоїть на піку та творить науково-технічний прогрес промисловості в цілому, співавтор статті, будучи студентом, почув ще в 1992 році від професора кафедри нафтового обладнання, тоді Івано-Франківського інституту нафти газу, Ю.В.Миронова, слухаючи його лекцію з курсу «Машини та обладнання для буріння свердловин». Він сказав, що з легкістю може показати, що інженери механіки спеціальності «Обладнання нафтових і газових промислів» знаходяться на передовій такої науки як інженерна механіка, творять науково-технічний прогрес в техніці та задають темпи і напрям її розвитку. А чому це так – ми зрозуміємо самостійно, набувши знань та досвіду. Можливо це дещо пафосні слова, але на наш погляд в них є велика частка істини.

Думаю, що матеріал цієї статті дозволить студенту ще на університетській лаві осмислити місце нашої спеціальності серед всіх інженерних спеціальностей, виділити її вагомість та побачити відповідальність кожного випускника кафедри перед майбутнім нафтогазової галузі та техніки в цілому. І ще з більшим прагненням здобувати знання та вміння, що дає їм їхня альма-мати .

Література

1. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Донецьк : Донбас, 2004. — ISBN 966-7804-14-3.
2. Бойко В. С., Бойко Р. В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу. Тт. 1-2, 2004—2006 рр. 560 + 800 с.

*Myroslav Buchynskiy, PhD, chief mechanic, Joint-Stock Company "Plast"
Vitaliy Shyndel, Lead mechanic, Joint-Stock Company "Plast"*

The features of the specialty "Equipment oil and gas fields ." Analyzed types of machines, and their use in industry. It is proved an important place in the industrial specialty mechanical engineering . Emphasis is placed on the importance of knowledge of classical mechanics with the training .

Keywords: equipment of oil and gas fields, mechanical engineering, drilling, development oil and gas field, equipment, machinery.

*Мирослав Бучинский, канд.техн.наук, главный механик ПрАТ Пласт»,
Виталий Шиндель, ведущий механик ПрАТ «Пласт»*

Раскрыты особенности специальности «Оборудование нефтяных и газовых промыслов». Проанализированы виды машин, механизмов, и их использование в отрасли. Обосновано важное место специальности в отраслевой инженерной механике. Сделан акцент на важности знаний классической механики при подготовке специалистов.

Ключевые слова: оборудование нефтяных и газовых промыслов, инженерная механика, бурение, добыча нефти и газа, техника, машины и механизмы.

*Закревський О.В.,
начальник Полтавського відділення Карпатського експертно-технічного
центру Державної служби України з питань праці*
*Бучинський М.Я.,
канд.техн.наук, головний механік ПрАТ «Пласт»,
член-кореспондент Української нафтогазової академії*
*Білецький В.С., д.т.н., професор, завідувач
кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» ПолтНТУ*
*Матвієнко А.М., к.т.н., доцент
кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» ПолтНТУ*
*Орловський В.М., к.т.н. доцент
кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» ПолтНТУ*

КОРОТКА ІСТОРІЯ СТАНОВЛЕННЯ І РОЗВИТКУ КАФЕДРИ «ОБЛАДНАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ» ПОЛТАВСЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО ТЕХНІЧНОГО УНІ- ВЕРСИТЕТУ ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА

Орієнтовно в 1994 році керівництвом університету, міста та області, зокрема ректором Полтавського державного технічного університету д.т.н., проф. Оніщенком О.Г. та головою Полтавської міської ради Кукобою А.Т. за підтримки ряду керівників галузевих підприємств регіону внесено пропозицію про необхідність регіональної підготовки фахівців нафтогазового комплексу на базі ПДТУ. Провідну роль у формуванні нового навчального підрозділу відігравав ректор університету, Заслужений працівник вищої школи України, дійсний член Академії наук Вищої школи України, Міжнародної академії комп'ютерних наук і систем, Академії будівництва України Оніщенко Олександр Григорович. Велику допомогу у справі створення кафедри Обладнання нафтових і газових промислів надали: Тампонажне управління ВАТ «Укрнафта», керівник Краснолуцький О.Г.; НГВУ «Полтаванафтогаз», керівник Козак В.П.; УБР ВАТ «Укрнафта», керівник Садовський Р.В.; акціонерне товариство «Укргазбуд», керівник Голубкін О.В.; Полтавське відділення Українського геологорозвідувального інституту, керівник Войтович А.Ф.

У 1994 році отримано необхідні дозволи Міністерства освіти України та розпочато підготовку фахівців за спеціальністю «Обладнання нафтових і газових промислів» в Полтавському державному технічному університеті.

На початках була набрана група близько 20 чоловік, яку закріпили за кафедрою будівельних машин. Проте вже в 1995/1996 навчальному році постає нагальна потреба створення власної випускової кафедри: її кадрового складу та матеріально технічної бази для фахівців новоствореної спеціальності.

Розпочався набір професорсько-викладацького складу кафедри, в першу чергу фахових виробничників та науковців.

Першим сформованим складом кафедри можна вважати такий:

1. Войтович Антоній Феодосієвич – за сумісництвом завідувач кафедри (основне місце роботи – директор Полтавського відділення Українського геологорозвідувального інституту, надалі реформованого в Інститут технології буріння; член кореспондент Української нафтогазової Академії). Читав дисципліни: технологія буріння свердловин; технологія видобування нафти і газу. Нині покійний.

2. Закревський Олександр Васильович – старший викладач кафедри, за фаховою освітою інженер-механік спеціальності «Обладнання нафтових і газових промислів». Пройшов довгий виробничий шлях, займав посади начальника вежомонтажного цеху, начальника бази виробничого обслуговування УБР ВАТ «Укрнафта» (нині ПрАТ «Букрос»), в тому числі тривалий час працював в умовах крайньої півночі. Читав дисципліни: машини і обладнання для буріння свердловин, монтаж і експлуатація машин і обладнання для буріння свердловин. Виконував обов'язки заступника завідувача кафедри. Нині працює начальником *Полтавського відділення Карпатського експертно-технічного центру Державної служби України з питань праці*, що спеціалізується в нафтогазовій промисловості.

3. Чернявський Анатолій Миколаєвич – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник, доцент кафедри. До цього тривалий час працював головним конструктором з автоматизації технологічних процесів хімічного машинобудування в НДІ Емальхіммаш, під керівництвом якого створено понад п'ятдесят автоматизованих систем. Читав дисципліни: теорія технічних систем, теоретичні основи створення машин. Нині пенсіонер.

4. Троцький Василь Пилипович – доцент кафедри за сумісництвом, кандидат технічних наук, старший науковий співробітник НДІГаз (Полтавське відділення НДІ природних газів НАК «Нафтогаз України»). Читав дисципліни: гідромашини і компресори; машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Нині пенсіонер.

5. Цанткер Карл Лазарович – старший викладач кафедри. Пройшов довгий виробничий шлях, зокрема, головного інженера управління машинобудування Полтавського Раднаргоспу, директора НДІ емальованого хімічного машинобудування, при якому відбулось створення, становлення та розквіт підприємства, як провідного галузевого НДІ на теренах СРСР. Читав дисципліну «Організація, планування та основи менеджменту». Нині покійний.

6. Петренко Людмила Іванівна – асистент кафедри. Випускниця Івано-Франківського інституту нафти і газу за фахом видобування нафти і газу. До цього працювала інженером у відділі головного механіка НГВУ «Полтаванафтогаз». Вела лабораторні роботи та практичні заняття з ряду курсів спеціальних дисциплін. Нині пенсіонер.

7. Новохацький Микола Леонідович – доктор технічних наук, професор. Вів дисципліну технологія виготовлення машин галузі. У 2000 році звільнився з кафедри.

В цьому ж році розпочато спорудження нинішнього приміщення кафедри в переході між корпусами А і Ф. Раніше там був прохід висотою у 2-а поверхи, що займає кафедра. Під керівництвом Закревського О.В. та за активної участі студентів спеціальності в стислі терміни споруджено приміщення, яке було насичене зразками технологічного обладнання. Будівництво вело на спонсорських засадах підприємство «Укргазбуд». В той же період Закревський О.В. звернувся до Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу (ІФДТУНГ) та отримав допомогу у створенні методичної бази кафедри: зразки курсового та дипломного проектування, методичні вказівки до виконання лабораторних та розрахунково-практичних робіт тощо. Налагоджуються зв'язки з виробництвом, що забезпечує виробничі екскурсії, практики та стажування студентів безпосередньо на виробництві.

Велику роль при цьому відігравав виробничий авторитет завідувача кафедри Войтовича А.Ф. На початках на базі очолюваного ним НДІ проводились лабораторні та практичні заняття з технології буріння, неруйнівного контролю бурового і нафтопромислового обладнання.

У 1998 році з ІФДТУНГ запрошено на посаду доцента кафедри молодого науковця, кандидата технічних наук, викладача кафедри нафтового обладнання ІФДТУНГ, наукового-співробітника НДІ нафтогазових технологій ІФДТУНГ Бучинського М.Я., за яким закріплено викладання дисциплін «Машини для видобування нафти і газу» та «Монтаж, експлуатація та ремонт машин і обладнання для видобування нафти і газу».

1998-1999 роки – викладання фахових дисциплін першим випускникам кафедри, розроблялось нове, адаптувалось наявне методичне забезпечення кафедри. У 1999 році здійснено перший успішний випуск молодих фахівців, багато з яких нині займають керівні посади в галузі.

В цьому ж році на іншу роботу, у виробництво повертається старший викладач кафедри Закревський О.В. Заступником завідувача кафедри призначається Бучинський М.Я., який продовжує роботу зі становлення і розвитку кафедри.

В 1999/2000 роках здійснено підготовку до атестації і акредитації кафедри на найвищий рівень, що в подальшому забезпечило можливість підготовки магістрів. Перший випуск магістрів здійснився в 2000 році.

Крім методичної бази, нагально поставало питання розширення матеріально технічної бази. Технічна ідея Бучинського М.Я. про спорудження та облаштування натурних модельних свердловин, що моделюватимуть роботу нафтогазоконденсато-видобувних свердловин знайшло підтримку в керівництва університету. В період 2000-2001 роки під загальним технічним керівництвом та за проектними технологічними рішеннями Бучинського М.Я. із широким залученням виробництва пробурено свердловини, та здійснено монтаж комплексу технологічного обладнання. Восени 2001 року завершено монтаж технологічного обладнання, планувалось розпочати пуско-налагоджувальні роботи та насичення методичною базою лаборато-

рних і стендових досліджень. Полігон повинен мати значний потенціал для підготовки фахівців нафтогазової галузі.

Слід відзначити велику допомогу підприємств галузі в цій роботі:

ЗАТ «Пласт» пробурило свердловини, здійснив спуск свердловинного обладнання, надав фонтанну арматуру та весь потрібний обсяг НКТ, змонтував технологічну обв'язку гирлового обладнання.

НГВУ «Полтаванафтогаз» надала верстат-качалку, електровідцентровий насос. Здійснило їх пуско-налагодження.

ДП «Укрбургаз» надав буровий насос, цементувальний агрегат ЦА-320.

АТ «Полавагазбуд» надав матеріали для будівельно-монтажних робіт та здійснив будівництво лабораторного корпусу.

ГПУ «Полтавагазвидобування» надало велику кількість запірної арматури, кріпильних деталей; поряд з фахівцями ЗАТ «Пласт» виконувала монтажні роботи.

Крім керівників підприємств необхідно згадати тих провідних технічних фахівців підприємств, що здійснили вагомий внесок в розвиток матеріально-технічної бази кафедри:

Від НГВУ «Полтаванафтогаз» Манюк М.С., Лисовець М.М., Костик С.Я., Шиян М.В., Панченко О.В., Тимошук М.С.

Від ЗАТ «Пласт» Свистун А.А., Колодій В.Г., Артишук М.В.

Від ГПУ «Полтавагазвидобування» Мороз В.І., Кіндзерський В.І., Клімченко В.Г.

Від Укрбургаз Філь В.Г.

Від Тампонажного управління ВАТ «Укрнафта» Шпак М.М.

І це далеко не повний перелік.

Крім цього окремим напрямом розвитку кафедри є її тісний взаємозв'язок з виробництвом. В 1998 році відкрито філії кафедри на базі ЗАТ «Пласт» та ЗАТ «Нафтопромаш» (м.Охтирка) – експлуатаційного та машинобудівного галузевих підприємств.

Філія ЗАТ «Пласт» надавала не тільки матеріальну допомогу кафедрі, а і можливість проводити підготовку студентів на виробничих об'єктах підприємства (установка комплексної підготовки газу, дільниця КРС, цех технологічного транспорту, РММ, науково-дослідна лабораторія) із залученням до викладацької роботи провідних фахівців підприємства.

На базі філії кафедри ЗАТ «Нафтопромаш» (за ініціативи директора заводу Казбана М.) здійснювалась підготовка студентів заочної форми навчання без відриву від виробництва для потреб Охтирського регіону безпосередньо на заводі. Тут було створено аудиторну базу, методичне забезпечення. А технічна база використовувалась підприємства «Нафтопромаш» та інших підприємств регіону. Викладацький склад університету виїжджав для проведення занять в м.Охтирку, де їм завод надавав необхідні житлові умови на період відряджень.

Водночас в життя втілюється ідея розпочати підготовку фахівців зі спеціальності «Видобування нафти і газу», щоб більш повно задовольнити потреби регіону в нафтогазових спеціалістах. Фахівцями кафедри ОНГП за

період 1999-2001 року підготовлено методичну базу нової спеціальності; розширюється кадровий склад кафедри та здійснюється атестація нової спеціальності – «видобування нафти і газу», перший набір студентів на яку відбувся в 2001 році.

Для забезпечення викладання фахових дисциплін нової спеціальності а також підсилення рівня викладання фахових дисциплін для спеціальності «Обладнання нафтових і газових промислів» у 1999-2000 роках кафедра поповнюється новими вченими та науковцями-виробничниками:

Зезекало Іван Гаврилович – доктор технічних наук, генеральний директор ЗАТ «Пласт», фахівець з видобування нафти і газу, який короткочасно стає завідувачем кафедри.

Іванків Ольга Олександрівна – кандидат технічних наук за спеціальністю «Розробка нафтових і газових родовищ», начальник ЦНДЛ ЗАТ «Пласт»

Світлицький Віктор Михайлович – доктор технічних наук з видобування нафти і газу, начальник управління науково-технічного прогресу ДАТ «Укргазвидобування».

В грудні 2001 року – січні 2002 року ряд фахівців припиняють роботу на кафедрі. Це Бучинський М.Я., Іванків О.О., Зезекало І.Г., Світлицький В.М., Троцький І.П. Протягом наступних 1-2 років кафедру покидає Войтович А.Ф., Петренко Л.І., Чернявський А.М.

З 2002 року завідувачем кафедрою обладнання нафтових і газових промислів став Чернявський Анатолій Миколайович, який займав цю посаду до 2004 р. В цей час кафедра поповнюється молодими фахівцями, котрі беруть активну участь в розбудові матеріально-технічної бази кафедри. Кафедра нарощує як лабораторний, так і навчально-методичний потенціал. Зокрема, починає діяти студентський науково-дослідницький гурток «Нафтовик», до якого були залучені найкращі студенти 3-го – 5-го курсів. Гурток під керівництвом викладача Матвієнка А.М. активно включається у створення нових лабораторних стендів, таких, наприклад як «Лебідка бурова», «Глибинний штанговий насос» та ін.

У 2004 році завідувачем кафедри ОНГП стає к.т.н., доц. Тимошенко В.М. За час перебування Тимошенка В.М. на посаді (2004-2011 рр.) продовжено оснащення кафедри, зокрема аудиторій 021А та 020А натурними зразками бурового та нафтогазового обладнання. За цей період було створено понад 10 нових навчально-лабораторних стендів, зокрема, діючий макет свердловинної штангової насосної установки, лабораторна установка для вивчення газліфтного способу експлуатації свердловин.

На цей період припадає початок роботи в Полтавському регіоні спеціалізованих виставок нафтогазової промисловості «Нафта.Газ.Сервіс», що суттєво покращило можливості комунікації кафедри з провідними установами галузі.

Кафедра стає все більш відомою в Полтаві і в Україні. З'являються перші оцінки діяльності її науково-педагогічних працівників. У 2007 р. доцент кафедри ОНГП Матвієнко А.М. у складі творчого колективу під кері-

вництвом д.т.н., проф.. Онищенко О.Г. став лауреатом Президентської премії для молодих вчених в галузі технічних наук.

З 2009 року кафедра ОНГП активізує співпрацю з провідними підприємствами нафтогазової галузі Полтавського регіону: НТП «Бурова техніка»; ПрАТ «Нафтогазвидобування»; ВАТ «Укрнафтогазсервіс»; ГПУ «Полтавагазвидобування» та ін. Зокрема, запрацювала філія кафедри ОНГП при ГПУ «Полтавагазвидобування».

У 2011-2012 роках зав. кафедрою ОНГП був д.т.н., проф. Блохін В.С. Першим заступником завідувача за пропозицією декана факультету к.т.н., доц. Нестеренка М.П. було призначено к.т.н., доц. кафедри Орловського В.М. (відповідав за навчально-методичну роботу кафедри). В цей же період к.т.н., доц. Матвієнко А.М. виконував функції заступника завідувача кафедри з наукової роботи. Проф. Блохін В.С. сформулював фундаментальний напрямок «Напружено-деформований стан гірського масиву в області проведення свердловин». На цей період припадає початок активної співпраці із Спілкою буровиків України.

Весною 2011 р. акредитовано напрям підготовки 6.050304 «Нафтогазова справа» (для кафедр: «Обладнання нафтових і газових промислів» і «Видобування нафти і газу та геотехніки») та спеціальності 7.05030403 (*спеціалісти*) й 8.05030403 (*магістри*) «Обладнання нафтових і газових промислів».

З вересня 2011 р. на кафедру з Національного гірничого університету запрошено д.т.н., професора Л.Н.Ширіна, який викладав до 2013 р.

Науково-педагогічний персонал кафедри ОНГП бере активну участь у всеукраїнських та регіональних галузевих заходах, таких як «Енергетика в промисловості», «Нафта.Газ.Сервіс».

З 22.01.2012 р. д.т.н., проф. Блохін В.С. перейшов на 0,5 ставки професора кафедри ОНГП. Тому з 22.01.2012 р. по 16.10.2014 р. фактично всю роботу по керівництву кафедрою здійснював заступник завідувача кафедри, к.т.н., доц. кафедри Орловський В.М. Матеріально-технічна база кафедри отримує подальший розвиток, зокрема, з допомогою зовнішніх інвесторів кафедрі ОНГП забезпечено оргтехнікою і виконано роботи по утепленню практично всіх приміщень кафедри.

У 2013 р. збільшено ліцензовану кількість магістрів зі спеціальності 8.05030403 «Обладнання нафтових і газових промислів» з 10 до 25 чол.

Весною 2014 р., ліцензовано новий для ПолтНТУ напрям підготовки 6.050301 «Гірництво» і розпочато навчальний процес з цього нового напрямку.

У 2014 р. створено карту-репрезентацію «Структура підприємств нафтогазового комплексу України».

У цей період потужно працює творча молодь кафедри. У 2013 р. кандидатську дисертацію захищає ст. викладач кафедри В.М.Савик, у 2014 р. – асистент кафедри П.О.Молчанов, на початку 2015 р. ст. викладач кафедри М.М.Рой.

З 17 жовтня 2014 року кафедру ОНГП очолює д.т.н., проф. Білецький В.С., який вивів наукову, науково-методичну роботу кафедри ОНГП на новий, якісно вищий рівень. За його пропозицією було призначено к.т.н., доц. кафедри Орловського В.М. заступником завідувача кафедри з навчально-методичної роботи, а к.т.н., доц. Матвієнка А.М. – з наукової роботи кафедри.

Акцент зроблено, *по-перше*, на кадровому забезпеченні науково-педагогічної діяльності кафедри. В цьому плані к.т.н. Молчанова П.О., Савика В.М. й Роя М.М. кандидовано на посади доцентів кафедри. Для викладання дисциплін з буріння свердловин на кафедру запрошено з Національного гірничого університету професора Дудлю Миколу Андрійовича, лауреата Державної премії України в галузі науки і техніки (2015 р.) за створення підручника «Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин». Крім того, проф. Дудля М.А. – дійсний член «Academy of engineering in Poland», Заслужений працівник гірничої та нафтогазової промисловості Польщі.

Крім того, на кафедру запрошено к.т.н., доц. В.І.Дмитренко, яка захистила канд. дисертацію в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за спеціальністю 05.15.06 «розробка нафтових і газових родовищ». З осені 2015 р. на викладацьку роботу прийняті асистентами колишні випускники ПолтНТУ А.М.Похилок та Ю.С.Міщук, які почали працювати над своїми кандидатськими дисертаціями.

По-друге, суттєво активізується наукова і винахідницька діяльність колективу кафедри, при цьому підвищується як кількість, так і якість публікацій – тільки за 2015 р. виходить друком 10 монографій і посібників, впроваджуються наукометричні основи оцінки роботи кожного фахівця, ряд статей друкуються у міжнародних виданнях, а книг – за кордоном. Розширюється географія публікацій працівників кафедри в Україні, яка тепер крім Полтави, Івано-Франківська, Києва, охоплює фахові і наукометричні видання Харкова, Дніпропетровська, Кривого Рогу, Кіровограда, Рівного.

Асистент кафедри Дорохов М.А. у 2016 р. закінчив аспірантуру у ІФНТУ і представив роботу до захисту. Результати його досліджень впроваджені у виробництво у нафтогазовій галузі. На технічні рішення, розроблені в рамках дисертації, подано заявки на одержання Патенту України на винахід. У 2015 р. асистентом М.А.Дороховим створено «Демонстраційну установку роботи газового сепараційного обладнання», яку кафедра використовує в навчальних і наукових цілях.

Старший викладач кафедри Сизоненко А.В. як здобувач при Харківському інституті проблематики машинобудування імені А.М.Підгорного закінчує дисертацію і планує захист у 2016 р.

Старший викладач кафедри І.А.Калашникова працює над кандидатською дисертацією з проблематики машинобудування.

По-третє, нове дихання отримує співпраця з провідними підприємствами нафтогазової галузі Полтавського регіону. Укладено договір про

співпрацю з НТП «Бурова техніка» (генеральний директор, к.т.н. В.Г.Вітрик).

У цей же період, у 2014-2016 рр. кафедра освоює новий напрям підготовки – «Гірництво» галузі знань «Розробка корисних копалин». У 2016 році кафедрою акредитовано бакалаврат з цієї спеціальності.

Таким чином, кафедра «Обладнання нафтових і газових промислів» за 20 років пройшла шлях становлення і розвитку, зберігає і розвиває потенціал для зростання, розширення і вдосконалення наукової та педагогічної діяльності.

Література і джерела

1. Кафедра «Обладнання нафтових і газових промислів» на сайті ПолтНТУ <http://pntu.edu.ua/en/14-universitet/kafedri/100-kafedra-obladnannya-naftovikh-ta-gazovikh-promisliv.html>

Молчанов П.О., к.т.н., доцент

Сизоненко А.В., старший викладач

Ткаченко М.В., асистент

*Полтавський національний технічний університет
імені Юрія Кондратюка*

КАФЕДРА «ОБЛАДНАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРО- МИСЛІВ» ПолтНТУ: СУЧАСНИЙ ВИМІР

Понад двадцять років існування кафедри пройшли в наполегливій праці. При безпосередній участі викладачів кафедри і студентів спеціальності «Обладнання нафтових і газових промислів» були збудовані: приміщення кафедри загальною площею 408,6 кв. м та навчально-науковий нафтогазовий полігон, котрий оснащено діючим технологічним обладнанням з програмними системами керування в автоматичному режимі і чотирма натурними свердловинами, та приміщеннями загальною площею 304,8 кв. м. Створена відповідна матеріально-технічна база для лабораторій бурового і нафтогазопромислового обладнання.



Рисунок 1 – Хол кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів»

Викладачі кафедри працюють у тісній взаємодії з виробничниками, вивчають їх потреби та проблемні завдання, що надалі враховуються при формуванні курсових та дипломних проектів. Тим самим зводиться до мінімуму адаптація молодого спеціаліста на виробництві.



Рисунок 2 – Навчально-науковий нафтогазовий полігон

Невід’ємною складовою частиною підготовки студентів є навчальна та переддипломна практика, яка проводиться на підприємствах нафтогазового сектора: нафтогазовидобувних, бурових, геологорозвідувальних, а також підприємствах сервісного блоку (ремонтних, монтажних та обслуговуючих).



Рисунок 3 – Навчальна практика, на підприємстві ГПУ «Полтавагаз-видобування»



Рисунок 4 – Навчальна практика, на буровому підприємстві

Особливу увагу на кафедрі приділено лабораторним установкам, на котрих студенти могли б закріплити теоретичні знання і набувати практичні навички. Враховуючи великі габаритні розміри технологічного обладнання для буріння свердловин і видобутку вуглеводневої сировини, ми пішли по шляху створення макетів і моделей, що імітують технологічні процеси буріння та видобутку.



Рисунок 5 – Лабораторні стенди:

1. Модель бурового комплексу;
2. Дніуча модель свердловинної штангової насосної установки;
3. Модель довгоходового приводу глибинного штангового насоса.

Відповідно до заздалегідь укладених договорів для студентів проводяться екскурсії на підприємства бурового та нафтопромислового профілю, що розташовані як в Полтавській області так і за її межами. Під час екскурсій звертається увага на наступні питання: профіль підприємства, технологія та техніка, що використовується, призначення та будова основних технологічних установок і агрегатів.



Рисунок 6 – Експерсії студентів на підприємства бурового та нафтопромислового профілю

У наш високотехнологічний час освіта є визначальною в професійній кар'єрі. Підсумковий результат залежить від того, що ми вкладаємо в наше майбутнє. Рівень підготовки випускників забезпечує майже 100-відсоткове їх працевлаштування і швидке професійне просування. Про це говорить той факт, що більше 500 випускників кафедри "Обладнання нафтових і газових промислів" Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка працюють в системі підприємств нафтогазової галузі на різних, зокрема керівних, посадах.

СКЛАД КАФЕДРИ.

Штатний розклад кафедри станом на січень 2016 року включає 19 співробітників, в тому числі, одного доктора наук та 10 кандидатів наук. З них 2 професора, 1 доцент. На посаді доцента кафедри працюють 9 кандидатів технічних наук. Крім того, на кафедрі ОНГП працюють 3 старших викладачі, 3 асистенти, лаборант та навчальний майстер.

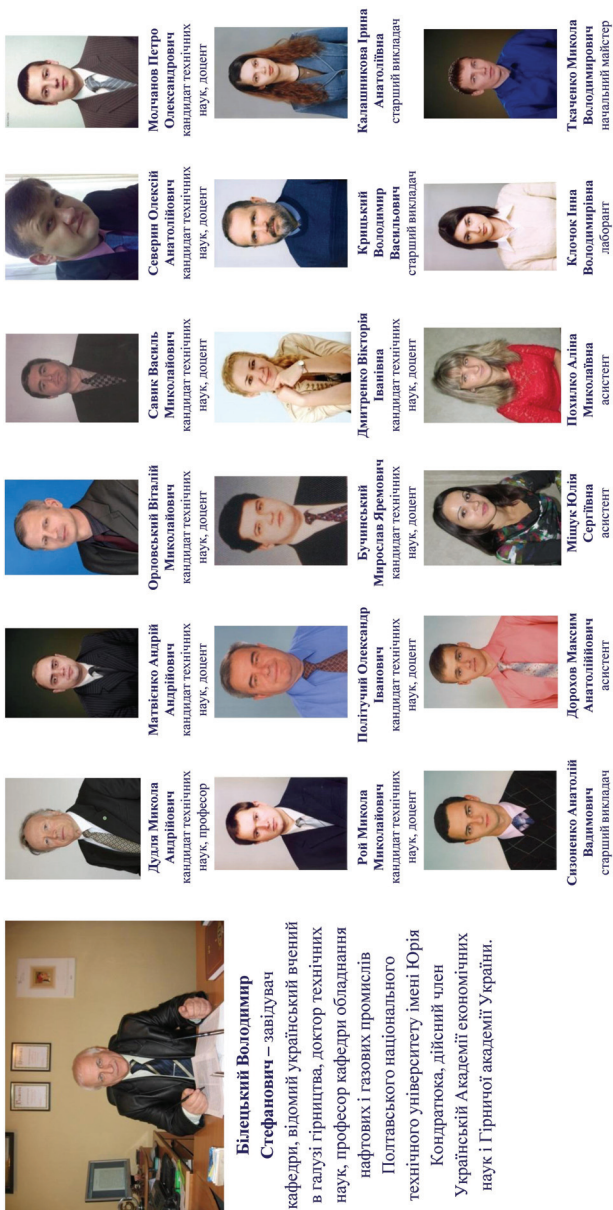


Рисунок 7 – Штатний розпис кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів», січень 2016 р.



Рисунок 8 – Колектив кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів»

НАПРЯМКИ ПІДГОТОВКИ ФАХІВЦІВ

Кафедра обладнання нафтових і газових промислів здійснює підготовку фахівців на основі ступеневого навчання: *бакалавр, спеціаліст, магістр*; для нафтової та газової галузей народного господарства у галузі знань 0503 «Розробка корисних копалин» за напрямками підготовки 6.050304 «Нафтогазова справа» і 6.050301 «Гірництво» та спеціальностями «Обладнання нафтових і газових промислів» і «Буріння свердловин».

Студенти, що навчаються на кафедрі, отримують робочу професію "Інженер-механік обладнання нафтових і газових промислів" та "Інженер-гірник з буріння свердловин". Це дозволяє не тільки проходити всі види практик на робочих місцях, але і швидко адаптуватися на виробництві.

На кафедрі ведеться навчання за магістерською програмою, як за рахунок Державного бюджету, так і на комерційній основі. Випускники магістратури можуть бути затребувані підприємствами, проектними і дослідницькими інститутами, промисловими підприємствами.

На кафедрі діє заочна форма навчання, а також можна здобути другу вищу освіту за вказаним фахом.

КЛЮЧОВІ ДИСЦИПЛІНИ

Спеціальність «Обладнання нафтових і газових промислів»	
<ul style="list-style-type: none"> • Машини та обладнання для буріння свердловин; • Машини та обладнання для видобування нафти і газу; • Теорія технічних систем; • Випробування нафтогазового обладнання; • Основи технології буріння та експлуатації нафтових і газових свердловин; • Основи технології експлуатації нафти і газу; • Якість бурового та нафтопромислового обладнання; • Організація планування виробничо-комерційної діяльності; • Організація, планування та основи менеджменту; • Методологія науково-дослідних робіт; • Розрахунок, монтаж і ремонт нафтопромислового обладнання; 	<ul style="list-style-type: none"> • Бурові машини та комплекси • Розрахунок, монтаж і ремонт обладнання для буріння свердловин • Раціональна експлуатація бурових і нафтопромислових машин • Технологія виготовлення і ремонту машин галузі • Експериментальні методи досліджень нафтопромислового обладнання • Основи моделювання у нафтогазовій галузі • Технічна діагностика бурового обладнання та інструменту • Основи нафтогазової справи • Силкові приводи бурових установок • Основи конструювання нафтопромислового обладнання.
Спеціальність «Буріння свердловин»	
<ul style="list-style-type: none"> • Буріння свердловин(на воду); • Основи наукових досліджень; • Механіка гірських порід; • Основи мінералогії; • Основи фізико-хімії бурових розчинів; • Геодезія; • Геологія нафти і газу; • Розробка та експлуатація нафтових та газових родовищ; • Спеціальні технологічні рідини; • Ускладнення та аварії при бурінні; 	<ul style="list-style-type: none"> • Закінчування свердловин; • Бурові промивальні рідини; • Нафтогазова механіка; • Основи нафтогазової справи; • Технічна діагностика бурового обладнання та інструменту; • Моделювання процесів буріння; • Геотехнології гірництва; • Технологія буріння нафтових і газових свердловин; • Бурове обладнання; • Геофізичні дослідження свердловин.

НАУКОВО-ДОСЛІДНА РОБОТА КАФЕДРИ «ОБЛАДНАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ»

Науковими пріоритети кафедри є удосконалення конструкції, підвищення надійності і довговічності бурового обладнання та технологічного обладнання нафтових і газових промислів.

За період з 1999 по 2015 рік на кафедрі виконано понад 10 науково-дослідних праць за господарськими договорами, зокрема:

1. «Опробування процесів приготування хімічних реагентів із застосуванням вихрового апарату».
2. «Розробка рецептури нових тампонажних матеріалів».
3. «Створення лабораторної установки для дослідження процесів спрацювання деталей нафтогазопромислового обладнання».

Спеціалізація кафедри – дослідження процесів спрацювання деталей бурового та нафтопромислового обладнання, котре експлуатується в складних умовах: агресивна дія хімічно-активних речовин, високі навантаження і тиск, підвищена температура, абразивний знос тощо.

На кафедрі ведеться відповідна винахідницька робота, результатом якої є понад 100 винаходів і корисних моделей співробітників кафедри, тематика яких відноситься до технологічних процесів та обладнання для буріння свердловин та видобутку вуглеводневої сировини, хімічного і нафтового машинобудування.



Рисунок 9 – Розробки кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів»

База науково-дослідного розвитку кафедри закладена понад 800 публікаціями співробітників кафедри, тематика яких охоплює, головним чином, проблеми і шляхи підвищення надійності й довговічності технологічного обладнання нафтових і газових промислів.

За останній період 2014-2015 рр. співробітниками кафедри опубліковано понад 160 наукових праць та винаходів, з яких 15 – монографії, підручники та посібники.



Рисунок 10 – Публікації викладачів кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» за 2010-2015 р.

НАУКОВО-ДОСЛІДНА РОБОТА ВИКЛАДАЧІВ КАФЕДРИ

Білецький В.С., д.т.н., професор, зав. кафедри ОНГП – веде дослідження за тематикою:

- «Наукові основи створення альтернативного палива - висококонцентрованих водовугільних суспензій» (на основі теорії ДЛФО).
- Виділив новий науково-практичний напрямок «суміщені технологічні процеси» в гірничій галузі, очолює і розвиває дослідження цієї проблематики.

- «Руйнування гірських порід при проявах ефекту Ребіндера і ефекту адсорбційного розкриття поверхні порового простору твердої фази».

За результатами досліджень за останні 5 років підготував і надрукував 102 наукові і навчальні праці, в т.ч. 11 книг – монографій, посібників і підручників.

Дудля М.А., к.т.н., професор кафедри, професор – веде дослідження за тематикою: «Техніка та технологія буріння свердловин, акумуляція та транспортування природного газу, охорона навколишнього середовища».

Лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки за 2015 р. - за підручник "Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин"



Рисунок 11 – Підручник Дудлі М.А. "Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин"

Матвієнко А.М., к.т.н., доцент кафедри, доцент – веде дослідження за тематикою: «Обґрунтування конструкції та особливостей компонування багаторівневої системи запобігання АСПВ виконаної на основі трубних магнітотеплових активаторів». *За результатами досліджень за останні 5 років підготував і надрукував 6 наукових робіт.*

Орловський В.М., к.т.н., доцент кафедри – веде дослідження за тематикою: «Наукові основи підвищення якості цементування нафтових і газових свердловин в складних гірничо-геологічних умовах». *За результатами досліджень за останні 5 років підготував і надрукував 10 наукових праць, в т.ч. 1 монографію.*

Савик В.М., к.т.н., доцент кафедри – веде дослідження за тематикою:

«Підвищення ефективності піногенеруючих пристроїв насосно-циркуляційної системи бурової установки».

За результатами досліджень за 2008-2015 роки підготував і надрукував 37 наукових праць, в т.ч. статті за кордоном: 1 – Польща, 1 – Німеччина, 4 – Росія; патенти на корисну модель – 5.

Рой М.М., к.т.н., доцент кафедри – веде дослідження за тематикою: «Удосконалення газогідродинамічних методів досліджень газових та газоконденсатних свердловин». *За результатами досліджень за останні 5 років підготував і надрукував 19 наукових праць.*

Молчанов П.О., к.т.н., доцент кафедри – веде дослідження за тематикою: «Вібраційна техніка і технології в буровій справі». *За результатами досліджень за останні 5 років підготував і надрукував 49 наукових праць.*

Северин О.А., к.т.н., доцент кафедри – веде дослідження за тематикою: «Електротехнології у нафтогазовій галузі, поновлювальна енергетика, промислова власність, трансфер технологій, методологічні та законодавчі ініціативи у вищій освіті». *За результатами досліджень за останні 5 років підготував і надрукував 17 наукових і навчальних праць, з них 4 підручників та посібників.*

Дмитренко В.І., к.т.н., доцент кафедри – «Попередження гідратуотворення та корозії газонафтопромислового обладнання». *За результатами досліджень за останні 5 років підготувала і надрукувала 7 наукових праць.*

Сизоненко А.В., старший викладач – веде дослідження за тематикою:

- Удосконалення технології спалювання водоемульсійних палив з метою диверсифікації енергетичних мазутів;

За результатами досліджень за останні 5 років підготував і надрукував 7 наукових праць. Підготовлено патент на корисну модель.

- Прогнозування залишкового ресурсу бурильних труб за зміною їх фізико-механічних характеристик.

За результатами досліджень за останні 5 років підготував і надрукував 6 наукових праць. Отримано два патенти.

Калашикова І.А., старший викладач – веде дослідження за тематикою: «Підвищення робочих характеристик обладнання для видобування нафтового флюїду». Має 24 наукові праці опубліковані у фахових виданнях.

Дорохов М.А., асистент – веде дослідження за тематикою: «Підвищення герметизаційної здатності самоущільнювальних свердловинних пакерів». *За результатами досліджень за останні 5 років підготував і надрукував 17 наукових праць.*

Ткаченко М.В., навчальний майстер, асистент – веде дослідження енергетичних параметрів систем індукційного нагріву з метою раціонального вибору області їх застосування в нафтогазовій галузі.

Похилко А.М., асистент – веде дослідження за тематикою: «Розроблення легких тампонажних розчинів на основі портландцементу з вмістом домішок спученого перлітового піску».

Міщук А.М., асистент – веде дослідження за тематикою: «Багатоінтервальний підігрів насосно-компресорних труб при видобуванні високов'язких пластових флюїдів».



Рисунок 12 – Навчальні посібники та підручники викладачів кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів»

НАУКОВО-ДОСЛІДНА РОБОТА СТУДЕНТІВ

Науково-дослідна робота студентів кафедри є одним із напрямів їх самостійної роботи, важливим чинником підготовки висококваліфікованих спеціалістів і здійснюється в таких напрямках:

- науково-дослідна робота як невід'ємний елемент навчального процесу, що належить до навчальних планів, навчальних програм і є обов'язковою для всіх студентів;
- науково-дослідна робота, що здійснюється поза навчальним процесом у межах студентського науково-творчого товариства, у наукових гуртках, проблемних групах тощо;

- науково-організаційні заходи (конференції, конкурси, олімпіади тощо).

Для науково-дослідної роботи студентів характерною є єдність цілей і напрямів навчальної, наукової і виховної роботи, тісна взаємодія всіх форм і методів роботи, що реалізується в навчальному процесі і в позанавчальний час. Це забезпечує безперервну їх участь у науковій діяльності протягом періоду навчання.

Науково-дослідна робота студентів організована відповідно до плану науково-дослідної роботи кафедри. Нею керують досвідчені наставники з числа професорсько-викладацького складу кафедри: доктор технічних наук Білецький В.С., кандидати технічних наук – Матвієнко А.М., Орловський В.М., Савик В.М., Рой М.М., а також викладачі – Сизоненко А.В. та Дорохов М.А.

З 2005 р. на кафедрі ОНГП функціонує науковий гурток «Нафтовик». В гуртку в різні роки були задіяні обдаровані студенти 1-5-го курсів. Кількість відвідувачів гуртка складає 10-12 студентів. щороку.



Рисунок 13 – Колектив наукового гуртка «Нафтовик».

Колективом гуртка були створені лабораторні стенди:

1. *Діюча модель свердловинної штангового насосної установки.*
2. *Діюча модель бурової лебідки.*
3. *Діюча модель ерліфта (газліфта) .*
4. *Модель-карта нафто- і газопроводів України.*
5. *Лабораторний стенд «Модель вежового підійомника».*
6. *Модель довгоходового приводу глибинного штангового насоса.*
7. *Діюча модель газорідинного сепаратора.*
8. *Модель бурового комплексу.*



Рисунок 14 – Діюча модель газорідного сепаратора.

КОНФЕРЕНЦІЇ

На кафедрі щорічно проводяться студентські наукові конференції *«Перспективи розвитку бурового та нафтопромислового обладнання»*, що сприяють підвищенню результативності участі студентів в науковій діяльності. На *наукових конференціях* молоді дослідники виступають з результатами своєї наукової роботи. Це змушує їх ретельно готувати виступ, формувати ораторські здібності. Кожний студент має змогу оцінити свою роботу на тлі інших і зробити відповідні висновки. Оскільки на конференціях, як правило, відбувається творче обговорення доповідей, то кожен доповідач може почерпнути оригінальні думки, ідеї. *Науково-практичні конференції* спрямовані на обговорення шляхів розв'язання практичних завдань, як правило, пов'язаних з виконанням магістерських науково-дослідних робіт, а також з перспективними інноваційними напрямками досліджень, які ведуть працівники кафедри.

На основі кращих доповідей готуються публікації в «Збірнику наукових праць студентів та викладачів» ПолтНТУ, який виходить друком щороку.



Рисунок 15 – Учасники щорічної науково-практичної конференції студентів та викладачів ПолтНТУ «Проблеми нафтогазової галузі»

МІЖНАРОДНЕ СПІВРОБІТНИЦТВО КАФЕДРИ ОНГП

Співробітники кафедри ОНГП мають багаторічні творчі контакти з колегами у галузі нафтогазової справи та гірництва за кордоном.

Зокрема, зав. кафедри д.т.н., проф.. **В.С.Білецький** має сертифікати Міссісіпського Консорціуму вищих навчальних закладів з інтернаціонального розвитку (Джексон, США) та Інституту публічно-приватного партнерства, The Institute for Public-Private Partnerships, (Вашингтон, США). Експерт всеукраїнського проекту з міжнародною участю — Всеукраїнської експертної мережі (<http://experts.in.ua/>). Наукове стажування у США, Варшавському університеті. Учасник низки міжнародних фахових конференцій у США, Україні, Польщі, Росії, Чехії, Німеччині, Туреччині, Японії, Китаї, Австралії та ін.

Нині проф.. В.С.Білецький очолює загальнонаціональний проект «Гірнична енциклопедія», підтриманий Державним комітетом телебачення і радіомовлення України, в рамках якого ведеться співпраця з рядом науковців з Чехії, США, ФРН, Фінляндії, Польщі. Проф. В.С.Білецький – учасник польської Szkoły Eksploatacji Podziemnej.

Професор кафедри ОНГП, к.т.н. **Дудля М.А.** – Член постійного оргкомітету Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna DRILLING-OIL-GAS AGH. Зокрема, брав участь у XXVI Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna DRILLING-OIL-GAS AGH (2015).

Доцент кафедри, к.т.н. **О.А.Северин** брав участь у ряді міжнародних науково-технічних конференцій в Україні і за кордоном, зокрема: 1. Щорічний контактний семінар «Інноваційні ІКТ в країнах Балтійського регіону (Стокгольм, Королівська Академія наук Швеції); 2. Семінар ISO-ERA «Крок до співпраці Україна –ЕС» (Ужгород). “Brokerage event on energy” 2011(м.Київ КПІ). 3. Conference on Advanced International Training Programs on Intellectual Property in the Global Economy Addis Ababa, November 3 to 7, 2014. 4. Міжнародна науково-практична конференція «AREAS OF SCIENTIFIC THOUGHT - 2014/2015» (Шеффілд, Великобританія).

Кафедра ОНГП має договір про співпрацю з ТОВ «НТП «Бурова техніка» на чолі з генеральним директором **Віталієм Вітриком**, який протягом ряду років очолював Державну експертну комісію по захисту дипломних і магістерських робіт студентів кафедри і тісно співпрацює з рядом фірм за кордоном, зокрема канадською фірмою бурового обладнання «Вензель». В результаті, співробітники кафедри та студенти мають постійну можливість екскурсій до цеху фірми «Вензель» в Полтаві, понад 10 випускників кафедри працюють в цьому цеху.

Випускник кафедри ОНГП **Ігор Недоруб**, а нині начальник департаменту сервісного обслуговування ТОВ «Укрнафгазсервіс» проходив стажування в Китаї, Інституті нафти і газу (Пекін).

Зав. кафедри д.т.н., проф.. В.С.Білецький постійно, а інші працівники кафедри з 2015-2016 рр. друкують свої праці в реферованих наукометричних міжнародних виданнях.



**ТЕОРЕТИЧНІ
ОСНОВИ,
ТЕХНІКА І
ТЕХНОЛОГІЯ
БУДІВНИЦТВА
СВЕРДЛОВИН**

УДК 622.245

*Блохин В.С., д.т.н., проф.
Ткаченко Н.В., ассистент
Полтавский национальный технический
университет имени Юрия Кондратюка*

МЕТОД РАСЧЕТА СТВОЛА ГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

Изложен метод расчета, позволяющий выполнить оценку напряженно-деформированного состояния упруго-пластичного массива горных пород по данным величины и характера распределения, нормальных напряжений и перемещений в приствольной зоне вертикальной глубокой скважины.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние ствола глубокой скважины, скважина, массив горных пород.

Проблема и ее связь с основными научными и практическими заданиями. Процесс кавернообразования имеющий место при проходке скважин детерминируется величиной и характером напряженно-деформированного состояния пород стенок скважин. Величина напряжений в деформируемых и разрушаемых породах достигает значений выше критических. Это, в свою очередь, обуславливает возникновение каверн. В дальнейшем в глубине массива на уровне каверны происходит перераспределение действующих напряжений и формируется естественное устойчивое равновесное состояние, свойственное внешнему воздействию на массив вблизи скважины. Устойчивое равновесие пород в скважине подтверждается тем, что сформировавшиеся каверны в исследованных скважинах на протяжении нескольких месяцев практически не меняют своих ни продольных, ни поперечных размеров.

Последнее, в свою очередь, свидетельствует о том, что в течение длительного времени не наблюдается набухание породы, например, за счет фильтрации воды бурового раствора в породу. В противном случае (при наличии набухания и разупрочнения пород, слагающих стенки скважин) кавернообразование и, как следствие, проработка имели бы место не только в период зарождения и развития каверны, но и на значительно поздних стадиях, т.е. на протяжении всего времени нахождения ствола в незакрепленном состоянии, т.к. водоотдача бурового раствора в процессе бурения скважины поддерживалась, примерно на одном уровне.

Главным фактором, определяющим устойчивость ствола скважины, является его напряженное состояние, зависящее от величины внешнего воздействия на массив пород, давления пластового флюида и физико-

механических свойств пород в условиях их залегания, а все остальное служит второстепенным, способным поддержать или усложнить выбранное состояние пород при заданном внешнем воздействии и, как следствие, предотвратить или способствовать обвалообразованию в стволе скважины. Прогнозирование действующих напряжений в массивах пород, ослабленных вертикальной скважиной, имеет большое практическое значение, т. к. именно эти напряжения совместно с физико-механическими и реологическими свойствами горных пород служат основой при расчете устойчивости стенок незакрепленных стволов скважин. Разработкам метода расчета напряженно-деформированного состояния горных пород, слагающих стенки скважины и находящихся вблизи её, уделяется большое внимание. Но в основу их, как правило, заложены значения механических характеристик горных пород, полученных по усредненным данным лабораторных экспериментов, не учитывающие реального текущего состояния массива горных пород, обусловленного, в частности, петрографическими данными и геологическими особенностями строения зоны заложения скважины.

Анализ исследований и публикаций. Вопрос расчета ствола глубокой скважины рассматривается в ряде работ отечественных и зарубежных авторов.

В работах А.Н. Папуша, Д.П. Гонтарев приведены результаты моделирования тектонических и локальных напряжений в горном массиве в окрестности глубоких и сверхглубоких вертикальных скважин. Даны сравнения с результатами расчетов глобального распределения напряжений для Германской Континентальной скважины и для локальных напряжений в окрестности сверхглубокой скважины.

В работах В.Л. Шкуратник, П.В. Николенко изложены принципы, схемы, технические и технологические особенности практической реализации методов изучения напряженно-деформированного состояния (НДС) при освоении месторождений полезных ископаемых и подземном строительстве.

Цель настоящей работы - разработка метода расчета ствола глубокой скважины с учетом напряженно-деформированного состояния массива горных пород.

Изложение материала и результаты. Для решения поставленной задачи нами разработан метод оценки устойчивости стенок глубокой скважины, позволяющий установить характер распределения напряжений σ и перемещений ν в горном массиве вблизи скважины и сформулировать условия возникновения напряженного состояния её стенок. Интерпретация этих условий позволяет оценить устойчивость стенок ствола и определить необходимое значение противодавлений в скважине. Кроме того, уточняется оценка принятой схемы разрушения горных пород на забое скважины, надежность разобщения продуктивных пластов от водоносных

после цементирования обсадной колонны, а также характер изменения продуктивности микро- и тонко-трещиноватых коллекторов.

Расчет напряженно-деформированного состояния массива, ослабленного скважиной, показан на примере скважины №230 Борисовской площади применительно к зоне с интенсивным кавернообразованием в известняках афонинского горизонта в интервале 3914 – 3959 м.

Расчётные данные: Глубина $H = 3935$ м, плотность бурового раствора $\gamma_c = 1,22 \text{ г/см}^3$, диаметр скважины $2r = 215,9$ мм, модуль упругости буримых пород $E = 3 \cdot 10^5 \text{ кг/см}^2$, плотность налегающих пород $\gamma_n = 2,33 \text{ г/см}^3$, принято давление гидроразрыва пласта $P_{rp} \approx 700 \text{ кг/см}^2$, боковое давление $P_2 = 620 \text{ кг/см}^2$.

В соответствии с исходными данными: геостатическое давление $P_r = \frac{H\gamma_n}{10} = \frac{3935 \cdot 2,33}{10} = 916,8 \text{ кг/см}^2$, гидростатическое давление

(противодавление) $P_1 = \frac{H\gamma_p}{10} = 480 \text{ кг/см}^2$; предел текучести пород в

условиях залегания $\sigma_T = (0,85 - 0,90)P_{rp} = (0,85 - 0,90)700 = 620 \text{ кг/см}^2$;

коэффициент бокового давления $\lambda = \frac{P_2}{P_r} = 0,676$ при этом $\mu = \frac{\lambda}{1 + \lambda} = 0,4$;

вертикальное напряжение $\sigma_z = -P_r = -916,8 \text{ кг/см}^2$; в рассматриваемом, частном случае, $P_2 > P_1$, следовательно задачу необходимо решать как обращенную, условно меняя местами P_2 и P_1 , т.е. в расчетах для нахождения значений α и β условно принимаются вместо φ_1 значения φ_c и наоборот (необходимо соблюдение требования $\varphi_c > \varphi_1$).

Порядок расчета:

1. Находим текущие значения функций φ_1 и φ_c

$$\cos(\varphi_1 + \frac{\pi}{6}) = -\frac{P_1 \sqrt{3}}{2\sigma_T}, \quad \varphi_1 = 1,8; \quad \cos(\varphi_c + \frac{\pi}{6}) = -\frac{P_2 \sqrt{3}}{\sigma_T}, \quad \varphi_{c_{\text{min}}} = 2,1$$

2. Устанавливаем границу упругой и упруго-пластической зон, возникающих в массиве при проходе глубокой скважины

2.1 Находим величину параметра β

$$\beta_{\text{max}} = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_c - \varphi_1)} \sqrt{\frac{\sin \varphi_c}{\sin \varphi_1}} = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(2,1 - 1,8)} \sqrt{\frac{\sin 2,1}{\sin 1,8}} = 1,22;$$

2.2 Находим величину параметра α

$$\cos \varphi_1 e^{\sqrt{3} \cdot \varphi_1} + \frac{P_1}{\sigma_T} e^{\sqrt{3} \varphi_1} = \frac{\sin \varphi_c e^{\sqrt{3} \cdot \varphi_c}}{\sqrt{3} \alpha^2};$$

$$\cos 1,8 e^{\sqrt{3} \cdot 1,8} + \frac{480}{620} e^{\sqrt{3} \cdot 1,8} = \frac{\sin 2,1 e^{\sqrt{3} \cdot 2,1}}{\sqrt{3} \alpha^2}; \alpha^2 = 1,533; \alpha_{\min} \approx 1,24$$

Принимая во внимание несущественную разницу между $\beta_{\max} = 1,22$ и $\alpha_{\min} = 1,24$ для расчетов принимаем $\alpha = 1,28$, тогда значения φ_c и β будут:

φ_c находим из выражения $\cos \varphi_1 e^{\sqrt{3} \cdot \varphi_1} + \frac{P_1}{\sigma_T} e^{\sqrt{3} \varphi_1} = \frac{\sin \varphi_c e^{\sqrt{3} \cdot \varphi_c}}{\sqrt{3} \alpha^2}$; здесь при $\alpha = 1,28$ φ_c будет: $\varphi_c = 2,2$.

С учетом найденного значения φ_c определим значение β из соотношения $\beta = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_c - \varphi_1)} \sqrt{\frac{\sin \varphi_c}{\sin \varphi_1}} = 1,17$.

Окончательно для расчетов принимаем: $\varphi_1 = 1,8$; $\varphi_c = 2,2$; $\beta = 1,17$; $\alpha = 1,28$.

3. Находим величину действующих напряжений в пределах упруго-пластической зоны:

3.1 Радиальные напряжения σ_r в пластической области:

При $\varphi = \varphi_1 = 1,8$

$$\sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \cos\left(\varphi_1 + \frac{\pi}{6}\right) = \frac{2}{\sqrt{3}} 620 \cos\left(1,8 + \frac{\pi}{6}\right) = -489,8 \text{ кгс} / \text{см}^2;$$

$$\text{при } \varphi = 2,0 \quad \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} 620 \cos\left(2,0 + \frac{\pi}{6}\right) = -583,8 \text{ кгс} / \text{см}^2;$$

$$\text{при } \varphi = \varphi_c = 2,2 \quad \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} 620 \cos\left(2,2 + \frac{\pi}{6}\right) = -654,7 \text{ кгс} / \text{см}^2.$$

3.2 Тангенциальные напряжения σ_t в пластической области

при: $\varphi = \varphi_1 = 1,8$

$$\sigma_t = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \cos\left(\varphi_1 - \frac{\pi}{6}\right) = \frac{2}{\sqrt{3}} 620 \cos\left(1,8 - \frac{\pi}{6}\right) = +207,4 \text{ кгс} / \text{см}^2;$$

при $\varphi = \varphi_c = 2,2$

$$\sigma_t = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \cos\left(\varphi_c - \frac{\pi}{6}\right) = \frac{2}{\sqrt{3}} 620 \cos\left(2,2 - \frac{\pi}{6}\right) = 75,8 \text{ кгс} / \text{см}^2;$$

3.3 Вертикальные напряжения σ_z по стенкам скважины и вблизи стенок: $\sigma_z = -0,95P_r = -0,95 \cdot 916,8 = -871 \text{ кж} / \text{см}^2$, далее по сечению $\sigma_z = -P_r = -916,8 \text{ кж} / \text{см}^2$

3.4 Радиальные напряжения σ_r в упругой области:

При $q = \beta = 1,22$

$$\sigma_r = \sigma_T (\cos \varphi_c - \frac{\beta^2 \sin \varphi_c}{\sqrt{3} q^2}) = 620 (\cos 2,2 - \frac{1,22^2 \sin 2,2}{\sqrt{3} \cdot 1,22^2}) = -653,8 \text{ кж} / \text{см}^2 ;$$

σ_r - за пределами упруго-пластической зоны:

при $\alpha=2$, а $q=1,5$ и $q=\alpha=2$:

для $q=1$,

$$\sigma_r = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} - \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) q^2} = \frac{480 - 620 \cdot 4}{4 - 1} - \frac{(480 - 620) 4}{(4 - 1) \cdot 2,25} = -583,7 \text{ кж} / \text{см}^2$$

$$\text{для } q=\alpha \quad \sigma_r = \frac{480 - 620 \cdot 4}{4 - 1} - \frac{(480 - 620) 4}{(4 - 1) \cdot 4} = -620 \text{ кж} / \text{см}^2$$

3.5 Тангенциальные напряжения σ_t в упругой области:

при $q = \beta = 1,22$

$$\sigma_t = \sigma_T (\cos \varphi_c + \frac{\beta^2 \sin \varphi_c}{\sqrt{3} \cdot q^2}) = 620 (\cos \varphi_c + \frac{1,22^2 \sin 2,2}{\sqrt{3} \cdot 1,22^2}) = 75,6 \text{ кж} / \text{см}^2 ;$$

σ_t - за пределами упруго-пластической зоны при $\alpha=2$, а $q=1,5$ и $q=\alpha=2$:

для $q=1,5$

$$\sigma_t = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} + \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) \cdot q^2} = \frac{480 - 620 \cdot 4}{4 - 1} + \frac{(480 - 620) \cdot 4}{(4 - 1) \cdot 2,25} = -749 \text{ кж} / \text{см}^2 ;$$

для $q=\alpha$ $\sigma_t = -713,3 \text{ кж} / \text{см}^2$

4. Проверяем обобщенное условие прочности по уравнению

$$\sigma_i = \frac{1}{2} \sqrt{(\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_z - \sigma_t)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2} \leq [\sigma_T];$$

4.1. В зоне $r = r_1$

$$\sigma_{i(r_1)} = \frac{1}{2} \sqrt{(-871,0 + 489,9)^2 + (-871,0 - 207,4)^2 + (-489,9 - 207,4)^2} = -669,8 \text{ кж} / \text{см}^2 ;$$

4.2. В зоне $r = r_c$

$$\sigma_{i(r_c)} = \frac{1}{2} \sqrt{(-916,8 + 583,8)^2 + (-916,8 - 67)^2 + (-583,8 - 67)^2} = -612 \text{ кж} / \text{см}^2 ;$$

4.3. В зоне $r = r_2$

$$\sigma_{i(r_2)} = \frac{1}{2} \sqrt{(-916,8 + 654,7)^2 + (-916,8 + 75,8)^2 + (-654,7 + 75,8)^2} = -527 \text{ кж} / \text{см}^2 ;$$

4.4. В зоне $r = 1,5r_1$

$$\sigma_{i(1,5r_1)} = \frac{1}{2}\sqrt{(-916,8 + 583,7)^2 + (-916,8 + 749,6)^2 + (-583,7 + 749,6)^2} = -204 \text{ кг} / \text{см}^2 ;$$

4.5. В зоне $r = 2r_1$

$$\sigma_{i(2r_1)} = \frac{1}{2}\sqrt{(-916,8 + 620)^2 + (-916,8 + 713,3)^2 + (-620 + 713,3)^2} = -186 \text{ кг} / \text{см}^2 ;$$

5. Проверяем условие действия гидростатического напряжения по уравнению $\sigma_0 = \frac{1}{3}(\sigma_z + \sigma_r + \sigma_t) \leq [\sigma_T]$

5.1. В зоне $r = r_1$ $\sigma_{0(r_1)} = \frac{1}{3}(-871 - 489,9 + 207,4) = -384,5 \text{ кг} / \text{см}^2 ;$

5.2. В зоне $r = r_c$ $\sigma_{0(r_c)} = \frac{1}{3}(-916,8 - 583,8 + 67) = -477,9 \text{ кг} / \text{см}^2 ;$

5.3. В зоне $r = r_2$ $\sigma_{0(r_2)} = \frac{1}{3}(-916,8 - 654,9 + 75,8) = -549,1 \text{ кг} / \text{см}^2 ;$

5.4. В зоне $r = 1,5r_1$ $\sigma_{0(1,5r_1)} = \frac{1}{3}(-916,8 - 583,7 - 749,6) = -749,0 \text{ кг} / \text{см}^2 ;$

5.5. В зоне $r = 2r_1$ $\sigma_{0(2r_1)} = \frac{1}{3}(-916,8 - 620 - 713,8) = -750 \text{ кг} / \text{см}^2 ;$

6. Определяем значения радиальных перемещений элементов ствола и приствольной зоны глубокой скважины

С практической точки зрения наибольший интерес представляют значения радиальных смещений v , имеющих место в зоне упруго-пластических деформаций. Начальными деформациями (как упругими, так и упруго-пластическими по скважине и вблизи ее) пренебрегаем, так как они будут сняты в процессе проходки скважины. В этой зоне радиальные перемещения с учетом сжимаемости горных пород находятся (в данном случае рассматривается обращенная задача) по уравнению:

$$v = \frac{\sigma_r r_1 e^{\frac{\varphi\sqrt{3}}{2}}}{\sqrt{\sin\varphi}} \left\{ \frac{2\beta\sqrt{\sin\varphi}}{\sqrt{3}Ee^{\frac{\sqrt{3}}{2}\varphi_1}} [\cos(\varphi_1 - \frac{\pi}{6}) - \mu\cos(\varphi_1 + \frac{\pi}{6})] + \frac{\sqrt{3}e^{\frac{\sqrt{3}}{2}\varphi_c}}{3E/(1-2\mu)} \sqrt{\sin\varphi_c} \left[\frac{\cos(\varphi + \frac{\pi}{6})}{e^{\sqrt{3}\varphi}} - \frac{\cos(\varphi_c + \frac{\pi}{6})}{e^{\sqrt{3}\varphi_c}} \right] \right\}$$

6.1. Смещение элементов ствола при $\varphi = \varphi_1 = 1,8$

$$v = \frac{620 \cdot 10,8 \cdot e^{\frac{1,8\sqrt{3}}{2}}}{\sqrt{\sin 1,8}} \left\{ \frac{2 \cdot 1,17\sqrt{\sin 1,8}}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 10^5 e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,8}} [\cos(1,8 - \frac{\pi}{6}) - 0,4\cos(1,8 + \frac{\pi}{6})] + \frac{\sqrt{3}e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,2}}{3 \cdot 3 \cdot 10^5 / (1 - 2 \cdot 0,4)} \times \right. \\ \left. [\frac{\cos(1,8 + \frac{\pi}{6})}{e^{\sqrt{3} \cdot 1,8}} - \frac{\cos(2,2 + \frac{\pi}{6})}{e^{\sqrt{3} \cdot 2,2}}] \right\} \approx 1,0 \text{ мм}$$

Смещение элементов ствола на границе упруго-пластической зоны

при $\varphi = \varphi_c = 2,2$

$$v = \frac{620 \cdot 10,8 \cdot e^{2,2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}}{\sqrt{\sin 2,2}} \left\{ \frac{2 \cdot 1,17 \sqrt{\sin 1,8}}{\sqrt{3} \left(3 \cdot 10^5 e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,8} \right)} \left[\cos \left(1,8 - \frac{\pi}{6} \right) - 0,4 \cos \left(1,8 + \frac{\pi}{6} \right) \right] + \frac{\sqrt{3} e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,2} \sqrt{\sin 2,2}}{3 \cdot 3 \cdot 10^5 / (1 - 2 \cdot 0,4)} \times \right. \\ \left. \left[\frac{\cos \left(2,2 + \frac{\pi}{6} \right)}{e^{\sqrt{3} \cdot 2,2}} - \frac{\cos \left(2,2 + \frac{\pi}{6} \right)}{e^{\sqrt{3} \cdot 2,2}} \right] \right\} \approx 2,6 \text{ мм}$$

Данные результаты показывают с достаточной для инженерной практики точностью величину и характер распределения нормальных напряжений и перемещений в приствольной зоне вертикальной глубокой скважины и в результате дают достаточное основание для оценки устойчивости стенок ствола.

Выводы.

1. Нами предложен метод расчета, позволяющий выполнить оценку напряженно-деформированного состояния упруго-пластичного массива горных пород по данным величины и характера распределения, нормальных напряжений и перемещений в приствольной зоне вертикальной глубокой скважины. Интерпретация полученного напряженного состояния дает достаточное основание для оценки, в частности, устойчивости стенок ствола. Метод разработан с использованием прочностных данных, замеренных в естественных условиях скважины, давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений.

2. Реализация предложенного метода заключается в расчете величины и характера распределения нормальных напряжений и перемещений в приствольной зоне вертикальной глубокой скважины, обусловленное действием гравитационных, тектонических сил и сил, возникших в результате проведения скважины. Это даст возможность предупредить возможность нарушения целостности массива и в результате обеспечить снижение материальных и трудовых затрат при обустройстве нефтегазовых месторождений.

Литература

1. Блохин В.С., Нестеренко Н.П., Орловский В.Н. Метод расчета ствола глубокой скважины. // Тез. конф. «Всеукраинский фестиваль науки» – Полтава: ПолтНТУ, 2011.
2. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. Сб. науч. тр./ Под ред. В.Мори и Д. Фурменго. – М.: Мир, 1994.
3. Напряженное состояние горных пород при бурении скважин./Метод. указания. – Тюмень: Тюмен. гос. нефтегазовый универ., 2002.
4. Deutsch W.L., Koerner R.M., Lord A.E. Determination of prestress of in situ soils using acoustic emission // J. Geotech. Engrg., ASCE. – 1989. –V. 115. – No2. –P.228 –245.

5. Папуша А.Н., Гонтарев Д.П. К вопросу расчета напряженно-деформированного состояния горного массива в окрестности сверхглубокой вертикальной скважины // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2010. – № 5. – С. 81–93.
6. Ai Chi, Li Yuwei, Liu Yu. The Effects of Pore Pressure and Temperature Difference Variation on Borehole Stability // *Advances in Petroleum Exploration and Development*. – 2013. – Vol. 6, № 1. – С. 22–26.

*Блохін В.С., д.т.н., проф.
Ткаченко М.В., асистент
Полтавський національний технічний
університет імені Юрія Кондратюка*

МЕТОД РОЗРАХУНКУ СТВОЛА ГЛИБОКОЇ СВЕРДЛОВИНИ З УРАХУВАННЯМ НАПРУЖЕНО- ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ МАСИВУ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Викладено метод розрахунку, що дозволяє виконати оцінку напружено-деформованого стану пружно-пластичного масиву гірських порід за даними величини і характеру розподілу, нормальної напруги і переміщень в пристовбурній зоні вертикальної глибокої свердловини.

Ключові слова: напружено-деформований стан ствола глибокої свердловини, свердловина, масив гірських порід.

*Blohin V.S., D.Sc., Professor
Tkachenko M.V., assistant
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University*

METHOD FOR CALCULATING THE BARREL OF DEEP WELL IN VIEW OF STRESS-STRAIN STATE OF ROCK MASS

The given method of calculation, which allows to perform an assessment of the stress-strain state of the elastic-plastic rock mass according to the magnitude and nature of the distribution of normal stresses and displacements near the wellbore vertical deep well.

Keywords: well, stress-strain state of the trunk deep well, the rock mass.

УДК 622.73

*Горобець Л.Ж., д.т.н., проф.,
Государственное высшее учебное заведение
«Национальный горный университет»*

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НАГРУЖАЕМОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ

Проведено обобщение теоретических и экспериментальных закономерностей изменения деформации, плотности энергии и акустической эмиссии нагружаемой геологической среды. Исследуется роль масштаба разрушаемого объекта. с применением акустического мониторинга.

Ключевые слова: разрушение, деформация, плотность энергии, акустическая эмиссия.

Постановка проблемы. Изучение закономерностей функционирования нагружаемой геологической среды проводится с позиций достижений в науке разрушения. Эволюция процессов, происходящих в геологической среде при нагружении, рассматривается на основе фундаментальных и новых физических моделей разрушения. Согласно кинетической концепции С.Н. Журкова разрушение - это пространственно-временной и многостадийный процесс зарождения и роста дефектов от момента приложения нагрузки до макроразрушения. Физика природных динамических явлений в горных породах развивается на основе изучения трещинообразования в твердых гетерогенных материалах.

С позиций геофизики (сейсмофизики) трещину представляют структурным элементом деформированной геологической среды, перераспределяющим накопленную энергию и контролирующим ее выделение, например, в виде механической энергии разрушения (включая диспергирование) и в виде излучения волновых колебаний в широком спектре (акустическая эмиссия).

В известных моделях эволюции геологической среды природа сейсмического процесса рассматривается как проявление динамически протекающей деструкции и разрушения пород в сейсмофокальных зонах. Полагают, что землетрясение происходит в тот момент, когда система блоков геофизической среды, заполняющая объем очага разрушения, теряет устойчивость при деформировании. При этом образование неустойчивых структурных блоков является результатом самоорганизации геосреды, трансформирующей поступающую в нее энергию.

Закономерность иерархии размеров отдельностей нагружаемой геомеханической среды открыта М.А.Садовским. Признаки иерархической

упорядоченности в развитии тектонической деструкции земной коры выявлены в работах В.Ф. Писаренко, Г.А. Соболева, В.В. Ружича. Доказательство автомодельности разрушения, раскрывающее подобие энергетических спектров при разрушении лабораторных образцов и горного массива, подтверждено в работах В.С. Куксенко, Д.И. Фролова, Манжикова Б.Ц., В.А. Мансурова. Анализ современных моделей объемно-деформированного состояния горных пород, известных по работам Е.И. Шемякина, В.Н. Родионова, А.Д. Алексева, А.Н. Ставрогина, Б.Г. Тарасова, показал определяющую роль процесса накопления повреждений по межзеренному пространству в горных породах. Экспериментально подтвержден очаговый характер разрушения горной породы и поэтапное укрупнение трещин. Практически кинетику разрушения горных пород в широком диапазоне масштабов успешно исследуют методом регистрации упругих волн при образовании дефектов, микро- и макротрещин в структуре нагружаемого объекта.

Анализ последних исследований и публикаций.

Рассмотрим результаты исследований изменения структуры геологической среды при деформировании и разрушении с учетом масштабного фактора. Изучение особенностей развивающегося процесса трещинообразования в гетерогенном материале проведено на примере железной руды тонкозернистой структуры (силикато-магнетитовые кварциты) при нагружении одноосным сжатием [1]. Наблюдение микрофотографий зерен магнетита ($d \cong 110$ мкм) показало образование в них микротрещин длиной 1-2 мкм, их накопление по границам блоков зерна, а затем взрывную потерю механической устойчивости тех микроучастков, которые не могут пластически деформироваться. На стадии предразрушения в зонах нарушения сплошности наблюдается рыхлая масса измельченного вещества с размерами частиц 4-8 мкм. Наличие тонкодисперсных частиц, заполняющих трещины, свидетельствует о высоком уровне накопленной блоками упругой энергии перед сбросом напряжений и динамичности образования трещин, фрагментов и отдельностей.

Исследование показало соизмеримость размеров граничных трещин с размером структурных элементов (зерен магнетита), что подтверждает ведущую роль гетерогенности материала в образовании и развитии микротрещин и в этой связи возможность прогноза гранулометрии разрушенного продукта (измельченных частиц) на основе акустического мониторинга образующихся трещин.

При изучении закономерностей функционирования нагружаемой природной среды необходимо учитывать влияние масштабного фактора, поскольку в геологической среде нашей планеты характерный размер структурной неоднородности примерно на шесть порядков больше, чем в идеальном кристалле.

Процесс укрупнения трещин с переходом разрушения на новый,

более высокий масштабный уровень контролируется концентрационным критерием K , предложенным В.С. Куксенко: $K = \frac{N^{-1/3}}{l} = \frac{L}{l}$, где N - объемная концентрация трещин (размером l), L - среднее расстояние между трещинами; l - средняя величина поперечного размера трещин [3].

Величина критерия K связана с относительной деформацией ε (%) при разрушении, коэффициентом формы κ_ϕ трещин, объемом V (или размером D , м) разрушаемого объекта в согласии с соотношениями [1, 2]:

$$K = \left(\frac{\varepsilon}{V}\right)^{-1/3} l^{-1} = (\varepsilon \kappa_\phi)^{-1/3}; \quad \kappa_\phi = l/\delta; \quad (1)$$

$$\lg \varepsilon = -0,59 \lg D - 1,33.$$

Коэффициент формы трещин, характеризуемый отношением поперечного l и продольного δ размеров структурной неоднородности, согласно опытным данным составляет величину $\kappa_\phi = 2 \dots 4$ при различных видах и масштабах разрушения (сжатие, удар, бурение, взрыв, сейсмические разрывы), исключая мощные сейсмические акты, при которых κ_ϕ увеличивается до 35 за счет динамической анизотропии свойств геосреды.

На рис. 1 иллюстрируется масштабный эффект относительной деформации ε при разрушении природных материалов в широком диапазоне свойств и размеров D образцов.

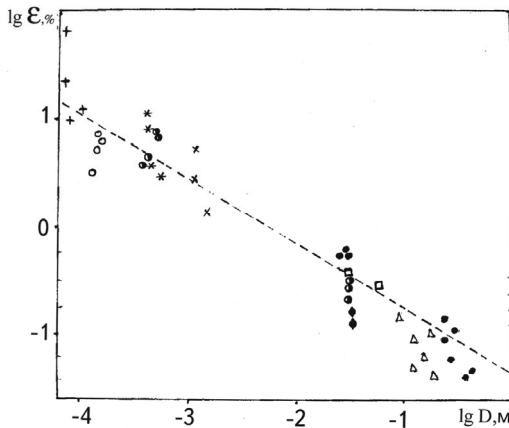


Рис. 1. Зависимость относительной деформации разрушения от размера образцов:

- | | | |
|------------|--------------|------------------|
| о мрамор, | х уголь, | о кварц, |
| + клинкер, | □ диабаз, | Δ взрывы, |
| * порфир, | ◆ джеспилит, | ● железная руда. |

На рис. 2 показана зависимость концентрационного критерия K от размера D разрушения: $\lg K = 1,1 + 0,2 \lg D$ [1, 4].

По данным В.С. Куксенко для лабораторных образцов горных пород величина K изменяется от 2 до 5. При увеличении размеров образцов в диапазоне $D=4 \cdot (10^{-4} \dots 10^1)$ м значение K возрастает от 3 до 10. Значения концентрационного параметра K при крупномасштабных разрушениях (горных ударах и землетрясениях) найдены путем экстраполяции выявленной эмпирической зависимости $\lg \varepsilon = f(\lg D)$ на соответствующие размеры. При этом использованы сейсмические данные М.А. Садовского, В.Ф. Писаренко, В.В. Штейнберга [5].

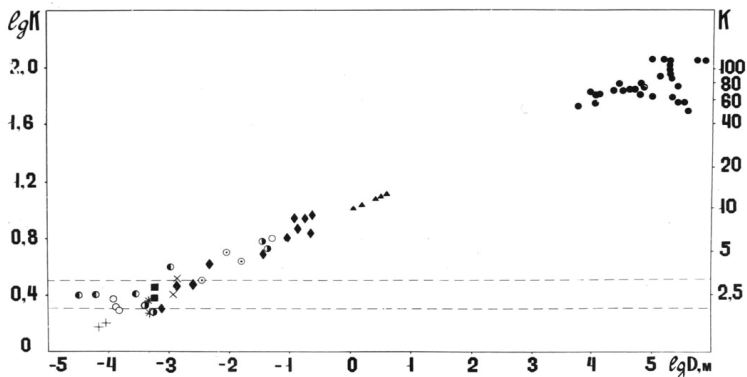


Рис. 2. Зависимость концентрационного критерия от масштаба разрушения:

- | | | |
|------------|------------------|-----------------|
| о мрамор, | х уголь, | о кварц, |
| о стекло, | о полимеры, | Δ горные удары, |
| + клинкер, | □ диабаз, | • разрывы при |
| * порфир, | ◆ железная руда, | землетрясениях. |

Следует отметить, что физический механизм разрушения в *микросистемах* отличается от разрушения в *макросистемах* тем, что надо учитывать скорости воздействия и сопутствующие акустические эффекты, такие как диффузия акустического излучения. Согласно современным взглядам механизм изменчивости геофизических систем описывают с позиций разрывных автоколебаний [6].

Деформируемое тело с дефектами представляют также как автоколебательную систему разрывного типа с многочастотным режимом [7]. В результате интерференции волн напряжений с различными частотами в активной среде возникают автоакустические возбуждения, и их коллективное поведение определяет закономерности предразрушения

твёрдого тела. Возникающие, например, флуктуационным способом микроразрывы сплошности могут привести к лавинообразному разрушению нагружаемого тела за счет усиления волн напряжений с помощью индуцированного акустического излучения [8].

С учетом вышесказанного разрушение следует рассматривать как неравновесный процесс, инициируемый акустическими волнами; причем, завершающий акт *саморазрушения* нагружаемой среды происходит по достижении энергетического «*порога*» разрушения (критического уровня напряжений и деформаций), за которым инициируется авторезонантный механизм высвобождения накопленной энергии. Критическое состояние вещества подобно резонансно-волновому состоянию, в котором диффузия акустического излучения оказывает разрушительное действие на кристаллическую структуру нагруженного объекта. В зависимости от интенсивности автовозбуждений (автоколебательных процессов) могут происходить резонансные колебания кристаллических структур (их нагрев) или их разрушение. Для варианта разрушения напряженно-деформированное состояние частицы, находящейся в автоколебательном резонансном режиме, функционально зависит от действия автоакустических флуктуаций (а не от межмолекулярных взаимодействий).

На *микроуровне* разрушения элементарные акты реализуются в виде необратимых разрывов межатомных связей в *локальных* термодинамически неравновесных зонах, где вещество находится в состоянии автоакустического возбуждения его активности квантово-механической природы. В условиях сильного отклонения от термодинамического равновесия происходит коллективная перестройка (самоорганизация) атомов конденсированной среды по авторезонантному механизму. В процессе этой динамичной перестройки формируются и растут микротрещины, образуются фрагменты и отдельные. Информацию о накопленной энергии несет *запредельная* стадия деформирования и разрушения, в частности, стадия *саморазрушения*, протекающая со скоростью авторезонанса.

Выделение не решенных ранее частей общей проблемы, которым посвящена статья.

Необходимо иметь в виду тот факт, что любой процесс разрушения, являясь следствием дискретности строения нагружаемой среды и дискретно-волновых проявлений механизма саморазрушения через автовозбуждения активности вещества, сопровождается эффектами *диспергирования* [1, 9]. Процесс разделения нагружаемой среды на изолированные фрагменты и тонкодисперсные отдельные (*диспергирование*) реализуется в активных локальных зонах и достигается в критическом состоянии вещества на стадии авторезонанса. Для анализа связи энергетике разрушения с эффектами образования отдельных введем и свяжем между собой показательные энергетические параметры средней W_V и локальной W_{AV} плотности энергии.

Оба параметра W_V и $W_{\Delta V}$ плотности энергии при разрушении характеризуют критическое состояние вещества нагружаемой среды, по достижении которого накопленная энергия высвобождается с образованием новой поверхности ΔS . Их различие состоит в том, что средняя плотность W_V энергии при разрушении характеризует энергетические условия развала сплошности (режим *дробления*) образца с образованием крупных отдельностей, тогда как локальная величина плотности энергии $W_{\Delta V}$ в очагах разрушения (зонах *диспергирования*) служит оценкой удельных затрат энергии на образование тонкодисперсных фрагментов и частиц (*диспергирование*):

$$W_{\Delta V} = W_V / \varepsilon_i = \sigma_o \varepsilon_o / 2 \varepsilon_i, \quad (2)$$

где $W_V = \sigma_o \varepsilon_o / 2$, σ_o , ε_o - предел прочности и деформация на пределе прочности, ε_i - относительная деформация на стадии *авторезонанса* (саморазрушения, диспергирования).

Величина $W_{\Delta V}$ на 2 порядка выше W_V , что находится в полном согласии с практическими данными. Например, затраты энергии на разрушение при взрывах и горных ударах составляют $W_V = 10^{-3} \dots 10^{-2}$ МДж/м³, тогда как при диспергировании (размеры частиц - $10^{-6} \dots 10^{-4}$ м) энергоёмкость возрастает до $W_{\Delta V} = 10^2 \dots 10^3$ МДж/м³ (удельная поверхность продукта $\Delta S/V = 10^3 \dots 10^4$ м²/м³) [1].

Запуск авторезонансного механизма разрушения межатомных связей реализуется при условии достижения критической плотности энергии $W_{\Delta V}$ в активных *локальных* зонах нагружаемой среды (зонах автовозбуждения активности вещества). Величина $W_{\Delta V}$ локальной плотности энергии характеризует уровень условно энергетического «порога» диспергирования, за которым высвобождается накопленная энергия с раскрытием очагов разрушения и выносом образованных тонкодисперсных фракций [1, 10].

Целью данной работы является обобщение закономерностей функционирования нагружаемой геологической среды с применением теории предразрушения и методов акустического мониторинга процесса разрушения для прогнозной оценки эффектов диспергирования.

Основной материал исследования. Согласно концепции В.Н. Бовенко внутренняя энергия кристаллической деформированной решетки трансформируется в кинетическую и потенциальную, а также в колебательную энергию разлетающихся деформированных частиц с квантовым КПД, равным отношению максимальной энергии акустических колебаний атомов ($h\nu_m$) к энергии межатомной связи (mc^2) [7, 9]:

$$\eta_{кв} = h\nu_m / mc^2 = 10^{-2} \dots 10^{-3}, \quad (3)$$

где h - постоянная Планка; $\nu_m = c/a$ - частота тепловых колебаний атомов, m - масса атома, c - скорость звука, a - среднее межатомное расстояние.

В согласии с автоколебательной теорией предразрушения реализуется механизм в виде «акустического лазера», трансформирующего энергию кристаллической решетки в акустическую энергию с квантовым КПД. Из этого следует, что коэффициент полезного действия η_D диспергирования теоретически не может превысить величину коэффициента $\eta_{ке}$ трансформации энергии кристаллической решетки в акустическую энергию. Однако, с позиций авторезонансного механизма диспергирования, рост количества и повышение дисперсности продукта возможны в режимах импульсного нагружения с высокой скоростью деформации (порядка $\cong 10^5 \dots 10^6 \text{ с}^{-1}$) и частотой, приближающейся к собственной частоте автоколебательного резонанса разрушаемого тела.

На практике сравнительно более эффективной показала себя технология газоструйного измельчения, поскольку нагружение измельчаемых частиц осуществляется со скоростью соударений порядка километра в секунду, что соответствует уровню критической скорости автоколебательного резонанса [1, 10].

Полагаем, что в анализе особенностей функционирования нагружаемой геосреды следует учесть также фактическую аналогию необратимых разрывов межатомных связей (на стадии саморазрушения) с элементарными актами разрушения вещества в состоянии фазового перехода в критической точке (испарения, сублимации) [1].

Анализ опытных данных, подтверждающих близость значений энергии активации разрушения, индентирования, термодеструкции, сублимации, энтальпии на единицу атомов для широкого круга материалов (кристаллы, породы, полимеры, металлы, стекла) позволяет признать единую термодинамическую природу процесса разрушения вещества независимо от вида подведенной энергии (механическая, термическая, электрическая и т.д.). В [11] обосновано соответствие значений параметра $W_{\Delta V}$ локальной плотности энергии в очагах разрушения (зонах диспергирования) и удельной энергоемкости $\Delta H_{кр}^{ucn}$ фазового перехода вещества в критическом состоянии: $W_{\Delta V} \cong \Delta H_{кр}^{ucn} \cong 3RT_{кр}$ ($T_{кр}$ - критическая температура фазового перехода, R - универсальная газовая постоянная). При этом достоверной прогнозной оценкой прочности межатомных связей вещества (*прочности на микроуровне*) в энергетических полях любого вида может служить величина $P_{кр}$ критического давления фазового перехода.

При анализе функционирования нагружаемой геологической среды необходимо особо отметить влияние масштабного фактора. На рис. 3 иллюстрируется закономерное возрастание критической плотности W_V энергии при уменьшении масштаба разрушения d нагружаемого объекта, так что произведение плотности энергии W_V на преимущественный размер d остается постоянным [1, 10]:

$$W_V d \approx \gamma_s \approx const; \quad \gamma_s \approx \gamma / \eta_D \cong 3 \cdot 10^3 \text{ Дж} / \text{м}^2. \quad (4)$$

В соотношениях (4) оценка физического параметра γ_s как эффективной поверхностной энергии превосходит теоретическую величину γ поверхностной энергии на 2...3 порядка, поскольку включает в себя значительную долю подводимой энергии, трансформируемой в автоколебательное движение атомов нагружаемого вещества.

Из рис. 3 видно, что закономерность (4), отражающая *динамический размерный эффект* при разрушении, соблюдается в области природных явлений (горные удары, землетрясения) и производственных технологий (взрывание, бурение, дробление, измельчение), подтверждая тем самым универсальность действия автовозбуждений нагружаемого вещества.

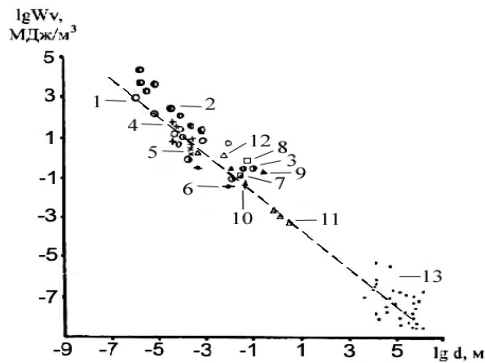


Рис. 3. Зависимость удельной энергии W_V разрушения от размера объекта и вида разрушения: 1-8 - нагружение сжатием кварца, стекла, мрамора, клинкера, порфира, угля, габбро, диабазы; 9 - бурение; 10 - взрывание; 11 - разрывы при горных ударах; 12 - удар на копре; 13 - разрывы при землетрясениях.

В настоящее время для изучения эффектов трещинообразования, разрушения и измельчения природных материалов нашел практическое применение метод акустической эмиссии, который позволяет наблюдать изменения микроструктурных элементов нагружаемой геосреды, включая стадию *запредельного* деформирования и разрушения [12].

Изучение особенностей поведения горных пород за пределом прочности было проведено на установке УНТС (неравнокомпонентного трехосного сжатия) А.Д. Алексеева [1, 13]. Использование специальной программы нагружения позволяло довести образец до максимального напряжения, а затем разгрузкой по одной оси - до потери максимальной сопротивляемости. На рис. 4 дан пример кинетики напряжений $\sigma(\tau)$, текущей деформации $\varepsilon(\tau)$ и акустической активности $\dot{N}(\tau)$ в нагружаемом образце угля (\dot{N} - число сигналов в единицу времени).

Видно, что с повышением уровня напряженно-деформированного состояния нагружаемого образца усиливается акустическое излучение, сопутствующее актам раскрытия и развития трещин. На графиках обозначены составляющие стадий деформирования и разрушения: образование трещин (I), развитие очага разрушения (II), *микродиспергирование* – “акустическое затишье” (III), саморазрушение с *макродиспергированием* (IV), пластическое разрушение с дроблением (V). Состояние «акустического затишья» проявляется релаксацией напряжений - на графике кинетики напряжений $\sigma(\tau)$, и стабильностью деформаций по всем трем осям сжатия - на графике кинетики деформаций $\varepsilon(\tau)$.

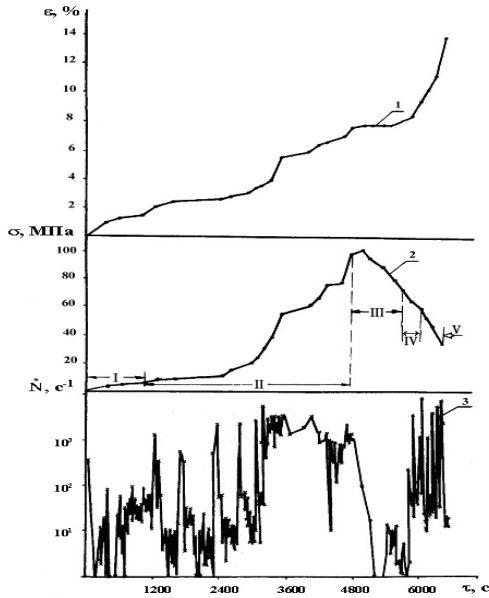


Рис. 4. Кинетика напряженно-деформированного состояния и акустической эмиссии в процессе трехосного неравнокомпонентного сжатия образца угля:

1 - $\varepsilon(\tau)$; 2 - $\sigma(\tau)$; 3 - $\dot{N}(\tau)$.

Применение акустического мониторинга позволяет проследить закономерности *запредельного* функционирования геосреды, нагружаемой объемным сжатием. Суть их в следующем.

За пределом прочности имеет место резкий спад акустической активности от $\dot{N}=10^3 \dots 10^4 \text{ c}^{-1}$ до $10 \dots 0 \text{ c}^{-1}$ с одновременным уменьшением амплитуды сигналов от 1,5...2 В до 30...40 мВ.

Продолжительность акустического затишья τ_{AZ} , характеризующего стадию *микродиспергирования*, пропорциональна параметру дисперсности продукта $\Delta S/V$.

Далее начинает интенсивно развиваться *макродиспергирование* некоторого объема, приобретает характер спонтанного разрушения всего образца. Спонтанность разрушения на неустойчивой стадии (после выхода из стадии микродиспергирования) характеризуется ростом скорости разуплотнения структуры и повышением уровня акустической активности на 2...4 порядка. Наблюдается рост деформаций до $\sim 14\%$ и продолжающийся спад напряжений вплоть до состояния остаточной прочности.

Исследования показали, что эффекты разрушения, возрастающие с длительностью τ_{AZ} «акустического затишья» за пределом прочности, в большей степени выражены в хрупкой среде (уголь) по сравнению с пластичным материалом (тальк): для угля $\tau_{AZ}=720\text{с}$, для талька $\tau_{AZ}=200\text{с}$. Гранулометрические анализы подтвердили правильность предпосылок прогноза по выделенному акустоэмиссионному признаку. Установлено, что количество мелких и тонкодисперсных фракций растет пропорционально τ_{AZ} ; для угля содержание фракций менее 500 и 100 мкм составляет $\beta_{500} = 10,2\%$, $\beta_{100} = 2,2\%$, для талька $\beta_{500} = 4,5\%$, $\beta_{100} = 1\%$. Соответственно изменяется удельная поверхность измельченных частиц: $\Delta S/V = 7690 \text{ м}^2/\text{м}^3$ - уголь, $\Delta S/V = 2830 \text{ м}^2/\text{м}^3$ - тальк.

В проведенных экспериментах подтверждено влияние масштабного фактора, как при одноосном сжатии, так и при действии высоких боковых давлений (см. рис. 5). С увеличением размера нагружаемого образца ослабевает N_V удельное акустическое излучение, что согласуется с теоретическими выводами и опытными данными разрушения различных масштабов ($N_V = N/V$; N - суммарный счет акустических сигналов) [1, 10].

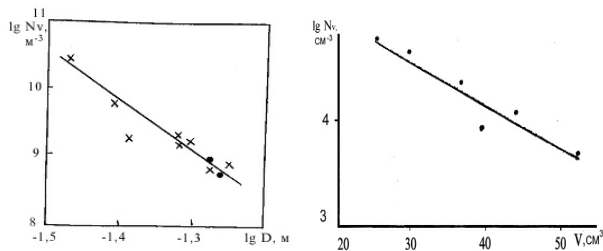


Рис. 5. Реакция акустической эмиссии (N_V) на масштабный фактор:
 а) при одноосном сжатии образцов железной руды (x) ($\sigma_0 = 318$ МПа) и диабазы (•) ($\sigma_0 = 194$ МПа);
 б) при действии боковых давлений: $\sigma_{2,3} = 10\text{-}100$ МПа, $\sigma_0 = 216\text{-}1160$ МПа.

Выводы

1. Функционирование нагружаемой геологической среды происходит на стадии трещинообразования в согласии с принципом концентрационного укрупнения трещин, а в состоянии предразрушения - на основе автоколебательной концепции и далее – по авторезонансному механизму разрушения нагруженного объекта.

2. С ростом масштаба разрушения (размера нагружаемого объекта) изменение структуры геосреды в процессе деформирования и разрушения проявляется в следующих закономерностях: уменьшения деформации ε на пределе прочности, увеличения концентрационного критерия K , уменьшения средней критической плотности W_V энергии при разрушении; уменьшения удельного счета сигналов акустической эмиссии при разрушении.

3. Для прогнозной оценки эффектов разрушения, дробления, диспергирования нагружаемой геосреды рекомендуется использовать следующие физические параметры и их соотношения: критическую плотность энергии при разрушении (среднюю W_V и локальную $W_{\Delta V}$); соотношение значений средней и локальной критической плотности энергии при разрушении: $W_{\Delta V} = W_V / \varepsilon_i$; динамический размерный эффект ($W_i d \cong \gamma_s$; $\gamma_s \cong 3 \cdot 10^3$ Дж/м²); закономерность возрастания эффектов разрушения с длительностью $\tau_{\Delta z}$ акустического «затишья»; термодинамические свойства вещества геосреды: критическое давление $P_{кр}$, критическую температуру $T_{кр}$; $W_{\Delta V} \cong \Delta H_{кр}^{сеп} \cong 3 RT_{кр}$.

Список литературы

1. Горобец Л.Ж. Развитие научных основ измельчения твердых полезных ископаемых Автореф. дисс... д-ра техн. наук: 05.15.08/ НГУ.- Днепропетровск, - 2004. - 35 с.
2. Горобец Л.Ж., Дуброва С.Б. Оценка энергетических параметров горных пород на стадии саморазрушения // Деформирование и разрушение горных пород. - Бишкек: Илим, 1990. - С. 350-358.
3. Куксенко В.С. Микромеханика разрушения материалов: Автореф. дис. д-ра физ.-мат. наук: 01.04.07/ Ин-т высокомолек. соедин. - Л., 1977.- 36 с.
4. Петров В.А., Горобец Л.Ж. Размерный эффект концентрационного порога разрушения // Изв. АН СССР. Физика земли. - 1987. - № 1. - С. 95-98.
5. Садовский М.А., Писаренко В.Ф. Сейсмический процесс в блоковой среде. – М.: Наука, 1991. – 100 с.
6. Чупрынин В.И. Разрывные автоколебания в геофизических системах. – М.: Наука, 1983. -92 с.
7. Бовенко В.Н. Синергетические эффекты и закономерности релаксационных колебаний в состоянии предразрушения твердого тела: Автореф. дис... д-ра физ.-мат. наук: 01.04.07/ МИЭМ.- М., - 1990. - 30 с.

8. Манжиков Б.Ц. *Индукцированная сейсмичность и удароопасность шахтных полей: Автореф. дис... д-ра физ.-мат. наук: 01.02.07/ Ин-т физики и механики горн. пород. - Бишкек, 1997. - 33 с.*
9. Бовенко В.Н., Горобец Л.Ж. *Дискретно-волновая природа диспергирования // Науковий вісник НГУ.- №1, 2008. - С. 7-9.*
10. Горобец Л.Ж., Бовенко В.Н. *Определение зависимости плотности энергии от размера разрушения // ФТПРПИ. -1986. - № 5. - С. 109-111.*
11. Лютый А.И., Горобец Л.Ж., Дуброва С.Б. *О термодинамических характеристиках критического состояния веществ // Физика и техника высоких давлений. - 1997. - № 1. - С. 3-8.*
12. *Связь между параметрами акустических сигналов и размерами разрывов сплошности при разрушении гетерогенных материалов /Д.И.Фролов, Р.Ш.Килькеев, В.С.Куксенко, С.В.Новиков// Механика композитных материалов. - Рига: Зинатне. - 1980. - №5. - С. 907-911.*
13. Алексеев А.Д., Недодаев Н.В. *Предельное состояние горных пород. - Киев: Наук. думка, 1982. - 197 с.*

*Горобец Л.Ж., д.т.н., проф.,
Державний вищий навчальний заклад
«Національний гірничий університет»*

ЗАКОНОМІРНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ НАВАНТАЖУВАТИ ГЕОЛОГІЧНОЇ СЕРЕДОВИЩА

Виконано узагальнення теоретичних і експериментальних закономірностей зміни деформації, щільності енергії і акустичної емісії навантажуваного геологічного середовища. Досліджується роль масштабу об'єкту, що руйнується, з використанням акустичного моніторингу.

Ключові слова: руйнування, деформація, щільність енергії, акустична емісія.

*Gorobets L., D. Sc. Professor,
National Mining University of Ukraine*

LAWS OF FUNCTIONING LOADS GEOLOGICAL ENVIRONMENT

Generalization of theoretical and experimental laws on deformation alteration, energy density and acoustic emission of geological environment under pressure loading is carried out. Investigation of object destruction scale with an application of acoustic monitoring are given.

Keywords: destruction, deformation, energy density, acoustic emission.

УДК 622.25

*Яремійчук Р.С., професор, д.т.н.,
віце-президент ГО Українська нафтогазова академія, Івано-
Франківський національний технічний університет нафти і газу*

ВІД ПРОЕКТУ ДО РЕАЛІЗАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЙ

В матеріалі підіймаються важливі проблеми модернізації існуючого і створення нового бурового обладнання свердловин. Автор заохочує увагу на недоліках існуючої техніки та технологій буріння та пропонує ряд інноваційних технічних рішень в галузі буріння свердловин.

***Ключові слова:** буріння свердловин, інновації, обладнання, технології.*

Постановка проблеми і стан її вивчення. Буріння свердловин застосовується в різних галузях народного господарства – при експлуатації водяних свердловин, при розвідці твердих корисних копалин, при розробці родовищ сірки з використанням її підземного виплавлення, при видобуванні нафти і газу. Кожен вид бурових робіт має свої особливості, які накладаються на вибір бурового обладнання, тих чи інших технологій. Практично весь цикл бурових робіт відбувається шляхом руйнування гірських порід буровим долотом та виносом вибуреної породи на поверхню.

Раніше створення бурового обладнання покладалося на галузеві Міністерства колишнього СРСР. Сьогодні Україна успадкувала цю систему, хоча випуск бурового обладнання майже не здійснюється.

Питання сучасної техніки і технології буріння достатньо повно викладені в ряді наукових праць [1–6].

Мета цієї роботи – заохотити увагу науковців і практиків на ряді “вузьких” місць, а також проривних технічних рішень в техніці та технології буріння свердловин.

Виклад основного матеріалу. В нафтовій та газовій галузях України основний кістяк бурового обладнання складають зношені бурові верстати російського виробництва (заводів «Уралмаш» та «Барикади») і лише невелика частина верстатів закуплена в західних компаніях. Старі російські бурові верстати частково модернізувалися шляхом заміни бурових насосів, бурових лебідок тощо. Хоча це обладнання є настільки застарілим, що його все варто було би відправити на металобрухт, оскільки всі їхні робочі параметри не дозволяють реалізовувати сучасні технології буріння свердловин, а це приводить до значних економічних витрат.

В 90-ті роки минулого сторіччя ЦКБ «Коралл» (м. Севастополь) пропонувало налагодити випуск модернізованих, орієнтованих на рівень західних компаній бурових верстатів двох типів – для буріння свердловин глибиною до 3000 метрів та для буріння на глибини до 6000 – 6500 метрів.

Ці установки мали бути блочними, здатними для монтажу і демонтажу за одну-дві доби. Пропонувалося організувати випуск обладнання на різних заводах України – у м. Стрию, Дніпро, Києві, Харкові, Краматорську. Збирання верстатів рекомендувалося здійснювати у містах Севастополі або Харкові. Бурові верстати для буріння до 3000 м. могли використовуватися для капітального ремонту свердловин глибиною до 6500 м.

На жаль, тодішнє керівництво НАК «Нафтогаз України» не підтримало цю пропозицію, зате запланувало організувати випуск бурового обладнання на одному з заводів Харківської чи Донецької області за схемою «Уралмашу», де виготовлення всього обладнання передбачалося здійснювати в одному місці і на реалізацію цього проекту було витрачено більше 800 млн. гривень, хоча реального втілення цього проекту так і не відбулося.

Хоча проект ЦКБ «Коралл» у дещо зміненому вигляді міг би і справді бути базою для організації випуску в Україні сучасного бурового обладнання.

Нині нам потрібно закуповувати нове сучасне обладнання в західних компаніях або брати його в оренду. Хоча аж ніяк не варто купляти зношені бурові верстати старих типів.

Що стосується бурових долів всіх типів та розмірів, то розробити їх кращими, ніж вони в США, Франції чи Китаї ми не в змозі, тому їх прийдеться купувати.

Б.В. Блідих, Р.С. Яремійчук пропонували почати в Україні розробку електробурів на постійному струмі, що дозволило би реалізацію електробуріння на глибинах до 6000 м з будь-якою конфігурацією форми траєкторії свердловини, у тому числі для буріння горизонтальних свердловин на сланцевий газ. Очевидно, що цю роботу можна було би виконати в умовах кооперації КБ «Потенціал» та Івано-Франківського національного технічного університету. Хоча втілення цієї програми ґрунтується у проблему її фінансування.

Звичайно, проектування технологій буріння здійснюється для конкретних геолого-технічних умов. Так, наприклад, давно відомо, що на Волино-Поділлі розвідано більше сорока структур, що є перспективними по нафті та газу. Але майже всі очікувані продуктивні горизонти мають аномально-низький тиск (в межах 0,9÷0,75 від величини гідростатичного тиску). Тому серійні технології розкриття цих пластів не привели до відкриття нових родовищ (крім родовища Локачі). Тому для таких умов необхідно розділити проект буріння на дві частини: до покрівлі продуктивного горизонту та буріння самого продуктивного пласта. Для цього у другій частині проекту треба використовувати буріння з продувкою пінами, природним газом або з промивкою вибою аерованими розчинами. На сьогоднішній день найбільш ефективно ці технології можна реалізувати за допомогою бустерних вставок до бурових насосів (компанія «Бустер», І.В.Белей); за допомогою яких в Росії успішно пробурено сотні

свердловин. З цією технікою можна бурити свердловини не лише при умовах рівноваги тисків «свердловина-пласт», а і при значних від'ємних тисках. Звичайно, у цих умовах гирлове обладнання повинно мати не лише типові превентори, а і обертовий превентор.

Реалізація цієї технології могла би дозволити відкрити десятки нових газових родовищ.

Це обладнання та технології повинні би застосовуватися при бурінні свердловин в умовах тривалої експлуатації нафтових і газових родовищ та при падінні пластового тиску за межі гідростатичного у пласті.

Спеціалістами з буріння свердловин та тривалої розробки родовищ бажано застосовувати буріння горизонтальних свердловин різної протяжності з використанням колтюбінга. На наш погляд, широке застосування колтюбінгових технологій повинно мати місце при розбурюванні прошарків з низькою проникністю, які перед тим не вводилися в розробку (на прикладі Карпатських мелілітів).

На черзі стоїть буріння розвідувальних а пізніше експлуатаційних горизонтальних свердловин для видобування сланцевого газу. Варто було би хоча би на рівні проектної оцінки передбачити віялоподібне розташування свердловин з одного бурового майданчика. При цьому азимутний напрямок свердловин міг би розміщуватися через 45-90° з верхньої точки. Це суттєво зменшило би витрати на буріння цих свердловин. Що стосується рецептур різних типів бурових розчинів, технологій їх приготування і промивання свердловин, то в Україні є багато бурових організацій, які володіють сучасними світовими технологіями. Разом з тим, доцільна певна модернізація цієї підсистеми на основі новітніх технічних засобів, зокрема гідроежекторів, центрифуг з підвищеним фактором Фруда тощо.

Ще одним з резервів пришвидшення вводу в розробку газових і газоконденсатних родовищ на суші та шельфі Чорного моря могло би бути буріння куша горизонтальних свердловин з однієї бурової площадки, як це реалізовано при бурінні похило-спрямованих свердловин на Одеському газоконденсатному родовищі на шельфі Чорного моря (патент № 91576 «Спосіб будівництва кушових свердловин на морі», автори Головін С.М., Дякович П.М., Павлов С.Д., Стефурак Р.І., Яремійчук Р.С., бюлетень №13 від 10.07.2014 р.).

Згідно цього патенту буріння першої вертикальної свердловини виконується з урахуванням початкового пластового тиску, після закінчення буріння цієї та наступної свердловини вони вводяться в експлуатацію, а буріння другої та кожної наступної похило-скерованої або горизонтальної свердловини від покривлі продуктивного пласта до проектною довжини свердловини здійснюють з використанням бурового розчину меншої густини, ніж у попередньо пробуреній свердловині та введеній в експлуатацію, а зазначене зменшення густини бурового розчину

визначають розрахунковим способом або шляхом гідро-газодинамічних досліджень працюючих свердловин з оцінкою реального пластового тиску в інтервалі буріння кожної наступної свердловини, тобто з оцінкою величини тиску в депресійних воронках експлуатаційних свердловин. Це дає можливість суттєво зменшити витрати на відведення землі, монтаж-демонтаж бурового обладнання та забезпечує буріння свердловин без можливого поглинання бурового розчину та викидів газу в процесі розкриття пласта.

В Україні розроблені компоновки низу бурильної колони для різних розмірів бурових доліт та конфігурації свердловин, які можуть конкурувати з відомими зарубіжними аналогами.

Важлива роль відводиться кваліфікаційному проектуванню технології буріння свердловин. На жаль, ця робота у нас вимагає суттєвого удосконалення. Тому можна орієнтуватися на необхідності суттєвого підвищення рівня проєктантів або залучення до цієї роботи зарубіжних спеціалістів. Одночасно треба організувати вивчення сучасних зарубіжних технологій та сучасного обладнання спеціалістами з буріння свердловин в західних наукових центрах. Обмежені фінансові можливості наших університетів не в змозі поки-що забезпечити таку роботу в Україні.

Таким чином, сучасний проєкт, раціональний підбір обладнання, реалізація інноваційних технологій буріння створили би умови для пришвидчення термінів буріння свердловин та зменшення фінансових та енергетичних витрат. Одночасно це був би і шлях до енергетичної незалежності України.

Література

1. Коцкулич Я.С. *Перспективи розвитку буріння нафтових і газових свердловин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: Факел, 2001. - № 1(1). - С. 39-42*
2. Коцкулич Я.С. *Напрямки розвитку техніки і технології буріння нафтових і газових свердловин в Україні // Нафта і газ України. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2000. - Т.2. - С.9-11.*
3. Муравенко В.А., Муравенко А.Д., Муравенко В.А. *“Буровые машины и механизмы” Том 1. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002.*
4. *Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование. /под. ред. Гусмана А. М., Порожского К. П. Екатеринбург: УГГА, 2002. 592 с.*
5. Erik B. Nelson and Dominique Guillot, published by Schlumberger, 2006.
6. Войтенко В.С., Вітрик В.Г., Яремійчук Р.С. *Технологія і техніка буріння. Львів: Центр Європи. 2012. – 708 с.*

*Яремийчук Р.С., профессор, д.т.н
Ивано-Франковский национальный технический университет
нефти и газа*

ОТ ПРОЕКТА К РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ

В материале поднимаются важные проблемы модернизации существующего и создание нового бурового оборудования скважин. Автор заостряет внимание на недостатках существующей техники и технологий бурения и предлагает ряд инновационных технических решений в отрасли бурения скважин.

Ключевые слова: бурение скважин, инновации, оборудования, технологии.

*Yaremiychuk R., D.Sc., Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*

FROM PROJECT TO IMPLEMENTATION OF THE TECHNOLOGY

The article raises important problems of modernization of existing and creation of new wells drilling equipment. The author draws attention to the shortcomings of the existing equipment and drilling technology and offers a number of innovative technical solutions in the drilling industry .

Keywords: drilling , innovations, equipment, technology.

УДК 622.244

*Молчанов П.О., к.т.н., доцент,
Пієнко І.В., студентка,
Савик В.М., к.т.н., доцент
Полтавський національний технічний
університет імені Юрія Кондратюка*

ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ КОНСТРУКЦІЇ ВІБРОСИТ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

Наведено принцип роботи вібросит, їх класифікація та описано основні напрямки і тенденції сучасного розвитку вібросит як одного з найбільш важливих технічних засобів очищення бурових розчинів. Описано особливості розміщення вузлового обладнання, розглянуто види коливань вібраційного сита.

***Ключові слова:** вібросито, буровий розчин, ситогідроциклонні сепаратори, ситові касети.*

Постановка проблеми.

Буріння нафтових і газових свердловин супроводжується циркуляцією бурового розчину, який промиває вибій і виносить на поверхню вибурений шлам. Циркуляційна система - це комплекс пристроїв для очищення, циркуляції промивної рідини, зберігання запасу промивної рідини для системи та автоматичного поповнення неминучих втрат її в свердловині. У даний час очищення бурового розчину від шламу проводиться чотириступінчастою системою очищення циркуляційної системи. Вона включає в себе наземні пристрої та споруди, такі як вібросита, гідроциклони, змішувачі, насоси, дегазатори та інше обладнання, що забезпечують промивку свердловин шляхом багаторазової примусової циркуляції бурового розчину по замкнутому колу.

Аналіз останніх досліджень і публікацій, у яких започатковано розв'язання проблеми.

У багатьох випадках недоліком сучасних вібросит є те, що вони працюють в режимі вимушених коливань в області частот, далеких від резонансу. Внаслідок цього хиткі рами цих пристроїв піддаються впливу сили, яка багаторазово перевищує значення сили, що вимагається при роботі в режимі підтримки резонансних коливань. Це призводить до значного підвищення металоємності рами, потужності вібраторів, отриманню при використанні серійно випускаючих вібраторів низьких значень віброприскорення рами - головного вібраційного параметра сита, що визначає пропускну здатність і ефективність очищення бурового

розчину. Крім того, суттєвим недоліком вібросит є відсутність можливості регулювання віброприскорення рами без зупинки сита.

Мета статті – описати принцип роботи вібросит, їх класифікацію;

– описати основні напрямки та тенденції сучасного розвитку вібросит як найбільш важливого технічного засобу очищення бурових розчинів;

– описати особливості розміщення вузлового обладнання;

– розглянути види коливань вібраційного сита.

Для досягнення цієї мети ставимо такі *завдання*: на основі аналізу наукової періодики та патентної літератури проаналізувати тенденції розвитку вібросит для очищення бурових розчинів, виявити перспективні напрями вдосконалення конструкцій вібросит.

Виклад основного матеріалу дослідження.

За минулі роки основним напрямком у розвитку вібросит є перехід від гнучких натяжних ситових касет до ситових касет на жорсткій основі. Інший напрямок розвитку конструкцій вібросит - застосування цих пристроїв у складі ситогідроциклонних сепараторів. Третій напрям розвитку вібросит - поява систем з односпрямованим еліптичними траєкторіями коливань.

Вібраційні сита є першою ступінню очищення бурового розчину, перебуваючи в самому початку технологічного ланцюга системи очищення бурового розчину. Завдяки швидким темпам розвитку нафтової і газової промисловості, удосконалення вібросит протягом останніх років призвело до значних результатів, зокрема застосування малогабаритних вібросит (рис. 1), перехід на жорсткі ситові касети, застосування вібросит у складі ситогідроциклонних сепараторів, розробка систем з односпрямованими еліптичними траєкторіями коливань віброрами.



Рис. 1 Вібраційне сито

Робота вібраційного сита (рис. 1 – 3) включає наступні технічні операції. Спочатку буровий розчин при вході в спеціальну ємність знижує швидкість, після чого здійснюється його видача на вібраційну сітку сита. Сітки встановлюються на рами, які з'єднуються через амортизатор коливань (гумовий амортизатор, або спіральну пружину з платформою), для того щоб вібрації не переносилися на платформу. Рами приводяться в рух за допомогою вібродвигуна. Сітка, при дії на неї віброрами здійснює коливальні рухи, які впливаючи на розчин, видають його через сітковий пристрій, залишаючи при цьому найбільш крупні фракції гідросуміші на поверхні сітки. Надрешітний продукт видається крізь спеціальні шнекові пристрої в шламоприймач. Рідка фаза розчину пройшовши таким чином очистку видається в спеціальну ємність, яка є ємністю очисного блоку. Вже після проведення додаткових переливів буровий розчин видається на подальше використання в основний блок.

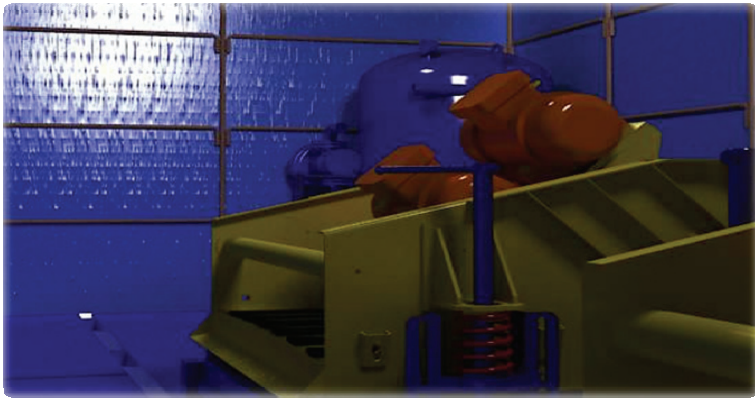


Рис. 2 Однорівневе вібраційне сито

Вібраційні сита класифікують за такими ознаками:

- типом сіток, які встановлені на ситі; сітки можуть бути каркасними і натяжними, проте сьогодні великим попитом користується перший тип, оскільки дані види сіток можуть бути відрегульовані, на відміну від натяжних, сила натягу яких задається заводом-виробником.
- кількістю рівнів проведення очищення; на сьогодні у використанні знаходяться вібросита з дворівневим ступенем очищення і тривірневі вібраційні сита. Тут вибір того чи іншого типу вібраційного сита залежить від безпосереднього застосування вібросита.
- типом коливань вібросита (рис. 4): лінійного, еліптичного, кругового. Еліптичні коливання в свою чергу поділяються на збалансовані, незбалансовані та прогресивні.



Рис. 3 Трирівневе вібраційне сито

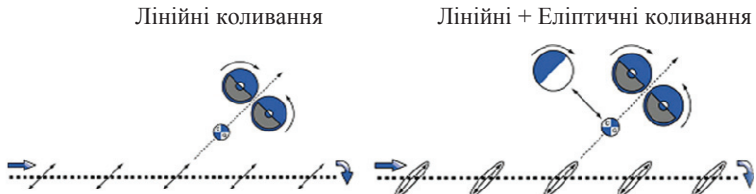


Рис. 4 Види коливань вібраційного сита

Основним напрямком у розвитку вібросит є перехід від гнучких натяжних ситових касет до ситових касет на жорсткій основі – пластиковій чи металевій (рис. 5). Натяжна гнучка ситова касета являє собою дві ткани металеві сітки (крупночарункову несучу і дрібночарункову робочу), скріплені між собою гнучкою пластиковою - зазвичай поліетиленовою – решіткою шляхом температурного спікання. Краї сіток, прилеглі до бортів вібросита, оформлені у вигляді скоб, за які сітка розтягується натяжними пристроями, спираючись на поздовжні обгумовані ребра віброрами. У поперечному перерізі огинаюча поверхня, що проходить по вершинах ребер, дещо викривлена, що забезпечує опуклу циліндричну форму робочої поверхні сітки. Завдяки цьому сітка більш надійно прилягає до ребер і при рівномірному натягу менш імовірно провисання ситового полотна. Зовнішній вигляд натяжної гнучкої касети, встановленої на віброситі СВІЛІМ, представлений на рис. 5.

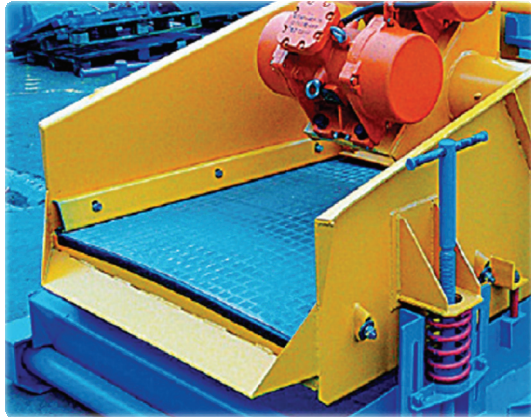


Рис. 5 Натяжна гнучка касета, встановлена на вібриситі СВІЛМ

Жорстка ситова касета на пластиковій основі являє собою ті ж дві сітки, скріплені пластиковими ґратами, але решітка ця виконана у вигляді жорсткої рамки товщиною близько 40 мм. Така касета не потребує натяжних пристроїв, так як сітка на ній розтягується заздалегідь при виготовленні касети. На вібриситі така касета кріпиться простими клинами або притисками. Жорстка касета на металевій основі відрізняється від касети на пластиковій основі тим, що рамка такої касети виконана не з пластику, а з металу, а розплавлена пластмаса скріплює між собою і сітки, і металеву рамку з сітками. На рис. 6 представлені зразки обох видів жорстких касет, розміщені на одному вібриситі під час роботи на буровій.



Рис. 6 Жорсткі касети на пластиковій (перший пакет за рухом матеріалу) і на металевій основі (другий пакет за рухом матеріалу), встановлені одночасно на вібриситі «Пульсар» під час промислових випробувань

Працездатність гнучких касет істотно залежить від якості їх натягу. Навіть невелике місцеве провисання через неточні дії оператора або дефектів конструкції призводить до припинення транспортування шламу по поверхні касети. Це пов'язано з виникненням в погано розтягнутих місцях ситового полотна власних коливань сітки в протифазі з віброрамою. У місці провисання сітка швидко виходить з ладу, стираючись по контакту з опорними ребрами.

Основна перевага жорстких касет – не залежність їх працездатності від дій оператора. Постійне хороше натягнення ситової поверхні жорстких касет, тобто відсутність коливань сітки в протифазі з віброрамою, забезпечує найкращі умови для транспортування шламу і велику довговічність. Ще один істотний недолік гнучких касет – вигнута вгору робоча поверхня, що призводить до переважного плину розчину уздовж бортів. Жорсткі касети вільні від цього недоліку. Єдиний суттєвий недолік жорстких касет в порівнянні з гнучкими – більш висока вартість. Витрата ситових касет збільшується, якщо технологічні служби не виправдано завищують номенклатуру застосовуваних сіток по інтервалах буріння, забуваючи, що вібросито – це, як правило, засіб не основний, а попереднього очищення розчину. Приклади вібросит з жорсткими касетами: вібросита серії «Пульсар» виробництва ТОВ «Компанія «Техномехсервіс» і ЗАТ«ПромКомплектСервіс». Зразки такого вібросита представлені на рис. 6 і 7. Вібросито оснащується жорсткими касетами, має регульований кут нахилу віброрами, може забезпечуватися мотор-вібраторами різного виробництва. Касети зберігають працездатність в ході будівництва кількох свердловин.

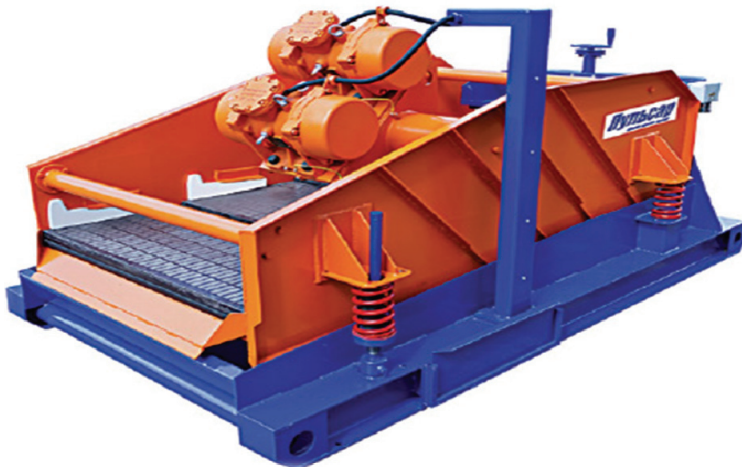


Рис. 7 Вібросито «Пульсар» з жорсткими ситовим касетами

Інший напрямок розвитку конструкцій вібросит – застосування цих пристроїв у складі ситогідроциклонних сепараторів. В англомовній літературі ситогідроциклонний сепаратор називають «mudcleaner». Ситогідроциклонний сепаратор [1] був введений у вітчизняну промислову практику в 1970-і рр. Ситогідроциклонний сепаратор – це установка, що складається з розміщених над віброситом гідроциклонних шламовідділювачів – пісковідділювача та муловідділювача – з можливістю скидання пульпи на вібруючу сітку. Вібросито оснащується сітками з мінімально можливим розміром отворів близько 40 - 50 мкм. Призначення такого пристрою – видалення тонкодисперсних фракцій з пульпи муловідділювачів перед скиданням пульпи в амбар, тобто зниження втрат продуктивного розчину на піско- та муловідділювачі. Просіяна через сітку рідина повертається в циркуляцію і може направлятися на доочистку в центрифугу [2, с. 289, с. 154].

Відзначимо, що зарубіжні рекомендації щодо застосування ситогідроциклонних сепараторів на обважнених розчинах досить неточні. Зокрема, в стандарті RP13С Американського нафтового інституту вказується, що ситогідроциклонний сепаратор повинен використовуватися тільки на обважнених розчинах [3, п.7.9.2], хоча всі американські «очисники бурового розчину», що поставляються в Сибір, призначені виключно для обважнюючих розчинів. У відомому довіднику [2] на необважнюючих розчинах ситогідроциклонні сепаратори рекомендується використовувати замість пісковідділювачів та муловідділювача у випадку «дуже рідкої фази» [2, с. 289] або в закритій циркуляційній системі [2, с. 97, с.153]. Але так як в останні роки «дешеві» розчини майже не застосовуються, а через жорсткість природоохоронного законодавства замкнені циркуляційні системи стали розповсюдженим явищем, то виходить, що ситогідроциклонні сепаратори повинні використовуватися практично завжди.

Третій помітний напрям розвитку вібросит – поява систем з односпрямованими еліптичними траєкторіями коливань (в англомовній літературі «balancedellipticalmotion»). На закордонних віброситах це досягається або просторовим розташуванням вібраторів, або додаванням третього вібратора до наявних двох на звичайному лінійному віброситі. Рекламні проекти виробників цих вібросит не пояснюють у зрозумілих для інженерів категоріях, в чому полягають переваги цих систем. Свого часу також без особливих пояснень американська промисловість перейшла від низькочастотних еліптичних вібросит до високочастотних лінійних. До речі, якщо виходити з традицій радянської наукової школи, то для отримання односпрямованих еліптичних траєкторій коливань віброрами зовсім не обов'язково використовувати третій вібратор або повертати вібратори в просторі. Цього можна досягти відповідним підбором положення по відношенню до центру тяжіння віброрами двох паралельно

розташованих різних вібраторів. Таке вібрисито, розроблене в ТОВ «Техномехсервіс», показано на рис. 9. Зараз ця конструкція проходить промислові випробування.

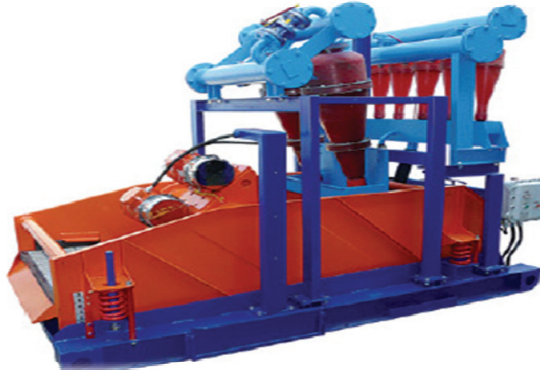


Рис. 8 Ситогідроциклонний сепаратор, у складі: вібрисито «Пульсар», пісковідділювач ПГ 60/300, муловідділювач ИГ-45М

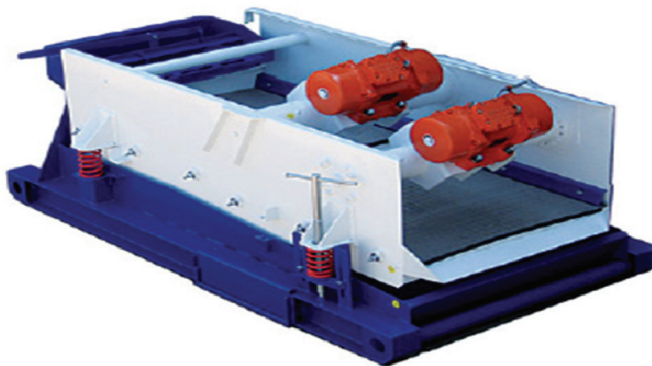


Рис. 9 Вібрисито з односпрямованим еліптичними траєкторіями коливань конструкції ТОВ «Техномехсервіс»

Висновок: в статті виконано опис роботи вібрисит, виконаний огляд та класифікація очисного обладнання вітчизняного та закордонного виробництва. Також розглянуто види коливань вібраційного сита при різних видах розміщення контрвантажів дебаланса. В описі представлено зразок обох видів жорстких касет, які розміщені на одному вібриситі під час роботи на буровій та обґрунтовано переваги їх застосування.

Литература

1. Мищенко В.И., Кортунов А.В. *Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов*. Краснодар: Арт Пресс, 2008. 336 с.
2. *Drilling Fluids Processing Handbook*. Burlington, MA: ElsevierInc., 2005. 666 p.
3. *Recommended Practice on Drilling Fluids Processing Systems Evaluation*. API RP13C, 4rd Edition, 2004.
4. Анахин В.Д., Плисс Д.А., Монахов В.Н. *Вибрационные сепараторы*. - М.: Недра, 1991.-157 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. *Технология бурения нефтяных и газовых скважин*. М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2001. – 676 с.

*Molchanov P., PhD, Docent,
Piienko I., student,
Savyk V., PhD, Docent,
Poltava National Technical
Yuri Kondratyuk University*

TRENDS OF CONSTRUCTION FOR SHAKERS CLEANING MUD

Presents the principle of vibrating, their classification and describes the main trends and tendencies of modern development vibrating as one of the most important technical means of cleaning mud. The features of the placement node equipment types considered shaker vibrations.

Keywords: *vibrosito, mud , mudcleaner, sieve cassette.*

*Молчанов П.А., к.т.н., доцент,
Пиенко И.В., студентка,
Савик В.Н., к.т.н., доцент
Полтавский национальный технический
университет имени Юрия Кондратюка*

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОНСТРУКЦИИ ВИБРОСИТ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Описан принцип работы вибросит, их классификация, основные направления и тенденции современного развития вибросит как одного из наиболее важных технических средств очистки буровых растворов. Описаны особенности размещения узлового оборудования, рассмотрены виды колебаний вибрационного сита.

Ключевые слова: *вибросито, буровой раствор, ситогидроциклонные сепараторы, ситовые кассеты.*

УДК 621:622.276

*Орловський В.М., к.т.н., доцент,
Похилюк А.М., асистент
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка*

РОЗРОБКА ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ ЗНИЖЕНОЇ ГУСТИНИ

Розглянуто питання розроблення полегшених і легких тампонажних матеріалів, описані механізми задіяні при їх розробленні. Розроблено рецептури нових полегшених і легких тампонажних сумішей для застосування в різноманітних гірничо-геологічних умовах глибоких нафтових і газових свердловин.

Ключові слова: *легкий тампонажний матеріал, полегшений тампонажний матеріал, полегшувальна домішка*

Проблема та її зв'язок з науковими і практичними завданнями. У процесі цементування свердловин в умовах низьких і аномально низьких пластових тисків, схильних до поглинання промивальних рідин і тампонажних розчинів, та геостатичних температур 15 – 250°C, а також при необхідності підняття тампонажного розчину на велику висоту в один прийом потрібні тампонажні матеріали з пониженою густиною цементного розчину.

Сьогодні промисловістю України в заводських умовах виготовляється лише один вид полегшеного тампонажного цементу ПЦТШ-Пол5-100 з нижньою границею густини 1450 кг/м³, який призначений для температур вищих 50°C [1]. Проте на більшості нафтогазових родовищах України існують умови, які потребують застосування полегшених і легких тампонажних розчинів з різними технологічними характеристиками. Тому проводяться дослідження направлені на розширення асортименту тампонажних матеріалів пониженої густини для застосування в різноманітних гірничо-геологічних умовах глибоких нафтогазових свердловин України.

Аналіз досліджень і публікацій. Тампонажні цементи з пониженою густиною цементного розчину належать до модифікованих матеріалів. З аналізу наукових джерел відомо, що існує декілька способів зниження густини тампонажних розчинів [2, 3]:

- 1) зниженням густини твердої фази шляхом додавання легкого наповнювача або використанням в'язучої речовини з меншою густиною;
- 2) підвищенням водо-сумішевого відношення з одночасним збільшенням водоутримувальної здатності розчину;
- 3) введенням в тампонажний розчин газової фази з одночасним її диспергуванням та стабілізацією утвореної піни:

- а) шляхом аерації;
- б) введенням штучних або природних мікрочасток (капсул);
- в) введенням спеціально оброблених, спучуваних матеріалів з великим ступенем кавернозності та низькою насипною масою;
- 4) заміною частини води вуглеводневою рідиною меншої густини.
- 5) комбіновані або мішані способи.

Вибір того чи іншого методу зниження густини визначається умовами застосування та технологічними можливостями.

Серед найбільш поширених в Україні полегшених тампонажних матеріалів застосовуються матеріали, що відносяться до першого та другого способів, або об'єднують в собі якості, притаманні одночасно композиціям першого та другого способів полегшення тампонажних розчинів. Спосіб одночасного зниження густини і збільшення водосумішевого відношення був застосований при створенні тампонажних матеріалів, які вироблялися в Україні в промислових масштабах.

В 70-х роках минулого сторіччя в СРСР були розроблені полегшені тампонажні цементи ОЦГ – на основі суміші шлаку, портландцементного клінкеру і трепелу при співвідношенні компонентів 1:1 (за масою) та ОШЦ – на основі суміші шлаку і глини (наприклад бентоніту). Діапазон густини тампонажних розчинів на основі ОЦГ – $1450 \div 1600 \text{ кг/м}^3$, водосумішеве відношення (В/С) = $0,7 \div 1,1$, допустимі температури використання $40 \div 150 \text{ }^\circ\text{C}$. Діапазон густини тампонажних розчинів на основі ОШЦ – $1450 \div 1550 \text{ кг/м}^3$, В/С = $0,85 \div 0,95$, рекомендована температура використання для ОШЦ-120 – $80 \div 160 \text{ }^\circ\text{C}$, для ОШЦ-200 – $160 \div 220 \text{ }^\circ\text{C}$ [4, 5]. Цементи ОЦГ і ОШЦ вироблялись в Україні Констянтинівським ВАТ „Завод обважнювачів”.

В Україні були розроблені також полегшені цементи ПЦТШ-Пол5-100 і ПЦТШ-Пол4-100 до складу яких входить 50 % цементного клінкеру і 50 % полегшувальної домішки – цеолітизованого туфу, та 3 % гіпсу [6]. Діапазон густини тампонажних розчинів на основі таких цементів $1400 \div 1500 \text{ кг/м}^3$ при В/С = $1 \pm 0,2$. Рекомендована температура використання $50 \div 100 \text{ }^\circ\text{C}$.

Постановка задачі. Задача досліджень полягає в розширенні асортименту тампонажних матеріалів зниженої густини з широким температурним діапазоном для застосування в різноманітних гірничо-геологічних умовах глибоких нафтових і газових свердловин.

Виклад матеріалу і результати. У процесі виконання задач, поставлених виробничими геологічними об'єднаннями України перед науковцями галузі, колективом дослідників Полтавського відділення УкрДГРІ (Полтава–Львів) протягом більше ніж 30 років було розроблено ряд тампонажних матеріалів і рецептур з пониженою густиною цементного розчину. Серед них:

1. Полегшені цементно–глинисті тампонажні суміші (ЦГС) з добавками 3 – 30% бентонітового порошку як полегшувальної домішки [7, 8].

За рахунок високого водосумішевого відношення (до 1,8) можливе доведення густини цементно–глинистих сумішей до $1300 \div 1350 \text{ кг/м}^3$, але через невелику міцність, низьку термо– (до 75°C) і корозійну стійкість та складність приготування (як правило, поргланцемент замішують на раніше приготовленому глинистому розчині) в останні роки використання ЦГС практично припинилось.

2. Полегшені безклінкерні доломіто–зольні тампонажні суміші (ДЗС) із співвідношенням компонентів доломітове борошно напівобпалене : кисла зола-винос ТЕС – (50–60) : (40–50) [7, 9]

Густина таких тампонажних розчинів – $1540 - 1620 \text{ кг/м}^3$ при В/С – $0,58 - 0,62$. Термічний інтервал застосування $60 - 100^\circ\text{C}$. Перевагами ДЗС є розширення тампонажного матеріалу при твердінні. Недоліком є низька міцність цементного каменю.

3. Полегшені цементно–зольні тампонажні суміші (ЦЗС) [7].

При домішці в ЦЗС від 40 до 60 % (від маси сухого матеріалу) золи Курахівської ТЕС (ЗК) можна одержувати рецептури з густиною тампонажного розчину $1550 \div 1650 \text{ кг/м}^3$. ЦЗС відрізняються високою термо– і корозійною стійкістю, рекомендований температурний діапазон застосування $50 - 160^\circ\text{C}$. При зниженні густини ЦЗС до $1450 \text{ кг/м}^3 - 1470 \text{ кг/м}^3$ у воду замішування вводять стабілізатор. Подальше зниження густини призводить до значного погіршення фізико-механічних властивостей цементного каменю. Перевагою таких сумішей є висока корозійна стійкість в умовах полімінеральної агресії. Технологічні властивості стабілізованих полегшених ЦЗС проведено в таблиці 1.

4. Полегшені і легкі тампонажні розчини з добавками 5 – 13% фільтроперліту як полегшувальної домішки [7, 10].

Густина таких сумішей знаходилась в межах $1350 - 1550 \text{ кг/м}^3$. Недоліком сумішей є невисокі фізико-механічні показники цементного каменю (при густині нижче 1470 кг/м^3 його міцність не відповідає існуючим вимогам) та обмежений температурний інтервал використання ($50 - 100^\circ\text{C}$).

5. Полегшені безклінкерні тампонажні суміші на основі зол-виносу ТЕС (ЗС) із співвідношенням компонентів зола висококальцієва : зола кисла – (30–70) : (30–70) [11].

Густина тампонажних розчинів на основі таких сумішей $1500 - 1620 \text{ кг/м}^3$ при В/С – $0,54 - 0,56$. Термічний інтервал застосування $20 - 160^\circ\text{C}$. Переваги – висока термостійкість і стабільність тампонажного розчину, розширення тампонажного матеріалу при твердінні.

6. Полегшені тампонажні суміші (ПТС) із застосуванням як полегшувальної домішки тонкодисперсного цеолітового борошна (ЦБ) із співвідношенням компонентів ПЦТІ-100 : ЦБ – (55–70) : (30–45) [10, 12].

Таблиця 1 – Технологічні властивості стабілізованих полегшених ЦЗС

Склад суміші, мас. част., %		Стабілізатор «Dyolix» від маси сухого мат., %	В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, см ³	Міцність при стисканні через 2 доби, МПа			
ПЦП-100	ЗК						$t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 20,0\text{ МПа}$	$t = 75\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 30,0\text{ МПа}$	$t = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 40,0\text{ МПа}$	$t = 140\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 70,0\text{ МПа}$
60	40	0,12	0,97	1460	0,18	5,5	0,8	1,0	1,8	
60	40	0,11	0,97	1460	0,19	6,0	0,9	1,1	2,0	
60	40	0,09	0,90	1490	0,19	6,0	1,0	1,3	2,3	
50	50	0,05	0,80	1495	0,20	3,0	1,4	1,5	3,5	3,7
50	50	0,04	0,70	1530	0,21	3,0	1,7	2,5	5,1	6,5
50	50	0,03	0,70	1530	0,22	8,0	1,8	2,5	5,2	6,7

Густина тампонажного розчину 1450 – 1620 кг/м³ при В/С – 0,70 – 1,00. Термічний інтервал застосування – 20 – 100^oС. Перевагами таких сумішей є широкий термічний діапазон застосування, неусадковий цементний камінь з високими показниками адгезії, який за своїми фізико-механічними властивостями відповідає вимогам ДСТУ. Із зростанням температури газопроникність каменю знижується. Технологічні властивості тампонажних розчинів на основі цеолітового борошна приведено в таблиці 2.

7. Полегшені і легкі тампонажні суміші з домішкою дрібнозернистого пустотілого заповнювача – зольних мікросфер (ценосфери) [10].

Густина тампонажного розчину 1100 – 1420 кг/м³, в залежності від співвідношення компонентів у суміші. Термічний інтервал застосування сумішей 20 – 160 ^oС. Переваги – висока термостійкість у поєднанні з наднизькою густиною розчину. Недоліки – при великій висоті стовпа тампонажного розчину зольні мікросфери руйнуються під дією гідростатичного тиску, що призводить до седиментаційної нестабільності розчину і значного водовідділення.

8. Полегшені і легкі тампонажні розчини (ПЛТР), з добавками 10 – 15 масових часток % полегшувальної домішки гідрофобізованого адсорбенту КОГ, що викликає газонасичення тампонажного розчину [10, 13].

Таблиця 2 – Технологічні властивості тампонажних розчинів на основі цеолітового борошна

Склад суміші, мас. част., %		В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, см ³	Час прокачування розчину (при $t = 75^{\circ}\text{C}$, $P = 30,0$ МПа), год – хв	Міцність каменю при вигині/стисканні через 2 доби, МПа			Адгезія з металом через 2 доби, МПа	
ЩЦП-100	ЦБ						$t = 22^{\circ}\text{C}$ $P = 0,1$ МПа	$t = 75^{\circ}\text{C}$ $P = 30,0$ МПа	$t = 100^{\circ}\text{C}$ $P = 40,0$ МПа	$t = 75^{\circ}\text{C}$ $P = 30,0$ МПа	$t = 100^{\circ}\text{C}$ $P = 40,0$ МПа
70	30	0,70	1620	0,20	7,0	1 – 50	1,6/3,5	3,8/7,4	–	4,1	–
65	35	0,75	1580	0,20	8,0	2 – 15	1,2/2,5	2,5/5,2	2,1/5,0	4,0	3,8
60	40	0,80	1550	0,20	9,5	2 – 30	0,9/2,0	2,1/4,5	2,4/4,5	3,1	3,3
55	45	0,80	1515	0,20	7,0	2 – 50	0,7/1,6	1,7/3,6	2,0/3,8	3,0	2,9
55	45	1,0	1450	0,24	10,0	3 – 30	0,3/1,0	1,0/2,6	1,2/2,6	1,5	1,7

КОГ – являє собою гідрофобізований тонкодисперсний порошок білого (світло-жовтого) кольору, насипною масою 400 кг/м³, гідрофобізованість не менше 60 %. Виготовляється на основі молотого каоліну, обробленого спеціальними поверхнево-активними речовинами.

Густина такого тампонажного розчину 1200 – 1650 кг/м³ при В/С – 0,55 – 1,0. Термічний інтервал застосування 20 – 150 °С. Переваги – низька густина тампонажного розчину, низька (як для полегшених сумішей) газопроникність. Недоліки – інтенсивне піноутворення у процесі приготування тампонажного розчину; під дією гідростатичного тиску 10 МПа густина розчину підвищується на 15 – 20%. Технологічні властивості ПЛТР з домішками адсорбенту КОГ наведено в таблиці 3.

9. Полегшені тампонажні розчини на основі портландцементу або цементно-зольної суміші з домішкою 0,04 – 0,11 масових часток % реагенту на основі ксантанової смоли [10, 14].

Густина тампонажного розчину 1460 – 1530 кг/м³ при В/Ц – 0,70 – 0,97. Термічний інтервал застосування 50 – 140 °С. Переваги – висока стабільність тампонажного розчину, термостійкість і підвищена міцність каменю.

Таблиця 3 – Технологічні властивості ПЛТР з домішками адсорбенту КОГ

Склад суміші, мас. част.,%			В/С	Пластифікатор „Дофент”, від маси сухого матеріалу, %	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідлення, см ³	Міцність на стискання через 2 доби, МПа		
ПЦТІ-50	ПЦТІ-100	КОГ						t=20°C P = 0,1 МПа	t=40°C P = 10,0 МПа	t=75°C P = 30,0 МПа
100	–	–	0,5	–	1800	0,210	6	6,5	11,8	–
–	100	–	0,5	–	1820	0,220	4	–	–	16,1
90	–	10	1,0	–	1340	0,215	0	1,2	1,9	–
85	–	15	1,0	–	1205	0,205	0	0,9	1,4	–
85	–	15	0,55	1,0	1400	0,200	0	2,8	4,5	–
–	90	10	1,0	–	1350	0,215	0	–	–	2,9
–	85	15	1,0	–	1210	0,200	0	–	–	2,2
–	85	15	0,55	1,0	1405	0,200	0	–	–	6,5

10. Полегшені і легкі тампонажні композиції на основі портландцементу з домішкою 7 – 10 масових часток % спученого перлітового піску (СПП) [10, 15].

Таблиця 4 – Технологічні властивості полегшених і легких тампонажних розчинів з домішками СПП

Масова частка компонентів у суміші, мас. часток %				В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідлення, мл
ПЦТІ-50	ПЦТІ-100	СПП(Р)	СПП(М)				
97	–	3	–	0,65	1510	0,220	1,5
95	–	5	–	0,70	1390	0,200	1,0
93	–	7	–	0,74	1340	0,215	0
90	–	10	–	0,90	1230	0,190	2,0
	95	5	–	0,70	1400	0,205	1,0
	93	7	–	0,75	1350	0,200	1,0
	90	10	–	0,90	1250	0,205	1,0
	88	12	–	0,95	1160	0,200	0
	95	–	5	0,75	1410	0,210	6,0
	92	–	8	0,80	1330	0,195	2,0
	90	–	10	0,95	1240	0,190	6,5

Спучений перлітовий пісок отримують шляхом термічної обробки вулканічної породи перліту (при температурах 800 ÷ 1000 °С) згідно вимог. У процесі нагрівання частинки перліту, які мають шкаралупоподібну

структуру, спучуються, з них видаляється $3 \div 5$ % зв'язаної води, і об'єм матеріалу збільшується в 10 – 20 разів.

За оксидами СПП складається з $65 \div 75$ % SiO_2 і $10 \div 15$ % Al_2O_3 , а також містить Fe_2O_3 , CaO , MgO , Na_2O , K_2O .

У залежності від фракційного складу існує два види СПП: рядовий (СПП(Р)) і дрібний (СПП(М)), в свою чергу в межах кожного із цих двох видів існує поділ за насипними масами 1 м^3 матеріалу. СПП(Р) буває трьох марок: 75, 100, 150, СПП(М) – двох: 75, 100. Марка спученого перлітового піску відповідає масі 1 м^3 матеріалу в кілограмах.

Особлива, шаралупоподібна структура зерен спученого перлітового піску (їх пористість складає $80 \div 90$ %) є передумовою втягнення повітря у процесі замішування тампонажного матеріалу.

Густина тампонажного розчину з домішками СПП– 1180 – 1450 кг/м^3 при В/С – 0,65 – 0,95. Термічний інтервал застосування 20 – 70°C. Переваги – низька густина тампонажного розчину, низькі показники водовідділення. Недоліки – низька термостійкість, високі показники газопроникності каменю. Технологічні властивості полегшених і легких тампонажних розчинів з домішками СПП показано в таблиці 4.

Висновки. Розглянуті розробки дали змогу забезпечити галузь полегшеними (густина тампонажного розчину (ρ) $\geq 1400 \div \leq 1650 \text{ кг/м}^3$) і легкими ($\rho \leq 1400 \text{ кг/м}^3$) тампонажними матеріалами та композиціями для застосування в різноманітних гірничо-геологічних умовах глибоких свердловин на геологорозвідувальних площах України.

Література

1. Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горський. – Чернівці – 2006 – 524 с.
2. Данюшевський В.С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С.Данюшевский, Р.М.Алиев, И.Ф.Толстых. – М.: Недра, 1987. – 373 с.
3. Булатов А. И. Тампонажные материалы / А. И.Булатов, В. С.Данюшевский. – М.: Недра, 1987. – С. 164 – 167.
4. Новохатский Д. Ф. Специальные тампонажные цементы/ Д.Ф.Новохатский // РНТС „Бурение” – 1972. – № 6 – С. 26 – 28.
5. Новохатский Д. Ф. Пути улучшения качества и перспективы производства тампонажных материалов для крепления нефтяных и газовых скважин/ Д.Ф.Новохатский, В.А. Волошин // РНТС „Бурение” – 1978. – № 11 – С. 19 – 22.
6. ТУ У729755.01-94. портландцемент тампонажный полегшенный для нормальных і помірних температур.
7. Оптимизация процессов цементирования скважин / С.Г. Михайленко, А.С. Серяков, В.Н. Орловский [и др.] // Техника и технология

геологоразведочных работ, организация производства. – М.: ВИЭМС. – 1988. – 26 с.

8. Тампонажные растворы для глубоких скважин / З.А. Балицкая, И.Г. Верецака, В.В. Сачков [и др.]. – Москва: Недра, 1976. – 120 с.

9. Магнезиальные тампонажные вяжущие для глубоких скважин / А.З. Керцман, Н.Н. Круглицкий, А.С. Серяков [и др.] // Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства. – М.: ВИЭМС. – 1984. – 46 с.

10. Нові полегшені і легкі тампонажні матеріали: науковий вісник / В.М. Орловський, С.Г. Михайленко, О.В. Лужаниця // Івано-Франк. нац. тех. унів. нафти і газу. – 2010. – №3. – С. 10 – 14.

11. Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні монографія / В.М. Орловський. – Полтава, 2015. – 129 с.

12. Пат. 35476 А Україна, МКВ Е 21 В 33/138. Облегшенный тампонажный материал / Михайленко С.Г., Орловський В.М., Лужаниця О.В. (Україна); № 99105679; Заявлено 18.10.99; Опубл. 15.03.01, Бюл. № 2.

13. Пат. 68839 А Україна, МКВ Е 21 В 33/138. Легкий тампонажный розчин / Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Мартинова Л.Б., Орловський В.М., Бандур Р.В., Аниськовцев О.В., Баранецкий М.В. (Україна); № 20031110085; Заявлено 10.11.03; Опубл. 16.08.04, Бюл. № 8.

14. Пат. 28441 Україна, МПК Е 21 В 33/138. Полегшений тампонажный материал / Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Орловський В.М., Мартинова Л.Б. (Україна); № и 2007 08569; Заявлено 26.07.07; Опубл. 10.12.07, Бюл. № 20.

15. Пат. 13254 Україна, МПК С 09 К 8/50. Тампонажна суміш / Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Орловський В.М., Мартинов Д.В (Україна); – № и 2005 09726; Заявлено 17.10.05; Опубл. 15.03.06, Бюл. № 3.

DEVELOPMENT PLUGGING MATERIALS LOW DENSITY

Orlovsky V.M., PhD, Docent,

Pohylko A.M., assistant

Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

The question of development of low density cement materials. The mechanisms involved in their development. Developed new formulations of lightweight cement mixtures for use in a variety of geological conditions of deep oil and gas wells.

Keywords: *facilitated cement of materials, easy cement of materials, impurity which makes it easier.*

*Орловський В.Н., к.т.н., доцент,
Похилюк А.Н., ассистент
Полтавський національний технічний університет імені Юрія
Кондратюка*

РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПОНИЖЕННОЙ ПЛОТНОСТИ

Рассмотрены вопросы разработки облегченных и легких тампонажных материалов, описаны механизмы задействованные при их разработке. Разработаны рецептуры новых облегченных и легких тампонажных смесей для применения в различных горно-геологических условиях глубоких нефтяных и газовых скважин.

Ключевые слова: *легкий тампонажный материал, облегченный тампонажный материал, облегчающая добавка*

УДК 622.242.6

*Дорохов М.А., асистент
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка
Костриба І.В., к.т.н., професор,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і
газу*

КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ УЩІЛЬНЕННЯ СВЕРДЛОВИННИХ ПАКЕРІВ

Розглянуто проблематику процесу випробування устьового та противикидного обладнання під час спорудження та підземного ремонту свердловин. Показана актуальність використання свердловинних пакерів для проведення зазначеного процесу. Описані існуючі конструкції пакерів для проведення випробування та їх недоліки. Зазначено переваги свердловинних пакерів на базі самоущільнюючих манжет. Виділено важливість вузла ущільнення пакера в розрізі герметизаційної здатності устьового випробувального пакера та якості проведення процесу випробування вцілому. Обґрунтовано необхідність проведення досліджень умових самоущільнюючих манжет. Виконано комп'ютерне моделювання напружено-деформованого стану самоущільнюючої манжети з врахуванням експлуатаційних факторів.

***Ключові слова:** устьовий випробувальний пакер, самоущільнююча манжета; комп'ютерне моделювання, напружено-деформований стан.*

Постановка проблеми. В нафтових і газових свердловинах під час здійснення різних технологічних і ремонтних процесів: експлуатації свердловин, гідравлічного розриву пласта, термічної або кислотної обробки привибійної зони свердловини, нагнітання в продуктивний пласт води для підтримання пластового тиску, випробування устьового та противикидного обладнання, діагностування експлуатаційної колони широко використовуються свердловинні пакери, які виконують функцію герметичного розділення ствола свердловини на два інтервали – підпакерний і надпакерний [1].

Існує ряд конструкцій пакерів для випробування устьового та противикидного обладнання [2]. Високим вимогам проведення зазначеного технологічного процесу відповідають устьові випробувальні пакери манжетного типу, які належать до самоущільнювальних і спрацьовують під дією надлишкового тиску в свердловині. Їх характерна особливість – простота конструкції в порівнянні з іншими типами пакерів, а також одностороннє сприйняття тиску. На рисунку 1 представлена конструкція випробувального пакера ПВ 168x50, розробленого авторами даної роботи

[3]. Основним елементом конструкції випробувального пакера є його вузол ущільнення. Від цього конструктивного елемента залежить герметичність розділення ствола свердловини, а, отже, і якість всього процесу випробування устьового та противикидного обладнання.

Особливе місце займають пакери при випробуванні устьового та противикидного обладнання під час спорудження або підземного ремонту свердловини. Випробування устьового та противикидного обладнання є важливим етапом підготовчих робіт перед спорудженням або ремонтом свердловини, від якості виконання якого залежить фонтанна безпека всього циклу спорудження або підземного ремонту свердловини.

Зважаючи на важливість вузла ущільнення в системі роботи всього пакера, особливе місце займає етап розроблення його раціональної конструкції. На даний час практично відсутня науково-методична база для проектування самоущільнювальних манжет. Окремі рекомендації не дають можливості реалізувати системний принцип проектування, не враховують ряд чинників, що мають місце при експлуатації пакерів.

Складність розрахунку та проектування оптимальної конструкції манжети пов'язана, насамперед, з особливостями механічної поведінки матеріалу, що представлений в більшості випадків гумою, при навантаженнях, а саме: нелінійною залежністю напруження від деформації, що не дає змогу використати закони класичної теорії пружності; зміною геометричної форми манжети при навантаженнях, що є наслідком еластичності гуми; витискання гуми у вільні просторові зони і, як наслідок, виникнення складного неоднорідного напружено-деформованого поля в матеріалі манжети тощо.

Зважаючи на викладене, виникає ряд нерозв'язаних науково-технічних задач, для вирішення яких необхідні додаткові дослідження.

Аналіз досліджень і публікацій. Сьогодні опубліковано ряд наукових праць присвячених дослідженню герметизаційної здатності пакерів на базі циліндричних манжет [4, 5]. Але принцип роботи ущільнень цього типу пакерів, який полягає у прикладанні додаткового зовнішнього зусилля осевого спрямування для розпакерування, накладає відповідні обмеження на використання виведених аналітичних

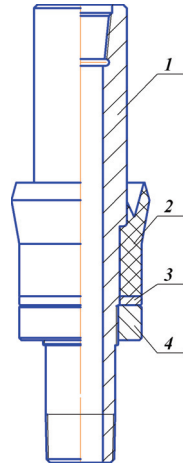


Рисунок 1 – Випробувальний пакер манжетного типу:

- 1 – ствол пакера;
- 2 – самоущільнююча манжета;
- 3 – опорне кільце;
- 4 – гайка.

залежностей при розробленні саме самоущільнючих манжет устьових випробувальних пакерів.

Окремі праці [6,7] присвячені аналізу практичного застосування пакерів самоущільнюючого типу для випробування устьового та противикидного обладнання. По суті це несистематизовані емпіричні дані, причому їх кількість і параметричний діапазон замалий для узагальнень, що не дає підстав використовувати їх при системному підході до проектування самоущільнюючих манжет для випробувальних пакерів. Крім того, дані роботи не враховують вплив на герметизаційну здатність низки значимих факторів.

Мета статті – дослідити герметизаційну здатність вузлів ущільнення самоущільнюючих пакерів, зокрема, дослідження напружено-деформованого стану манжети вузла ущільнення. Це дозволить систематизувати дослідно-конструкторські роботи манжет самоущільнюючого типу, сформувані наукові підходи цих досліджень.

Виклад матеріалу і результати. Пріоритетним напрямком є експериментальні дослідження на натурних зразках манжет устьових випробувальних пакерів в умовах наближених до реальних.

Зважаючи на достатню високу вартість експериментальних досліджень з врахуванням всіх факторів та можливих технічних та конструктивних параметрів манжети було обрано альтернативні методи дослідженням – аналітичний та чисельний методи.

Для більш складних конструкцій і граничних умов використовуються численні (комп'ютерні) методи вирішення задач, які дозволяють з достатньою для інженерних задач точністю описати нелінійні геометричні форми та способи прикладення зовнішнього навантаження.

Одним із методів, який успішно застосовується для комп'ютерного моделювання об'єктів з напружено-деформованим станом є метод скінченних елементів. Метод заснований на заміні досліджуваної області довільної форми скінченними елементами простішої конфігурації з відомими властивостями, які зв'язані між собою у вузлах. За відомими значеннями області на границях моделі (граничні умови) знаходять параметри в будь-якій внутрішній точці. Сьогодні даний метод є найбільш розповсюдженим для рішення подібного класу задач внаслідок універсальності підходу.

Метод скінченних елементів, зокрема, дозволяє вирішуються задачі знаходження деформацій та напруження моделей з різними геометричними розмірами та властивостями матеріалів, контактних взаємодій різнорідних тіл в залежності від прикладених навантажень та умов взаємодії з оточуючими тілами.

Комп'ютерне моделювання напружено-деформованого стану самоущільнюваної манжети пакера проводилося в наступній послідовності:

– побудова геометричної моделі вузла ущільнення;

- вибір моделі поведінки матеріалу ущільнення;
- розбиття манжети на скінченні елементи;
- визначення граничних умов та навантажень, які діють в процесі експлуатації устьового випробувального пакера;
- проведення досліджень з отриманням відповідних епюр напружено-деформованого стану.

В розрізі перших і найбільш відповідальних етапів, для правильної побудови скінченно-елементної моделі є вибір моделі поведінки матеріалу ущільнення. Тобто, необхідно визначити характер деформування і ряд фізичних параметрів, які притаманні наявній моделі. Фізичні характеристики та залежність між деформацією та напруженням гуми детермінуються гіперпружними моделями.

Для дослідження напружено-деформованого стану манжети було обрано модель Муні-Рівліна, яка використовується для опису поведінки малостисної гуми при її розтязі та стиску і базується на визначенні характеристик поля щільності енергії деформації. При цьому варіативна частина включає до дев'яти параметрів у вигляді комбінацій інваріантів тензора деформацій, значення яких були визначені експериментальним шляхом [9].

Після побудови геометричної моделі було створено сітку скінченних елементів (рис. 2, а) та задані відповідні граничні умови по кінематиці елементів вузла ущільнення в процесі дії на останні випробувального тиску (рис. 2, б).

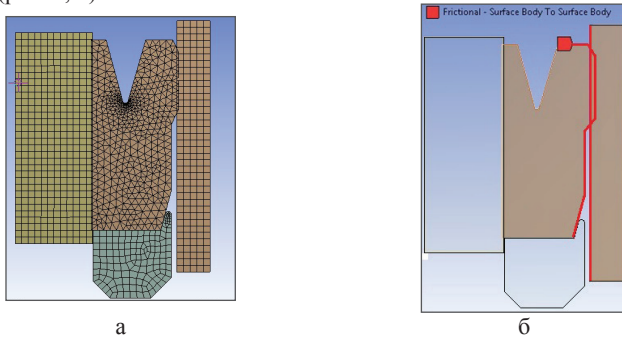


Рисунок 2 – Підготовчі етапи скінченно-елементного моделювання:

а – створення сітки скінченних елементів; б – задання граничних умов

Задачею моделювання було отримання максимальних еквівалентних напружень (за Мізесом) та аналіз їх розподілу по тілу манжети під дією навантаження. Знання розподілу максимальних еквівалентних напружень є дуже важливим з точки зору дослідження екструзії матеріалу манжети в процесі випробування устьового обладнання в радіальний зазор між опором манжети та внутрішньою стінкою обсадної колони.

Практичний досвід показує, що така екструзія є причиною руйнування опорної частини манжети та розгерметизації пакера в процесі експлуатації. Моделювання проводилося з врахуванням найбільш значимих факторів впливу: модуля зсуву матеріалу (визначений експериментальним шляхом), величини випробувального тиску, величини радіального зазору між упором вузла ущільнення та внутрішньою стінкою обсадної колони, та натягом манжети.

На рис. 3 представлені проміжні результати моделювання напружено-деформованого стану манжети із зазначенням відповідних обмежень.

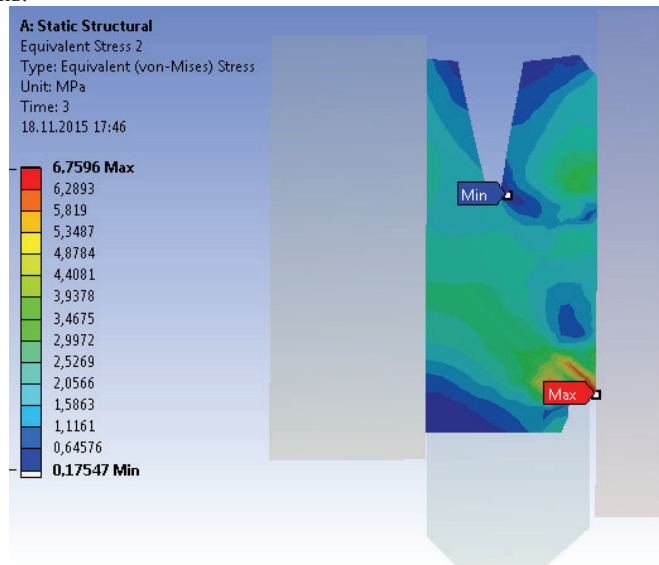


Рисунок 3 – Розподіл еквівалентних напружень (за Мізесом) при наступних умовах: $\Delta=2$ мм, $\delta=1$ мм, $\sigma_{zc}=2,47$ МПа, $P=30$ МПа

Результатом проведення досліджень стали відповідні графічні залежності, що описують напружено-деформований стан манжети пакера (рис. 4). Зокрема, встановлено, що при певному значенні діаметрального натягу $\Delta \geq 4$ мм максимальні еквівалентні напруження стабілізуються на рівні 4,25 МПа.

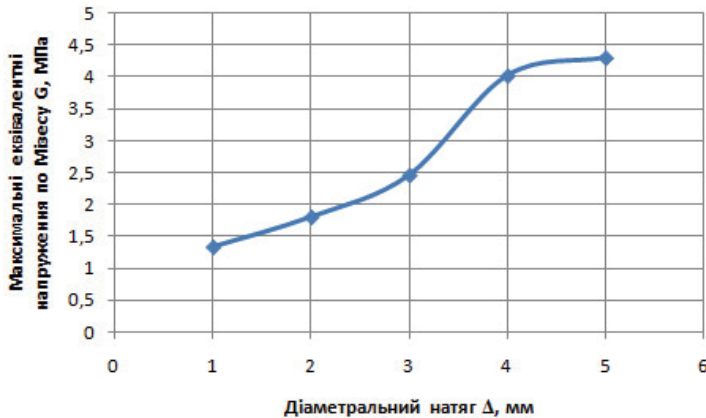


Рисунок 4 – Залежність максимальних еквівалентних напружень G від величини натягу Δ самоущільнюючої манжети.

Отримані модельні залежності були співставлені з результатами експериментальних досліджень. Розбіжність між результатами комп'ютерного моделювання та експериментального дослідження склала 8 %. Цей факт дає підставу стверджувати, що чисельне моделювання є ефективним інструментом дослідження та створення раціональної конструкції вузлів ущільнень свердловинних випробувальних пакерів.

Висновки. Проведене комп'ютерне моделювання напружено-деформованого стану самоущільнюючої манжети устьового випробувального пакера дало можливість зробити наступні висновки:

- 1) Найбільш небезпечною зоною концентрації напружень є нижня зона опорної частини манжети, що межує з радіальним зазором.
- 2) Максимальні еквівалентні напруження при радіальному зазорі в 4 мм і вище стабілізуються на рівні 4,25 МПа.
- 3) Суттєве значення має величина кута нахилу опорної частини манжети в місці контакту з упором пакера.
- 4) При зменшенні модуля зсуву матеріалу зростає еластичність матеріалу, але збільшується величина екструзії матеріалу в зазор. Моделювання показало, що раціональним модулем зсуву можна вважати значення $\sigma_{zc}=2,47$ МПа.
- 5) Суттєве значення на розподіл напружень має величина натягу манжети. Раціональним натягом за умов мінімально необхідних значень контактних тисків прийнято діапазон 3 – 4 мм.

Одержані результати моделювання можуть бути використані при визначенні раціональної конструкції і вдосконаленні устьового випробувального пакера.

Література

1. Костриба, І.В. Аналіз сучасного стану проектування свердловинних пакерів в Україні [Текст] / І.В. Костриба, М.А. Дорохов, А.М. Шульга // *Питання розвитку газової промисловості України*. – 2012. – Випуск XL – С. 156–156.
2. Фик І.М. Облаштування газових та нафтових свердловин при експлуатації. Частина перша. Колонні обв'язки [Текст] / І.М. Фик, Д.В. Римчук. – Харків.: ТО Ексклюзив, 2014. – 299 с.
3. Костриба, І.В. Розроблення та дослідження пакерів для випробування противикидного обладнання [Текст] / І.В. Костриба, М.А. Дорохов // *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2013», 7-11 жовтня 2013 р. : Тези доповідей*. – Івано-Франківськ. – 2013. – С. 54-56.
4. Яковлев, А. С. Исследование работы манжетных уплотнителей пакеров в режиме саомуплотнения [Текст] / А.С. Яковлев, С.С. Яковлев // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2006. – № 9 С.44 – 46.
5. Литвинов, А.В. Повышение работоспособности уплотнительного элемента пакера [Текст] // Литвинов А.В. // *Нефтепромышленное дело*. – 2007. – № 3. – С. 41-45.
6. Ледяшов, О.А. Пакеры для опрессовки устья скважин типа ПОУ [Текст] / О.А. Ледяшов, В.Г. Никитченко, Е.Н. Штахов // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2008. – № 1 С.25 – 27.
7. Римчук, Д.В. Нові технічні засоби ДП «ЛКВО» для забезпечення фонтанної та газової безпеки під час буріння та капітального ремонту свердловин [Текст] // *Нафтогазова галузь України*. – 2015. – № 6 С.37 – 40.
8. Дорохов, М.А. Дослідження механічних властивостей гумових ущільнень свердловинних пакерів [Текст] / М.А. Дорохов // *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. – 2014. – 2(37) – С. 27–31.
9. Дорохов, М.А. Чисельний метод у дослідженні вузлів ущільнень випробувальних свердловинних пакерів [Текст] / М.А. Дорохов // *Матеріали 68-ої наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, 19 – 22 квітня 2016 р. : Тези доповідей*. – Полтава. – 2016. – С. 54-57.

*Dorokhov M., assistant
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University
Kostryba I.V., Ph. D. (Tech.), Professor,
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*

COMPUTER MODELING OF STRESS-STRAIN STATE SEALS WELL PACKER

We consider the problems of the process of testing the well's wellhead and BOP in the construction and repair of underground wells. Illuminated the urgency of using well packers to conduct this process. Identify existing designs of packers for the test and their shortcomings. These advantages of well packers based on self-sealing assembly. It highlights the importance of the packer's seal assembly in the context sealing ability of the wellhead packer testing and quality of the testing process as a whole. The necessity of basic research self-sealing rubber cuffs. When covering the steps and the results of computer modeling of stress-strain state self-sealing cuff based on operational factors.

Keywords: *wellhead packer test, self sealing cuff, computer modeling, stress-strain state*

*Дорохов М.А., асистент
Полтавський національний технічний університет імені Юрія
Кондратюка
Костриба І.В., к.т.н., професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти
і газу*

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО- ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИИ УПЛОТНЕНИЯ СКВАЖЕННЫХ ПАКЕРОВ

Рассмотрена проблематика процесса испытания устьевого и противовыбросового оборудования при сооружении и подземном ремонте скважин. Показана актуальность использования скважинных пакеров для проведения указанного процесса. Описаны существующие конструкции пакеров для проведения испытания и их недостатки. Указано преимущества скважинных пакеров на базе самоуплотнительной манжеты. Выделено важность узла уплотнения пакера в разрезе герметизационной способности устьевого испытательного пакера и качества проведения процесса испытания в целом. Обоснована необходимость проведения фундаментальных исследований резиновых самоуплотнительных манжет. Выполнено компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния самоуплотнительной манжеты с учетом эксплуатационных факторов.

Ключевые слова: *устьевой испытательный пакер, самоуплотнительная манжета, компьютерное моделирование, напряженно-деформированное состояние.*



**ТЕХНІКА І
ТЕХНОЛОГІЯ
ВИДОБУВАННЯ
НАФТИ І ГАЗУ**

Вдовиченко А.І.
Спілка буровиків України,
vdovichenkoai@gmail.com
Коваль А.М.
ДП «Науканафтогаз»
koval@naukanaftogaz.kiev.ua
Чепіль П.М.
НАК «Нафтогаз України»
PChepil@Naftogaz.com

НАРОЩУВАННЯ ВИДОБУКУ ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНИ ЗА РАХУНОК ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ПРОЦЕСІВ

***Анотація.** На підставі результатів досліджень природного процесу відновлювання покладів вуглеводнів та кращих практик відновлення виснажених родовищ і свердловин розроблені рекомендації по нарощуванню видобутку нафти і газу в Україні за рахунок відновлювальних процесів.*

***Ключові слова:** відновлювання покладів вуглеводнів, відновлення свердловин, бокові стовбури.*

***Актуальність проблеми.** Збільшення нафтогазовидобутку є однією із найбільш актуальних проблем в економічному розвитку України. Проте, це питання, поки що, перебуває поза увагою влади, наукової спільноти та в цілому всього суспільства. На сьогодні майже відсутні опубліковані дослідження з наукового обґрунтування проривних рішень стрімкого розвитку нафтогазової галузі, як основи для забезпечення високих темпів економічного і соціального зростання та зміцнення обороноздатності і незалежності країни.*

В роботі [1] висвітлені основні проблеми, щодо забезпечення України природним газом власного видобутку та визначені шляхи їх вирішення. Особливого значення надається впровадженню передових технологій [2], які дозволяють на існуючій базі облаштованих родовищ і свердловин, що перебувають на стадії виснаження, відновити видобуток вуглеводнів до початкового рівня і навіть їх перевершити. Це надзвичайно великий резерв, за рахунок якого Україна в короткі терміни може стати спроможною задовольнити потреби своєї економіки власними ресурсами.

***Мета роботи.** На підставі аналізу результатів опублікованих досліджень природних процесів відновлення вуглеводних покладів та кращих сучасних відновлюваних практик обґрунтувати доцільність проведення широкомасштабних заходів з відновлення не діючих свердловин та покладів на стадії їх виснаження, як головного напрямку*

стрімкого нарощування і оптимізації нафтогазовидобутку в Україні, а також привернути увагу широкого кола наукової спільноти і громадськості до комплексного розв'язання цієї проблеми.

Аналіз опублікованих досліджень за темою. За ініціативи геологів-нафтовиків Созанського В.І. та П. М. Чепіля П.М. [3,4] на замовлення НАК "Нафтогаз України" у 2007-2009 роки ДП «Науканафтогаз» спільно із іншими науковими установами та окремими відомими геологами нафтогазової галузі під науковим керівництвом Коваля А.М. були проведені дослідження проблеми нарощування запасів нафти й газу за рахунок їх відновлення [5]. Деякі результати цих досліджень опубліковані в роботі Коваля А.М. і Чепіля П.М. [6].

Очевидність існування процесу регенерації наглядно демонструють феноменальні факти, які були виявлені в результаті тривалих спостережень при розробці відомих нафтогазових родовищ.

Вперше на процес відновлення нафти звернув увагу геолог Л.І. Баскаков, який у 1907 році на III Всесвітньому нафтовому конгресі в Бухаресті представив розрахунки з видобутку нафти на Старогрозненському родовищі, з яких випливало, що кількість видобутої на той час нафти не могла вміститись ні в цих відкладах, ні в прилеглих до неї западинах. На думку Баскакова в родовище надходила глибинна нафта.

Більше ніж 100-річний досвід експлуатації цього родовища показав, що при зупинці видобутку (а це відбувалось вимушено під час воєнних дій) відновлювались початкові тиски і дебіти. Запаси окремих родовищ в об'єднанні "Грознефть" перераховувались в сторону збільшення по тричотири рази, оскільки сумарний видобуток виявився набагато вищий підрахованих запасів [7].

Подібне явище відзначається і в інших нафтовидобувних регіонах Росії та інших країнах. Є родовища де спочатку підраховані запаси нафти були багаторазово перевищені в процесі тривалої розробки цих родовищ.

Великий резонанс викликало у США поновлення запасів нафти і газу на гігантському родовищі Юджин Айленд Блок 330, що в Мексиканській затоці. На ранній стадії розробки родовища видобуток досягав близько 2,4 тис. м³ за добу. Майже через 20 років видобуток впав до 0,6 тис. м³, а потім раптово видобуток збільшився до 2,0 тис. м³. До того ж підраховані запаси нафти виростили 9,5 до 63,0 млн. м³. Ще більш здивували аномальні факти, що геологічний вік сучасної нафти зовсім інший, ніж той, що був під час відкриття даного родовища. Неможливо уникнути висновку, що нафтове родовище Юджин Айленд є швидким самовідновлюваним покладом за рахунок джерела, що знаходиться на глибинах в багатьох милях під земною поверхнею. В підтримку цих догадок сейсмічні дослідження виявили глибинний розлом, який «фонтанує нафтою» [8].

В результаті проведеного аналізу та систематизації даних про сучасні потужні викиди та виливи вуглеводнів із надр на земну поверхню в нафтогазоносних басейнах світу встановлено, що нафтогазонакопичення є всього лише дрібним побічним явищем на фоні набагато масштабнішого (у

багато тисяч разів) процесу глибинної дегазації Землі, при якому через розріз земної кори проходять гігантські кількості газу на шляху в гідросферу і атмосферу.

Відомим геологом-нафтовиком В.А. Соколовим [9] було встановлено, що з надр надходить потік вуглеводнів, що фіксується газовимірвальними приладами на підставі чого він дійшов висновку, що нафта і газ – це природні копалини, які постійно відновлюються.

Оцінку світових запасів нафти з позицій неорганічної гіпотези про природу нафти в свій час провели американські дослідники А. С. Lasaga, Н. D. Holland [10], які вважають, що на земній кулі є колосальні кількості неврахованих вуглеводнів, достатніх для потреб людства на тисячі років.

Академік Лукін О.Ю. за результатами комплексного вивчення деяких родовищ вважає, що глибоко залеглі газоконденсатні родовища перебувають в процесі формування, при чому такими темпами, які співставні із темпами інтенсивного видобутку. На його думку, в центральному сегменті Дніпровсько-Донецької западини розташованому над апікальною частиною мантийного суперпліуму (сучасні науки про Землю розглядають суперпліуми як висхідні потоки глибинних флюїдів і відводять їм особливу роль у формуванні нафтогазоносних басейнів), зосереджені основні розвідані запаси і основні прогностичні ресурси нижнього карбону – головного нафтогазоносного горизонту Східного регіону. Успішне освоєння вуглеводневого потенціалу великих глибин у межах цього сегменту дасть змогу найближчими роками істотно збільшити (на 20-25 млрд м³) видобуток газу, а потім перейти до планомірного здійснення й інших напрямів пошуково-розвідувальних робіт, що у близькій перспективі цілком забезпечить енергетичну незалежність України [11].

Регенерація покладів відмічена на цілому ряді родовищ, які знаходяться в розробці в Україні, зокрема в Дніпровсько-Донецькій западині.

Цікаві результати отримано і на раніше відпрацьованих покладах газу під час реліквідації свердловин, зокрема, на Пролетарському родовищі. У дорозвідці та дослідно-промисловій експлуатації знаходяться повністю регеновані Чернухинське та Білоусівське родовища, що були виснажені та виведені з державного фонду родовищ 20-25 років тому.

Явища відновлення пластових тисків і дебітів свердловин після тривалої перерви в експлуатації покладів спостерігаються у західному регіоні України на багатьох родовищах, зокрема, Космач-Покутському, Слобода-Рунгурському, Східницькому, Ріпнянському, Кубаш-Луквинському, Кавському та інших.

За попередніми оцінками щорічно за рахунок регенерації покладів на старих крупних родовищах природи промислових категорій запасів нафти та газу в Україні можуть скласти 8-12 млн. т умовного палива.

За результатами аналізу геолого-промислових даних розроблено практичні рекомендації для ряду родовищ Західного (Битків-Бабченське

НГКР, Рудківське ГР, Дашавське ГР та ін.) і Східного (Леляківське НГКР, Качанівське НГКР, Гнідинцівське НГКР, Мелихівське ГКР, Кегичівське ГКР, Шебелинське ГКР та ін.) регіонів, зокрема і по відновленню раніше ліквідованих експлуатаційних свердловин, а також повернення до відпрацьованих покладів з метою нарощування ресурсного потенціалу і їхнього видобутку.

Результати всебічного аналізу матеріалу по проблемі переконливо підтверджують наявність природного процесу відновлення покладів нафти і газу на більшості виснажених родовищах.

Незважаючи на переконливу очевидність наведених фактів, питання росту резервів нафти і газу в родовищах України в геологічній нафтовій літературі висвітлені недостатньо, широкого відкритого обговорювання цієї проблеми в наукових чи виробничих колах майже не існує. Цілеспрямовані дослідження проблеми регенерації вуглеводнів та спеціальні заходи і механізми по нарощуванню запасів за рахунок відновлення вуглеводнів на державному рівні практично призупинені.

Країці практики сучасних відновлювальних технологій.

Унікальне голландське родовище Гронінген з початковими геологічними запасами 2900 млрд. м³ газу, на якому за рахунок дотримання спеціального режим ошадливого видобутку зафіксований щорічний приріст видобувних запасів, що дає можливість подовжити його експлуатацію ще на 40 років від вже запланованих і досягти кінцевого вилучення газу в 97 % [5].

Недіючий фонд в Україні нараховує понад 7 тис. нафтогазових свердловин. Звичайно, що не всі свердловини підлягають відновленню, але якщо взяти навіть меншу частину наявного, то відкривається надзвичайно велика перспектива розвитку цього напрямку, а природний процес відновлення покладів нафти і газу додає аргументів в доцільності відновлювальних заходів [2].

Одним із найбільш розповсюджених методів відновлення виснажених свердловин є вирізання в обсадних металевих трубах «вікна» через яке здійснюється буріння бокового стовбура, спрямованого високоточними навігаційними телеметричними системами до нових високопродуктивних покладів з перетином їх в горизонтальному напрямку, або під іншим кутом до горизонту, який найбільш сприяє вилученню із надр нафти і газу [12].

Про високу ефективність цього методу свідчить досвід його закордонного і вітчизняного використання.

Компанією «Білорусьнафта» на виснаженій за 27 років експлуатації свердловині № 47-Речичській після відновлювальних робіт середній дебіт збільшився майже у 25 разів з 0,6 до 15,0 т на добу.[13].

На родовищах східних регіонів України були успішно проведені роботи по відновлюванню низки свердловин з високою результативністю (табл. 1).

Таблиця 1. Результати відновлення бездіючого фонду споруджуванням бокових стволів із горизонтальним закінчуванням у східних регіонах України.

Родовище	№ св.	Довжина горизонт. ділянки, м	Дебіт на добу: нафти, т; (газу, тис.куб.м)		
			До відновлення	Після відновлення	Зростання дебіту, разів
Прилуцьке	43		8.9	24.0	2.8
Качанівське	155	70.0	15.4	40.0	2.6
Богданівське	54		1.4	40.0	28.6
М. Дівичьке	55	131.0	22.8	124.0	5.4
Качанівське	230	210.0	15.4	80.0	5.2
Пд.-Панасівське	172	130.0	44.0	120.0	2.7
Яблунівське	52	446.0	10.0	160.0	16.0

У західному регіоні протягом 2006–2012 рр. підприємствами ПАТ «Укрнафта» шляхом забурювання бокового стовбура були успішно відновлені 6 свердловин на Північно-Долинському, Битківському та Орів-Уличнянському родовищах.

В результаті відновлення свердловини №3-Глинки на Кавському родовищі методом перфорації в інтервалі 668 – 662 м отримано приплив газу дебітом до 26,0 тис. куб. м на добу при пластовому тиску 4,8 МПа. До цього сумарний дебіт двох діючих свердловин складав 1,0 тис. куб. м при пластовому тиску 0,8 – 1,4 МПа.

Науково-дослідним і проектним інститутом (НДПІ ПАТ «Укрнафта») розроблені техніко-економічні проекти для відновлення 11 свердловин на Орів-Уличнянському родовищі реалізація яких шляхом буріння бокових додаткових стовбурів забезпечить збільшення річного видобутку нафти на 330 тис. т., газу – на 450 млн. куб. м., за рахунок чого отримати більше 200,0 млн. грн. чистого прибутку [13].

Сприятливим для розвитку нафтогазової галузі є те, що в Україні на тлі повального економічного спаду і розвалу нафтогазової галузі, спостерігається суттєве зміцнення матеріально-технічної, кадрової та наукової бази вітчизняних сервісних компаній, які досконало володіють сучасними технологіями світового рівня, що дозволяє значно підвищити ефективність та результативність, а також суттєво підвищити рентабельність відновлення недіючого фонду [2].

Серед провідних сервісних бурових підприємств, які надають повний комплекс високо якісних послуг з відновлення свердловин, необхідно особливо відзначити практичні здобутки таких компаній.

ПрАТ «НДКБ бурового інструменту» були проведені відновлення нафтової свердловини № 97 Яблунівського родовища, яка перебувала у недіючому фонді з 2004 року. Буріння бокового стовбура із горизонтальним закінченням в інтервалі 3734 – 3883 м довжиною 149 м дозволило підвищити продуктивність свердловини у 2013 році до 30 т нафти на добу.

Вперше серед країн СНД цією компанією були відновлені свердловини на глибинах більше 4000 м. На Фонтанівському родовищі у свердловині № 13 (зарізка бокового стовбура в обсадній колоні) була здійснена на глибині 4009 м і пробурено додатковий стовбур до глибини 4779 м при високих пластових тисках і температурах. Цією компанією були успішно здійснені відновлення свердловин на Суботинському, Качанівському та Краснозарському родовищах.

На аварійній свердловині № 67 Матвіївського газового родовища додатковим стовбуром з глибини 3080 м був розкритий продуктивний горизонт із запасами газу в обсязі 3.5 млрд. куб.м.[14].

ТОВ «НТП «Бурова техніка» Спільно із Прилуцьким УБР ПАТ «Укрнафта» із залученням фахівців компанії «Білорусьнафта» використовуючи вирізний пристрій «Mill Master» фірми «Smith Servies», вибійні гідравлічні двигуни канадської компанії «Wenzel» та малогабаритні телеметричні системи канадської фірми «DrillTek» здійснили успішні роботи по відновленню свердловини № 213 на Гнідинцівському родовищі в інтервалі 1450 – 1790 м. Видобуток нафти збільшився до 30 т на добу.

У тісній співпраці із відомими світовими компаніями Weatherford, Halliburton, Barger Hugnes НТП «Бурова техніка» здійснила значний обсяг успішних відновлюваних робіт на родовищах Штормове, Богданівське, Мало-Дівецьке, Гніденцівське та багато інших [15].

ТОВ «Укрбурсервіс» досконало володіє комплексом Bulava Side Track System, розробленим ВАТ «Пермнафтомашремонт», який пройшов випробування і широко застосовується на родовищах Росії та інших країн.

Найвищі показники були досягнуті при бурінні похило – скерованої свердловини № 100 із горизонтальним закінченням на Верхньомасловецькому родовищі Бориславського нафтогазового промислового району поблизу курортного міста Східниця. З глибини 750 м із застосуванням телеметричної системи з електромагнітним каналом зв'язку похило-скерована свердловина була виведена під необхідним кутом і заданими координатами у продуктивний горизонт з горизонтальнотальним закінченням довжиною 203 м. Свердловина глибиною 1700 м була пробурена за 45 діб. Дебіт збільшено до 90 тонн нафти за добу і є перспектива досягти рівня 120 т. Це є надзвичайно високим показником для західних виснажених родовищ [2].

Високим рівнем передових технологій, пов'язаних з інтенсифікацією видобутку вуглеводнів та іншими допоміжними роботами, володіють

також сервісні компанії ТОВ «Везерфорд Україна», ТОВ «Надра Інтегровані рішення», ТОВ «БК Регіон».

Висновки.

Наведена інформація переконливо свідчить про те, що в Україні є велика перспектива, а також усі можливості розвивати високими темпами нафтогазовидобуток за рахунок широкомасштабних заходів по відновленню облаштованих виснажених родовищ і окремих свердловин з урахування природного процесу відновлення покладів вуглеводнів.

За таких умов пропонується наступні заходи.

1. Залучити широке коло фахівців до тісної співпраці у науковому обґрунтуванні економічних, екологічних, політичних і соціальних аспектів доцільності проведення широкомасштабних заходів пов'язаних із відновленням вуглеводних родовищ, як однієї із найбільш життєво важливої основи зростання могутності України.

2. Залучити до обговорення даної проблеми широке коло представників влади, наукової спільноти, виробництва і громадськості при активному залученні ЗМІ, особливо Національного телерадіомовлення.

3. Провести інвентаризацію недіючого експлуатаційного фонду нафтогазових свердловин згідно вимог діючих Правил розробки нафтогазових родовищ та широко оприлюднити цю інформацію згідно Закону України «Про нафту і газ», щодо прозорості у діяльності видобувної галузі.

4. В галузі надкористування повинна здійснюватись державна політика щодо запровадження ощадливих режимів експлуатації родовищ, з метою запобігання виснаженню їх природних систем.

5. В теорії геології нафти і газу є важливим відображення існування вогнищ нафтогазоутворення; з погляду деяких теорій поклади вуглеводнів розглядаються як система, здатна до самовідновлення у відносно короткий час, вимірюваний роками.

6. В теорії і практиці розробки родовищ головними принципом повинні стати збалансований видобуток за темпами певного співвідношення із масштабами можливої регенерації.

7. В технології розвідки та освоєння родовищ визнати, що одним із найбільш ефективних методів відновлення виснажених свердловин є вирізання в обсадних металевих трубах «вікна», через яке здійснюється буріння бокового стовбура, спрямованого високоточними навігаційними телеметричними системами до нових високопродуктивних покладів з перетином їх в горизонтальному напрямку, або під іншим кутом до горизонту, який найбільш сприяє вилученню із надр нафти і газу, а також розвивати технологію збалансованого ультрашвидкого буріння з автоматичним супроводженням та високоточним реагуванням на зміни геологічних умов і підтримкою режимів буріння та параметрів

промивальної рідини, які забезпечують високу ефективність відновлювальних процесів;

Література

1. Вдовиченко А.І. Перспективи забезпечення України газом власного видобутку / А.І. Вдовиченко // *Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників – 2015», 30 вересня - 3 жовтня 2015 р., м. Дніпропетровськ. - Д: Національний гірничий університет. - 2015. – Т.1. - С. 38 - 42.*
2. Вдовиченко А.І. Передові технології інтенсифікації нафтогазовидобутку в Україні // *Економічний розвиток: теорія, методологія, управління [матеріали III Міжнародної науково практичної конференції]. - Будапешт – Прага – Київ.-2015. – 74 - 79.*
3. Sozansky V. I., Chepil P. M., Kenney J. F. *On the inexhaustibility of Worldb Wide Oil and Gas Resources // I International Conference "World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies", 26–28 November 2007, Abstr. – Moskow, VNIIGAS, 2007. – P. 66–68*
4. Чепіль П.М. Друге життя родовищ нафти і газу в Україні: міф чи реальність? // *Мінеральні ресурси України. – 2008. - № 2. – С. 37 - 38.*
5. Вивчення можливості регенерації покладів вуглеводнів Східних та Західних нафтогазоносних регіонів України. Звіт про виконання робіт за договором № 4/17 від 22.04.2009 (заключний) / А.М. Коваль, Ю.З. Крупський, В.О. Оксьоненко та інші. Київ: НВП «Геосвіт». - 2009. – С. 286.
6. Коваль А.М., Чепіль П. М. Про відновлення покладів нафти і газу в Україні // *БУРІННЯ. – 2009. - №4. – С. 33 - 37.*
7. Созанський В.І. Відновлення світових запасів нафти і газу як стратегічна проблема сучасності // *Геологічний журнал. – 2013. - №2. - С. 68 – 74.*
8. Curliss W. // *The Mystery of Eugene Island. Science Frontiers, no 124, Jul.-Aug. 1999. Energy Information Administration Report DOE/EIA-0534 (U.S. Department of Energy.Washington. DC, 1999).*
9. Соколов Б.А., Гусева А.Н. *О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Московский Государственный университет. Сер. 4. Геология. – 1993. – № 3. – С. 39-46.*
10. Lasaga A. C., Holland H. D. *Primordial Oil Slick // Science. – 1971. – Vol. 174, № 40. – P. 53–55.*

11. Лукін О.Ю. *Забезпечення України власним природним газом: проблемні аспекти. За матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України, 2 липня 2014 року // Вісник НАН України. – 2014. - №9. - С.16 – 22.*
12. Воловецький В.Б., Щирба О.М., Витязь О.Ю. *Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. - № 3(52). - С. 154 – 165.*
13. Ставичний Є.М., П'ятківський С.А., Плитус М.М., Притула Л.Я. Ковальчук М.Б. *Відновлення свердловин – перспективний напрям збільшення обсягів видобутку вуглеводнів у Західному нафтопромисловому районі України // Нафтогазова галузь України. - 2014. - № 6. - С. 3 - 6.*
14. Кунцяк Я.В. *Усі види бурового сервісу в рамках однієї компанії // БУРІННЯ. – 2009. - №4. – С. 33 - 37.*
15. Коцкулич Я.С., Лівінський А.М. *Відновлення свердловин шляхом забурювання бокових стовбурів – перспективний напрям збільшення обсягів видобутку вуглеводнів // Породоразрушаючий і металлообробляючий інструмент – техніка і технологія его изготовления и применения: Сборник научных трудов. – Вып.18. Киев: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины. - 2015. – С. - 46 – 52.*

Vdovichnko A.I.
Union Drillers Ukraine,
vdovichenkoai@gmail.com
Koval A.M.
SE «Naukanaftegaz»
koval@naukanaftegaz.kiev.ua
Chepil P.M.
MFE «Naftegaz of Ukraine»
PChepil@Naftegaz.com

CAPACITY PRODUCTION OF HYDROCARBONS IN UKRAINE DUE TO THE RECOVERY PROCESSES

On the basis of result researches of natural proceeding in the beds of hydrocarbons and best practices of proceeding in the exhausted deposits and mining holes worked out to recommendation on the increase of booty of oil and gas in Ukraine due to proceeded in processes.

Keywords: proceeding in the beds of hydrocarbons, proceeding in minning holes, lateral barrels of mining holes

*Вдовиченко А.И.
Союз буровиков Украины,
vdovichenkoai@gmail.com*

*Коваль А.Н.
ДП «Науканафтогаз»
koval@naukanaftogaz.kiev.ua
Чепиль П.М.
НАК «Нафтогаз України»
PChepil@Naftogaz.com*

НАРАЩИВАНИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В УКРАИНЕ ЗА СЧЕТ ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ

На основании результатов исследований естественного процесса возобновления залежей углеводородов и лучших практик возобновления истощенных месторождений и скважин разработаны рекомендации по наращиванию добычи нефти и газа в Украине за счет возобновляемых процессов.

Ключевые слова: возобновление залежей углеводородов, возобновление скважин, боковые стволы скважин.

УДК 622.276.05.004

*Калашиņикова І.А.
Полтавський національний технічний університет
імені Юрія Кондратюка*

ОСНОВНІ РЕСУРСИ РОБОТИ УСТАНОВОК ЗАНУРЕНИХ ЕЛЕКТРОВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСІВ ДЛЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ

Виконано аналіз сучасного методу розрахунку довговічності установок занурених електровідцентрових насосів для добування пластових рідин і запропоновано підходи визначення найбільш слабкого елемента насоса.

Ключові слова: занурені електровідцентрові насоси, нафтова і газова промисловість, ресурс роботи.

Постановка проблеми. При видобуванні рідких корисних копалин свердловинним методом одним із основних агрегатів є занурені насоси і серед них найбільш поширеним типом електричні відцентрові.

При використанні занурених електричних відцентрових насосів досить складно застосовувати ефективні засоби захисту від можливого проникнення твердих часток і їх відкладення на робочих поверхнях струмене-направляючого апарату насоса.

Строк експлуатації занурених відцентрових насосів та міжремонтний період залежать від властивостей нафтового флюїду та матеріалу робочих поверхонь насоса.

Підвищення надійності та довговічності роботи деталей машин і механізмів, збільшення ресурсу їх роботи з використанням дешевих і стійких матеріалів є одним з пріоритетних напрямків сучасного машинобудування.

Огляд досліджень і публікацій. Проблемам підвищення ресурсу та питанням спрацювання поверхні деталей під дією різних факторів присвячені роботи В.Н. Кашеєва, І.Р. Клейса, Б.І. Костецького, І.В. Крагельського, М.М. Тененбаума, В.Н. Ткачева, М.М. Хрущова, А.В. Чічінадзе, Ю.А. Євдокимова. Разом з тим, ця проблема до останнього часу не мала ефективного рішення, зокрема, в частині зносостійкості торцевого ущільнення робочих коліс струмененаправляючого апарату.

Мета статті – вивчення й аналіз методів підвищення зносостійкості і надійності торцевого ущільнення робочих коліс струмененаправляючого апарату зануреного електровідцентрового насоса для свердловинного видобування нафти.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

- аналіз причин відмов у роботі відцентрових насосів;
- визначення надійності усієї установки електровідцентрових насосів та окремих її елементів;
- побудова графіка інтенсивності відмов електровідцентрових насосів.

Виклад основного матеріалу. Аналіз причин відмов у роботі відцентрових насосів типу ЕЦН для видобування нафти виконано нами в умовах НГВУ „Полтаванафтогаз" Глинсько–Розбишевського родовища на основі досліджень їх роботи в реальних умовах – агресивному середовищі.

Для аналізу причин відмов та розрахунку надійності зібрано й опрацьовано матеріали з установок заглиблених електровідцентрових насосів на основі яких було встановлено, що 51,42% відмов виникли в самих насосах (рис. 1), 32,33% відмов припадає на пошкодження електричного кабелю, 16,25% – на пошкодження пристрою гідравлічного захисту електродвигуна.

Пошкодження торцевого ущільнення між робочими колесами і струмененаправляючими апаратами електровідцентрового насосу, викликає осадку усіх робочих коліс, що призводить до їх защемлення - це сприяє перевантаженню зануреного електродвигуна та вигорання кабельного вводу.

Дане ущільнення піддається інтенсивній дії абразивних часток, які можуть проникати в насос із вуглеводневою сировиною. Аналогічні дії вуглеводневої сировини викликають і зношування гідродинамічних п'ят. Такі відмови у роботі зустрічаються приблизно у 34,1% випадків. Цим видам спрацювання сприяє великий вміст механічних домішок у пластовій рідині. Серед них основними є пластовий пісок, який виноситься у вибій пластовою рідиною або потрапляє до насоса через отвори в обсадній колоні, які утворились під дією корозії.

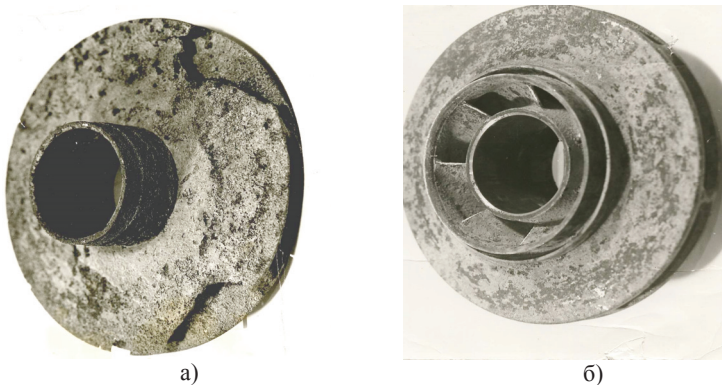


Рисунок 1. Види пошкоджень робочих коліс відцентрових електронасосів.

Торцеве ущільнення, незалежно від його конструкції, завжди складається з двох кілець (нерухомого й обертового), внутрішні площини труться одна об одну при роботі насоса подібно осьовій опорі вала. Змащування поверхонь торцевого ущільнення, що труться здійснюється перекачуванню рідиною. Якщо ця рідина створить значну суцільну плівку по всій площі поверхні контакту, то таке тертя називається рідинним. Якщо плівка дуже тонка і цілісність її на окремих невеликих ділянках порушується, тертя буде напіврідинним, або граничним. Якщо між поверхнями, що труться, рідинна плівка відсутня цілком або утворюється на незначних ділянках, то тертя називається сухим або напівсухим [1 , 2].

При наявності стійкої рідинної плівки між поверхнями кілець, що труться, ущільнення не буде нагріватися і зношуватися, але при цьому витік рідини між кільцями буде значний. При граничному змащенні поверхонь, що труться, витік може різко зменшуватися, але при цьому може збільшуватися нагрівання і знос кілець. При сухому терті і незначному питомому тиску на кільцях можна цілком усунути витік, але в цьому випадку нагрів і зношування кілець можуть досягти небезпечних значень.

Ущільнення з рідинним тертям і великим витіком має вузьку сферу застосування (тільки у випадках коли такі витіки рідини допустимі).

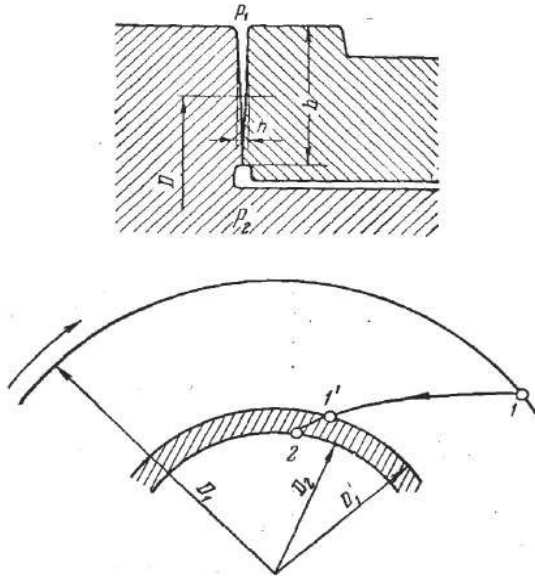


Рисунок 2 - Бічний розріз ущільнення

Основними умовами при виборі і конструюванні ущільнення є тиск (точніше, перепад тиску) між порожнинами, що ущільнюються, витік, зношування кілець, тобто довговічність ущільнення, внутрішнє і зовнішнє середовище, споживана потужність, температура нагрівання.

Недостатнє змащення і присутність абразивних часток прискорюють їхнє зношування.

Досить перспективними матеріалами для роботи в парах тертя є порошкові матеріали, які наносяться на поверхню, що піддається зношуванню [2].

Значна частина технологічних завдань по підвищенню стійкості зношуванню вирішується шляхом використання газотермічних методів нанесення покриття. Завдяки цьому методу можна напилювати різні матеріали в декілька шарів, одержуючи при цьому покриття із спеціальними властивостями [3].

Газотермічне напилення використовується для нанесення тугоплавкого і високо-твердого покриття з оксидів, металів, інтерметалідів, силіцидів, карбідів, боридів і т.д.

Виходячи з завдань дослідження, найбільшу увагу викликають покриття для захисту від спрацьовування під дією абразиву і корозії в умовах експлуатації свердловин.

При роботі пар тертя в умовах інтенсивного абразивного спрацьовування можна використовувати для нанесення покриттів вольфрамо-кобальтові тверді сплави. При абразивному спрацьовуванні в умовах невисоких температур (до 500⁰ С), де абразивні частки проникають в зазор поміж парами тертя, найбільше поширення одержали покриття на основі нікелевих самофлюсуючих сплавів як в чистому вигляді, так і з домішками порошоків зміцнюючих матеріалів (карбідів, боридів).

Особливе місце в плазмовій технології, для зміцнення, займають композитні матеріали. Вони складаються із пластичної – залізної або нікелевої матриці, зміцненої боридами заліза, карбідами титану, нікелю або інших елементів.

Вибір варіантів розробки конструкції газотермічного покриття, залежить від виду порошку, що забезпечує стійкість спрацьовуванню. Критерієм стійкості спрацьовуванню різних поверхонь може бути в першому наближенні їхня твердість [4].

Основні параметри покриття: товщина, когезійна і адгезійна міцність, пористість. Ці властивості, виходячи із особливостей формування газотермічних покриттів та їх структури, яка характеризується наявністю меж третього роду [4], в деякій мірі, будуть визначатися складом цих меж та величиною, формою і розподілом часток в покритті і станом його поверхні (шорсткість, хвилястість).

Досить перспективним матеріалом для створення пар тертя електровідцентрових насосів для добування вуглеводневої із нафтових свердловин, є розробка та нанесення газотермічних покриттів (ГТП) на основі порошоків із базальту.

На основі аналізу причин відмов можна визначити надійність усієї установки електровідцентрових насосів або окремих її елементів.

На основі одержаних експериментальних даних побудована гістограма розподілу відмов від часу за функцією:

$$h = f(t), \quad (1)$$

Термін напрацювання розбито на інтервали 0...100; 100...200 і т.д. На кожному інтервалі розраховано кількість напрацьованих годин, що складають даний інтервал.

Гістограма відмов роботи електровідцентрових насосів наведена на рисунку 3. Як видно з рисунка найбільша кількість відмов роботи на установках спостерігається в перших сто діб роботи.

Діаграма розподілу відмов ЕВН

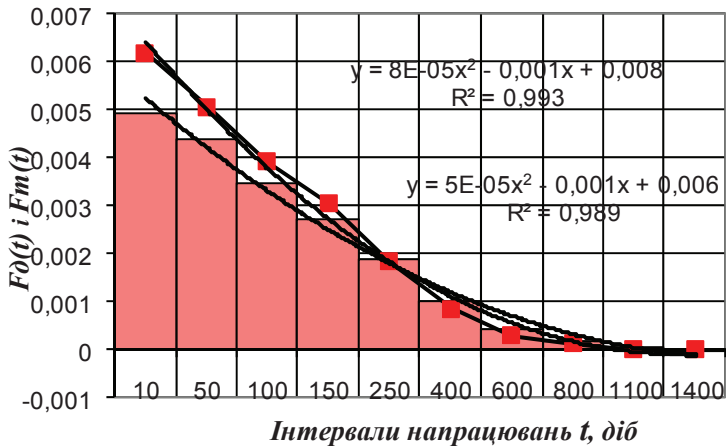


Рисунок 3 - Гістограми розподілу відмов роботи електровідцентрових насосів.

Імовірність безвідмовної роботи визначалася за формулою:

$$P(t) = 1 - \frac{n_i}{N}, \quad (2)$$

де n_i - кількість діб напрацювання на відмову; i -го - інтервалу; N - загальне число напрацювання. За одержаними даними побудовано графіки (рис. 4).

Аналогічно визначаються всі параметри для решти елементів.

У подальшому розраховується інтенсивність відмов:

$$\lambda = \frac{n_s}{(N - n_s) \cdot \Delta t} \quad (3)$$

і на основі одержаних даних будується графік інтенсивності відмов при $\Delta t = 100$ (рис.4).

Діаграма розподілу відмов ЕВН

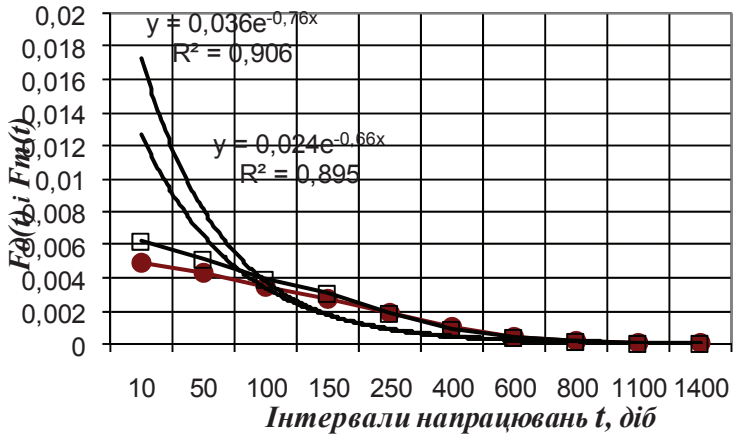


Рисунок 3 - Графік імовірності безвідмовної роботи ЕВН.

Цей графік ($\lambda \cdot 10^3$, δ^{-1}) представлено для всіх елементів, які впливають значною мірою на надійність роботи електровідцентрових насосів для видобування пластової рідини. Статистична функція розподілу відмов роботи визначається за формулою:

$$F_{cm.} = \frac{t}{N-1}, \quad (4)$$

а теоретична функція розподілу обчислюється за формулою:

$$F_m = 1 - e^{-\frac{t}{T_{cp.}}}, \quad (5)$$

де $T_{cp.}$ - середній час напрацювання на відмову. Ця теоретична функція розподілу являє собою експоненту.

Різниця даних D між статистичною і теоретичною функціями повинна бути меншою від табличних значень $[D]$ $D < [D]$.

Отже, установка електричних відцентрових насосів (УЕВН) – складний комплекс обладнання із значною кількістю деталей вузлів, механізмів [1, 2, 3]. Підземна частина УЕВН експлуатується на значних

глибинах (800...3000 м), при високих температурах (до 180 °С), при значних внутрішньопластових тисках (більше 20 МПа) [4]. Висока корозійна здатність внутрішньопластової рідини вимагає достатньо високої корозійної стійкості матеріалів для виготовлення деталей УЕВН. Найбільш слабким місцем у електровідцентрових насосах є ущільнення між ступенями, яке також сприймає зусилля від стовпа перекачуваної рідини [1]. При підвищенні температури взаємодії поверхні з абразивом різко зростає інтенсивність спрацювання і коефіцієнт тертя [5].

Висновки.

На основі проведених аналізів встановлено:

- 1) середній час напрацювання на відмову електровідцентрових насосів (ЕВН) становить 170 діб;
- 2) імовірність безвідмовної роботи ЕВН (електровідцентрового насоса) через 100 діб становить 0,57; 200 діб - 0,28, а через 250 діб - 0,19.
- 3) одним із основних слабких елементів відцентрових насосів є ущільнення між ступенями насосу. Це ущільнення не тільки виконує функцію призначену йому, але сприймає осьове навантаження від дії стовпа рідини, що перекачується. Від його довговічності залежить довговічність усього насосного агрегату.

У наступних дослідженнях доцільно зосередитися на поглибленому вивченні процесу нанесення газотермічних покриттів (ГТП) на основі порошків із базальту.

Література

- 1.Крець В.Г., Саруєв Л.А. *Нефтьпромислове обладнання.Учеб. пособие.* - Томск: ТПУ, 2011. - 236с.
- 2.Шиммарев В.Ю. *Надежность технических систем. Учебник для вузов.* – М.: Академия, 2010. – 304 с.
- 3.Калашніков А.В., Корж В.М. *Основні властивості плазмового покриття з карбідом бору // Металознавство та обробка металів 1996 №4. С. 59-61.*
- 4.Калашніков А.В. *Применение карбида бора в газотермических покрытиях // Сварочное производство 1997 №6. С. 29-31.*
- 5.Калашніков А.В. *Выбор и разработка порошковых материалов для плазменного напыления на детали буровых насосов // Вибрации в технике и технологиях 1999 №2. С.100-102.*

*Калашиникова И.А.
Полтавський національний технічний університет
імені Юрія Кондратюка*

ОСНОВНЫЕ РЕСУРСЫ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Изложено общий метод расчёта долговечности установок в электроцентробежных насосах для добычи пластовых жидкостей и предложено подходы по определению наиболее слабого элемента.

Ключевые слова: электроцентробежные насосы, нефтяная и газовая промышленность, ресурс работы.

*Kalashnykova I.A.
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University*

KEY RESOURCES WORK SETTING ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS FOR OIL PRODUCTION

General method of electric-centrifugal pumps units' longevity calculation for extracting stratum fluids is described in the article and proposed approaches to determining the weakest element

Keywords: electric centrifugal pumps, oil and gas industry, resource work.

УДК 622.276.3

*Матвієнко А.М., к.т.н., доцент**Мицук Ю.С., асистент**Полтавський національний технічний університет імені Юрія
Кондратюка*

ОБГРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ТРУБНИХ МАГНІТОТЕПЛОВИХ ДЕПАРАФІНІЗАТОРІВ У СКЛАДІ БАГАТОРІВНЕВОЇ СИСТЕМИ ЗАПОБІГАННЯ АСФАЛЬТО- СМОЛО-ПАРАФІНІСТИМ ВІДКЛАДЕННЯМ

Мета. Обґрунтування конструкції, особливостей компонування та розрахунку основних параметрів трубних магнітотеплових депарафінаторів та особливостей їх застосування у складі багаторівневої системи запобігання асфальто-смоло-парафіністим відкладенням (АСПВ) в нафтовидобувній свердловині у інтервалі відкладання високов'язких сполук. Поліпшення умов видобування пластового флюїду за допомогою поінтервального підігріву продукції з наступним намагнічуванням.

Методика. Методичною основою проведених досліджень є комплексний аналіз та узагальнення літературних джерел, а також позитивний промисловий досвід боротьби з асфальто-смоло-парафіністими відкладеннями під час видобування вуглеводневої сировини з підвищеним вмістом АСПВ із застосуванням експертного аналізу та оцінки одержаних даних.

Результатом досліджень є обґрунтування конструкції трубного магнітотеплового депарафінатора, який складається з: підігрівача трубного глибинного та магнітного депарафінатора, а також розроблення на його базі багаторівневої системи запобігання АСПВ.

Наукова новизна. Вперше розроблена модель роботи багаторівневої системи запобігання АСПВ виконана на базі трубних магнітотеплових депарафінаторів.

Практична значущість. Обґрунтована та наведена конструкція трубного магнітотеплового депарафінатора виконаного на основі: підігрівача трубного глибинного та магнітного депарафінатора, а також запропонований принцип компонування багаторівневої системи запобігання АСПВ. Конструкція трубного магнітотеплового депарафінатора інтегрована до складу підйомника НКТ і дозволяє зменшувати рівень відкладень високов'язких смолистих часток на робочих поверхнях глибинного обладнання.

Ключові слова: асфальто-смоло-парафіністі відкладення (АСПВ), трубний магнітотепловий депарафінатор, магнітний депарафінатор,

глибинний підігрівач, система підігріву пластової продукції, насосно-компресорні труби.

Актуальність. Процес експлуатації нафтових свердловин в ряді випадків характеризується наявністю в рідині підвищеного вмісту парафінів чи асфальто-смоло-парафіністих відкладень (скорочено – АСПВ), до складу яких входять, власне: парафіни, які являють собою вуглеводні метанового ряду від $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$, а також селикогелеві смоли, асфальто-смолисті сполуки та ін. Ці речовини ускладнюють, а в ряді випадків – унеможливають, процес видобування рідкої продукції свердловин внаслідок їх схильності до утворення відкладень на робочих поверхнях глибинонасосного обладнання та стінках насосно-компресорних труб (НКТ). У таких умовах особливої актуальності набуває застосування різних способів боротьби з відкладеннями високов'язких сполук. На сьогодні в Україні в таких випадках, головним чином, застосовуються пересувні парогенераторні установки, які прогривають стовбур свердловини задля розрідження асфальто-смоло-парафіністих відкладень (АСПВ) та інших високов'язких речовин. Однак, такий спосіб характеризується високим рівнем витрат на здійснення депарафінізації та необхідністю, в більшості випадків, переривання процесу видобування вуглеводневої продукції свердловин.

Інші варіанти, такі як: застосування шкребків, магнітних пристроїв, введення хімічних розріджувачів (пластифікаторів), використання свердловинних індукційних підігрівачів не одержали належного розповсюдження внаслідок недостатньої ефективності та надійності, а також необхідності застосування значної номенклатури технологічного обладнання.

У зв'язку з цим актуальним завданням є проектування сучасної конструкції трубного свердловинного депарафінізатора та системи боротьби з АСПВ, котра виконана на його базі, а також розроблення науково обгрунтованої моделі роботи такої системи.

Аналіз результатів досліджень і публікацій, присвячених тематиці роботи. Аналізу та дослідженню факторів парафіноутворення та способів запобігання даним явищам присвячені роботи [1-4]. Результатом досліджень стало проектування і впровадження у виробництво різних способів боротьби з АСПВ та спеціального обладнання для їх застосування.

Окремо слід звернути увагу на магнітні пристрої для депарафінізації, як найменш витратний варіант запобігання відкладенням високов'язких частинок, та обладнання для електродепарафінізації (нагрів, індукція), як обладнання, яке володіє рядом переваг перед іншими аналогічними за призначенням:

- не змінює хімічного складу середовища;
- може застосовуватись в періодичному або постійному режимах;
- має високу ефективність.

Як приклад, можна навести конструкції підійомників НКТ оснащених магнітним депарафінізатором (рис. 1, а) та глибоким індукційним підігрівачем (рис. 1, б) [1, 5].

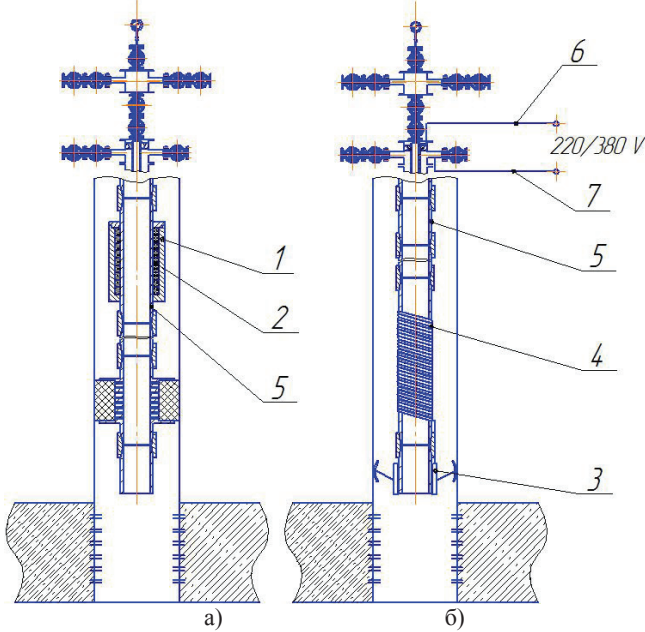


Рис. 1 – Конструкції підійомників НКТ, котрі оснащені пристроями для запобігання АСПВ:

а – оснащення підійомника НКТ магнітним депарафінізатором; б – оснащення підійомника НКТ глибоким індукційним підігрівачем; 1 – магнітний депарафінізатор; 2 – блок кільцевих постійних магнітів; 3 – контакт рухомий; 4 – обмотка індукційна; 5 – труба насосно-компресорна; 6, 7 – клеми електричні приєднувальні

Магнітний депарафінізатор являє собою сталевий корпус з вбудованою в нього магнітною системою з постійних магнітів кільцевої конструкції [6]. Потік нафтопродуктів проходить через магнітну систему, піддаючись багаторазовому перемагнічуванню. При цьому утворюються фізичні комплекси з металовмісних частинок, які є центрами внутрішньої кристалізації, котрі дозволяють виносити з потоком нафтопродуктів і руйнувати елементи АСПО, які вже відклалися.

Найбільш ефективним є застосування магнітних депарафінізаторів в свердловинах, де сумарний вміст асфальтенів і смол відповідний чи є вищим від вмісту парафінів, що пояснюється амагнітними властивостями останніх.

Як показують дослідження [1-5], за даними видобувних підприємств ПАТ «Укрнафта» (Україна), НГВУ «Південоренбургнафта», НГДУ «Уфанефть» (Росія), відкладення АСП (асфальто-смоло-парафіністих) сполук починаються зазвичай на інтервалі глибин 1200-750 м і вище по довжині стовбура свердловини. При цьому, на даному інтервалі виникає необхідність застосування обладнання для запобігання АСПВ по довжині стовбура НКТ.

У Полтавському національному технічному університеті розроблена багаторівнева система підігріву підйомника НКТ (рис. 2) виконана на базі трубного електричного підігрівача [7].

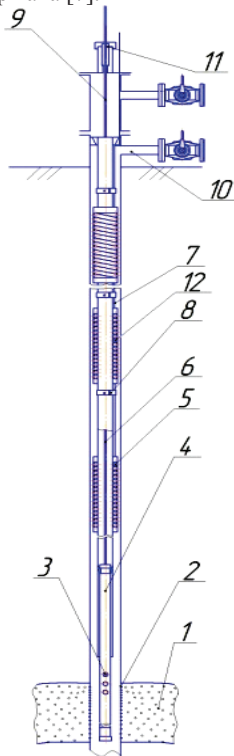


Рис. 2 – Багаторівнева система підігріву підйомника НКТ (рис. 4) виконана на базі трубного електричного підігрівача:

1 – продуктивний пласт; 2 – зона перфорації; 3 – якір універсальний газопісковий; 4 – глибинний штанговий насос НСВ-1У; 5, 12 – глибинні трубні підігрівачі; 6 – колона насосних штанг; 7 – кабель електричний; 8 – хомут; 9 – шток полірований; 10 – обладнання остьове; 11 – вузол сальниковий

Конструкція та принцип функціонування такої системи характеризується наступними перевагами:

- має електричне живлення, що дозволяє експлуатувати її в постійному чи періодичному режимах;

- встановлюється стаціонарно у складі підйомника НКТ, як його складовий елемент (трубні електричні підігрівачі та електричний кабель живлення монтується за принципом УЕВН);

- характеризується аналоговим принципом дії (безпосередній підігрів середовища електронагрівальними елементами), що дає можливість спростити його конструктивне виконання та знизити вартість виготовлення;

- має багаторівневий порядок встановлення підігрівачів кратний до 3 (3-6-9-12), відповідно до кількості жил кабелю живлення КРБК уніфікованого з кабелем живлення УЕВН (3 жили), що дозволяє забезпечувати рівномірність температури розігріву пластового флюїду по інтервалу відкладень високов'язких речовин;

- може застосовуватись як у складі фонтанного підйомника нафтогазової свердловини, так і сумісно з глибинонасосними способами видобування нафти;

- має максимальний ступінь уніфікації з існуючим нафтогазопромисловим обладнанням.

До недоліків такої системи можна віднести підвищений рівень енергоспоживання (до 75-90 кВт на весь інтервал відкладень АСПВ) та високий ступінь некорисних втрат теплової енергії через стінки НКТ та обсадної колони що вимагає застосування додаткової теплової ізоляції елементів колони.

На сьогодні в літературних джерелах практично не зустрічається посилань на обладнання для запобігання АСПВ, яке б застосовувало в своїй конструкції одночасне поєднання відомих способів боротьби з цим явищем задля підвищення ефекту від застосування.

Таким чином, існує необхідність розроблення та дослідження комбінованої конструкції трубного депарафінатора та системи запобігання АСПВ, котра виконана на його базі і об'єднує в собі переваги найбільш ефективних способів, які застосовуються на промислах під час видобування в'язкої вуглеводневої сировини. Таке обладнання повинне мати високий ступінь уніфікації та простоту конструкції, а також усувати переважну кількість недоліків, що притаманні існуючим конструкціям подібного обладнання.

Постановка завдання досліджень. Забезпечення ефективної протидії негативним наслідкам відкладення частинок АСП на робочих поверхнях свердловинного обладнання під час видобування вуглеводневої сировини, а також відсутність на вітчизняному ринку нафтопромислового обладнання достатньої номенклатури відповідних машин, пристроїв та апаратів, які дозволяють запобігати АСПВ діючи на них безпосередньо чи в комбінації двох та більше способів впливу, ставлять перед авторами

завдання проектування та дослідження ефективності роботи багаторівневої системи запобігання асфальто-сомоло-парафіністим відкладенням, що виконана на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, яка стаціонарно вклучатиметься до складу підійомників НКТ, дозволить проводити постійний чи періодичний відбір продукції одночасно із їх застосуванням, матиме також конструктивну можливість застосування в складі наземних комплексів для розігріву продукції, що перекачується трубопроводами, матиме максимальний рівень уніфікації із стандартизованим обладнанням та високу ефективність роботи. Тобто, конструкція розробленої багаторівневої системи запобігання асфальто-сомоло-парафіністим відкладенням повинна давати можливість застосування розроблених магнітотеплових депарафінізаторів із можливістю їх розміщення в зоні з підвищеним рівнем таких відкладень.

Виклад основного матеріалу та одержані результати. Конструкція розробленого трубного магнітотеплового депарафінізатора наведена на рис. 3.

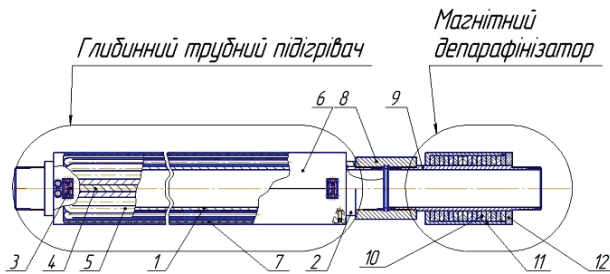


Рис. 3 – Конструкція розробленого трубного магнітотеплового депарафінізатора:

1 – корпус трубний; 2 – шайба затиска; 3 – гніздо штепсельне; 4 – кабель живлення електричний; 5 – елемент нагрівальний; 6 – кожух металевий зовнішній; 7 – кожух теплоізоляційний багатосаровий; 8 – муфта трубна з'єднувальна; 9 – корпус магнітного депарафінізатора; 10 – магніт постійний кільцевої конструкції; 11 – корпус магнітного блоку; 12 – кришка затиска

Трубний магнітотепловий депарафінізатор складається з двох основних функціональних елементів: глибинного трубного підігрівача та магнітного депарафінізатора з'єднаних муфтою трубною з'єднувальною.

Корпус глибинного трубного підігрівача (рис. 3) являє собою насосно-компресорну трубу з обох боків оснащену різьбовими хвостовиками для з'єднання муфтами трубними з'єднувальними 8 з колоною НКТ та її елементами. Елемент нагрівальний 5 являє собою провідник струму з високим опором виконаний із ніхромового дроту розміщеного в кварцовому піску або розплавленому оксиді магнію (електроізоляційному теплопровіднику), які, у свою чергу, розташовані в

захисному тугоплавкому кожусі, що укладений уздовж поздовжньої вісі корпусу трубного. Елемент нагрівальний 5 фіксується на корпусі трубному 1 за допомогою шайб затискних 2. На корпусі трубному також розташовані гнізда штепсельні 3, які дозволяють підводити електричний кабель живлення та відводити його далі задля живлення наступних підігрівачів. Гнізда штепсельні мають відведення для живлення елемента нагрівального 5, а також з'єднані між собою трьохжильним кабелем електричним 4, жили якого розташовані в термоізоляційному кожусі. Задля забезпечення механічного захисту елемента нагрівального 5 від негативної дії зовнішніх факторів призначений кожух металевий зовнішній 6 між яким і елементом нагрівальним 5 розміщується надтонкий багатошаровий теплоізоляційний кожух 7, який мінімізує теплові втрати від роботи глибинного трубного підігрівача.

В трубному магнітотепловому депарафінізаторі за допомогою муфт трубних з'єднувальних 8 до глибинного трубного підігрівача кріпиться магнітний депарафінізатор (рис. 3), який складається з корпусу 9, який з обох боків оснащений різьбовими хвостовиками для з'єднання муфтами трубними з'єднувальними 8 з колоною НКТ. На зовнішній поверхні корпусу 9 розміщується корпус магнітного блоку 11. Між ними закладені магніти постійні кільцевої конструкції 10. Вони затиснуті кришкою затисною 12. Аналогами застосованого магнітного депарафінізатора стали моделі (рис. 4, а, б).

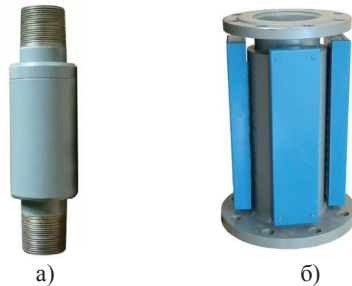


Рис. 4 – Конструкції магнітних депарафінізаторів: а – ГДМ; б – ГДМН

Робота розробленого трубного магнітотеплового депарафінізатора (рис. 3) відбувається наступним чином. Пристрій встановлюється, як складова частина підйомника НКТ в інтервалі, в якому спостерігаються АСПВ. На зовнішній поверхні НКТ розміщується кабель живлення електричний 4, який подає напругу до елемента нагрівального 5 та під'єднується до нагрівача за через гніздо штепсельне 3. Пластовий флюїд, який містить нафту, супутню воду та високов'язкі сполуки, рухаючись вертикально колоною НКТ потрапляє до внутрішньої порожнини трубного магнітотеплового депарафінізатора. Під час проходження корпусом

трубним відбувається підвищення температури флюїду до величини, при якій відбувається активація коливальних рухів його молекул та розрідження високов'язких часток. Надалі пластова продукція потрапляє до внутрішньої порожнини магнітного депарафінізатора де піддається багаторазовому перемагнічуванню. Після попереднього розігріву в глибинному трубному нагрівачі центрів внутрішньої кристалізації, винос з потоком нафтопродуктів і руйнування елементів АСПО, які вже відклалися, є більш активним та ефективним.

Це дозволяє підвищувати ефективність застосування магнітних депарафінізаторів з метою запобігання та виносу АСПВ.

Величина намагніченості (магнітного моменту одиниці об'єму пластового флюїду) при зміні температурного режиму визначається наступним виразом

$$M_{\text{фн}} = kM_{\text{фн.н}}, \text{ А/м}^3 \quad (1)$$

де: $M_{\text{фн.н}}$ – намагніченість одиниці об'єму пластового флюїду за нормальних умов, А/м^3 ; k – коефіцієнт корегування (враховує вплив температурного поля на рівень намагніченості пластового флюїду).

Відповідно до результатів досліджень [8] характеру зміни величини коефіцієнта впливу температурного поля на величину намагнічуваності рідин k , з підвищенням температури від 55°C до 80°C спостерігається її зростання. Після 80° спостерігається уповільнення цього процесу з наступним переходом до зменшення величини k . Проте, на сьогодні відсутні докладні дослідження подібного явища з рідинами, котрі містять суміш амагнітних речовин (парафінів та ін.) та фізичних комплексів з металовмісних часток, які є центрами внутрішньої кристалізації (частини металів, які містяться у флюїді, котрий видобувається) як в нормальних умовах, так і в умовах підвищеного тиску. Це потребує проведення досліджень в даному напрямі, які б дозволили одержати точні дані по величині k в даних умовах.

Слід зазначити, що розроблена конструкція трубного магнітотеплового депарафінізатора дозволяє використовувати його за схемою, яка наведена на рисунку 2. При цьому інтервали та порядок розміщення таких депарафінізаторів визначаються необхідністю досягнення максимального ефекту виносу АСПВ з внутрішньої порожнини насосно-компресорного підйомника.

Потужність, яку споживатиме глибинний трубний підігрівач (рис. 3, а) в процесі теплової підготовки пластового флюїду, Вт:

$$N_{\text{н}} = \frac{c \cdot G(T_{\text{к}} - T_{\text{н}})}{t \cdot \varepsilon}, \quad (2)$$

де: c – питома теплоємність пластового флюїду, $\text{Дж}/(\text{кг}\cdot\text{Град.})$; G – маса середовища у внутрішній порожнині підігрівача, кг ; $T_{\text{к}}$ – кінцева температура пластового флюїду на виході з підігрівача, $^{\circ}\text{C}$; $T_{\text{н}}$ – початкова

температура пластового флюїду на вході до підігрівача, °C; t – час проходження потоком рідини підігрівача, с.

Загальна потужність яку повинна забезпечувати наземна електрична підстанція для живлення багаторівневої системи запобігання АСПВ виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів на інтервалі відкладень визначатиметься виразом

$$N_{\text{заг}} = \sum_{i=1}^n N_i + N_{\text{к.е.}}, \quad (3)$$

де: $\sum_{i=1}^n N_i$ – сумарна потужність n -ї кількості підігрівачів у свердловині, Вт; $N_{\text{к.е.}}$ – втрати потужності в кабелі електричному, Вт.

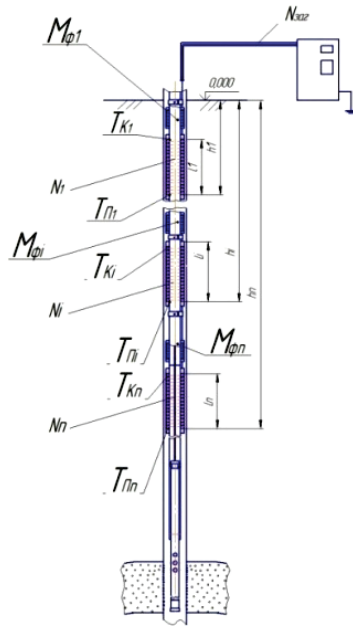


Рис. 4 – Розрахункова модель для визначення параметрів роботи багаторівневої системи запобігання АСПВ виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів для їх кількості $i = 1..n$:

$T_{\text{ни}}$ – початкова температура на вході до i -го депарафінізатора;

$T_{\text{ки}}$ – кінцева температура пластового флюїду на виході з i -го

депарафінізатора; N_i – потужність, яку споживає i -й підігрівач

депарафінізатора; l_i – довжина i -го підігрівача депарафінізатора; $M_{\phi i}$ –

величина магнітного моменту одиниці об'єму пластового флюїду; $N_{\text{заг}}$ –

потужність наземної електричної підстанції

За аналогією з системою підігріву підйомника НКТ, котра наведена на рисунку 2 розроблена багаторівнева система запобігання АСПВ виконана на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів матиме менший рівень енергоспоживання, так як основна мета застосування глибинних трубних підігрівачів в ній полягатиме не в забезпеченні максимально високого рівня температури по довжині підйомника пластового флюїду, а в підвищенні активності руху молекул транспортованого до земної поверхні середовища на вході до магнітних депарафінізаторів, що дозволить збільшити величину магнітного моменту одиниці об'єму пластового флюїду шляхом більш активного утворення фізичних комплексів з металовмісних часток, які є центрами внутрішньої кристалізації.

Розрахункова модель для визначення параметрів роботи багаторівневої системи запобігання АСПВ виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів наведена на рисунку 4.

Висновки.

1. У статті обґрунтована та наведена конструкція магнітотеплового депарафінізатора, розроблена на його базі багаторівнева система запобігання АСПВ, котра інтегрована до складу підйомника НКТ, що дозволять поліпшити умови видобування пластового флюїду з високим вмістом асфальто-смоло-парафіністичних відкладень (АСПВ) шляхом попереднього підігріву та ефективного намагнічування пластового флюїду в інтервалі відкладання високов'язких речовин.

2. Розроблене обладнання вигідно відрізняється від аналогів простотою та ефективністю конструкції, а також меншим рівнем енергоспоживання у порівнянні з системами, які запобігають АСПВ лише шляхом температурного впливу.

3. Розроблена методика визначення потужності наземної електричної станції, яка необхідна для живлення багаторівневої системи запобігання АСПВ виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів дасть можливість розраховувати її необхідну величину на стадії здійснення проектно-конструкторських робіт.

4. Визначені напрями подальших наукових досліджень з визначення величини коефіцієнта впливу температурного поля на величину намагніченості пластового флюїду в умовах дії підвищених тисків. Одержані результати дозволять максимально точно проводити розрахунки параметрів схеми компонування багаторівневої системи запобігання АСПВ виконаної на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів, визначити оптимальний склад колони та кількість магнітотеплових депарафінізаторів.

Багаторівнева система запобігання АСПВ виконана на основі трубних магнітотеплових депарафінізаторів дасть можливість якісніше та економічніше за аналоги запобігати відкладенням високов'язких часток за рахунок поєднання теплового та магнітного впливів на пластовий флюїд та можливості розміщення депарафінізаторів довільно по довжині колони НКТ, ефективно здійснюючи створення центрів внутрішньої кристалізації,

котрі дозволяють виносити з потоком нафтопродуктів і руйнувати елементи АСПВ, які вже відклалися в тих інтервалах, де спостерігається найбільший рівень відкладень.

В подальших дослідженнях необхідно визначити числове значення коефіцієнта корегування k , що враховує вплив температурного поля на рівень намагніченості пластового флюїду. Це дозволить виконати розрахунок намагніченості одиниці об'єму пластового флюїду при зміні температурного режиму.

Список літератури / References

1. *Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.: ил. – ISBN 5-8365-0052-5.*
2. *Тронов В.П., Гуськова И.А. Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1999. – №4. – С. 24-25.*
3. *Копей Б.В. Склад і властивості асфальтосмолистих речовин / Б.В. Копей, О.Р. Мартинець, А.Б. Стефанишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 2(51). – С. 46-50.*
4. *Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин / К.Р. Уразаков, Е.И. Богомольный, Ж.С. Сейтпагамбетов, А.Г. Газаров; под ред. М.Д. Валеева. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2003. – 303 с.*
5. *Пат. 2249096 Российская Федерация. Скважинный электронагреватель / Вахитов М.Ф., Халимов Р.Х., Вахитов Т.М., Фархуллин Р.Г., Деревянко Р.М.; Заявитель и патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью (ООО) Уфимский научно-исследовательский и проектно-инженерный центр "Нефтегаз-2" (RU). – № 2004106111/03; заявл. 24.02.04; опубл. 27.03.05.*
6. *<http://www.toolcom.ru/catalog/detail.php>.*
7. *Пат. 63250 Україна. Глибинний електричний нагрівник / Коробко Б.О., Матвієнко А.М., Туржанський П.В.; Заявник та правовласник: Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка – №201014981; заявл. 13.12.2010; опубл. 10.10.2011.*
8. *Комбинированная очистка многокомпонентных сточных вод: Высокотемпературная гидротермическая ферритизация осадков / О. Ковалева // STUDIA UNIVERSITATIS. Revista științifică a Universității de Stat din Moldova, 2012, nr.6(56). P. 55-64*

A. Matvijenko, PhD, Docent,
Y. Mishchuk, assistant
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

**THE SUBSTANTIATION OF CONSTRUCTION AND
PECULIARITIES OF DEEP PIPES MAGNETO-THERMAL
ACTIVATORS USE WITHIN MULTI-LEVEL SYSTEM OF HEAVY OIL
SEDIMENTS PREVENTION**

Purpose. Grounding of construction, peculiarities of composing and calculation of the main parameters of using tube magneto-thermal activators, consisting of multi-level system for preventing asphalt-resing-paraffin build-up in the oil well on the intervals of build-up the high deposits connections and improving the conditions for reservoir fluid production with the help of interval products heating with followed by magnetization.

Methodology. The methodological basis of the research is a complex analysis and synthesis of the literature, as well as the positive experience of preventing with asphalt-resin-paraffin build-up in the extraction of hydrocarbons with the high content of asphalt-resin-paraffin with usage of expert analysis and assess of got results.

Findings. The results of research are an grounding of the construction of pipes magneto-thermal activators, consisting of deep tube heater and magnetically activator, constructing on the basis of multi-level system for preventing asphalt-resing-paraffin build-up.

Scientific Novelty. There has been produced at the first time: the working model of multi-level system for preventing asphalt-resing-paraffin build-up, made on the basis of tube tube magneto-thermal activators.

Practical Implementation. Grounded and described the construction of tube magneto-thermal activators, made on the basis of deep tube heater and magnetically activator, proposed the principle of composing for preventing asphalt-resing-paraffin build-up. The construction of tube magneto-thermal activators integrated into the tubing and allows to reduce the deposits of particles of high connections on the surface of downhole equipment.

Keywords: asphalt-resin-paraffin build-up, tube magneto-thermal activators, magnetically activator, deep tube heater, system for reservoir products heating, tubing.

А.М. Матвиенко, к.т.н., доцент

Ю.С. Мицук, ассистент

*Полтавський національний технічний університет імені Юрія
Кондратюка*

ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ И ОСОБЕННОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ ТРУБНЫХ МАГНИТОТЕПЛОВЫХ ДЕПАРАФИНИЗАТОРОВ В СОСТАВЕ МНОГОУРОВНЕВОЙ СИСТЕМЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АСПО

***Цель.** Обоснование конструкции, особенностей компоновки и расчета основных параметров трубных магнитотепловых депарафинизаторов и особенностей их применения в составе многоуровневой системы предотвращения асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), которая размещается в нефтяной скважине в интервале отложения высоковязких частиц и улучшает условия добычи пластового флюида при помощи поинтервального подогрева продукции с последующим намагничиванием.*

***Методика.** Методической основой проведенных исследований является комплексный анализ и обобщение литературных источников, а также положительного промышленного опыта борьбы с асфальто-смоло-парафинистыми отложениями при добыче углеводородного сырья с повышенным содержанием АСПВ с применением экспертного анализа и оценки полученных данных.*

***Результаты.** Результатом исследований является обоснование конструкции магнитотеплового депарафинизатора, который состоит из: подогревателя трубного глубинного и магнитного депарафинизатора, а также разработки на его базе многоуровневой системы предотвращения АСПВ.*

***Научная новизна.** Впервые разработана модель работы многоуровневой системы предотвращения АСПВ выполненная на базе трубных магнитотепловых депарафинизаторов.*

***Практическая значимость.** Обоснована и описана конструкция трубного магнитотеплового депарафинизатора выполненного на основе: подогревателя трубного глубинного и магнитного депарафинизатора, а также предложен принцип компоновки многоуровневой системы предотвращения АСПВ, которая интегрирована в состав подъемника НКТ и позволяет уменьшать уровень отложений высоковязких смолистых частиц на рабочих поверхностях глубинного оборудования.*

***Ключевые слова:** асфальто-смоло-парафинистые отложения (АСПО), магнитотепловой депарафинизатор, магнитный депарафинизатор, глубинный подогреватель, система подогрева пластовой продукции, насосно-компрессорные трубы*

*Рой М.М., к.т.н., доцент,
Полтавський національний технічний університет імені Юрія
Кондратюка*

АНАЛІЗ ВИПРОБУВАНЬ КАРБОНАТНИХ ВІДКЛАДІВ ВИПРОБУВАЧАМИ ПЛАСТІВ В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН В ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ ТА НАПРЯМКИ ПІДВИЩЕННЯ ЇХ ЯКОСТІ

На основі фактичного матеріалу з випробування карбонатних відкладів на території Дніпровсько-Донецької западини проаналізовані результати випробування карбонатних відкладів у процесі буріння свердловин. Визначені недоліки технологічного і технічного аспекту та вказаний напрямок підвищення якості і достовірності результатів застосування випробувачів пластів для оцінки карбонатів в процесі буріння свердловин.

***Ключові слова:** карбонатні відклади,, випробування пластів, Дніпровсько-Донецька западина.*

Проблема і її зв'язок з основними науковими і практичними завданнями. Як показує досвід випробування, поклади вуглеводнів в карбонатних колекторах належать до категорії складнобудованих, а запаси цієї категорії відкладів - до важковидобувних. Практикою геологорозвідувальних робіт в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) доведено, що вивченість таких колекторів ускладнюється тим, що карбонатні розриви, на відміну від теригенних, не можуть бути достатньо точно вивченими шляхом випробування їх в експлуатаційних колонах. Головна причина цього та ж, що і для порових колекторів, а саме: випробуванню в колонах підлягають пласти з уже ускладненими колекторськими властивостями. Ускладнення викликається як за рахунок проникнення твердої фракції промивальної рідини, так і тампонажного розчину. Зони проникнення бувають настільки значними, що відновити початкові колекторські властивості стає неможливо.

Основними геолого-технологічними факторами, що впливають на якість і достовірність результатів випробування об'єктів, є: стан стовбура свердловини і колектора, створювана при випробуванні депресія на пласт та тривалість припливу (відкритого періоду випробування) та відновлення пластового (вибійного) тиску, яке здійснюється для запису кривої відновлення тиску (КВТ). Важливо, що ці фактори взаємопов'язані і в значній мірі впливають один на одного. Так, час стояння на припливі (час відкритого періоду випробування), необхідний для встановлення характеру насичення пласта та продуктивності об'єкта, залежить від колекторських

властивостей пласта, стану стовбура свердловини. Ці ж умови визначають і величину депресії, яку необхідно створити щоб викликати приплив флюїду з продуктивного пласта. Крім того, тривалість припливу пластового флюїду знаходиться в прямій залежності від величини депресії на пласт.

Для отримання достовірної інформації про характер насичення карбонатного пласта і проведення на її основі оцінки колектора з точки зору його промислової цінності, необхідно випробування карбонатів випробувачами пластів на трубах проводити відразу ж після розкриття колектора бурінням в термін, коли ще зберігаються його природні колекторські властивості. Це головна запорука успіху випробування всіх колекторів на продуктивність.

Огляд досліджень і публікацій. Дослідженням карбонатних колекторів за допомогою їх випробування випробувачами пластів у процесі буріння та його результативністю займалися відомі вчені: Вадецький Ю.В., Жучков О.О., Макаров Г.М., Окунь Б.М., Овнатанов Г.Т.

Мета даної праці – визначити напрямки підвищення ефективності випробування об'єктів у процесі буріння завдяки дотриманню основних вимог технологічного плану та використанню удосконаленої конструкції випробувача пластів багаточислової дії, що дозволить суттєво підвищити якість випробування пластів.

Основний матеріал і результати. Для визначення ефективності випробування карбонатних відкладів в процесі буріння свердловин в складних геологічних умовах ДДЗ систематизовані і проаналізовані результати застосування випробувачів пластів на трубах.

Проаналізовано 647 операцій, проведені випробувачами пластів в ДДЗ для випробування карбонатних відкладів випробувачами пластів протягом 25 років.

В результаті випробування із 63 об'єктів отримано приплив газу, із 2 об'єктів – приплив нафти, із 5 об'єктів – приплив нафти і газу, із 147 об'єктів – приплив пластової води, із 327 об'єктів припливу не отримано, із 20 об'єктів отримано приплив фільтрату промивальної рідини.

Із 647 спусків випробувачів пластів в свердловини для випробування карбонатних відкладів в ДДЗ 83 операції (табл. 1) виконано невдало. Найбільша кількість невдалих випробувань викликана негерметичністю пакування – 37 (44,6%), не встановлений характер насичення пласта пластовим флюїдом через отримання припливу фільтрату промивальної рідини – 10 (12%), негерметичність бурильних труб – 9 (10,8%), руйнування цементного моста – 8 (9,6%).

Як свідчить аналіз, найбільш якісні і достовірні результати досягаються тоді, коли випробування проводяться в умовах максимального збереження колекторських властивостей, тобто тривалість дії промивальної рідини на пласт і потужність інтервалу випробування повинні бути обмеженими до мінімуму. Відповідно до цих вимог тривалість дії промивальної рідини на пласт при випробуванні пластів в

процесі буріння свердловин не повинна перевищувати 3 діб, а потужність інтервалу випробування не перевищувати 25±30 м.

Таблиця 1 - Причини невдалих спусків випробувачів пластів при випробуванні карбонатних відкладів в ДДЗ

Підприємство		ДП „ІНГГ”	ДП „ЧНГГ”	ДДЗ
Кількість спусків ВПТ		265	382	647
Кількість невдалих випробувань		39	54	93
Причини невдалих спусків ВПТ	Негерметична пакеровка	10	27	37
	Негерметичність бурильних труб	-	9	9
	Приплив фільтрату промивної рідини	19	1	20
	Руйнування цементного мосту	4	4	8
	ВПТ не дійшов до вибою	1	2	3
	Змінання бурильних труб	1	2	3
	Закупорка каналів ВПТ	4	7	11
	Інші причини	-	2	2

Аналіз результатів випробування показує, що для будь-якого типу колектора із збільшенням тривалості дії промивальної рідини і потужності інтервалу випробування кількість невдалих випробувань зростає. І в першу чергу це стосується карбонатних колекторів. Аналізом 647 спусків випробувача пластів для випробування карбонатних відкладів в ДДЗ підтверджено, що основний обсяг робіт виконаний в несприятливих умовах, коли тривалість дії промивальної рідини на пласт перевищує 3 доби, а потужність інтервалу випробування становить більше 25 м. Так, із 647 спусків випробувача пластів (див. табл. 2) при тривалості дії промивальної рідини на пласт до 3 діб виконано 27 (4%) операцій, в терміни від 3 до 10 діб – 191 (30%) операції, в терміни, які перевищують 10 діб – 429 (66%). Відповідно до потужності випробуваних інтервалів: до 25м виконано 59 (9%) спусків випробувача пластів, від 25 до 50 м – 128 (20%) спусків і від 50 до 100 м і більше - 460 (71%) спусків.

Фактором, який в змозі вирішальним чином вплинути на отримання достовірних результатів випробування, є величина депресії, яку необхідно передати на пласт для виклику припливу пластового флюїду до вибою свердловини. В зв'язку з цим для проведення аналізу впливу величини депресії на результати випробування карбонатних відкладів, фактично випробувані об'єкти групувалися за величиною депресії в межах до 50 ат, від 51 до 80 ат, від 81 до 100 ат і вище 100 ат, а також за типом отриманого припливу пластового флюїду. Всього проаналізовано 545 об'єктів (табл. 3).

Таблиця 2 - Загальні дані застосування випробувачів пластів для випробування карбонатних відкладів ДДЗ

Підприємство			ПНГГ	ЧНГГ	ДДЗ
Всього спусків			265	382	647
Загальна кількість спусків випробувачів пластів	Вдалих	к-сть	245	319	564
		%	92	84	87
	Невдалих	к-сть	20	63	83
		%	8	16	13
Тривалість дії промислової рідини на пласт	до 3 діб	к-сть	5	22	27
		%	2	6	4
	від 3 до 10 діб	к-сть	70	121	191
		%	26	32	30
	більше 10 діб	к-сть	190	239	429
		%	72	62	66
Потужність інтервалу випробування	до 25 м	к-сть	6	53	59
		%	2	14	9
	25-50 м	к-сть	42	86	128
		%	16	22	20
	більше 50 м	к-сть	217	243	460
		%	82	64	71

Таблиця 3 - Розподілення кількості випробуваних об'єктів при різних величинах депресії

Підприємство			ПНГГ	ЧНГГ	ДДЗ
Кількість випробуваних об'єктів			222	323	545
Депресія на пласт, ат	припливу не отримано	≤50	7	1	8
		50÷80	6	-	6
		81÷100	6	2	8
		>100	37	14	51
	пластова вода	≤50	4	4	8
		50÷80	8	5	13
		81÷100	9	7	16
		>100	24	74	98
	нафта і газ	≤50	10	2	12
		50÷80	14	14	28
		81÷100	12	30	42
		>100	85	170	255

Виявилось, що об'єкти, з яких отримано приплив нафти і газу, були випробувані при депресіях від 50 до 100 ат і більше: при депресії до 50 ат випробувано 8 (1,5%) об'єктів, від 51 до 80 ат – 6 (1,1%) об'єктів, від 81 до 100 ат – 8 (1,5%), при депресії вище 100 ат кількість випробуваних об'єктів склала 51 (9,4%); по водоносних об'єктах депресія розподіляється наступним чином: до 50 ат – 8 (1,5%), від 51 до 80 ат – 13 (2,4%) об'єктів, від 81 до 100 ат – 16 (2,9%) і при депресії вище 100 ат – 98 (18%); по

об'єктах, з яких припливу не отримано: при депресії до 50 ат випробувано 12 (2,2%) об'єктів, від 51 до 80 ат – 28 (5,1%) об'єктів, від 81 до 100 ат – 42 (7,7%) об'єкти і при депресії вище 100 ат – 255 (47%) об'єктів.

Проведеними науковцями дослідженнями [1, 2, 3] і практикою встановлено, що тріщинуваті карбонатні колектори при великих значеннях депресії на пласт здатні змикатися, внаслідок чого значно погіршуються фільтраційні властивості пластів. Інколи це приводить до повного блокування пласта. Враховуючи цей факт, а також на основі отриманих результатів випробування, можна констатувати, що не отримання припливу пластового флюїду по 58% (див. табл. 3, 4) випробуваних об'єктів ставить під сумнів висновок про непродуктивність цих об'єктів.

Таблиця 4 - Результати випробування карбонатних відкладів в ДДз

Підприємство		ПНГГ	ЧНГГ	ДДЗ
Всього об'єктів		245	319	564
Результати випробування	припливу не отримано	119	208	327
	мінералізована вода	52	95	147
	нафта	1	1	2
	газ	54	9	63
	нафта і газ	-	5	5
	фільтрат	19	1	20

Систематизація і аналіз стану робіт з випробування карбонатних відкладів випробувачами пластів в ДДз дозволяє зробити наступні основні висновки:

1. Найбільший обсяг робіт з випробування карбонатних відкладів виконаний у несприятливих умовах, коли тривалість дії промивальної рідини на пласт перевищувала 10 діб – 429 (66%) операцій при загальній кількості спусків випробувачів пластів, при потужності інтервалів випробування більше, ніж 50 м – 460 (71%) спусків, а величина депресії на пласт в більшості своїй (74%) перевищувала 100 ат.

2. Із загальної кількості спусків випробувачів пластів 83 (13%) операції виконані невдало. Із основних причин, невдалих спусків на негерметичність пакування припадає (39,8%), не встановлений характер насичення пласта по причині припливу фільтрату промивальної рідини (21,5%), закупорювання прохідних каналів випробувального інструменту шлямом (11,8%), негерметичність бурильних труб (9,7%) та руйнування цементного мосту (8,6%).

Причиною цих невдалих випробувань можна вважати перш за все незадовільну підготовку свердловини до випробування, що стало результатом негерметичного пакування, не доходження інструменту до вибою свердловини, закупорювання прохідних каналів випробувача пластів, негерметичності бурильних труб. Необґрунтовано обмежують час

відкритого і закритого періодів випробування, що не завжди відповідає режимно-технологічним параметрам випробування та типу колектора.

3. Величина депресії на пласт, яка створювалась для викилику припливу з пласта, задавалась без урахування вимог, які висуваються при випробуванні карбонатних колекторів тріщинуватого типу: величина депресії повинна бути такою, щоб забезпечувала збереження природних колекторських властивостей і не повинна погіршувати його колекторські властивості внаслідок змикання тріщин.

4. Серійні випробувачі пластів конструктивно не відповідають технологічним вимогам випробування карбонатних відкладів, оскільки не забезпечують можливості в процесі випробування змінювати величину депресії на пласт, як на збільшення її, так і на зменшення.

Висновки

З метою усунення недоліків та підвищення якості і достовірності результатів випробування карбонатних відкладів в ДДз необхідно:

1. Використовувати для випробування тріщинуватих колекторів випробувач пластів багатоциклової дії [4], який дозволяє за один спуск випробувального інструменту виконувати випробування кількома циклами, змінюючи депресію на пласт.

2. Випробування карбонатних відкладів повинно проводитися з мінімальним розривом в часі від моменту розкриття пласта бурінням до його випробування і не перевищувати 3-5 діб.

3. Потужність інтервалу випробування не повинна перевищувати 25 м.

Дотриманням цих, здавалося б найпростіших, вимог можна значно оптимізувати процес випробування і досягти позитивних результатів, значного збільшення кількості вдалих випробувань карбонатних відкладів в ДДз.

Література

1. Вадецкий Ю.В. Особенности вскрытия, испытания и опробования трещинных коллекторов нефти. / Ю.В.Вадецкий, А.А.Жучков, Г.М.Макаров, Б.Н.Окунь. // М.: Недра.- 1973.- 136с.
2. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. М.: Недра.- 1964.- 362 с.
3. Вадецкий Ю.В. Испытание трещинных коллекторов в процессе бурения. / Ю.В.Вадецкий, К.М.Обморышев, Б.Н.Окунь // М.: Недра.- 1976.- 157 с.
4. Пат. 30681. Україна. МПК Е 21В 33/12. Випробувач пластів багатоциклової дії. (Україна) Клименко Ю.О., Токарев В.П., Ластовка В.Г., Рой М.М., Ластовка Ю.В. № у 200708499 Заявл. 24.07.07; Опубл. 26.11.07 //Промислова власність . -2008. - Бюл. № 5 – С. 7.

*Roy M.M., PhD, Docent,
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University*

ANALYSIS OF TEST CARBONATE DEPOSITS FORMATION TESTER WHILE DRILLING A BOREHOLE IN THE DNIPER- DONETS RIFT AND DIRECTIONS OF THEIR QUALITY IMPROVEMENT

On the basis of actual material of carbonate deposits test on territory of Dniper-Donets Rift the results of carbonate deposits test are analysed in the well-drilling process. The lacks of technological and technical aspect are certain and direction of upgrading and authenticity of results of application of layers tester is indicated for the estimation of carbonates in the well-drilling process.

Keywords: *carbonate deposits, tests of layers, Dniper-Donets Rift.*

*Рой Н.Н., к.т.н., доцент
Полтавський національний технічний університет імені Юрія
Кондратюка*

АНАЛИЗ ИСПЫТАНИЙ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН В ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЕ И НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ИХ КАЧЕСТВА

На основании фактического материала по испытанию карбонатных отложений на территории Днепровско-Донецкой впадины проанализированы результаты испытания карбонатных отложений в процессе бурения скважин. Определены недостатки технологического и технического аспекта и указано направление повышения качества и достоверности результатов применения испытателя пластов для оценки карбонатов в процессе бурения скважин.

Ключевые слова: *карбонатные отложения, испытания пластов, Днепровско-Донецкая впадина.*

*Ткаченко М.В., асистент
Полтавський національний технічний
університет імені Юрія Кондратюка*

АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ БОРОТЬБИ З АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФІНОВИМИ ВІДКЛАДЕННЯМИ ПРИ ВИДОБУТКУ НАФТИ

Розглядаються сучасні погляди на стан проблеми асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ) у нафтопромисловому устаткуванні та можливі методи її розв'язання. Даний короткий перелік існуючих методів запобігання і видалення АСПВ з нафтопромислового устаткування. Детальніше розглянуті хімічні методи, зв'язані із застосуванням різних присадок і реагентів. Також окрему увагу приділено електродепарафінізації, виконаний порівняльний аналіз резистивної та індукційної системи нагріву. Показано, що до вибору технології та технічних засобів боротьби з АСПВ потрібно підходити індивідуально, відштовхуючись від величини вибієного тиску, температури пласта, швидкості руху газорідинної суміші, стану поверхні труб, властивостей пластової продукції, її складу, складності монтажу обладнання та його вартості.

Ключові слова: асфальтосмолопарафінові відкладення, методи боротьби з АСПВ, індукційний нагрів, шкребки, нагрівачі.

Постановка проблеми. При видобутку парафінистої нафти серйозною проблемою, що викликає ускладнення в роботі свердловин, обладнання нафтового промислу та трубопровідних комунікацій, є утворення асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ), формування яких призводить до зниження продуктивності системи й ефективності роботи насосних установок [1].

Існує ряд відомих і активно застосовуваних в нафтовидобувній промисловості методів боротьби з АСПВ, але різноманіття умов розробки родовищ і відмінність характеристик продукції, що видобувається, часто вимагає індивідуального підходу і навіть розробки нових технологій. Вибір методу боротьби з АСПВ за умови збереження якості продукції та виконання нормативних показників супутніх робіт, забезпечуючи необхідні техніко-економічні показники в сучасних умовах, є важливим і актуальним завданням. [2].

Аналіз останніх досліджень і публікацій, у яких започатковано розв'язання проблеми. Перші публікації з проблеми відкладень парафіну з'явилися в 1865 році у США. З того часу в зарубіжній та вітчизняній технічній та патентній літературі описана ряд способів боротьби з

відкладеннями парафіну, тим не менш ця проблема до останнього часу не мала ефективного вирішення.

Розробці методів і засобів боротьби з АСПВ присвячені роботи вітчизняних вчених, а саме: Люшин С.Ф., Персиянцев М.Н., Головський П.П., Тронов В.П., Ібрагімов М.Г., Строганов В.М., Малишев А.Г. та ін. За кордоном проблеми боротьби з АСПВ свої праці присвятили такі вчені як M.S. Keys, Mary M. Knapp, G.R. Marshall, P.R. Scott, G.A. Mansoori та ін. [1–6, 8, 10–12]

Мета даної праці – вивчення й аналіз технологій і технічних засобів для профілактики та ліквідації АСПВ при видобуванні нафти.

Виклад основного матеріалу досліджень. Боротьба з АСПВ передбачає проведення робіт по попередженню утворення відкладень і їх видаленню.

Існує декілька найбільш відомих і активно застосовуваних в нафтовидобувній промисловості методів боротьби з АСПВ [3]:

1. Попередження:

- а) використання гладких покриттів;
- б) хімічні: – змочувачі; – модифікатори; – депресатори; – диспергатори;
- в) фізичні: – вібраційні; – дія магнітних, електричних і електромагнітних полів; – ультразвукові.

2. Видалення:

- а) теплові: – гаряча нафта або вода в якості теплоносія; – гострий пар; – електрорічки; – індукційні підігрівачі; – реагенти, при взаємодії з якими проходять екзотермічні реакції;

- б) механічні: – шкребки; – шкребки-центратори;

- в) хімічні: – розріджувачі (пластифікатори).

Хімічні методи базуються на дозуванні в продукцію, що видобувається, хімічних сполук, що зменшують, а іноді й повністю запобігають утворенню відкладень. У основі дії інгібіторів парафіновідкладень лежать адсорбційні процеси, що відбуваються на межі розділу між рідкою фазою і поверхнею металу труби [7].

Хімічні реагенти підрозділяються на змочувачі, модифікатори, депресатори і диспергатори:

Змочуючі реагенти утворюють на поверхні металу гідрофільну плівку, що перешкоджає адгезії кристалів парафіну до труб та створює умови для винесення їх потоком рідини. До них належать поліакриламід (ПАА), ПП-1;2;3, кислі органічні фосфати, силікати лужних металів, водні розчини синтетичних полімерних ПАР.

Модифікатори взаємодіють з молекулами парафіну, перешкоджаючи процесу укрупнення кристалів. Це сприяє підтримці кристалів в зваженому стані в процесі їх руху. Такими властивостями володіють атактичний пропілен з молекулярною масою 2000–3000, низькомолекулярний поліізобутилен з молекулярною масою 8000–12000, аліфатичні сополімери, сополімери етилену та складного етеру з подвійним зв'язком, потрійний

сополімер етилену з вінілацетатом і вінілпіролідом, полімер з молекулярною масою 2500–3000.

Механізм дії депресаторів полягає в адсорбції молекул на кристалах парафіну, що ускладнює їх здатність до агрегації та накопичення. До відомих депресаторів належать "Парафлору АЗНП", алкілфенол ППХ-9, "Дорад-1А", ВЕО-504 Тьом ІІ, "Азолят-7".

Диспергатори – хімічні реагенти, що забезпечують утворення тонкодисперсної системи, яка переноситься потоком нафти, що перешкоджає відкладенню кристалів парафіну на стінках труб. До них належать солі металів, солі вищих синтетичних жирних кислот, силікатно-сульфанольні розчини. Використання хімічних реагентів для запобігання утворенню АСПВ у багатьох випадках поєднується з:

- процесом руйнування стійких нафтових емульсій;
- захистом устаткування нафтопромислу від корозії;
- захистом від солевідкладень;
- процесом формування оптимальних структур газорідного потоку.

Розроблений достатньо широкий асортимент хімічних реагентів для боротьби з АСПВ. В даний час застосовуються наступні марки реагентів:

- бутілбензолна фракція (бутиленбензол, ізопропілбензол, поліалкілбензоли);
- толуольна фракція (толуол, ізопентан, ізопрен);
- СНПХ-7Р-1 - суміш парафінових вуглеводнів нормального та ізоскладу, а також ароматичних вуглеводнів;
- СНПХ-7Р-2 - вуглеводнева композиція, що складається легкої піролізної смоли і гексанової фракції;
- ХПП-003, 004, 007;
- МЛ-72 - суміш синтетичних ПАР;
- реагенти типу СНПХ-7200, СНПХ-7400;
- реагент ІКБ-4, що надає комплексну дію на АСПВ і корозії металу труб;
- ІНПАР;
- СЕВА-28 – сополімер етилену з вінілацетатом.

Окрім перерахованих реагентів в нафтогазовидобуванні використовують також Урал-04/88, ДМ-51; 513; 655; 650, ДВ-02; 03, СД-1; 2, О-1, В-1, ХТ-48, МЛ-80, Прогаліт ГМ20/40 і НМ20/40 [7].

Разом з високою вартістю істотним недоліком хімічного методу є складність підбору ефективного реагенту, пов'язана з постійною зміною умов експлуатації в процесі розробки родовища.

Фізичні методи засновані на дії механічних і ультразвукових коливань (вібраційні методи), а також електричних, магнітних і електромагнітних полів на продукцію, що видобувається і транспортується [3].

Вібраційні методи дозволяють створювати ультразвукові коливання в області парафіноутворень, які впливаючи на кристали парафіну,

викликають їх мікропереміщення, що перешкоджає осадженню парафіну на стінках труб.

Дію магнітних полів слід віднести до найбільш перспективних фізичних методів. Використання в нафтовидобутку магнітних пристроїв для запобігання АСПВ почалося в п'ятдесяті роки минулого століття, але внаслідок малої ефективності широкого розповсюдження не отримало. Були відсутні магніти, довготривало та стабільно працюючі в умовах свердловини. Останнім часом інтерес до використання магнітного поля для дії на АСПВ значно зріс, що пов'язане з появою на ринку широкого асортименту високоенергетичних магнітів на основі рідкоземельних матеріалів. Сьогодні близько 30 різних організацій пропонує магнітні депарафінізатори.

Встановлено, що під впливом магнітного поля в рухомій рідині відбувається руйнування агрегатів, що складаються з субмікронних феромагнітних мікрочасток сполук заліза, які знаходяться при концентрації 10-100 г/т в нафті та попутній воді. У кожному агрегаті міститься від декількох сотень до декількох тисяч мікрочасток, тому руйнування агрегатів приводить до різкого (в 100–1000 разів) збільшення концентрації центрів кристалізації парафінів і солей та формування на поверхні феромагнітних частинок бульбашок газу мікронних розмірів. У результаті руйнування агрегатів кристали парафіну випадають у вигляді тонкодисперсної, об'ємної, стійкої суспензії, а швидкість росту відкладень зменшується пропорційно зменшенню середніх розмірів що випали спільно зі смолами і асфальтенами в тверду фазу кристалів парафіну. Утворення мікробульбашок газу в центрах кристалізації після магнітної обробки забезпечує, на думку деяких дослідників, газліфтний ефект, що спричиняє деякого зростання дебіту свердловин [9].

Також у нафтовидобутку поширеного використання набули теплові, хімічні і механічні методи видалення АСПВ. Теплові методи засновані на здатності парафіну плавитися при температурах вище 50 °С і стікати з нагрітої поверхні. Для створення необхідної температури потрібне спеціальне джерело тепла, яке може бути поміщене безпосередньо в зону відкладень, або необхідно виробляти тепломісний агент на горлі свердловини. Сьогодні використовують технології із застосуванням [3]:

- гарячої нафти або води як теплоносія;
- гострої пари;
- електропечей наземного і свердловинного виконання;
- електродепарафінізаторів, що здійснюють підігрівання нафти в свердловині;
- реагентів, при взаємодії яких протікають екзотермічні реакції.

Технологія застосування теплоносія (рис. 1) передбачає нагрів рідини в спеціальних нагрівачах (котельних установках пересувного типу) та подачу її в свердловину способом прямої або зворотної промивки. Зворотна промивка більш вигідна, оскільки при цьому виключено утворення парафінових пробок, що часто виникають при прямій промивці.

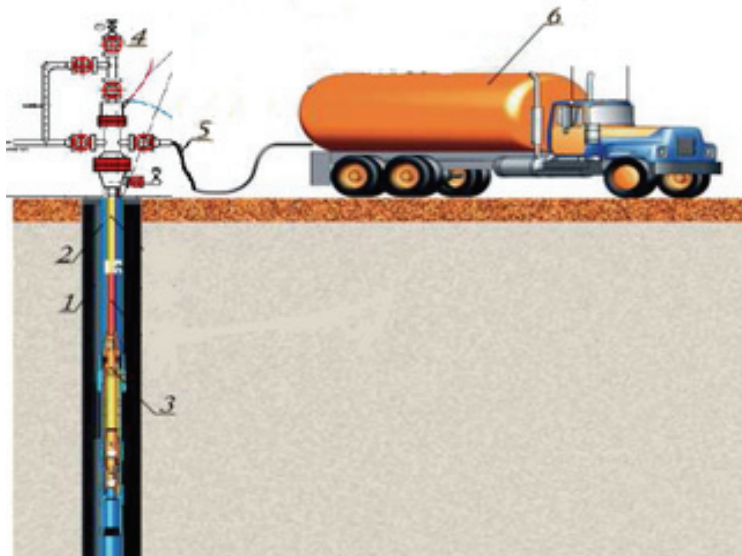


Рисунок 1 – Схема установки для теплової обробки свердловини гарячим теплоносієм:

- 1 – експлуатаційна колона; 2 – колона НКТ; 3 – насос;
- 4 – фонтанна арматура; 5 – викид в систему збору продукції;
- 6 – агрегат депарафінаційний промивальний

При цьому, для промивання, наприклад, однієї свердловини потрібно нагрівати до 100 °С і прокачати, не менше 30 м³ нафти, яка потім зливається в шламовий резервуар і випадає з об'ємів видобутку. Втрати прибутку нафтогазовидобувних підприємств при даному способі очищення свердловин складають близько 3 млн. грн. на рік з кожної свердловини ускладненої парафінізацією.

Тепловим методом обробки є і закачування водяної пари, замість води під високим тиском через систему ППД. Завдяки підвищеній температурі (близько 300 °С) пара розігріває нафту і забезпечує приток в привибійну зону підігрітої нафти, завдяки цьому рівень різних відкладень, у тому числі і АСПО, значно знижується. Проте даний спосіб надзвичайно енерговитратний і тому може бути реалізований лише в окремих випадках.

Одним з видів теплової обробки свердловин є використання електричних нагрівальних кабельних ліній. Принцип їх дії відносно простий: до куштів свердловин підводиться високовольтна лінія, до якої через знижувальний трансформатор, підключається кабель із реактивним опором. Цей кабель спускається в свердловину і за рахунок перетворення

електричної енергії в теплову, підтримує температуру насосно-компресорної труби на рівні 80 °С, для запобігання відкладенням АСПВ.

Даний спосіб забезпечує 100% запобігання утворенню АСПВ в свердловині, але разом з тим він дуже дорогий. Якщо нафтовидобувне підприємство отримує електроенергію у сторонніх постачальників по ринкових цінах, то витрати на реалізацію даної схеми запобігання АСПВ, практично зведуть нанівець рентабельність нафтовидобутку.

Найбільш сучасним є тепловий метод оснований на індукційному нагріві тіла підйомних труб за допомогою спеціальних нагрівачів. Такий спосіб відносно недавно застосовується та забезпечує високу ефективність видалення АСПВ.

Принцип роботи індукційного нагрівача полягає в наступному: якщо провідник скрутити в спіраль і кінці його приєднати до джерела змінного струму, вийде котушка індуктивності (індуктор) з магнітним полем, що змінюється при зміні сили струму. Якщо помістити усередині котушки металевий або інший електропровідний предмет (рис. 2), в тілі предмету унаслідок явища електромагнітної індукції наведуться вихрові струми (струми Фуко), які унаслідок електричного опору матеріалу деталі викличуть її нагрів. Таким чином, тепло йде безпосередньо від поверхні металу в середовище, що нагрівається, що дозволяє забезпечити високий ККД системи нагріву. Індуктор, призначений для передачі електромагнітної енергії в об'єкт, що нагрівається, є електричний провідник з ізоляційним матеріалом, що задовільняє вимоги термостійкості в заданих режимах нагріву предмету. Його форма при цьому повторює форму об'єкту, що нагрівається. [3]

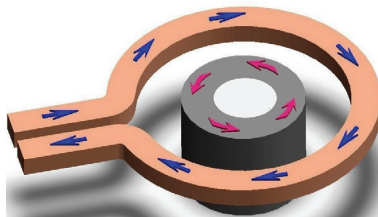


Рисунок 2 – Принцип індукційного нагріву

Характерною особливістю індукційних систем нагріву в порівнянні з іншими нагрівальними системами є формування теплового поля безпосередньо в провідному тілі (наприклад, в стінці металевої труби).

Ще 10-15 років тому більшість індукційного устаткування, що випускалося, було громіздким, водоохолоджуваним (застосовувалася дистильована вода), складним в обслуговуванні. Сьогодні розвиток силової електроніки дозволяє робити компактні, прості в обслуговуванні установки індукційного нагріву, здатні працювати в герметичному корпусі у будь-яку пору року.

Компанією ТОВ «Газ-Проект Інжинірінг» розроблене комплексне рішення, що включає модулі (рис. 3) [13]:

- устаткування для індукційного нагріву;
- гнучкий кабель, в термостійкій ізоляції, для намотування індуктора;
- датчики температури;
- автоматизована система керування нагрівом. Забезпечує високоточний і безпечний нагрів, контроль і управління температурою нафтопродуктів без участі людини незалежно від зміни параметрів навколишнього середовища.

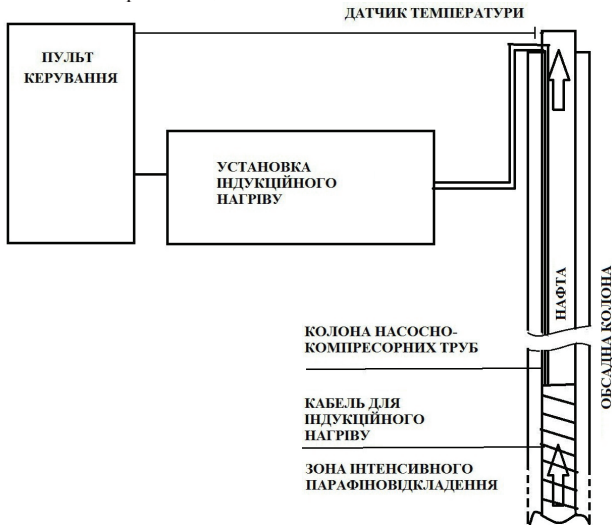


Рисунок 3 – Комплекс устаткування для боротьби з АСПВ на нафтових свердловинах

Основні переваги такої системи нагріву перед резистивною (грійочим кабелем) й обігрівом парою:

- капітальні витрати при монтажі і експлуатації індукційних систем нагріву нижче чим у резистивних системах і паросупутників;
- вартість витратного матеріалу кабелю-індуктора у декілька разів (до 10 разів) нижче відповідної вартості нагрівального кабелю на 1 погонний метр;
- високий ККД забезпечує низькі операційні витрати;
- довговічність, обумовлена тим, що сам кабель не контактує з поверхнею, що нагрівається, і не є джерелом високої температури.

Результати порівняльного дослідження ефективності резистивної системи нагріву й індукційної нагрівальної системи наведені на рис. 4-8 [13].

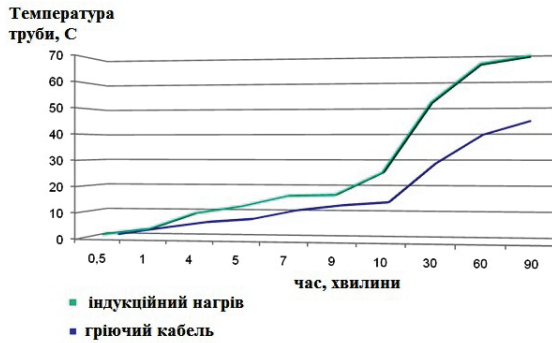


Рисунок 4 – Порівняльний аналіз швидкості нагріву резистивної та індукційної системи

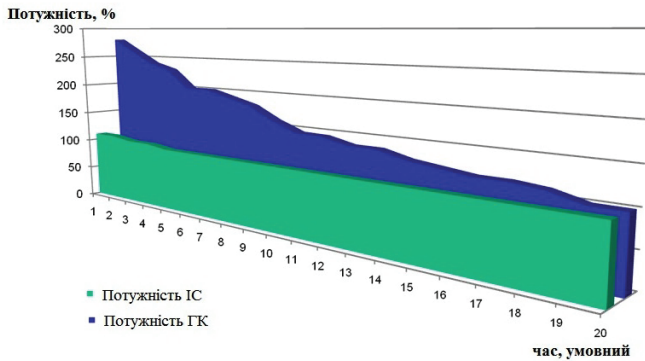


Рисунок 5 – Розподіл споживаної потужності в момент увімкнення

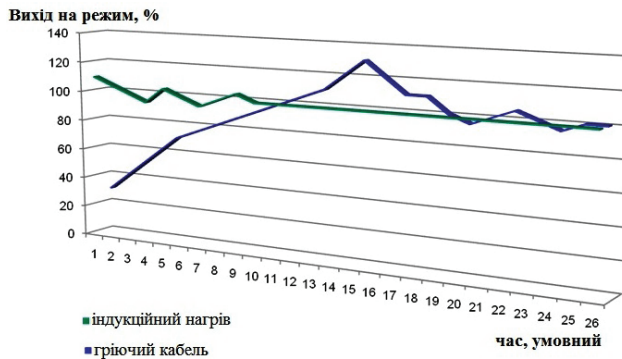


Рисунок 6 – Швидкість виходу на встановлений режим

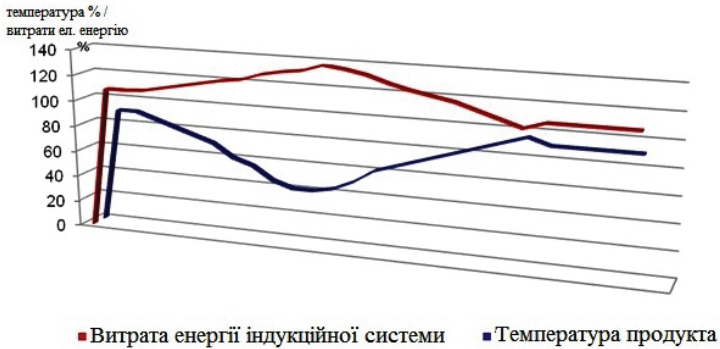


Рисунок 7 – Реакція індукційної системи нагріву на зміну зовнішніх факторів

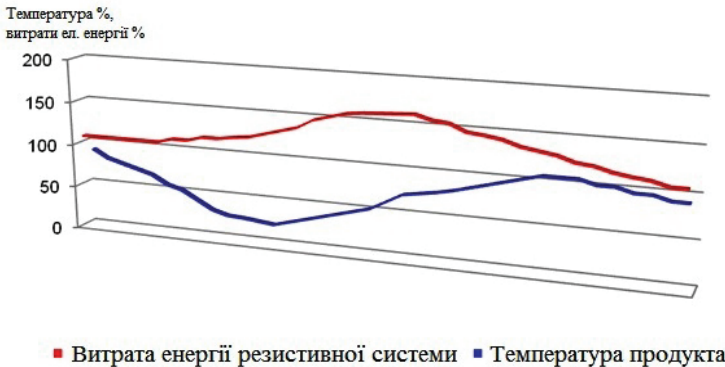


Рисунок 8 – Реакція резистивної системи нагріву на зміну зовнішніх факторів

Недоліками електродепарафінізаторів є їх висока енергоємність, електро- та пожежонебезпечність і низька надійність.

Застосування розчинників для видалення відкладень і поширених інтенсифікуючих методів в технологічних процесах видобутку, транспорту, зберігання та переробки нафти. Проте і тут проблема підбору розчинника в конкретних умовах вельми далека від свого вирішення. Як правило, підбір розчинників АСПВ здійснюється емпірично. Це пов'язано з недостатністю інформації про їх структуру та властивості й маловивченим механізмом взаємодії нафтових дисперсних систем з розчинниками [14].

Механічні методи припускають видалення відкладень АСПВ, що вже утворилися на НКТ. Для цієї мети розроблена ціла гамма шкребків різної конструкції.

За конструкцією та принципом дії шкребки підрозділяють на [3]:

- пластинчасті зі штангообертачем, що мають дві ріжучі пластини, здатні очищати АСПВ тільки при обертанні. Для цього використовують штангообертачі, підвішені до головки балансира верстата-качалки. Обертання колони штанг і, отже, шкребків відбувається тільки при русі вниз. Таким шляхом шкрябань зрізається АСПВ з поверхні НКТ;
- спіральні, зворотно-поступальної дії;
- "літаючі", оснащені ножами-крилами, які розкриваються при русі вгору, що забезпечує підйомну силу. Застосовують, як правило, у викривлених свердловинах.

Використання методу боротьби з АСПВ шкребками значно ускладнюється тим, що для його застосування часто необхідна зупинка роботи свердловини і попередня підготовка поверхні труб (для деяких видів шкребків). Крім того, спостерігається надмірний знос штангової колони та труб НКТ, можливе застрявання шкребків, обрив їх кріплення та деякі інші ускладнення.

Для зменшення зносу штангової колони і труб НКТ рекомендується замість металевих пластинчастих шкребків на штангах встановлювати пластикові шкребки (рис. 9), що водночас грають роль центраторів.

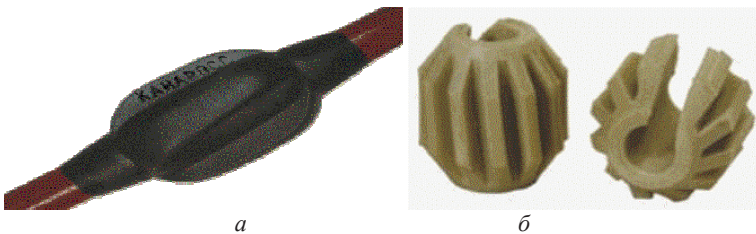


Рисунок 9 – Шкребки-центратори:
 а) нерухомі шкребки "Канаросс"; б) шкребки-центратори
 Альметівського заводу "Радиоприлад"

Як метод запобігання АСПВ слід окремо виділити застосування гладких захисних покриттів з лаків, скла й емалі. При перевезеннях, спуско-підйомних операціях і в свердловинах НКТ піддаються значним ударним, розтягуючим, стискуючим, вигинаючим та іншим навантаженням. Скляне покриття зважаючи на його крихкість, значну товщину та відсутність зчеплення з металом труби ненадійне і руйнується в процесі спуско-підйомних операцій. Останнє приводить до утворення скляних пробок у колоні НКТ і заклинювання насосів. Крім того, технологія нанесення скляних й емалевих покриттів припускає нагрів труб

до 700–800 °С, що викликає необоротні процеси в структурі металу і розплавлення вершин різьб [3].

На промислах були випробувані НКТ з покриттями з бакелітового лаку, бакеліто-епоксидної композиції, епоксидного лаку і склоемалі. Недостатні термо- і морозостійкість епоксидних смол є стримуючим чинником їх широкого застосування. З цих позицій кращими можуть вважатися НКТ, футеровані склоемаллю. Міцність і адгезія емалі високі. Сколи в процесі спуско-підйомних операцій та транспортування не спостерігаються.

Великий опір стиранню, низькі тепло- і електропровідність відкривають великі перспективи впровадження труб із склоемалевим покриттям у нафтовидобувній промисловості.

Висновки.

Кожен з вищеперелічених методів боротьби з асфальтосмоло-парафіновими відкладеннями цікавий по-своєму. В усіх є свої переваги та недоліки, що більше чи менше впливають на роботу свердловинного або поверхневого обладнання. Тому до вибору технології та технічних засобів боротьби з АСПВ потрібно підходити індивідуально, відштовхуючись від величини вибієного тиску, температури пласта, швидкості руху газоріднинної суміші, стану поверхні труб, властивостей пластової продукції, її складу, складності монтажу обладнання та його вартості.

Література

1. Персіянець М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персіянець. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 653 с.
2. Мальшев А.Г. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиноотложением // А. Г. Мальшев, Н. А. Черемисин, Г. В. Шевченко. – Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – с. 62 – 69.
3. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. – М.: Недра, 1995. – С. 192.
4. Голонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти / П. П. Голонский. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 88 с.
5. Тронов В.П. Об условиях формирования АСПО на поздней стадии разработки // В. П. Тронов, А. И. Гуськов, Г. М. Мельников. – Проблемы нефтегазового комплекса России. Горное дело: Тезисы докладов Международной Научно-технической конференции. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – с. 106 – 108.
6. Люшин С. Ф. Опыт борьбы с отложениями парафина / С.Ф. Люшин, В.А. Рассказов. – РНТС. ВНИИОНГ. – 1967. – 67 с.
7. Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти / Г. З. Ибрагимов, В. А. Сорокин, Н. И. Хисамутдинов Н.И. – Справочник. – М.: Недра, – 1986. – 240 с.
8. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов и др. – Уфа, – 2003. – 302 с.

9. Шайдаков В.В. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии // В. В. Шайдаков, А. Б. Лаптев, Р. В. Никитин и др. – Проблемы нефти и газа: Тезисы докладов. III конгресс нефтегазопромышленников, Секция Н. – Уфа. – 2001, – с. 121 – 122.
10. G.A. Mansoori. Paraffin / Wax and Waxy Crude Oil. The Role of Temperature on Heavy Organics Deposition from Petroleum Fluids. [Электронный ресурс]. – Электрон. дані (1 файл). — Режим доступу: <http://www.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude.html>
11. Keys M. S. Gel Pig Technology Used In Pipeline Conversation // M. S. Keys, R. G. Evans. – Pipeline and Gas J. – 1993. – № 3. – P. 26 – 30.
12. Marshall G. R. Cleaning the Valhall Offshore Oil Pipeline / G. R. Marshall. – SPE paper 17880. – 1990. – p. 234.
13. ООО НПП «ГЕОБУРСЕРВИС» Технология индукционного нагрева для добычи высоковязких нефтей и профилактики и ликвидации асфальтосмолопарафиновых и гидратных отложений [Электронный ресурс]. – Электрон. дані (1 файл). – [18 с.]. – Режим доступу: <http://hippt.net/documents/8920/ooo-npp-geoburservis-tehnologiya-induktsionnogo-nagreva-dlya-dobychi-vysokovязkikh-neftey-i-profilaktiki-i-likvidatsii-asfalt.ppt#sthash.gLOwfnIt.dpuf>
14. Строганов В.М. Некоторые аспекты удаления асфальтено-смолопарафиновых отложений с применением углеводородных растворителей // В. М. Строганов, М. Б. Турукалов, Ю. П. Ясьян. – Нефтепереработка и нефтехимия. – 2006. – №12. – С. 25-28.

*Tkachenko M., assistant
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University*

ANALYSIS OF TECHNOLOGIES AND MEANS TO DEAL WITH ASPHALTENE DEPOSITS AT OIL

We consider the current views on the state of the problem of asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD) in oil industry equipment and possible methods of solution. This brief list of existing methods for the prevention and removal of ARPD from oil-field equipment. More considered chemical methods involving the use of various additives and reagents. Also, special attention is paid to electric dewaxing made a comparative analysis of resistive and inductive heating system. It has been shown that by the choice of technology and means of combating the ARPD must be approached individually, starting from the value of bottom hole pressure, formation temperature, the speed of the gas-liquid mixture, the surface condition of the pipe, the reservoir properties of the product, its composition, the complexity of the equipment and its installation cost.

Keywords: asphaltene-resin-paraffin deposits, methods of dealing with the ARPD, induction heating, wipers, heaters.

*Ткаченко Н.В., ассистент
Полтавський національний технічний
університет імені Юрія Кондратюка*

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Рассматриваются современные взгляды на состояние проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в нефтепромышленном оборудовании и возможные методы ее решения. Дано краткий перечень существующих методов предотвращения и удаления АСПО с нефтепромыслового оборудования. Подробнее рассмотрены химические методы, связанные с применением различных присадок и реагентов. Также особое внимание уделено электродепарафинизации, выполнено сравнительный анализ резистивной и индукционной системы нагрева. Показано, что к выбору технологии и технических средств борьбы с АСПО нужно подходить индивидуально, отталкиваясь от величины забойного давления, температуры пласта, скорости движения газожидкостной смеси, состояния поверхности труб, свойств пластовой продукции, ее состава, сложности монтажа оборудования и его стоимости.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы с АСПО, индукционный нагрев, скребки, нагреватели.

*А.В. Сизоненко, старший викладач
М.В. Ткаченко, асистент
Полтавський національний технічний університет імені Юрія
Кондратюка*

ПРОБЛЕМА КОРОЗІЇ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ, ЩО ЕКСПЛУАТУЮТЬСЯ У ВУГЛЕКИСЛОТНИХ СЕРЕДОВИЩАХ

В даній час існує проблема передчасного руйнування насосно-компресорних труб (НКТ) при видобуванні нафти та газу в Україні. Основними причинами є різні типи корозії. В даній статті наведено види корозійного руйнування НКТ, що експлуатуються у вуглекислотних середовищах, приведені причини та місця їх виникнення. З метою підвищення довговічності та надійності в експлуатації НКТ запропоновано застосування біметалевих і композиційних труб замість труб, виконаних у монометалевому варіанті.

***Ключові слова:** загальна корозія, підплівкова корозія, гальванічна корозія, пітингова (виразкова) корозія, агресивне середовище.*

Постановка проблеми. В умовах видобутку нафти та газу в Україні, особливо на родовищах Полтавщини, нафтогазовидобувне устаткування схильне до швидкого зношування. Причиною цього, є наявність в продуктах видобутку високомінералізованої води, з розчиненими газами CO_2 , H_2S , вплив сульфатвідновлювальних бактерій (СВБ), що характерно для свердловин на завершальній стадії освоєння.

Найбільш важкі умови експлуатації внутрішньої поверхні насосно-компресорних труб (НКТ). Залежно від поєднання таких чинників, як вміст сірководню H_2S , вуглекислого газу CO_2 у продуктах видобутку, ступеня обводеності, активності СВБ, напружень у НКТ від власної ваги і навантаження, температури, швидкості потоку, об'єму механічних домішок може протікати загальна корозія (рівномірне зменшення товщини стінки), виразкова корозія (локальне утворення виразок, аж до утворення наскрізних отворів), сульфідне корозійне розтріскування під напруженням.

Боротьба з корозією металу є однією з найбільш актуальних проблем раціонального використання металопродукції і заощадження матеріальних ресурсів країни.

Метою даної праці є вирішення важливої науково-технічної проблеми зниження ризиків руйнування насосно-компресорних труб працюючих в корозійно-агресивному середовищі.

Виклад матеріалу та результати. При контакті нафтогазоводяної суміші, що видобувається зі свердловинним устаткуванням можливий

прояв наступних видів корозійного руйнування: загальна (нерівномірна) корозія; локальна (місцева) корозія (рис. 1 – 3).

Загальна корозія – це процес, що протікає на всій або на якій-небудь частині поверхні металу зі швидкістю 0,1 – 0,5 мм/рік. Результатом загальної корозії є суцільне руйнування поверхні металу або якої-небудь частини його поверхні, при цьому глибина проникнення корозії на одних ділянках може бути дещо більше, ніж на інших (рис. 2, а). Значно частіше поверхня металу піддається локальній корозії, характерною особливістю якої є висока швидкість руйнування металу на окремих ділянках, що досягає 1 – 10 мм/рік. Результатом локальної корозії є руйнування металу в глибину аж до появи наскрізних отворів, при цьому сусідні ділянки можуть практично не зачіпатися корозією (рис. 1)



Рисунок 1 – Типовий вид корозійних виразок, що утворилися на поверхні НКТ в процесі експлуатації на родовищах компанії «Нафтогазвидобування»

Основними видами локальної (місцевої) НКТ є:

- пітінгова (виразкова) корозія;
- корозія плямами;
- корозія у вигляді борозенок (канавок);
- корозія у вигляді плато;
- мейза-корозія;
- контактна корозія;
- підплівкова корозія;
- гальванічна корозія.

Пітингова (виразкова) корозія характеризується утворенням виразок (каверн), які визначаються як порожнини в металі, починаючи з поверхні. У ряді випадків її протікання приводить до повного руйнування стінки труби й утворення в ній наскрізних пошкоджень. За морфологією корозійні виразки можуть бути вузькими глибокими, дрібними, широкими або еліптичної форми. Швидкість виразкової корозії можна визначити за глибиною пошкоджень, що утворилися, які заміряються інструментально, і за часом роботи НКТ. Швидкість виразкової корозії складає до 3 – 10 мм/рік. Зовнішній вигляд характерних виразкових пошкоджень представлений на рисунку 2, б.

Корозія плямами (рис. 3, в) характеризується утворенням на поверхні металу пошкоджень у вигляді окремих плям, площа яких значно перевищує глибину проникнення корозії. Глибина пошкоджень при цьому зазвичай складає 0,5 – 1,0 мм, тому даний вид корозії є менш небезпечним, ніж інші види локальної корозії.

Корозія борозенками (канавками) характеризується утворенням на поверхні металу протяжних локальних пошкоджень у вигляді борозенок, що є невеликими заглибленнями в металі, розташованих у подовжньому напрямі (рис. 3, а). Для такого виду пошкоджень характерним є той факт, що протяжність пошкодження (2 – 5 м) значно перевищує його ширину (10 – 30 мм). Борозни (канавки) можуть бути поодинокими або паралельно розташованими. Корозія у вигляді борозен (канавок) локалізується переважно в місцях пошкодження (подряпин) лакофарбового або іншого покриття при проведенні спуско-підймальних операцій. Швидкість корозії може досягати 1 – 3 мм/рік.

Корозія у вигляді плато характеризується утворенням на поверхні металу плоского заглиблення (плато) різної форми (кругле, овальне, рельєфне) з характерними невеликими, але численними виразковими пошкодженнями, розташованими на межі плато з непошкодженим металом (рис. 3, б). Швидкість цього виду корозії може досягати 1 – 3 мм/рік [1]. Можливою причиною утворення таких специфічних пошкоджень може бути дія змінного струму при його витоках з кабельної лінії.



Рисунок 2 – Зовнішній вигляд НКТ, уражених різними видами корозії

а) загальна корозія; б) пітингова корозія; у) корозія плямами

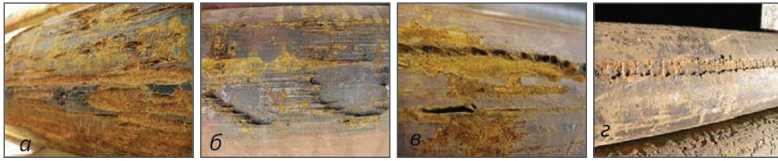


Рисунок 3 – Зовнішній вигляд НКТ, уражених різними видами корозії

- а) корозія борозенками; б) корозія у вигляді плато; у) мейза-корозія; г) контактна корозія

Мейза-корозія (mesa corrosion) означає протікання корозії з розповсюдженням її вогнища як в глибину, так і по площині. Поверхня металу при цьому набуває характерного ступінчастого або ребристого вигляду, часто спостерігається розвиток однієї виразки в іншій, тобто «виразки у виразці» (рис. 3, в). Термін «мейза-корозія» використовують в англомовній літературі для опису локальних пошкоджень металу в середовищах з високим вмістом CO_2 , при цьому швидкість корозії може досягати 8 – 10 мм/рік.

Контактна корозія – це процес, що протікає між двома різнорідними за електрохімічними характеристиками металами, наприклад між бронею кабелю і тілом НКТ. Результатом процесу можуть бути локальні корозійні пошкодження НКТ у вигляді виразок, розташованих ланцюжком, або виразок (рис. 3, г), що з'єднуються в одну загальну виразку [3].

Виготовлення НКТ з наявних корозійностійких матеріалів не завжди забезпечує довговічність і надійність їх в експлуатації.

Основними напрямками розв'язання проблеми видобутку нафтогазової суміші в свердловинах ускладненими корозією є:

- 1) інгібування корозії шляхом подачі хімічного реагенту на прийом насоса та в затрубний простір;
- 2) проведення внутрішньосвердловинних обробок методом періодичного закачування хімічного реагенту;
- 3) застосування протекторів корозії для захисту від електрохімічної корозії;
- 4) впровадження НКТ з високолегованих сталей антикорозійного виконання;
- 5) нанесення спеціальних антикорозійних покриттів на внутрішню поверхню НКТ.

Слід зазначити, що ці заходи вимагають додаткових витрат, що збільшує собівартість видобутої продукції. Специфічний характер впливу агресивних компонентів і силових навантажень вимагає відповідних спеціальних заходів щодо захисту металу.

Світова практика показує високу ефективність застосування біметалевих і композиційних труб замість труб, виконаних у монометалевому варіанті. За рахунок використання двох різнорідних матеріалів вдається задовольнити всім висунутим вимогам, тоді як при застосуванні монометалевих труб це вкрай важко.

Стосовно нафтовидобувної галузі використання біметалевих труб дозволяє використовувати вуглецеву сталь, що має невисокий опір корозійного руйнування, як основи, а дорогу корозійностійку сталь в якості внутрішнього плакуючого шару. В результаті термін експлуатації істотно зростає при незначному збільшенні вартості труб.

Досвід виготовлення та використання біметалевих труб мають такі підприємства, як Ltd Kawasaki Heavy Industries (Японія) при тісному співробітництві з NAM (Нідерланди), Shell Oil (США) та Ltd Kuroki Tube & Pipe Co [2] та ін. В Україні розвитком теорії, вдосконаленням технології виробництва біметалевих труб займаються Ін-т чорної металургії, Дніпропетровська металургійна академія, Ін-т електрозварювання НАНУ та ін.

Висновки. Розробку технології та впровадження власного виробництва біметалевих труб в Україні вважаємо актуальним і першочерговим завданням у боротьбі з передчасним руйнуванням НКТ при видобутку нафти та газу.

Список літератури

1. Шиндер М. А. *Коррозия и защита металлов* / М. А. Шиндер, Ф. Ф. Ашогин, Е. А. Ефимов. – М.: Металлургия, 1981. – с. 358.
2. *Corrosion-Resistant Lined Pump and Compressor Pipe* / N. A. Bogatov, A. A. Bogatov and D. R. Salikhyanov // *Steel in Translation*. – 11, 2014. – Vol. 44. – pp. 867 – 869.
3. Ивановский В. Н. *Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее* // *Инженерная практика*, № 3, 2011, с. 18 – 25.

A. Syzonenko, Senior Lecturer

M. Tkachenko, assistant

Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

CORROSION PROBLEMS TUBING IS OPERATED IN CARBON DIOXIDE ENVIRONMENTS

Currently, there is the problem of premature failure of tubing (tubing) for oil and gas in Ukraine. The main reasons are the different types of corrosion. This article describes the types of corrosion damage tubing, used in carbon dioxide environments, given the cause and place of their origin. In order to improve durability and reliability of operation provides the use of tubing and composite bimetallic tubes instead of pipes made in monometallic embodiment.

Keywords: *general corrosion, podplenochnaya corrosion, galvanic corrosion, pitting (peptic) corrosion, corrosive environments.*

А.В. Сизоненко, старший преподаватель

Н.В. Ткаченко, ассистент

Полтавский национальный технический университет имени Юрия

Кондратюка

ПРОБЛЕМЫ КОРРОЗИИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В УГЛЕКИСЛОТНЫХ СРЕДАХ

В настоящее время существует проблема преждевременного разрушения насосно-компрессорных труб (НКТ) при добыче нефти и газа в Украине. Основными причинами являются различные типы коррозии. В данной статье приведены виды коррозионного разрушения НКТ, эксплуатируемых в углекислотных средах, приведены причины и места их возникновения. С целью повышения долговечности и надежности в эксплуатации НКТ предложено применение биметаллических и композиционных труб вместо труб, выполненных в монометаллическому варианте.

Ключевые слова: *общая коррозия, подпленочная коррозия, гальваническая коррозия, питтингова (язвенная) коррозия, агрессивная среда.*



**ТЕХНІКА ТА
ТЕХНОЛОГІЇ
НАФТОВИХ І
ГАЗОВИХ
ПРОМИСЛІВ**

*Венгринюк Т.П., к.т.н.,
Лучка Я., студент,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу*

НОВІТНІ ТЕХНОЛОГІЇ РЕМОНТУ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Розроблено спосіб захисту та зміцнення поверхні сталевих нафтогазопроводів протикорозійними багатокomпонентними покриттями на стадії їх виготовлення, спорудження, транспортування та ремонту. Може використовуватись в інших галузях промисловості для захисту трубопроводів і ємностей від атмосферної, ґрунтової та інших видів корозії, а також від механічних пошкоджень.

Спосіб попередження розвитку тріщиноподібних і корозійних дефектів поверхні трубопроводів, що включає очищення і обробку поверхні труби, нанесення на трубу епоксидної смоли товщиною 0,5 - 0,25 мм і накладання на неї спіральною навивкою гнучкої стрічки, який відрізняється тим, що на підготовлену поверхню труби через сопла, встановлені над оброблюваною ділянкою, методом набризкування наносять спочатку шар епоксидної модифікованої смоли, наприклад марки ЕД – 10, зверху накладають шар затверджувача на основі амінів, рівномірно розподіляють компоненти по поверхні труби встановленими на кронштейнах рушниками, на нанесене епоксидне покриття в напуск намотують скловолокно, наприклад марки Т–10–80, ширина стрічки якого складає 450 мм, із автоматичним регулюванням заданої величини постійного натягу стрічки, на отримане склопластикове покриття покомпонентно наносять поліуретанове покриття, наприклад 3MScotchkote 352, спочатку – шар підігрітого до 60⁰С компонента А (основи) поліуретану, а зверху – підігрітого до 15⁰С компонента Б (затверджувача) поліуретану із співвідношенням компонентів 3:1, після чого нанесені компоненти рівномірно розподіляються по поверхні труби рушником.

Ключові слова: *ізоляційне покриття, трубопровід, автоматичне керування, працездатність трубопроводу.*

Постановка проблеми і стан її дослідження. Забезпечення необхідного рівня ефективності і безпеки експлуатації інженерних комунікацій для зберігання і транспортування газу та нафтопродуктів є надзвичайно актуальною задачею в зв'язку з необхідністю забезпечення надійності роботи систем енергоспоживання, а також зростанням вимог до охорони навколишнього середовища.

Проблема забезпечення безпеки функціонування складних трубопровідних систем – надзвичайно актуальна починаючи з їх проектування, прокладання і закінчуючи експлуатацією, оскільки постачання населення, енергетики, промисловості нафтою і газом – це проблема національної безпеки.

Тому магістральні і промислові трубопроводи повинні споруджуватись та функціонувати як системи, в яких виникнення ризику відмов та аварій буде зведено до мінімуму.[1, 2].

Впровадження прогресивних технологій захисту, ремонту та посилення трубопроводів і різних будівельних конструкцій є важливим питанням скорочення трудозатрат і матеріалоємності, тривалості і вартості ремонтно-відновлювальних робіт.

Мета роботи – огляд і аналіз новітніх технологій ремонту промислових трубопроводів.

Виклад основного матеріалу. Технології ремонту магістральних трубопроводів умовно можна поділити на такі: - вирізання дефектних ділянок труб і врізка нових, ремонт в місцях аварій і течі за допомогою накладання заплат, хомутів втулок прижимних пристроїв, ремонт за допомогою повноохоплюючих сталевих муфт, встановлених на дефектні ділянки трубопроводу, намотувальні ремонтні конструкції (бандажування) із композиційних матеріалів або сталевого дроту, стрічки, ремонт дрібних дефектів на зовнішній поверхні труби (шліфовка, наплавка, заварювання) [3-7].

Захист підземних трубопроводів від корозії забезпечується за рахунок нанесення на їх поверхню антикорозійних покриттів (полімерних плівок, бітумної ізоляції та інш.) [8,9].

Вирішення проблем ремонту дефектних ділянок промислових трубопроводів можна здійснювати і за допомогою ізоляційних композиційних матеріалів.

На сьогоднішній день можна сміливо сказати, що з усього різноманіття конструкційних полімерів одними з найбільш перспективних є системи на основі полімерних та армуючих матеріалів, одними з яких є склопластики - склонаповнені композиційні матеріали, що складаються з наповнювача (скловолокна - скляних ниткоподібних волокон, тканини або мата), і вязучого – епоксидної або поліефірної смоли певного виду. Наповнювач виконує армуючу функцію і забезпечує потрібну міцність. Поліефірна смола надає матеріалу монолітність, сприяє ефективному використанню міцності скловолокна і розподілу зусиль між волокнами, захищає скловолокно від агресивних середовищ. [10].

Найбільшою міцністю володіють склопластики, що містять орієнтовано розташовані безперервні волокна. Такі склопластики поділяються на односпрямовані (у яких волокна розташовані паралельно) і перехресні (у яких волокна підзаданим кутом один до одного). Змінюючи орієнтацію волокон, можна в широких межах регулювати механічні властивості склопластиків.

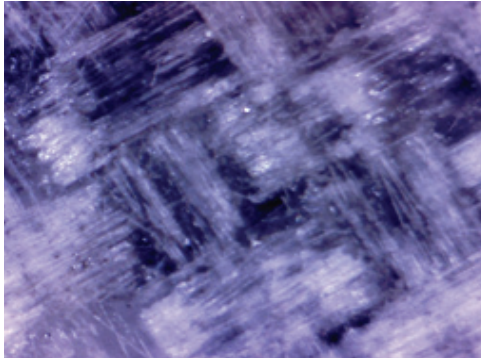


Рисунок 1 - Склопластик з перехресним розташуванням волокон

Переваги склопластикових матеріалів та покриттів - висока механічна міцність, відсутність корозії; стійкість до агресивних середовищ. Завдяки своїм властивостям, склопластики знаходять широке застосування в таких галузях як нафтова промисловість, житлово-комунальне господарство, хімічна енергетична промисловість.

В даний час багатьма науковцями ведеться робота з вирішення проблеми підвищення механічної та корозійної стійкості трубопровідних систем за допомогою склопластикових конструкцій, розробки та дослідження нових конструктивно-технологічних рішень, що забезпечують підвищену механічну і корозійну стійкість конструкцій.

Так наприклад, композитні підсилюють бандажі ППС виробництва ТОВ "Поліпромсинтез" (Україна) є багат шаровою композитною системою, виготовленою на основі полімерних та армуючих матеріалів і призначені для посилення і ремонту ділянок сталевих трубопроводів, що транспортують природний газ, газовий конденсат та інші продукти. Встановлюються на зовнішній поверхні ділянок, як діючих трубопроводів, так і окремих труб, що застосовуються в подальшому при будівництві або реконструкції трубопроводів.[11].

Ремонт трубопроводів проводиться з метою усунення ряду локальних дефектів, виявлених при діагностиці: механічних (задирів, подряпин, відколів, вм'ятин), каверн, корозії (загальною зовнішньої і внутрішньої, піттингової, зварних стиків), поверхневих відшарувань, зварних з'єднань (пор, шлакових включень, зміщення кромки до 30% товщини стінки труби) та інших.

Бандажі ППС, які застосовуються з метою посилення труб, можуть встановлюватися як на їх сталевій поверхні, звільненій від ізоляційного покриття, так і поверх більшості типів ізоляційних покриттів. Бандажі ППС, встановлені на сталевій поверхні трубопроводу, виконують функції його захисного ізоляційного покриття.

Установка бандажів ППС на діючій ділянці трубопроводу здійснюється без проведення вогневих робіт і можлива без припинення його експлуатації (за умови зниження тиску до рівня 70% від дозволеного експлуатаційного на період часу, обумовлений регламентом робіт).

Особливий інтерес становлять матеріали «ТехноПласт» [12], які є фотополімерною формою волоконно-армованих пластиків. Номенклатура матеріалів «ТехноПласт» включає широкий вибір полімерних покриттів з скловолокна і спеціальних смол, що виробляються у Великобританії. «ТехноПласт» володіє високою технологічністю в застосуванні. В залежності від температури навколишнього середовища і насиченості ультрафіолетового випромінювання, протягом від 10 хвилин до одної години формується міцне безшовне високоефективне антикорозійне покриття, яке відповідає всім вимогам для захисту трубопроводів і емностей:

- механічно міцне, при наскрізній корозії трубопроводу витримує тиск в 200 атм,

- хімічно стійке, стійке до ультрафіолету, ударостійке, діелектрик, негорюче.

«ТехноПласт»-матеріали застосовуються для початкової ізоляції і ремонтно-відновлювальних робіт при базовій і трасовій ізоляції трубопроводів, що пролягають над і під землею і водою, зварних стиків, бурових і нафтових сепараторів, водостоків і вентиляційних шахт, бетонних конструкцій, обладнання, гальванічних і травильних ванн, захисту ізоляційних матеріалів, протипожежного захисту та багато іншого.

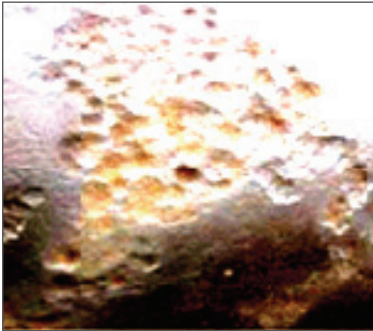


Рисунок 2- Приклади дефектів та їх ремонту на зовнішній поверхні труб.

Так газова, нафтова, водна та хімічна магістралі можуть бути армовані ТехноПласт - матеріалами без виведення трубопроводу з експлуатації.

Проте вище приведені склопластикові матеріали мають ряд недоліків. Це, наприклад, невисока адгезія, особливо до поліетилену, або складна

технологія використання а також висока вартість матеріалів. Тому дуже важливим питанням є вибір в'язучого для скловолоконних армувальних матеріалів.

В 90-х роках минулого століття в Канаді компанією 3М було розроблено рідке поліуретанове покриття Scotchkote™ 352, призначене для нанесення в заводських і польових умовах, у тому числі і при від'ємних температурах.

Це двокомпонентне поліуретанове антикорозійне покриття призначене для захисту підземних і надземних металевих споруд: трубопроводів, емностей, сполучних деталей, засувок і т. д. Покриття Scotchkote™ 352 наноситься в один шар без ґрунтування і твердне при нанесенні на поверхню трубопроводу навіть при негативній температурі, забезпечуючи необхідний захист. У Канаді провідними газовими компаніями цей матеріал дозволено наносити на поверхні трубопроводу з температурою до мінус 5-10 ° С. Дана властивість дозволяє виконувати роботи і в зимовий час, що, безсумнівно, вкрай важливо для наших умов будівництва.

Основні переваги поліуретанового покриття Scotchkote™ 352 - висока адгезія до сталі, висока стійкість до катодного відшарування, а також стійкість до довготривалого продавлюванню, стирання і прорізів. Це досягається за рахунок додавання в матеріал керамічних мікросфер, вироблених компанією 3М. Міцність при розриві для даного типу матеріалу становить 32 МПа при +20 ° С. Покриття витримує не менше 10 термічних циклів від -60 до +20 ° С.

Покриття Scotchkote™ 352 широко використовується в Канаді, США, Україні. В Україні матеріал успішно застосовується на об'єктах ДП «Укртрансгаз», дане покриття дозволено до нанесення в товщину шару 1,5 мм і більше.

Метою даної роботи були: розробка склопластикових покриттів на основі епоксидних та поліуретанових в'язучих для підвищення адгезії склопластикового покриття до різних поверхонь, оцінка можливості застосування декількох типів склопластиків для зовнішньої поверхні трубопроводів при температурах до 80 °С; спрощення, вдосконалення та здешевлення технології нанесення вказаних систем покриттів

Покриття призначене для ізоляції підземних, підводних та надземних сталевих нафтогазопроводів діаметром від 273 до 1420 мм класу А, Б, В, а також інших підземних і надземних металевих споруд (емностей, сполучних деталей, засувок таке інше) для попередження розвитку тріщиноподібних і корозійних дефектів та захисту від ґрунтової та інших видів корозії згідно вимог ДСТУ 4219 – 2003.

Покриття може наноситись в польових аб о заводських умовах за допомогою автоматизованої установки для нанесення ізоляційного покриття на трубопровід методом напilenня.

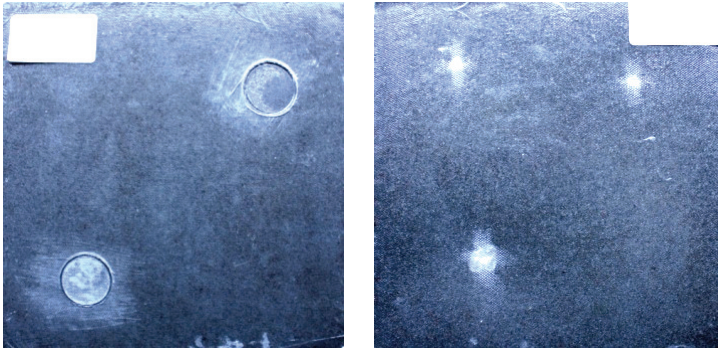


Рисунок 3- Зразки з покриттям після випробувань на адгезію та ударну міцність

Випробування здійснювались за такими показниками:

- товщина (ГОСТ 17035-86);
- міцність під час удару (ДСТУ 4219-2003);
- діелектрична суцільність (ДСТУ 4219-2003);
- перехідний питомий електричний опір (ДСТУ 4219-2003);
- адгезія (ДСТУ 4219-2003);
- термостійкість (ДСТУ 4219-2003);
- водопоглинання (ВБН В.2.3-00018201.01.02.01-0-96).

Для проведення випробувань використовувались зразки з покриттям, нанесеним на металеві пластинки з низьковуглецевої сталі 17Г1С розмірами 150×150×4 мм.

Співвідношення при змішуванні компонентів композиції 3М Scotchkote 352:3 частини компоненту А до 1 частини компоненту Б.

ВИСНОВКИ

Результати випробувань фізико-механічних і захисних властивостей ізоляції композитного покриття «ІКП» на основі поліуретанової композиції «3М Scotchkote 352» свідчать про їх відповідність вимогам до захисних покриттів посиленого і дуже посиленого типу.

Даний тип зовнішнього покриття має великі перспективи для широкого використання в технології будівництва та ремонту пошкоджень ізоляційних покриттів та ізоляції зварних стиків.

Літературні джерела

1. Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів. Том 11 Г.М.Никифорчин, С.Г.Поляков, В.А.Черватук, І.В.Ориняк, З.В.Слободян, Р.М.Джала. Львів, Видавництво «СПОЛОМ» - 2009, 504 С.

2. В.А.Черватюк І.М.Пермінова. Сучасні тенденції у застосуванні протикорозійних покриттів для захисту магістральних нафтогазопроводів та резервуарів. Фізико-хімічна механіка матеріалів. Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів спец. випуск №8, 2 том. С. 625-630
3. Способ ремонта трубопровода. Пат. России № 2332610, МПК F 16L 58/00 ООНИИ природных газов и газов.технол., Королев М.И., Ипатовский Ю.В., Харионовский В.В., Волгина Н.И. Заявка № 2004137511; заявл. 22.12.2004; опубл. 27.08.2008.
4. Способ ремонта трубопровода. Патент России № 2330210 МПК F 16L 55/18, Бордовский А.М., Москвич В.М. Заявка № 2006112178; заявл. 12.04.2006; опубл. 27.07.2008.
5. Использование вспомогательной трубы при ремонте поврежденного трубопровода. Пат. США. МПК F 16L 55/18. Shonan Gosei-Jushi Seisa Kusho K.K., Kamiyama Takao, Kaneta Koji, Fujii Kenji, Hasegawa Takeshi. Заявл. 07.01.2005; опубл. 11.03.2008.
6. Способ ремонта трубопроводов. Патент России № 2331014, МПК F 16L 55/16, Дорофеев А.П. Тихомиров А.Б. Заявка № 2006119374; заявл. 05.06.2006; опубл. 10.08.2008.
7. Патент України № 84769. Спосіб ремонту сталевих трубопроводів. Крижанівський С.І., Федорович Я.Г., Полутренко М.С., Рудко В.В., Федорович І.Я. Заявка № 200613389; заявл. 18.12.2006; опубл. Бюл. № 22; 25.11.2008.
8. Протасов В.Н. Полимерные покрытия нефтепромыслового оборудования. Справочное пособие. М.: Недра. 1994. 224 с
9. Низьев С.Г. К вопросу о выборе систем изоляционных покрытий для антикоррозионной защиты трубопроводов// Ж. Коррозия территории НЕФТЕГАЗ. 2006. № 2(4).с. 10-16.
10. Композиционные материалы: Справочник / В. В. Васильев, В. Д. Протасов, В. В. Болотин и др.; Под общ. Ред. В. В. Васильева, Ю. М. Тарнопольского. — М.: Машиностроение, 1990. — 512 с.
11. ТУ У 22887593.006-2000 Ремонт сталевих магістральних і технологічних трубопроводів композитними підсилюючими бандажами ППС. К:-2000.-18 с.
- 12 Современная английская технология «технопласт» –антикоррозионная и химическая защита, усиление и восстановление инженерных коммуникаций, оборудования и хранилищ на промышленных предприятиях. Ж. Коррозия территории НЕФТЕГАЗ. №2. 2008г. С.18-19.
14. ТУ У 26.1-02070855.003-2010 „ Ізоляційне композитне покриття трубопроводів. Технічні умови”. 17 с.

*Venhrynyuk T.P., Ph.D., Associate Professor,
Luchka J., student,
Ivano-Frankivsk National
Technical University of Oil and Gas*

LATEST TECHNOLOGY INDUSTRIAL REPAIR OF PIPELINES

A method of protecting and enhancing the surface of steel oil and gas multicomponent anticorrosion coatings on their stage of fabrication, construction, transportation and repair. It can be used in other industries to protect pipelines from atmospheric tanks, soil and other types of corrosion and mechanical damage.

A method of preventing development of crack-like defects in pipelines surface corrosion, which comprises cleaning and surface treatment of the tube, coating the epoxy resin pipe thickness 0.5 - 0.25 mm, and superimposed on it a spiral wound flexible strip which is characterized in that the prepared surface through pipe a nozzle mounted over the treated portion, by spraying depositing a first layer of epoxy resin modified example mark ED - 10, the top applied layer based hardener amine components on the surface of the tube mounted on brackets towels uniformly distributed on the applied epoxy coating lapping wound fiberglass such as the brand T-10-80, the width of the belt which is 450 mm, with automatic control of the set value of constant belt tension, resulting in the fiberglass coating component by component polyurethane coating is applied, for example 3M Scotchkote 352 first - layer heated to 600 ° C component a (base) polyurethane and above - preheated to 150C, the component B (hardener) polyurethane component ratio 3: 1 and then deposited components distributed evenly over the surface of the pipe with a towel.

Keywords: *insulating coating, pipeline, automatic control, operation of the pipeline.*

*Венринюк Т.П., к.т.н., ассистент,
Лучка Я., студент,
Ивано-Франковский национальный
технический университет нефти и газа*

НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА ПРОМЫШЛЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Разработан способ защиты и укрепления поверхности стальных нефтегазопроводов противокоррозионными многокомпонентными покрытиями на стадии их изготовления, сооружения, транспортирование и ремонта. Может использоваться в других отраслях промышленности для защиты трубопроводов и емкостей от атмосферной, почвенной и других видов коррозии, а также от механических повреждений.

Способ предупреждения развития трещиноподобных коррозионных дефектов поверхности трубопроводов, что включает очистку и обработку поверхности трубы, нанесение на трубу эпоксидной смолы толщиной 0,5 - 0,25 мм и наложения на нее спиральной навивкой гибкой ленты, которая отличается тем, что на подготовленную поверхность трубы через сопла, установленные над обработанным участком, методом набрызгивания наносят первый слой эпоксидной смолы, модифицированной например марки ЭД-10, сверху накладывают слой отвердителя на основе аминов, равномерно распределяют компоненты по поверхности трубы установленными на кронштейнах полотенцами, на нанесенное эпоксидное покрытие в напуск наматывают стекловолокно, например марки Т-10-80, ширина ленты которого составляет 450 мм, с автоматическим регулированием заданной величины постоянного натяжения ленты, на полученное стеклопластиковый покрытия покомпонентно наносят полиуретановое покрытие, например 3М Scotchkote 352, сначала - слой подогретого до 60⁰С компонента А (основы) полиуретана, а сверху - подогретого до 15⁰С компонента Б (отвердителя) полиуретана с соотношением компонентов 3:1, после чего, нанесенные компоненты равномерно распределяются по поверхности трубы полотенцем.

Ключевые слова: *изоляционное покрытие, трубопровод, автоматическое управление, работоспособность трубопровода.*

*Джус А.П., к.т.н., доц.
Гойсан І.М., асист.
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу*

ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОНСТРУКЦІЙНИХ МАТЕРІАЛІВ ПОСУДИН ВИСОКОГО ТИСКУ КОМБІНОВАНОГО ТИПУ

Подано опис механізмів руйнування композитного матеріалу під дією навантажень розтягу як вздовж, так і впоперек волокон. Проаналізовано процес втомного руйнування однонаправленого композитного матеріалу. Встановлено необхідність врахування особливостей сумісної експлуатації конструкційних матеріалів посудин високого тиску комбінованого типу за різних умов.

Ключові слова: *композитний матеріал, міцність, матриця, волокно.*

Постановка проблеми і стан її дослідження. Для транспортування стиснутого природного газу використовують посудини високого тиску різноманітних конструкцій. За умов невеликої кількості транспортованого газу розповсюдження отримали циліндричні сталеві ємності високого тиску із зовнішнім композитним підсиленням. Для транспортування великої кількості газу, і зокрема морськими шляхами, пропонуються великі ємності, утворені бухтами згорнутої безперервної труби [1]. В окремих випадках ємності такої конструкції називають рухомим трубопроводом [2]. З метою зниження маси ємностей також пропонують використовувати двошарову комбіновану конструкцію.

В процесі експлуатації ємності зазнають циклічного навантажування внутрішнім тиском та перепадів температури. Безпосередньо процес заповнення рухомих трубопроводів на початковому етапі супроводжується розширенням газу і, як наслідок, різким зниженням його температури. Подальше заповнення супроводжується поступовим підвищенням температури газу, незважаючи на її початкові значення [3]. Розвантаження ємностей супроводжується охолодженням газу. Також температурні коливання, зумовлені особливостями технологічного процесу, періодично підсилюються коливаннями температури навколишнього середовища.

Аналіз літературних даних. Більшість досліджень посудин високого тиску комбінованого типу не враховують можливих комбінацій експлуатаційних навантажень. З метою забезпечення їх міцності розрахунок ведеться в основному за внутрішнім тиском газу [4]. За результатами проведених досліджень напружено-деформованого стану зони з'єднання лінійних ділянок рухомого трубопроводу встановлено

наявність циклу напружень низького рівня, зумовлених температурними процесами при його заповненні [5]. Цим доведено, що оцінку довговічності окремих елементів рухомого трубопроводу потрібно здійснювати з врахуванням двочастотності процесу навантажування. Що стосується безпосередньо лінійних ділянок рухомого трубопроводу, які є конструкціями комбінованого типу, то потрібно відзначити необхідність проведення додаткових досліджень їх напружено-деформованого стану за різних експлуатаційних умов [6].

Мета роботи. Для повного розуміння процесів в конструкціях комбінованого типу необхідним є дослідження властивостей конструкційних матеріалів, з яких вони виготовляються.

Висвітлення основного матеріалу дослідження. Аналіз зарубіжних джерел, а також загальні тенденції розвитку матеріалознавства показують, що на сьогодні інтенсивно ведуться розробки і дослідження в області композитних матеріалів, армуючих компонентів, зв'язуючих для них. Композитний матеріал складається з високоміцного наповнювача, орієнтованого в певному напрямку, і матриці. При цьому він виступає як єдине структурне ціле і володіє властивостями, яких не мають його компоненти.

Завдяки унікальному поєднанню фізико-механічних характеристик композитні матеріали знаходять все більше використання в машинобудуванні, зокрема і в нафтогазовій промисловості.

Найбільшого поширення за кордоном отримали матеріали з вуглецевими волокнами на основі епоксидних матриць (вуглепластики) і матеріали на основі вуглецевих графітованих матриць, армованих волокнами вуглецю (“вуглець-вуглець”).

Незважаючи на цей факт, залишаються перспективними композитні матеріали з скляними волокнами на основі епоксидних матриць (склопластики), які нічим не поступаються за своєю якістю вуглецевому волокну (міцність скловолокон при кімнатній температурі може сягати 4500 МПа) (табл.1).

Згідно цінової категорії композити на основі скловолокна в 10 разів дешевше, про що свідчать дані основних виробників волокна, наведені у таблиці 2.

Під час використання композитних матеріалів також слід враховувати їх макроскопічну неоднорідність. Механічні властивості композиту в основному визначаються властивостями армуючих волокон, міцність яких забезпечується полімерною матрицею і її адгезією до волокна, здатністю матриці розподіляти навантаження між волокнами та зберігати монолітність матеріалу[7].

Навантаження розтягу, прикладені до композитного матеріалу передаються на волокна через матрицю. Також виникають дотичні напруження на поверхні розділу волокон і матриці. Руйнування таких композитів проходить шляхом “витягування” волокна із матриці по мірі розвитку мікротріщини руйнування.

Гранична величина дотичних навантажень залежить від адгезійної міцності контакту волокна і матриці. В результаті втрати такого контакту в основному волокна протидіють розтягу конструкції.

Для композитних матеріалів з однонаправленими волокнами його міцність визначають

$$\sigma_k = \sigma_g \cdot V_g + \sigma_m \cdot (1 - V_g)$$

де σ_g – границя міцності волокна, МПа; V_g – об’ємна частка волокон у композитному матеріалі; σ_m – границя міцності матриці, МПа

В реальних композиційних матеріалах значення V_g не перевищує 60%. Зниження міцності композиційного матеріалу з подальшим збільшенням V_g характеризується недоліком матричної фази для забезпечення рівномірного перерозподілу робочого навантаження між матрицею і волокнами.

Таблиця 1 – Порівняння властивостей композитних матеріалів

Тип матеріалу	Границя міцності на розрив, МПа	Модуль пружності при розтягу, ГПа	Густина, кг/м ³	Відносне видовження при розриві, %	Температуро-стійкість, °С
Композит на основі вуглецевого середньоміцного волокна (S-Strength)	1900	135	1820	1,8-2,1	300-400
Композит на основі вуглецевого високоміцного волокна (HS-High Strength)	3500	>160	1800	1,5-1,7	300-400
Композит на основі вуглецевого високо-модульного волокна (HM- High Modulus)	3500	>325	1870	0,5-0,9	300-400
Композит на основі арамідного волокна (HM)	3600	120	1440	2,5	400-500
Композит на основі скловолокна S класу	3450	86	2480	3,5-4	400-500

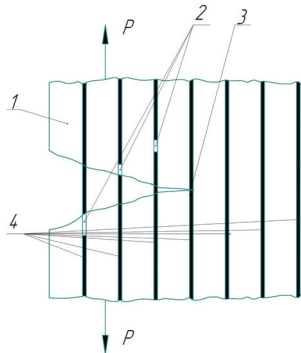
Таблиця 2 – Порівняння цін на композитні матеріали

Тип матеріалу	Діаметр волокна, мкм	Ціна, \$/кг
Композит на основі скловолокна S класу	6-21	2,5-3,5
Композит на основі арамідного волокна	6-15	25
Композит на основі вуглецевого волокна	5-15	25-50

Подальше збільшення міцності волокна не завжди приводить до збільшення міцності композиту, що пов'язано з характером його руйнування.

Механізм руйнування волокон характеризується зародженням мікродфектів в локальних об'ємах матриці і у самому волокні (так зване розтріскування), їх подальше накопичення та в кінцевому результаті розшарування на межі “матриця – волокно”.

Після розриву першого волокна в структурі композитного матеріалу конструкція не руйнується та продовжує виконувати свої функції. Навантаження через матрицю перерозподіляється між неушкодженими волокнами, які залишились, та частинами зруйнованого волокна. В результаті подальшого навантажування конструкції волокна окрихчуються на невеликі відрізки. Зруйновані волокна сприймають навантаження як дискретні волокна до того моменту, поки їх довжина не досягне величини, менше критичної. В подальшому, вони почнуть “витягуватись” із матриці не руйнуючись (рис. 1).



1 – матриця; 2 – зона руйнування волокон; 3 – зона розкриття тріщини;

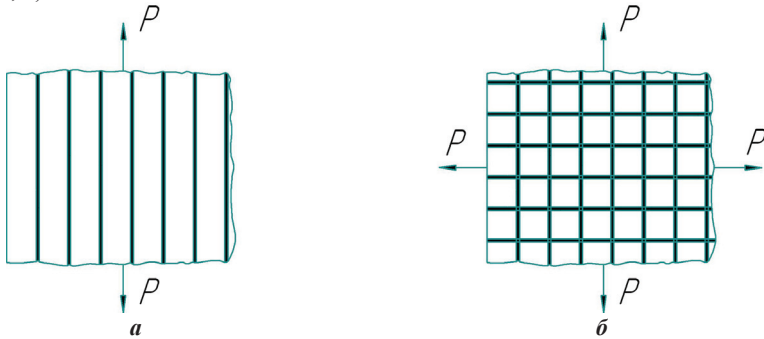
4 – незруйновані волокна

P – навантаження розтягу

Рисунок 1 – Схема руйнування композитного матеріалу

Міцність композитного матеріалу визначатиметься міцністю адгезійного контакту на межі “волокно – матриця”.

Композитні однонаправлені волокна (як скляні так і вуглецеві) забезпечують міцність тільки в одному напрямі – по осі волокон (рис. 2, а). Двонаправлені волокна володіють однаковою міцністю у дві сторони (рис. 2, б).



a – однонаправлені; б – двонаправлені

P – зусилля розтягу

Рисунок 2 – Схема дії зусиль розтягу на волокна композитного матеріалу

Руйнування згаданих вище композитів характеризується одним із двох типів: перший – розрив армуючих волокон одного із шарів, другий – наявність пучків розшарованих волокон.

З метою отримання максимальної міцності однонаправленого композитного матеріалу необхідно, щоб він мав високий вміст волокон і руйнування проходило внаслідок розриву волокон, а не матриці. Процеси, які проходять під час збільшення величини навантаження у напрямі вздовж волокон, залежать від об’ємної долі волокон та від відношення деформації в процесі руйнування матриці і волокон.

Мікромеханізми руйнування під час зміни відношення між деформаціями руйнування волокон і матриці та об’ємної частки волокон наступні:

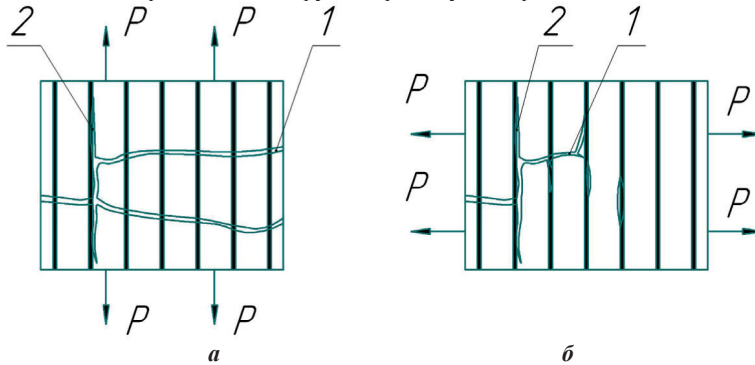
- якщо деформація під час розриву волокон більша деформації під час руйнування матриці, після розтріскування матриці її навантаження передається волокнам, а вони руйнуються відразу ж за матрицею у випадку малої степені армування;
- при великій степені наповнення, після руйнування матриці, волокна продовжують сприймати навантаження;
- якщо деформація під час розриву волокон менша деформації під час руйнування матриці, при високому вмісті волокон їх розрив приводить до руйнування матриці;

- в результаті малого вмісту волокон після їх розриву матриця продовжує сприймати величину додаткового навантаження.

На відміну від поздовжньої міцності, яка визначається переважно волокнами, поперечна міцність залежить від багатьох факторів, включаючи властивості волокон, матриці та межі розділу, пористості і внутрішніх напружень. Поперечна міцність армованих пластиків зазвичай нижче міцності матриці. На відміну від поперечного модуля, армування приводить до зниження поперечної міцності композиту.

Поперечна міцність однонаправленого композиту при низькій адгезії між волокнами і матрицею визначається міцністю матриці. За наявності адгезії між волокнами і матрицею поперечна міцність композиту залежить також і від міцності межі розділу. Якщо межа розділу не руйнується, існує концентрація напружень у матриці.

Дослідження руйнування однонаправлених композиційних матеріалів показує, що поперечні тріщини зароджуються переважно в областях найбільш густої упаковки волокон і розвиваються по межі розділу "матриця-волокно" (рис. 3, б). Мікротріщини часто зароджуються перед магістральною тріщиною шляхом відшарування волокон в областях максимальних радіальних напружень розтягу в матриці.



1 – тріщина в матриці; 2 – тріщина розслоювання

P – зусилля розтягу

a – за поздовжнього розтягу; *б* – за поперечного розтягу

Рисунок 3 – Схеми механізмів мікроруйнування в однонаправленому композиті

Інші механізми поперечного руйнування включають відшарування волокон, які передують міжмолекулярному руйнуванню матриці або волокон.

Характерною рисою композитних матеріалів є їх опір втомному руйнуванню. Границя витривалості для зразків композитних матеріалів визначається на базі $10^6 - 10^7$ циклів (рис. 4) [8]. В процесі циклічного

навантажування простежити руйнування композитних матеріалів надзвичайно складно через відсутність зародження макроскопічної тріщини та її подальше розкриття.

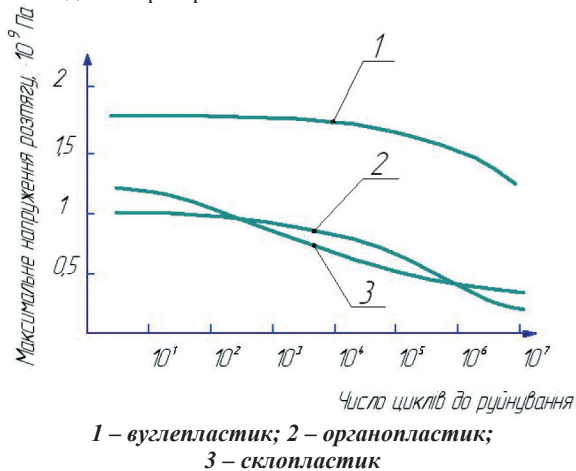


Рисунок 4 – Криві втоми композитних матеріалів

Основним показником, за яким визначають наявність тріщин, є зміна коефіцієнта Пуассона [9].

Результати експериментальних досліджень [10] зразків із композитних матеріалів, армованих однонаправленим скловолоком та матрицею на основі епоксидної смоли, за знакозмінних напружень розтягу показали, що величина втомної міцності при $N=10^7$ циклів становить 234,47 МПа.

В результаті втомного навантажування в однонаправлених композитах їх втомна міцність визначається властивостями матриці, а не волокон, особливо під час її видовження в процесі руйнування. Поблизу точок розриву деформація матриці висока, що приводить до появи та наступного підростання втомних тріщин.

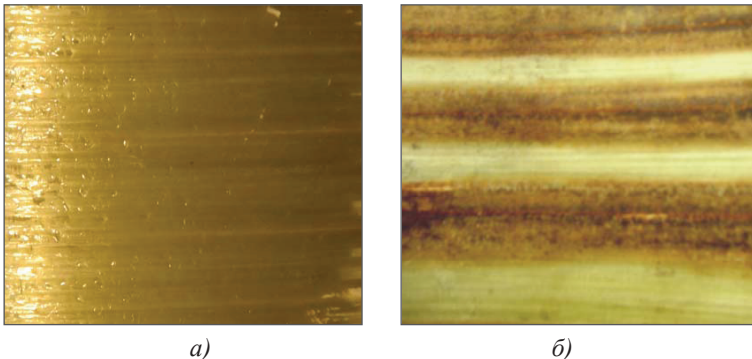
Мікротріщини можуть виникати також в областях розорієнтації волокон, місць підвищеної концентрації матриці або поблизу пор. Їх ріст приводить до поступового відшарування волокон, в результаті чого вони перестають нести навантаження, а сусідні волокна стають перевантаженими та руйнуються.

Безпосередньо перед остаточним руйнуванням композиту матриця стає розщепленою та нагадує “щітку”. Швидкість процесу руйнування матриці залежить від амплітуди деформації. У випадку жорстких волокон, деформація відносно низька, і втомне руйнування матриці проходить повільно, в результаті чого міцність композитного матеріалу знижується не так швидко, як із менш жорсткими волокнами.

Зважаючи на анізотропність механічних властивостей композитних матеріалів, яка визначається орієнтацією армуючих волокон, задану міцність матеріалу отримують, орієнтуючи волокна наповнювача в напрямку дії основних зусиль. Саме такий механізм реалізується за умов виготовлення посудин високого тиску комбінованого типу, в яких герметична металева оболонка поєднується із силовою циліндричною оболонкою з композитного матеріалу.

Якщо говорити про експлуатацію таких посудин, то вже після обов'язкових гідравлічних випробувань в структурі композиційного матеріалу відбувається утворення мікротріщин. Характерне потріскування чутно за рівня напружень в матеріалі, далекого від руйнівних. В подальшому потріскування зникає. Таким чином, ознаки первинного потріскування композиту під навантаженням визначають нижній поріг тріщиноутворення. Оскільки вклад зв'язуючого в загальну міцність композитного підсилення стінки становить не більше 3%, на першому етапі процеси тріщиноутворення не приводять до помітного її зниження. Однак при подальшій експлуатації під впливом багатократних і циклічних навантажень тріщини можуть стати першопричиною зниження міцності і подальшого руйнування конструкції.

Необхідно також зауважити, що анізотропністю характеризуються не тільки механічні властивості композиційних матеріалів, а й інші фізичні властивості. Окрім того, фізичні властивості композиційних матеріалів відрізняються від властивостей металевої оболонки. Особливу увагу необхідно звернути на такі параметри, як коефіцієнт теплопровідності і коефіцієнт лінійного теплового розширення.



а) – зовнішня поверхня; б) – внутрішня поверхня

Рисунок 5 – Стан композитного підсилення сталевого балону після тривалої експлуатації

Підтвердженням цьому є результати аналізу стану поверхні контакту композитного підсилення з сталевим балоном після тривалої їх сумісної експлуатації. Як бачимо (рис. 5) площа щеплення основного і підсилюючого шарів становить близько 30% (світлі смуги). Посередині між ділянками щеплення явно виражені кільцеві тріщини, проникність яких зумовлює утворення темних смуг. Причиною утворення такої картини є не тільки періодична зміна внутрішнього тиску, що є основним навантаженням, а й зміна температури газу. Це, в свою чергу, зумовлює температурні деформації, які, з огляду на властивості матеріалів конструкції, є різними за значенням і сприяють утворенню тріщин в композиті та площин ковзання матеріалів на поверхні їх контакту. Так як процес спорожнення ємностей будь-якої конструкції супроводжується її охолодженням, то на поверхні металеві оболонки в зонах під кільцевими тріщинами конденсуватиметься волога. Цей факт потребує додаткової уваги при проектуванні посудин комбінованого типу з огляду на можливість їх експлуатації в морських акваторіях.

Висновок

За результатами проведених досліджень слід зазначити, що при проектуванні посудин високого тиску комбінованого типу необхідним є врахування не тільки властивостей матеріалів, з яких вони виготовляються, а й особливостей їх сумісної експлуатації за різних умов.

Одним із шляхів забезпечення надійної експлуатації таких ємностей за умов циклічного навантажування, є проведення експериментальних досліджень їх моделей в умовах, що максимально відповідають експлуатаційним.

Література

1. Пат. 2155696 Рос. Федерация.; МПК В63В25/14. Судовая система транспортировки газа / Стеннинг Дейвид Дж., Крэн Джеймс А. (СА); заявитель и патентообладатель ЭНРОН ЭЛ-ЭН-ДЖИ ДИВЕЛОПМЕНТ КОРП. (US). – № 99101831/28; заявл. 26.09.97; опубл. 10.09.00, Бюл. № 27.
2. Декларацийний патент на корисну модель № 67664 Україна, МПК F17C 5/00. Спосіб транспортування стиснутого природного газу рухомим трубопроводом / Патон Б. Є., Крижанівський Є. І., Савицький М. М., Швидкий Е. А., Зайцев В. В., Мандрик О. М.; заявник і патентотримач Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № u201114580; заявл. 08.12.11; опубл. 27.02.12 // Промислова власність. – 2012. – Бюл. № 4.
3. Джус А. П. Дослідження умов експлуатації ємностей, виконаних у вигляді довгомірних труб / А. П. Джус, О. М. Сусак // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2014. – №5/7(71). – С. 25-30.
4. Мандрик О.М. Екологічна безпека транспортування природного газу: монографія / О.М. Мандрик // за ред. доктора технічних наук, професора,

член-кореспондента НАН України Є. І. Крижанівського. – Івано-Франківськ: 2014. – 256 с.

5. Артим В. І. Дослідження напружено-деформованого стану відповідальних елементів системи транспортування стиснутого природного газу (CNG) / В. І. Артим, А. П. Джус, В. В. Михайлюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014.. – №3(52). – С. 33-40.

6. Джус А. П. Особливості проектування елементів рухомих трубопроводів / А. П. Джус, Р. С. Грабовський, В. В. Зайцев // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій: збірник наукових праць 5-ї Міжнародної конференції (24–27 червня 2014 р., Львів) / Під заг. ред. В.В. Панасюка. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2014. – С. 783-790.

7. Н. А. Махутов. Расчетно-экспериментальное определение сопротивления усталости углепластиков и элементов конструкций из них / Н. А. Махутов, А. М. Думанский, В. Б. Стрекалов // Заводская лаборатория. Диагностика материалов: Методы механических испытаний. – 2006. - № 6 (Том 72). - С.41-46.

8. Ф. Мэттьюз, Р. Ролингс. Композитные материалы. Механика и технология. - Москва: Техносфера, 2004. – 408 с.

9. A. Kelly. The engineering triumph of carbon fibre / A. Kelly // Composites and nanostructures. - 2009. - №1. - P. 38-49.

10. Фудзии Т., Дзако М. Механика разрушения композиционных материалов. – М.: Мир, 1982. – 232 с.

Dzus A.

Goissan I.

*Ivano-Frankivsk national technical
university of oil and gas*

FEATURES OF OPERATION OF CONSTRUCTION MATERIALS PRESSURE VESSELS COMBINED TYPE

Description of mechanisms of destruction of composite material is presented under the action of loading of tension both along and cross-grained. The process of tireless destruction of on direction composite material is analysed. The necessity of account of features of joint exploitation of construction materials of vessels of the high-pressure combined type is set under various conditions.

Keywords: the material composite, the durability, the matrix, the fibre.

Джус А.П., к.т.н., доц.

Гойсан И.М., асист.

*Ивано-Франковский национальный технический
университет нефти и газа*

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ СОСУДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОГО ТИПА

Представлено описание механизмов разрушения композитного материала под действием нагрузок растяжения как вдоль, так и поперек волокон. Проанализирован процесс усталостного разрушения однонаправленного композитного материала. Установлена необходимость учета особенностей совместной эксплуатации конструкционных материалов сосудов высокого давления комбинированного типа в различных условиях.

Ключевые слова: композитный материал, прочность, матрица, волокно.

*Дмитренко В.І., к.т.н.
Полтавський національний технічний університет
імені Юрія Кондратюка*

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТА ПРОТИКОРОЗІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ІНГІБІТОРІВ КОРОЗІЇ В РОЗЧИНАХ БІШОФІТУ І МОДЕЛЬНОМУ СЕРЕДОВИЩІ ПЛАСТОВИХ ВОД

У статті розглянуті питання підбору інгібіторів корозії для захисту нафтопромислових трубопроводів. Представлено результати дослідження технологічних і протикорозійних властивостей інгібіторів корозії в середовищах, що моделюють промислові середовища. На прикладі Кавердинського газоконденсатного родовища описані методологічні підходи до підбору інгібіторів корозії на стадії лабораторних експериментів.

Ключові слова: інгібітор, корозія, бішофіт, інгібіторний захист, природний газ.

Проблема і її зв'язок з основними науковими і практичними завданнями. Корозія є однією з основних причин зниження працездатності обладнання у нафтогазовій промисловості, що викликає економічні втрати й завдає екологічної шкоди [1-4]. Не зважаючи на успіхи досягнуті у боротьбі з корозійним руйнуваннями газопромислового обладнання, щорічно фіксується понад 3000 відмов трубопроводів систем збирання вуглеводнів через внутрішню корозію [5].

Використання нових методів запобігання корозії дозволить суттєво знизити аварійність трубопроводів і збільшити термін служби трубопроводів. Успішна боротьба з корозією можлива лише за умови належного моніторингу, при проведенні якого використовується широкий спектр лабораторних методів.

Огляд і аналіз досліджень та публікацій. Результати лабораторних досліджень є важливим і об'єктивним мірилом ступені дії корозійно-небезпечних середовищ, що перекачуються, і складають основу для планування, аналізу, проведення та оцінки результатів протикорозійних заходів (зокрема, використання інгібіторів корозії). Чим вищий рівень лабораторних досліджень, які використовуються для вибору інгібітору корозії, тим більш обґрунтованими є висновки про доцільність його використання, і, як наслідок, більш цілеспрямованими будуть заплановані протикорозійні заходи.

Характерною рисою промислових трубопровідних систем є розгалуженість, наявність ділянок різного діаметра, значної кількості

місцевих гідравлічних опорів (засувки, коліна, вставки, компенсатори тощо). Крім того, для промислових трубопроводів характерна безперервна зміна витрат, фазового і хімічного складу продукції, що транспортується. Наслідком цього є нестабільність і непередбаченість корозійної агресивності середовища, локалізація корозійних руйнувань як по трасі, так і по перетину труб [6, 7]. Все це обумовлює складність проблеми вибору інгібіторів і технології їх застосування, необхідність постійного контролю ефективності і висуває особливі вимоги до самих інгібіторів корозії.

Інгібітори корозії для промислових трубопровідних систем повинні характеризуватися:

1) *високими захисними властивостями* в середовищах з постійно змінним (іноді в широкому інтервалі) хімічним складом і гідродинамічними характеристиками потоку;

2) *технологічністю* – можливістю використання в існуючих технологічних схемах; стабільністю властивостей в процесах зберігання і застосування, в тому числі з урахуванням кліматичних особливостей регіону;

3) *економічністю* – реагенти повинні мати оптимальне співвідношення ціна/якість з урахуванням ризиків експлуатації конкретних промислових трубопроводів;

4) *індиферентністю* – не повинні здійснювати негативний вплив на процеси транспортування та переробки вуглеводневої продукції.

Практично всі інгібітори корозії, які випускаються промисловістю, мають свою область застосування, обмежену технологічними особливостями об'єктів, що захищаються і складом корозійно-активних середовищ.

Широкий асортимент сучасних інгібіторів корозії для нафтогазової галузі визначає необхідність обґрунтованого як з технологічної, так і з економічної точки зору, вибору реагентів з урахуванням особливостей експлуатації різних типів промислових трубопроводів. Важливу роль в цьому відіграють лабораторні дослідження, в процесі яких вирішуються наступні завдання:

- моделювання корозійних процесів в реальному трубопроводі;
- виявлення механізму корозії трубних марок сталей;
- тестування інгібітору – підбір найбільш ефективних реагентів для конкретних об'єктів, визначення технології їх застосування;
- визначення оптимальних областей застосування конкретних інгібіторів.

В цілому підбір інгібіторів для конкретного нафтогазопромислового трубопроводу або системи трубопроводів включає такі етапи:

1) аналіз технологічних характеристик ділянок або системи промислових трубопроводів;

2) попереднє визначення кола реагентів, які підходять для даних умов;

3) дослідження технологічних та антикорозійних властивостей інгібіторів в лабораторних умовах для виявлення найбільш ефективних;

4) проведення стендових і дослідно-промислових випробувань відібраних інгібіторів.

Прийнятий у світовій практиці порядок лабораторних досліджень інгібіторів корозії для захисту трубопроводів схематично представлений на рис. 1 [3-4, 6-7].



Рис. 1 – Порядок лабораторних досліджень з підбору інгібіторів корозії для газопромислових трубопроводів.

Мета роботи – попередження вуглекислотної корозії під час експлуатації газоконденсатних родовищ шляхом використання вітчизняної, доступної, недорогої сировини.

Виклад основного матеріалу та одержані результати. Нижче наведені короткі характеристики та особливості методології проведення експериментів з підбору інгібіторів корозії в лабораторії дослідно-промислової експлуатації свердловин Полтавського відділення Українського державного геологорозвідувального інституту. Як приклад представлені результати робіт проведених з підбору інгібіторів корозії для

умов промислових трубопроводів Кавердинського газоконденсатного родовища, де гостро стоїть проблема вуглекислотної корозії. Крім того, експлуатація свердловин та промислового обладнання родовища ускладнюється інтенсивним гідратуутворенням. Висока корозійна активність середовища, що транспортується промисловими трубопроводами, обумовлюється високою мінералізацією води внаслідок використання розчинів бішофіту як інгібіторів гідратуутворення та вмісту агресивних компонентів CO_2 (до 5,3 %).

В лабораторних умовах проведені дослідження з підбору інгібітору корозії для умов, коли як інгібітор гідратуутворення використовується бішофіт.

Візуально оцінена розчинність реагентів у модельованому середовищі. Оцінювали здатність реагентів утворювати справжні або колоїдні розчини та їх стійкість. У результаті чого з досліджених більше ста поверхнево-активних речовин було підбрано 16 катіонних і амфотерних поверхнево-активних речовин (ПАР), які добре розчиняються у водному розчині, що вказує на те, що застосування всіх реагентів можливе в промислових газопроводах, які транспортують обводнену продукцію за умови їх високих захисних властивостей.

Наступний етап – відбір реагентів за захисними властивостями на основі оцінки захисної дії інгібіторів у водних мінералізованих середовищах («bubble test»), відбракування неефективних, визначення областей застосування в залежності від складу водного середовища і попереднє визначення робочих дозувань.

Дослідження та оцінку захисної дії інгібіторів проводили згідно з ГОСТом 9.905-82 «Методы коррозионных испытаний. Общие требования», ГОСТом 9.502-82 «Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний», ГОСТом 9.506-87 «Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности». Корозійну агресивність середовищ оцінювали гравіметричним методом – за втратою маси зразків. Контрольним був дослід без добавки реагентів. Кількісні показники експериментів аналізували методами математичної статистики з розрахунком середніх вибірових значень, дисперсії та помилок середніх значень у групах показників. Вірогідність відмінностей отриманих результатів для різних груп визначалася за допомогою t-критерію Стьюдента. Відмінності вважали статистично доведеними при загальноприйнятій імовірності помилки $p < 0,05$.

За результатами попередніх досліджень для подальших експериментів обрано такі нітроген-, сульфур- та оксигенвмісні реагенти: інгібітор корозії KI-1M, катіоноактивні поверхнево-активні речовини St, СРК, амфотерні поверхнево-активні речовини EM та КАПБ.

З метою виявлення можливості сумісного використання інгібітору гідратуутворення – бішофіту, що використовується на родовищі, та

досліджуваних інгібіторів корозії визначення захисних властивостей інгібіторів проведено в розчинах бішофіту з концентрацією $MgCl_2$ 24 %.

Отримані залежності швидкості корозії від концентрації, наведені на рис. 2, дозволили виділити мінімальну необхідну концентрацію реагентів, для досліджуваних реагентів – 1-2 $г/дм^3$.

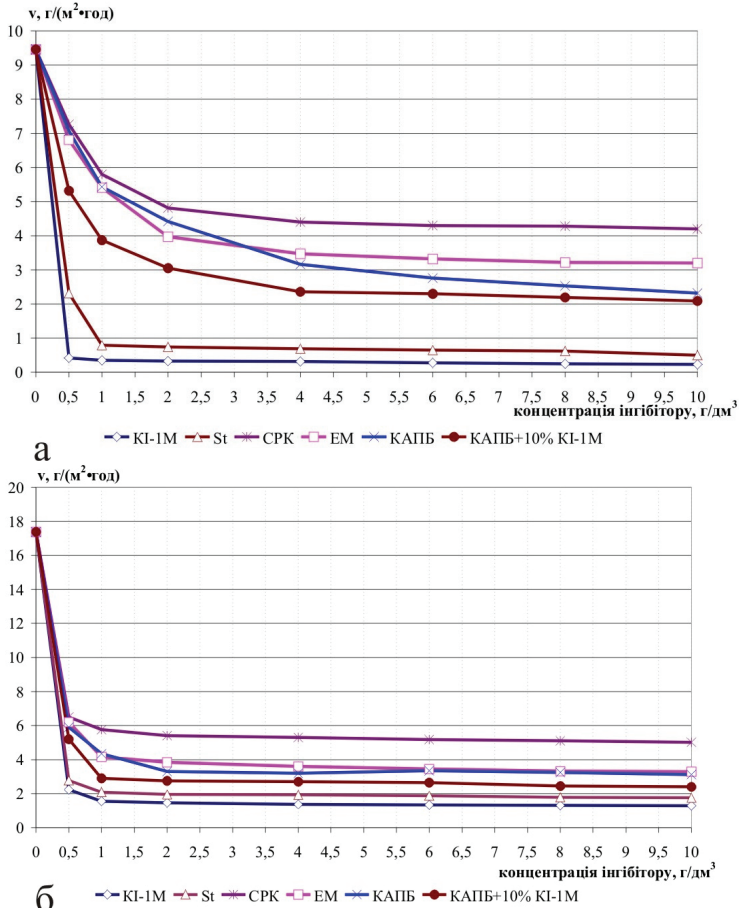
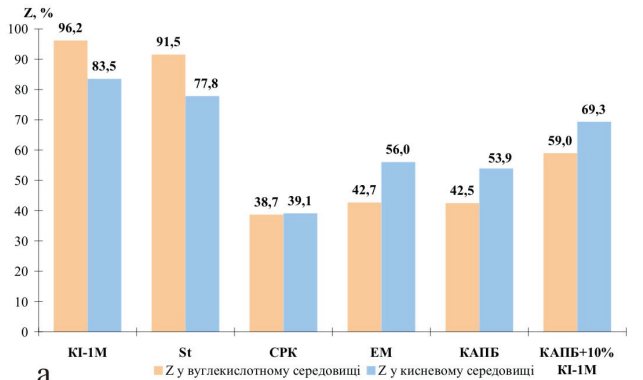
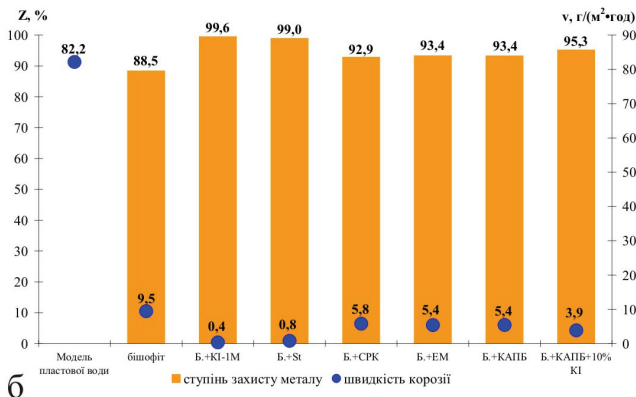


Рис. 2 – Залежність швидкості корозії сталі від концентрації ПАР у розчині бішофіту ($W_{MgCl_2} = 24\%$) ($T=80\text{ }^{\circ}C$, $3\text{ }г/дм^3$ CH_3COOH , $t = 2$ год, об'ємна частка конденсату 25 %): а) у вуглекислотному середовищі ($P_{CO_2} = 0,1$ МПа); б) у кисневому середовищі ($P_{O_2} = 0,1$ МПа).

Найвищий інгібіторний ефект в системах бішофіт – низькомолекулярні карбонові кислоти – вуглекислий газ/ кисень при вмісті реагентів у розчині 1 г/дм³ виявили ПАР KI-1M, St, відповідно 83,5-96,2% і 77,8-91,5% (рис. 3 а). Решта реагентів мають менший ступінь захисту при відповідній концентрації.



а



б

Рис. 3 – Захисна дія досліджуваних реагентів ($T = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t = 2$ год, $3\text{ г/дм}^3\text{ CH}_3\text{COOH}$, концентрація ПАР 1 г/дм^3 , об'ємна частка конденсату 25%):

а) поверхнево-активних речовин у розчині бішофіту ($w_{\text{MgCl}_2} = 24\%$) ($P_{\text{CO}_2/\text{O}_2} = 0,1\text{ МПа}$);

б) комплексних інгібіторів на основі бішофіту по відношенню до модельного середовища пластових вод ($P_{\text{CO}_2} = 0,1\text{ МПа}$).

Корозійно-агресивною фазою видобувного флюїду є пластова вода, що видобувається попутно, тому визначено ефективність комплексних систем (бішофіт 24 % $MgCl_2$ + ПАР 0,1 %) по відношенню до модельного середовища пластових вод. З отриманих даних видно (рис. 3 б), що розчин бішофіту гальмує процес вуглекислотної корозії. Всі досліджувані комплексні системи забезпечують ступінь захисту металу при температурі більше 90 °С.

Порівняльний аналіз отриманих даних вказує на доцільність застосування розчину бішофіту з масовою часткою $MgCl_2$ 24 % та добавкою інгібітору корозії КІ-1М 0,1 % для захисту промислових газопроводів від вуглекислотної корозії, оскільки ця система забезпечує ступінь захисту від корозії 99,6 % по відношенню до модельного середовища пластових вод.

Результати промислових випробувань на Кавердинському газоконденсатному родовищі підтвердили ефективність комплексної системи (розчин бішофіту з масовою часткою $MgCl_2$ 24 % та добавкою інгібітору корозії КІ-1М 0,1 %). Швидкість рівномірної корозії при постійній циркуляції інгібітору в системі не перевищила 0,01 мм/рік.

Досліджено вплив регентів на швидкість корозії сталі Р-110 та їх захисну дію у модельному середовищі пластових вод (розчин 0,5 М $NaCl$ + 3г/л CH_3COOH у дистильованій воді). Всі досліджувані ПАР у модельному середовищі пластових вод проявляють захисну дію більше 90 % із дозуванням 1 г/дм³ (рис. 3), що задовольняє вимоги нормативних документів до інгібіторів корозії та дозволяє рекомендувати їх до використання на газопромислових об'єктах.

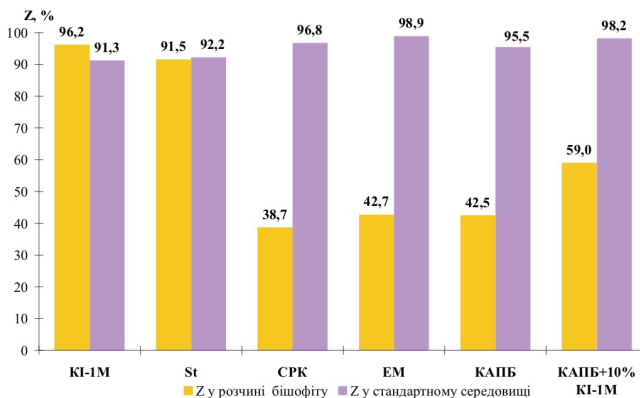


Рис. 4 – Ступінь захисту від корозії в розчинах бішофіту і модельному середовищі пластової води з масовою часткою ПАР 0,1 % ($t = 2$ год, $T = 80$ °С, $P_{CO_2} = 0,1$ МПа, 3 г/дм³ CH_3COOH , концентрація інгібіторів 1 г/дм³, об'ємна частка конденсату 25

Захисні властивості ПАР у бішофітному середовищі в 1,0-2,5 раза мають меншу ефективність (рис. 4). Особливо відчутно знижується захисна дія ПАР: СРК, ЕМ та КАПБ, у 2,2-2,5 раза. Реагент КІ-1М у розчинах бішофіту практично не змінює свою ефективність (збільшує у 1,1 раза). Ступінь захисту більше 90 % виявлено в присутності поверхнево-активних речовин St та КІ-1М. У зв'язку з цим, використання СРК, ЕМ та КАПБ доцільно для промислових газопроводів, які транспортують продукцію, де водне середовище є низькомінералізованим.

Таким чином, лабораторні експерименти з дослідження технологічних та протикорозійних властивостей інгібіторів корозії є важливою стадією при підборі інгібіторів корозії для конкретних систем і ділянок трубопроводів. Не зважаючи на складність точного відтворення технологічних умов корозії газопромислових трубопроводів на стадії лабораторних експериментів, за умови грамотного методологічного підходу до постановки експериментів, можна виявити реагенти, які задовольняють вимоги за своїми захисними і технологічними властивостями для захисту конкретного газопромислового об'єкту.

Слід відмітити, що лабораторне тестування є лише першим етапом на шляху вибору інгібітору – воно дозволяє відсіяти малоефективні і обрати найкращі для наступних стендових та дослівно-промислових досліджень. Лабораторне тестування проводиться в більш жорстких умовах, ніж реальні випробування (завищені концентрації CO_2 і O_2 , короткий час експозиції зразків), у зв'язку з чим ступінь захисту отримують заниженою порівняно з реальною.

Висновки:

1. Для зниження корозійної дії концентрованого розчину бішофіту на газопромислове обладнання Кавердинського газоконденсатного родовища підібрані інгібітори КІ-1М та St, ефективність інгібування яких у вуглекислотному та кисневому середовищі складає 83,5-96,2 % і 77,8-91,5 % відповідно. Результати промислових випробувань підтвердили ефективність комплексної системи – розчин бішофіту з масовою часткою MgCl_2 24 % та добавкою інгібітору корозії КІ-1М 0,1 %). Швидкість рівномірної корозії при постійній циркуляції інгібітору КІ-1М в трубопроводах не перевищила 0,01 мм/рік.

2. Катіоноактивні поверхнево-активні речовини КІ-1М, St, СРК та амфотерні поверхнево-активні речовини ЕМ та КАПБ ефективно захищають в середовищі, що моделює середовище пластових вод і забезпечують ступінь захисту від вуглекислотної корозії 91,2-98,9 %.

Література

1. Brzeszcz J. Corrosion inhibitors – application in oil industry / J. Brzeszcz, A. Turkiewicz // *Nafta-Gaz*. – 2015. – V. LXXI, № 2. – P. 67-75.
2. Osokogwu U. Evaluation of corrosion inhibitors effectiveness in oilfield production operations / Osokogwu U, Oghenekaro E. // *International Journal of Scientific & Technology Research*. – 2012. – V. 1, № 4. – P. 19-23.

3. Маркин А. Н. Исследование углекислотной коррозии в условиях осаждения солей / А. Н. Маркин, Н. Е. Легезин // *Защита металлов*. – 1993. – № 3. – С. 452-458.
4. Моисеева Л. С. Прогнозирование коррозионной агрессивности сред нефтяных и газовых скважин, содержащих CO_2 / Л. С. Моисеева, О. Д. Кукина // *Химическое и нефтяное машиностроение*. – 2000. – № 5. – С. 42-44.
5. Проблеми корозійної стійкості промислових трубопроводів / В. Ю. Чернов, В. Д. Макаренко, Є. І. Крижанівський [та ін.] // *Нафтова і газова промисловість*. – 2002. – № 6. – С. 42-44.
6. Маркин А. Н. О прогнозировании углекислотной коррозии углеродистой стали в условиях образования осадков солей / А. Н. Маркин // *Защита металлов*. – 1995. – № 5. – С. 394-400.
7. Шейн А. Б. Выбор эффективных ингибиторов кислотной коррозии для поддержания оптимальных значений технологических параметров в процессе кислотных обработок скважин / А. Б. Шейн, А. В. Денисова // *Вестник Удмуртского университета*. – 2004. – № 9. – С. 61-66, 21.

Dmytrenko V.I., c.t.s.

Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

THE RESEARCH TECHNOLOGICAL AND ANTICORROSIVE PROPERTIES CORROSION INHIBITORS IN BISCHOFITE SOLUTIONS AND MODELLING MINERALIZATION NATURAL WATERS

The selection questions of the corrosion inhibitors for protection of oil-field pipelines in article are considered. Results of research of technological and anticorrosive properties the corrosion inhibitors in the environments modelling trade environments are presented. The methodological approaches to selection of the corrosion inhibitors on a stage of laboratory experiments on an example Kaverdinsky hascondancate deposits are described.

Keywords: inhibitor, corrosion, bischofite, inhibition protection, natural gas.

Дмитренко В.И., к.т.н.

*Полтавский национальный технический университет
имени Юрия Кондратюка*

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫХ СВОЙСТВ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ В РАСТВОРАХ БИШОФИТА И МОДЕЛЬНОЙ СРЕДЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД

В статье рассмотрены вопросы подбора ингибиторов коррозии для защиты нефтепромысловых трубопроводов. Представлены результаты исследования технологических и противокоррозионных свойств ингибиторов коррозии в средах, моделирующих промышленные среды. На примере Кавердинского газоконденсатного месторождения описаны методологические подходы к подбору ингибиторов коррозии на стадии лабораторных экспериментов.

Ключевые слова: ингибитор, коррозия, бишофит, ингибиторная защита, природный газ.

Oleksii Severyn, PhD

Ukraine, Poltava

Poltava National Technical University

STANDARDIZATION SYSTEM IN NON-DESTRUCTIVE TESTING

The requirements of this standard are typically used in the accreditation of the inspection body. However, this standard is a good guide for the organization and implementation of the inspection process, even if accreditation is not required. In this article we present a special case of the standard during the non-destructive testing of welded joints of steel structures.

Introduction. The quality of products and services is of paramount importance in market conditions. Due to high competition and market saturation has undergone significant changes the requirements for the level of quality of services in the field of technical diagnostics and non-destructive testing. Individual components NK highly standardized. This includes, for example, standards such as the standardization of requirements for personnel NK-EN 473:2008, general procedural requirements of the standard for laboratories ISO / IEC 17025 standard that defines the requirements for bodies surveillance-ISO / IEC 17020 [1-3].

Problem statement. The collection of all relevant international standards clearly define the scope of how the activities should be organized in the field of NDT to its competence and quality of services are understood and accepted in most countries of the world.

Results. ISO / IEC 17020 - the current standard which specifies the basic requirements for bodies providing technical inspection of all types. It replaced the European standard EN 45004:1995. The requirements of this standard are typically used in the accreditation of the inspection body. However, this standard is a good guide for the organization and implementation of the inspection process, even if accreditation is not required. In this article we present a special case of the standard during the non-destructive testing of welded joints of steel structures.

Requirements for inspecting organizations to ISO 17020 are contained in 14 major sections, which include:

1. Administrative requirements: formally identifiable, have documentation describing the functions and ranges of competent work areas, liability insurance, bills to be subjected to independent scrutiny.

2. The requirements of independence, impartiality, integrity:
supervisory authority must be independent in accordance with the type of accreditation - A, B, C.

-
3. Privacy Policy.
 4. Organization and management - a permanent employee - technical manager with the requirements for education, training, technical knowledge and experience, is responsible for the control of compliance with this standard
 5. The quality system.
 6. Staff.
 7. Facilities and equipment.
 8. Control methods and procedures.
 9. Handling of samples and products for the control.
 10. Monitoring reports - minutes.
 11. Inspection records and certificates of inspection.
 12. Signing a contract with the subcontractor.
 13. Complaints and appeals.
 14. Cooperation with other inspection bodies.

The standard defines three types of inspection bodies, A, B and C.

The inspection body "Type A" is a legal entity, with relevant experience, equipment and qualified personnel and specializes in providing services for carrying out technical inspections as an independent, so-called "third party", in relation to the projecting organizations and manufacturers.

A controlling body type should be independent of the parties involved. The Supervisory Authority and its staff responsible for carrying out the control shall not have the organization, engaged in designing, manufacturing, supply, installation, purchase, possession, use or maintenance of controlled items, as well as, and should not be the official representative of any of those parties.

The Supervisory Authority and its staff shall not engage in any activity that may conflict with their independence in decision making and their integrity in the conduct of control. In particular, they should not be directly involved in the design, manufacture, supply, installation, use or maintenance of controlled items or of similar competing products.

All interested parties must have access to the services of the supervisory authority. There should be no illegal financial or other conditions. Methodological assistance must be impartial.

Most of the organizations on the provision of services by non-destructive testing, belong to this category of inspection bodies. For example, if you are using the standard EN 10204:2004 «Metal Products. Types of inspection documents », the presence of the inspection body is one of the two conditions, confirming the certificate that matches the category 3.2. [4].

The inspection body "Type B" is usually an independent department of the organization. Supervisory Authority, which is a separate and identifiable part of an organization involved in the design, manufacture, supply, installation, use or repair of products which it controls, and which was established to provide services for the control of its parent organization.

The Supervisory Authority must meet the following criteria:

A clear division of responsibilities of supervisory personnel and responsibilities of personnel in the other functions should be established by

organizational identification and the reporting methods of controlling body within the main organization.

The Supervisory Authority and its staff shall not engage in any activity that may conflict with their independence in decision making and their integrity in the conduct of control. In particular, they should not be directly involved in the design, manufacture, supply, installation, use or maintenance of controlled items or of similar competing products. Control services should be provided only to the organization to which the supervisory authority is included as part of the.

It also has the appropriate expertise, equipment and qualified personnel. Typically, it carries out an inspection of products produced by the organization itself. Typically it's quality control laboratory, which is physically part of the organization, but has its own leadership and independent from the departments involved in the design and direct production. If you use the standard EN 10204:2004, the inspection body shall issue a certificate of category 3.1. or one of two categories 3.2 parts certificate.

The inspection body "Type C" is part of the production department of the organization, is working on inspections in the production process and must meet the following criteria:

The Supervisory Authority shall ensure that within the organization the appropriate division of duties and responsibilities in the provision of services for the control with the help of organizational practices and written procedures. Supervisory Authority, which is involved in the design, manufacture, supply, installation, use or repair of products which it controls, or similar competing products, and can provide control services to other parties other than its parent organization.

The standard clearly defines the requirements for the organization and management of the inspection body. In the case where the body itself involved in the inspection or certification, its function should be strictly defined. If the certification functions should be separate from other functions, control functions can interfere with the inspection. In other words, the inspector may carry out work on non-destructive testing, but it can not participate in the certification process. The head of the inspection body must be an expert, constantly working in this body, with the appropriate expertise and experience. It is desirable that the head was level 3 qualification for NDT. Previous experience must have been gained in a company that produces, operate, or maintain the inspected facility. In the inspection body must be developed job descriptions for staff, which influences the quality of the work. These instructions should include training requirements, special training, technical knowledge and experience. It is therefore necessary to maintain and periodically update the information of the staff in terms of skills and experience to ensure compliance with the standard and the opportunity to demonstrate to potential clients the professional competence of the staff. Personnel involved in carrying out the inspection, should have 1 or Level 2 qualification for NDT. The inspection staff in their work to do professional opinion on the compliance of the inspected facility

requirements of the standard or specification. Therefore, in addition to specialized knowledge on how to conduct the inspection, the inspector should have a broad knowledge of the procedure for production and service sites inspected. This can be achieved by training in enterprises producing or using the facilities inspected. However, this requirement is usually ignored by inspection bodies in order to reduce costs. Certification of NDT carried out under the schemes acceptable to customers. In Russia, this certification in the United conformity assessment system of PB 03-440-02 RTN [5], the European market - EN 473 [1]. In Europe, there are guidelines that establish mandatory requirements at the state level to conduct the inspection, for example, the Directive PED 97/23/EC «equipment working under pressure". [6] In accordance with this directive staff carrying out the inspection with the use of non-destructive methods, must necessarily be certified to EN 473. When conducting inspections of trunk pipelines, staff must be certified by PB 03-440-02 (Russia) [5], or by ASNT SNT-TC-1A or EN 473 / ISO 9712 [1].

In the inspection body must also be appointed as a specialist in charge of quality control. Although ISO 17020 does not set specific requirements for education, training and experience of the expert, it is desirable that he had knowledge of non-destructive testing for the more conscious of their duties. However, it should be mandatory to be trained in quality management systems, such as passing the course of internal audit for ISO 9001.

Inspection bodies should have a quality management system which functions in accordance with ISO 9000. Desirable system certification in one of the internationally recognized certification bodies to demonstrate to potential customers the possibility to carry out quality inspection.

All equipment used by the inspection body, shall be clearly identified and properly serviced. Before using the gauges must be verified. Although the standard does not establish mandatory requirements for verification and calibration of equipment specialized accredited organizations, but it regulates the mandatory compliance with national or international standards for calibration. In connection with this calibration is preferred in independent accredited laboratories.

In the inspection body must be developed and approved methods and procedures for inspection. In the case of use as a non-destructive testing inspection methods can be applied to the EN or ISO, for example, EN 970 for the visual control [7], EN 1435 radiographed [8], EN 1714 and ultrasonic testing [9].

Of course, to be applied and national standards such as GOST 14782-86 for the ultrasonic method, GOST 7512-82 by radiographic method. Based on these standards can be developed form opinions on the non-destructive testing, including all control parameters.

If used unstandardized control technology requires that all the documents confirming the reliability of this technology (test results, etc.).

All the important information related to the inspection and control (detention, radiographic images and photographs) should be maintained in

accordance with established procedures. As an example, each officer must fill out a special magazine, which should reflect the results of the inspection. Magazine, as well as the results of the inspection shall be kept in the archives of the inspection body.

Conclusion. The standard ISO / IEC 17020 specifies that the results of the inspection are issued in documentary form. This document is called the "Inspection Report". In Annex A to EN 10204:2004 are the terms used in Europe for the inspection of documents. The inspection report must include: inspection and identification of the object or control, methods of inspection and control standards for acceptance of the results of the inspection and monitoring compliance with the results of the acceptance criteria and other requirements.

The standard establishes clear requirements in the event of subcontracting in various situations. An important requirement is to notify the customer that the work will be done subcontractor. Normally, it must be notified in advance for the period of the contract. In practice, the assessment of the competence of the subcontractor spend accreditation bodies.

References

1. Milovanović, B. and BanjadPečur, I. (2016). "Review of Active IR Thermography for Detection and Characterization of Defects in Reinforced Concrete." *Journal of Imaging*, 10.3390/jimaging2020011, 11.
2. Matovu, M., Farhidzadeh, A., and Salamone, S. (2016). "Damage assessment of steel-plate concrete composite walls by using infrared thermography: a preliminary study." *Journal of Civil Structural Health Monitoring*, 10.1007/s13349-016-0169-4, .
3. Kashif Ur Rehman, S., Ibrahim, Z., Memon, S., and Jameel, M. (2016). "Nondestructive test methods for concrete bridges: A review." *Construction and Building Materials*, 10.1016/j.conbuildmat.2015.12.011, 58-86.
4. Bergamo, O., Campione, G., Donadello, S., and Russo, G. (2015). "In-situ NDT testing procedure as an integral part of failure analysis of historical masonry arch bridges." *Engineering Failure Analysis*, 10.1016/j.engfailanal.2015.07.019, 31-55.
5. Schnebele, E., Tanyu, B., Cervone, G., and Waters, N. (2015). "Review of remote sensing methodologies for pavement management and assessment." *European Transport Research Review*, 10.1007/s12544-015-0156-6, .
11. Azari, H. and Nazarian, S. (2015). "Optimization of Acoustic Methods for Condition Assessment of Concrete Structures." *ACI Materials Journal*, 10.14359/51687301, .
12. Rumbayan, R. and Washer, G. (2014). "Modeling of Environmental Effects on Thermal Detection of Subsurface Damage in Concrete." *Research in Nondestructive Evaluation*, 10.1080/09349847.2014.933993, 235-252.
13. White, J., Hurlebaus, S., Shokouhi, P., Wittwer, A., and Wimsatt, A. (2014). "Noncontact techniques for monitoring of tunnel linings." *Structural Monitoring and Maintenance*, 10.12989/smm.2014.1.2.197, 197-211.

14. Washer, G.. 2014. *Nondestructive Evaluation Methods for Bridge Elements. BridgeEngineeringHandbook, Second Edition*301-336.

*Олексій Северин, к.т.н.
Україна, Полтава
Полтавський національний технічний університет
імені Юрія Кондратюка*

СИСТЕМА СТАНДАРТИЗАЦІЇ В НЕРУЙНІВНОМУ КОНТРОЛІ

В роботі визначено, що вимоги даного стандарту, як правило, використовуються в акредитації перевіряючого органу. Проте, цей стандарт є суттєвим індикатором для організації та здійснення процесу перевірки, навіть якщо акредитація не потрібна. У роботі представлено спеціальний випадок стандарту неруйнівного контролю зварних з'єднань сталевих конструкцій.

*Алексей Северин, к.т.н.
Украина, Полтава
Полтавский национальный технический университет
имени Юрия Кондратюка*

СИСТЕМА СТАНДАРТИЗАЦИИ В НЕРАЗРУШАЮЩЕМ КОНТРОЛЕ

В работе определено, что требования данного стандарта, как правило, используются в аккредитации проверяющими организациями. Тем не менее, этот стандарт является хорошим ориентиром для организации и осуществления процесса проверки, даже если аккредитация не требуется. В статье представлено специальный случай стандарта неразрушающего контроля сварных соединений стальных конструкций.

*Кулакова С. Ю., к.е.н., доцент
кафедри економіки підприємства та управління персоналом
Полтавського національного технічного університету ім. Юрія
Кондратюка*

ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ НОВОЇ ТЕХНІКИ ТА ТЕХНОЛОГІЙ НА ПІДПРИЄМСТВАХ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

***Анотація.** У статті розкрито вплив впровадження нової техніки та технологій науково на інноваційний розвиток нафтогазового комплексу і досліджено шляхи підвищення ефективності використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств. Сформовано концептуальні засади впровадження інноваційних рішень на основі науково-технічного прогресу, що забезпечують підвищення ефективності нафтогазовидобувних підприємств з врахуванням особливостей регіонального розвитку.*

***Ключові слова:** науково-технічний прогрес, нафтогазовий комплекс, інвестиційна діяльність, науково-технічний потенціал, інноваційний розвиток, технічне оновлення.*

Постановка проблеми. Найважливішим завданням сьогодення України для забезпечення її виживання як суверенної держави та повноцінної участі у міжнародних відносинах є вибір ефективної моделі розвитку, розроблення стратегії та системи національної безпеки, які мають бути адекватними геополітичній ситуації, що склалася. Важливе місце у вирішенні цих проблем займають питання створення умов для ефективної роботи та розвитку українського паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) [1].

Нафтогазова галузь країни, без перебільшення, є опорою всієї вітчизняної економіки. Рівень розвитку нафтогазової енергетики має визначальний вплив на стан економіки кожної держави, на вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя людей. Тому небезпідставно енергетичну незалежність завжди пов'язують з національною безпекою.

На сучасному етапі особливої актуальності набуває підвищення ефективності нафтогазового комплексу на основі впливу науково-технічного прогресу (НТП). Підвищення ефективності нафтогазових виробництв є неможливим без використання досягнень науково-технічного прогресу в галузі, удосконалення методів буріння, впливу на пласт, збільшення глибини видобутку запасів та впровадження інших прогресивних технологій видобутку нафти та газу, які дозволять зробити економічно доцільними використання важкодоступних запасів нафти та

газу. Тому для поступального розвитку галузі необхідно забезпечити не тільки достатнє фінансування геологорозвідувальних робіт з боку держави та з боку нафтогазових компаній, але й нарощення науково-технічного потенціалу нафтогазового сектору економіки.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. У працях вітчизняних і зарубіжних вчених Бажала Ю.М., Барановського М.І., Беця М.Т., Зайнутдінова Я.Б., Данилюка М.О., Кваші Я.Б., Клейнера Г.Б., Козоріза М.А., Лесюка В.С., Майданчика Б.І., Малишева Ю.М., Д. Морріса., Петровича М.Й., Ревуцького Л.Д., Тищенко В.Е., Г. Фанделя, Д. Хея, Штефаніча Д.А., та інших досліджуються питання ефективності роботи підприємств нафтогазового комплексу. Особливий інтерес викликають питання дослідження впливу науково-технічного прогресу на інноваційний розвиток нафтогазового комплексу. Однак, на даний час дослідження ефективності нафтогазовидобувних підприємств з врахуванням впливу науково-технічного прогресу та специфіки регіонального розвитку недостатньо вивчені. Додаткових досліджень потребують інноваційні процеси, що відбуваються на основі НТП, з врахуванням інвестиційної привабливості підприємств на регіональному рівні.

Основною метою даного дослідження є вивчення стану підприємств нафтогазового комплексу, пошуку шляхів підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств України.

Виклад основного матеріалу дослідження. Нафтогазовий комплекс – стратегічно важлива галузь економіки України. Він охоплює геологорозвідувальні, нафтогазовидобувні, нафто- та газотранспортні, нафто- та газопереробні підприємства. Економічна ефективність нафтогазовидобувних підприємств є вирішальним фактором соціально-економічного прогресу держави, забезпечення її енергетичної безпеки та політичної незалежності.

Незважаючи на високу ефективність галузі порівняно з іншими виробництвами, питання підвищення ефективності нафтогазовидобувних підприємств є вирішальним чинником зниження собівартості продукції галузі. Екстенсивні методи розвитку галузі вичерпали себе, адже запаси природних ресурсів поступово вичерпуються, суттєво зношені основні фонди потребують постійного технічного оновлення та значних капіталовкладень. З кожним роком зростають витрати на розвідку вуглеводнів, буріння свердловин та видобування нафти і газу. Зростання трудовитрат, а відповідно і собівартості продукції набули ще більшої актуальності у міру вичерпування легковидобувних запасів нафти і газу, які залягали на невеликих глибинах.

За відсутності нових родовищ нафти і газу, здатних достатньо задовольнити потреби України, на перший план висуваються проблеми, пов'язані з підвищенням ефективності розробки існуючих родовищ. Для вирішення зазначених проблем потрібно забезпечити:

– раціональне використання розвіданих запасів нафти та газу, розширене відтворення сировинної бази нафтовидобувної промисловості;

– ресурсо- й енергозбереження, скорочення втрат на всіх стадіях технологічного процесу під час підготовки запасів, видобутку, транспортування і переробки нафти та газу;

– поглиблення переробки нафти, комплексне вилучення і використання всіх попутних і розчинених у ній компонентів;

– розвиток газопереробної промисловості;

– формування і розвиток нових великих центрів видобутку нафти та газу, передусім, на шельфі Азовського та Чорного морів;

– розвиток і реконструкцію транспортної інфраструктури комплексу для підвищення ефективності транспортування нафти, газу і нафтопродуктів, її диверсифікованість за напрямками, способами і маршрутами постачань на зовнішні та внутрішні ринки; своєчасне формування транспортних систем у нових видобувних регіонах [2].

Проте за останні 20 років значно ускладнились умови будівництва свердловин, збільшилась глибина свердловин, тиски та температури порід, що розбурюються, що призвело до ускладнення конструкції свердловин, використання дорогого нафтогазового обладнання та високої вартості видобутку нафти і газу. Тому збільшення видобутку нафти і газу в Україні, щоб максимально забезпечувати національну економіку власною сировиною, можливе лише за умови широкого впровадження новітніх технологій для підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів з покладів та інтенсифікації видобутку нафти і газу (рис. 1). Це посилює значення у роботі нафтогазових підприємств науково-дослідних та експериментально-конструкторських робіт, здійснюваних у галузі на основі НТП.



Рис. 1. Основні проблеми нафтогазовидобувної компанії в залежності від стадії розробки родовища і доступні технології ПНП, що сприяють їх вирішенню

Проте створені вітчизняною наукою та практикою технології та технічні засоби розвідування та розроблення родовищ не отримують широкого практичного застосування. Україна суттєво відстає від закордонних нафтогазовидобувних держав за всіма основними показниками інноваційної діяльності. Інвестиції в основний капітал на одну тони видобутої нафти в провідних компаніях ТЕК у два рази менше, ніж в закордонних, звідки випливає, що необхідно більше уваги приділяти інноваційним процесам, новим технологіям у продовженні життєвого циклу родовищ, що перебувають на пізній стадії розроблення.

Хоча підсумки інвестиційного та інноваційного розвитку України останніх років засвідчують підвищення ролі цілеспрямованої державної політики, орієнтованої на підтримку цілісності інноваційного процесу – від наукової розробки до інвестування масового виробництва, їх результати все ще залишаються вкрай невисокими. На даний час за індексом інноваційного потенціалу Україна посідає 54 місце. У 2015 році у глобальному інноваційному рейтингу, який враховує комерційні результати інноваційної діяльності та активність урядів із підтримки інноваційної діяльності у власній державній політиці, Україна посіла 64 місце проти 63-го місця серед 143 країн у 2014 році.

На сьогодні небагато нафтогазовидобувних підприємств мають достатній науково-технічний потенціал для проведення власних досліджень та розробок. Науково-технічний комплекс нафтогазової компанії повинен орієнтуватись у своїй діяльності на потреби компанії в технологічному розвитку для вирішення її поточних та перспективних проблем. Водночас акцент доцільно робити не тільки на розроблення самих нових технологій, а і в більшій мірі на пошук об'єктів використання нафтогазовидобувними структурами нових технологій дорозробки родовищ, знання структури та місцезнаходження остаточних запасів нафти та газу.

В діяльності нафтогазовидобувних компаній оцінювання науково-технічного потенціалу є невід'ємною частиною оцінювання інноваційної політики компанії. Огляд праць вітчизняних авторів дозволяє зробити висновок, що єдиного універсального підходу до проведення такого оцінювання в науково-методичній літературі не сформувалось. У багатьох випадках для прогнозу ефективності методів інтенсифікації застосовується статистична обробка накопиченого досвіду проведення заходів. Визначаються свердловини з технологічними параметрами, ідентичними прогнозній свердловині, і на основі фактично проведених заходів розраховується ефект від їх проведення.

Вибір системи індикаторів, які відображають рівень науково-технічного потенціалу нафтогазовидобувних структур – складний та неоднозначний процес. Унікальність, різноманітність, висока невизначеність наукових результатів, досить часто неможливість визначити важливість та корисність наукового результату в момент його отримання, відсутність прямого зв'язку між витратами праці та результатами досліджень

ускладнюють кількісне вимірювання і співвідношення даних результатів та відповідно продуктивності діяльності окремих науково-технічних працівників та науково-технічних систем в цілому.

У нафтогазовій галузі фінансування науково-технічні розробок можна розглядати як інвестиції в інновації, а впровадження інновацій – як реалізацію інвестиційних проектів, що мають довгостроковий період отримання результатів. У зв'язку із цим в якості критеріїв оцінювання економічної ефективності можуть виступати класичні критерії оцінювання інвестиційних проектів, а саме чистий дисконтований потік (NPV), внутрішня норма рентабельності (IRR), термін окупності (PP) та індекс доходності (PI).

Найбільш розповсюдженим напрямками науково-дослідницьких робіт у нафтогазовій галузі є роботи, пов'язані із будівництвом горизонтальних свердловин, описом геологічного резервуара, інтенсифікацією видобутку, покращенням нафтогазовіддачі тощо. Більша частина наукових розробок пов'язана із отриманням додаткового обсягу видобутої продукції, що робить доцільним побудову оціночної системи наукового потенціалу компанії, регіону, галузі в цілому на даному показнику. Модель оцінювання науково-технічного потенціалу подана на рисунку 2.

Оцінка потенціалу нафтогазового комплексу включає рівні від технології (I рівень) до нафтогазової компанії та регіону. Отримані значення науково-технічного потенціалу підсумовуються та дають його кількісну оцінку в рамках всієї галузі.

Особливу увагу слід приділити алгоритму розрахунку науково-технічного потенціалу за рахунок окремо взятої технології, котрий включає і відбір пріоритетних технологій для подальшої реалізації, оскільки не всі наукові розробки на сьогоднішній день можуть бути економічно доцільними.

В нафтогазовій галузі вкладення в науково-технічні розробки можна розглядати як інвестиції, а впровадження інвестицій – як реалізацію інвестиційних проектів, що мають довгостроковий період отримання результатів. У зв'язку з цим в якості критеріїв оцінювання економічної ефективності можуть виступати класичні критерії оцінювання інвестиційних проектів, а саме накопичений дисконтований потік (NPV), внутрішня норма рентабельності (IRR), термін окупності (PP) та індекс доходності (PI).

Найбільш розповсюдженим напрямками науково-дослідницьких робіт в нафтогазовому комплексі є роботи, пов'язані із будівництвом горизонтальних свердловин, описом геологічного резервуара, інтенсифікацією видобутку, покращенням нафтогазовилучення, моніторингом промивної рідини при виробітку свердловини і т.д., що безпосередньо, на думку спеціалістів, призведе до покращення коефіцієнту нафтогазовилучення в середньому на 30%.

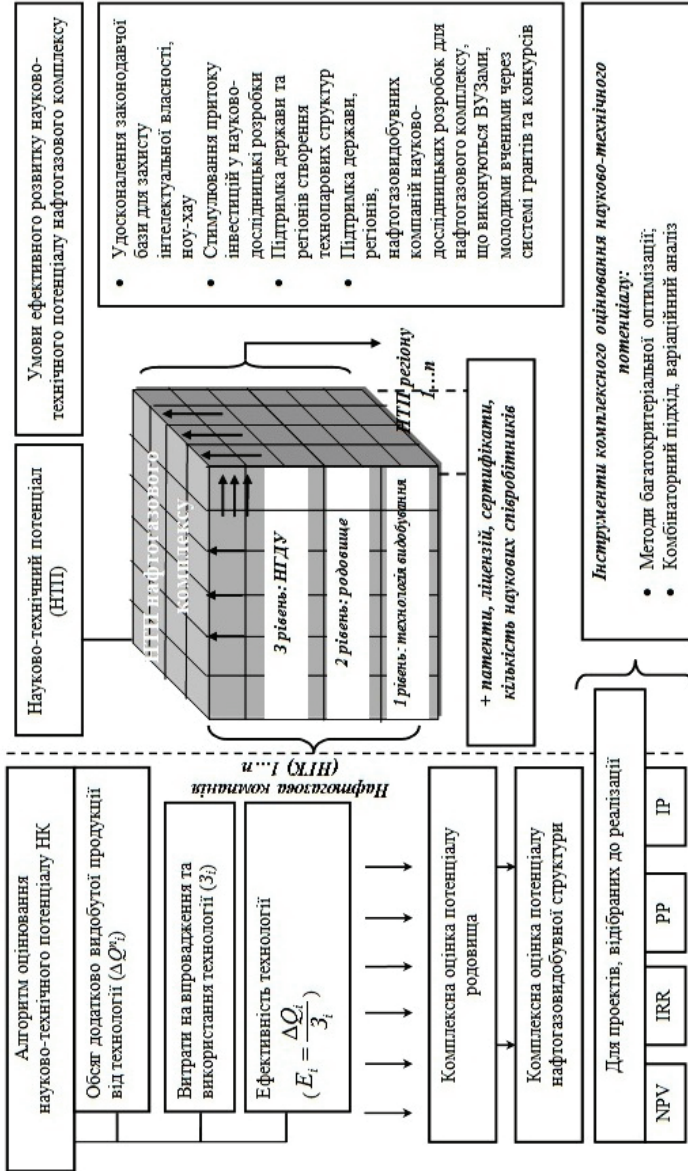


Рисунок 2 – Модель оцінювання науково-технічного потенціалу

Це далеко не весь перелік напрямків науково-дослідницьких робіт, що виконуються нафтогазовими компаніями самостійно або спільно зі спеціалізованими науково-дослідницькими структурами.

Для покращення ситуації у галузі необхідно створити цілісну систему комплексного розвитку нафтогазового комплексу з врахуванням сучасних світогосподарських тенденцій. Потрібно забезпечити сучасний інноваційний розвиток на основі впровадження нових технологічних рішень. Аналіз тенденцій розвитку нафтогазового комплексу зарубіжних країн засвідчує необхідність запровадження ефективного організаційно-економічного механізму, який буде сприяти інноваційно-інвестиційній політиці у нафтогазовому комплексі. Шляхом впровадження інноваційних заходів та сучасних технологічних процесів можна збільшити глибину видобутку нафти і газу, ступінь переробки нафти та очищення газу, покращити конкурентоспроможність нафтопродуктів та забезпечити завантаження вітчизняних нафтопереробних заводів, продовжити роботи з розвитку техніки і технологій неруйнівного контролю бурового обладнання. Вивчення зарубіжного досвіду підтверджує технічну можливість і технологічну ефективність застосування бокових горизонтальних стовбурів у діючих свердловинах, який ще не одержав належного подальшого розвитку в Україні. Застосовуючи цей прогресивний спосіб буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами і боковими горизонтальними стовбурами, можна використовувати потенціальні розвідані балансові запаси нафти. Резервів залишкової нафти в Україні багато, особливо на родовищах Прикарпаття, наприклад, у старому горизонті бориславського пісковика після 90-річної експлуатації на балансі налічується більше 10 млн.т залишкової нафти, де у старих свердловинах можна бурити бокові горизонтальні стовбури та одержувати підвищений дебіт [5].

Висновки. У контексті забезпечення енергетичної безпеки України пріоритетними з врахуванням розвитку НТП залишаються такі напрями:

- забезпечення енергетичними ресурсами економіки і соціальної сфери країни в об'єктивно необхідних обсягах та створення умов для формування і реалізації політики захисту національних інтересів у сфері енергетики;
- формування державної соціально спрямованої енергетичної політики щодо енергозабезпечення населення з врахуванням регіонального розвитку;
- зменшення шкідливого впливу об'єктів паливно-енергетичного комплексу на навколишнє середовище й населення відповідно до національних та міжнародних вимог;
- збільшення обсягів власного видобутку нафти і газу на основі інноваційних геофізичних технологій геологорозвідувальних робіт та створення сприятливих умов інвестиційної привабливості діючих та розробки нових родовищ;

– впровадження заходів енергозбереження та енергозберігаючих технологій у галузях економіки та соціально-побутовій сферах на основі впровадження досягнень НТП і покращення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів та формування світогляду економного енергоспоживання;

– вдосконалення управління та регулювання нафтогазовидобувного комплексу на засадах чіткого розмежування функцій органів державного управління, енергетичних компаній та споживачів енергоресурсів, створивши відповідні умови і правила функціонування об'єктів, запровадити справедливую конкуренцію на ринках енергоносіїв;

– розроблення і впровадження високоефективних технологій нафтогазовидобування та устаткування для виробництва, транспортування, розподілу і споживання енергоресурсів;

– підвищення надійності і рівня безпеки енергетичних об'єктів на довкілля та населення з метою запобігання екологічним катастрофам та зменшення рівня техногенного впливу на довкілля і людей.

Список використаних джерел

1. Ковалко М. П. *Технічний прогрес – на службу нафтогазовій галузі. [Електронний ресурс] / М. П. Ковалко. – К.: Аналітичні матеріали Мінпаливенерго. – 2005. – Режим доступу до журн. :www.naftogasinformatira.ua.*
2. Маруцак Л.І. *Технологічні й організаційні особливості нафтопереробних комплексів та їх вплив на методику обліку і контролінгу/ Л.І. Маруцак // Галицький економічний вісник. – Тернопіль. –2009.– №2.– С.146-154.*
3. Плячков І.М. *Стратегія розвитку нафтогазової промисловості [Електронний ресурс] / І.М. Плячкою. – К.: ІАЦ „Ліга”. – 2008. – 16 с. – Режим доступу до журн. : www.ligazakon.ua.*
4. Баб'як Л.В. *Стан і проблеми інноваційного розвитку підприємств нафтопереробної галузі / Баб'як Л.В., Мацяк О.М., Топмилко М.Я. // Вісник НУ „Львівська політехніка”. – Львів: Логістика. – 2009. – № 649. – С.8-12.*
5. *Питання реалізації Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010-2015 роки : Закон України від 5 квіт. 2011 р. №3186 // Урядовий кур'єр. – 2011. - 25 трав. – №93. – С. 9.*
6. Бакулін Є. *Компанія "Нафтогаз України": стратегічні пріоритети розвитку / Є. Бакулін // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – №6. – С. 4-7.*
7. Паршин О. *Державна цільова економічна програма енергоефективності на 2010-2015 роки / О. Паршин // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – №9. – С. 61-66.*

*S. Yu. Kulakova, Ph.D., Docent
of Department of Business Economics and Human Resources Management,
Poltava Yuriy Kondratyuk National Technical University, Poltava*

ECONOMIC ASPECTS INTRODUCTION OF NEW TECHNIQUES AND TECHNOLOGIES ON OIL AND GAS COMPANIES

Annotation. *The article explores the impact of scientific and technological progress and innovation development of oil and gas sector and study ways to improve the productive capacity of oil and gas companies. Formed the conceptual basis of the introduction of innovative solutions based on scientific and technological advances that provide more effective oil and gas companies, taking into account the peculiarities of regional development.*

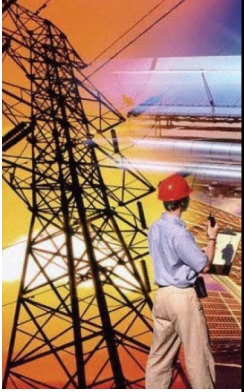
Keywords: *scientific and technological progress, the oil and gas sector, investment, scientific and technical building, innovative development, technical updates.*

*Кулакова С. Ю., к.э.н., доцент
кафедры экономики предприятия и управления персоналом
Полтавского национального технического университета им. Юрия
Кондратюка*

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВНЕДРЕНИЯ НОВОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Аннотация. *В статье раскрыто влияние внедрения новой техники и технологий научно на инновационное развитие нефтегазового комплекса и исследованы пути повышения эффективности использования производственных мощностей нефтегазодобывающих предприятий. Сформированы концептуальные основы внедрения инновационных решений на основе научно-технического прогресса, обеспечивающих повышение эффективности нефтегазодобывающих предприятий с учетом особенностей регионального развития.*

Ключевые слова: *научно-технический прогресс, нефтегазовый комплекс, инвестиционная деятельность, научно-технический потенциал, инновационное развитие, техническое обновление.*



**ЕНЕРГЕТИЧНІ
ВИКЛИКИ ХХІ СТ.
АЛЬТЕРНАТИВНІ
ВИДИ ПАЛИВА**

УДК 622.794

*Д.т.н. Білецький В.С., д.т.н. Круть О.А., д.т.н. Сергєєв П.В.
Полтавський національний технічний університет, м. Полтава,
Україна
Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, м. Київ,
Україна,
Донецький національний технічний університет, Україна*

АГРЕГАТИВНА СТІЙКІСТЬ ВИСОКОКОНЦЕНТРОВАНИХ ВОДОВУГІЛЬНИХ СУСПЕНЗІЙ ЯК АЛЬТЕРНАТИВНОГО ПАЛИВА

Показано, що в основу теорії висококонцентрованих водовугільних суспензій (ВВВС) може бути покладено аналіз енергетичного стану твердої фази ВВВС із застосуванням фундаментальних уявлень теорії агрегативної стійкості ліофобних дисперсних систем (теорії ДЛФО). На цій основі виконано аналіз енергетичного стану твердої фази ВВВС, що дозволяє пояснити природу явищ, які мають місце при зміні крупності і поверхневого потенціалу вугільних і мінеральних частинок, гідрофільно-гідрофобного балансу їх поверхні.

Ключові слова: теорія агрегативної стійкості ліофобних дисперсних систем (теорія ДЛФО), висококонцентрована водовугільна суспензія (ВВВС), водо-вугільне паливо (ВВП).

Постановка проблеми та стан її дослідження. В умовах дефіциту паливних ресурсів і зміни цінової політики щодо нафти та газу в Україні все актуальнішим стає збільшення частки вугілля у паливно-енергетичному балансі. Однією з перспективних технологій є використання в якості палива висококонцентрованих водовугільних суспензій (ВВВС). Вона, по-перше, дозволяє одержувати стійке транспортабельне водо-вугільне паливо (ВВП), яке може спалюватись в топках котлів без попереднього зневоднення. По-друге, ця технологія відрізняється суттєво більшою екологічною чистотою [1, 2].

Разом з тим сама висококонцентрована водовугільна суспензія являє собою складний об'єкт, який характеризується багатьма фізико-хімічними факторами, що визначають її агрегативну і седиментаційну стійкість та реологічні властивості. Прогнозування і контроль цих параметрів, як показала практика застосування ВВВС (зокрема, у рамках проекту «Белово-Новосибірськ») є вирішальними для впровадження водо-вугільного палива.

Високу стабільність і текучість суспензій обумовлюють їх тиксотропні властивості. Зокрема, в умовах турбулентних потоків обернена тиксотропна відновлюваність забезпечується, згідно теорії

ДЛФО, коагуляцією дисперсної твердої фази суспензії у положенні так званої “другої потенційної ями” на кривих “сумарна енергія взаємодії (E_c) – відстань між частинками (h)” [3-5].

Теоретичні основи тиксотропних рідинних систем базуються на основних положеннях колоїдної хімії, розроблених в роботах [3,4,6,7]. Теорія водовугільних суспензій наразі знаходиться на стадії накопичення емпіричного матеріалу і опрацювання робочих гіпотез [1-3,4,6,7, 11-14].

Метою цієї роботи є оцінка базисних властивостей ВВВС і тенденцій їх зміни з позицій сучасної теорії стійкості ліофобних дисперсних систем (теорії ДЛФО).

Виклад основного матеріалу досліджень.

1. Застосування теорії ДЛФО як теоретичної основи ВВВС

Основними факторами, які визначають поведінку вугільної частинки у коагульованій структурі є: крупність частинки, гідрофільно-гідрофобний баланс поверхні частинок, загальний та електро-кінетичний потенціал цієї поверхні. Характеристики коагульованої тиксотропної водовугільної системи в цілому визначаються “глибиною” E_{m2} та координатою h_{m2} другої енергетичної ями (рис. 1) [4].

Сумарна енергія E_c взаємодії двох сферичних частинок у рідині, згідно теорії ДЛФО, має дві складові – йонно-електростатичну E_e та молекулярну дисперсійну (Ван-дер-Ваальсову) E_d :

$$E_c(h) = 2\pi \cdot \epsilon_o \cdot r \cdot \phi^2 \cdot \ln[1 + \exp(-\chi \cdot h)] - \frac{A_r}{12h}, \quad (1)$$

де ϵ_o – абсолютна діелектрична проникність води ($\epsilon_o = 7,26 \times 10^{-10}$ Ф/м); r – радіус сферичних вугільних частинок, м; ϕ – потенціал дифузної частини подвійного електричного шару (ПЕШ) на поверхні вугільних частинок, В; χ – зворотний дебаївський радіус (обернене значення товщини дифузного шару δ), $\chi = 1/\lambda$, де λ – протяжність (довжина) дифузного шару ПЕШ (для більшості випадків $\lambda = 1 \times 10^{-8}$ м⁻¹); h – відстань між частинками твердої фази у суспензії; A_r – константа Гамакера, Дж.

Існування другої енергетичної ями кривої $E_c(h)$ обумовлюється тим, що крива $E_d(h)$ убуває за степенним законом, а $E_e(h)$ – за експоненціальним, тобто остання убуває швидше ніж $E_d(h)$ (див. рис. 1).

Розглянемо вплив зазначених вище факторів на характер кривої $E_c(h)$. Для цього задамося вихідними параметрами рівняння (1).

Область варіювання крупності (d) вугільних частинок прийнята 10-100 мкм, що відповідає основному раціональному діапазону крупності твердої фази ВВВС [1,2] і згідно [5] відповідає крупності грубодисперсних об'єктів колоїдної хімії. Зазначимо, що така позиція не бездоганна, але без сумніву має місце принаймні для частини тонких зерен вказаного діапазону крупності.

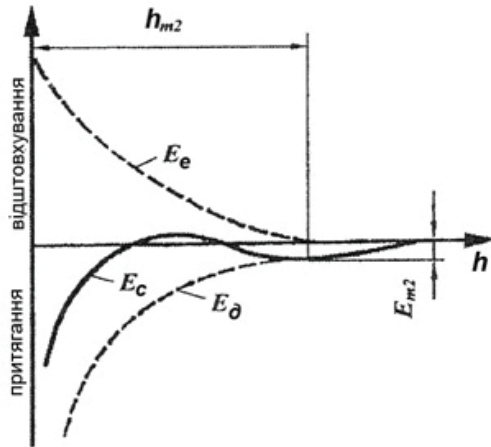


Рис.1 Криві потенційної енергії взаємодії двох частинок в залежності від відстані між ними

Область зміни загального потенціалу поверхні вугільних частинок за [8, 9] прийнято 20-100 мВ. Константа Гамакера (A_r) для гетерогенної вугільної поверхні, у зв'язку з різним гідрофільно-гідрофобним балансом, змінюється в межах $(0,5-3,5) \cdot 10^{-19}$ Дж [4].

На рис. 2а подані криві $E_c(h)$ для різних крупностей вугільних частинок, одержані за допомогою програми MathCAD при потенціалі $\phi = 100$ мВ і константі Гамакера $A_r = 3,5 \times 10^{-19}$ Дж.

Як видно, зі збільшенням крупності вугільних зерен збільшується енергетичний бар'єр відштовхування і одночасно зростає глибина "другої потенціальної ями". Перше відмічене явище – збільшення енергетичного бар'єру відштовхування – обумовлює зростання агрегативної стійкості, так як цей бар'єр перешкоджає потраплянню і незворотній коагуляції частинок в "першій потенціальній ямі".

Друге явище – збільшення глибини "другої потенціальної ями" – сприяє зростанню стабільності тиксотропної структури. Чим більша "глибина" цієї потенціальної ями, тим більша енергія взаємодії між частинками в обернених коагуляційних структурах і тим більша стійкість ВВВС.

Розглянемо вплив на енергетичний стан частинок ВВВС фактора гетерогенності вугільної поверхні. Ця гетерогенність (гідрофільно-гідрофобний баланс поверхні) в теорії ДЛФО оцінюється константою Гамакера (див. рівняння (1)).

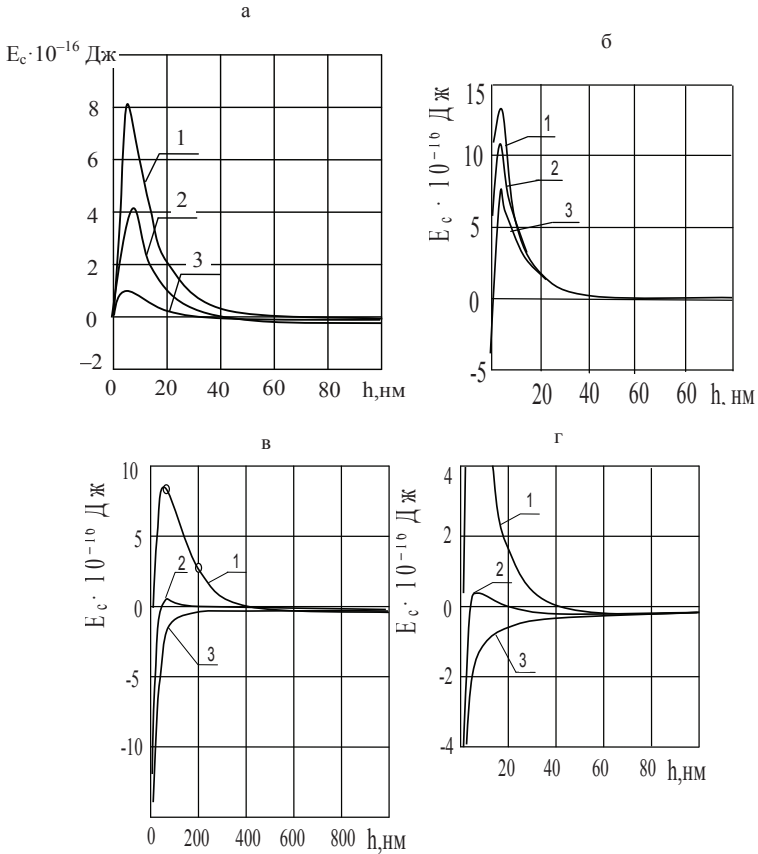


Рис.2 Аналітичні залежності $E_c(h)$ для вугільних частинок :
 а - крупністю: 1- 100 мкм; 2 – 50 мкм; 3 – 10 мкм.;
 б- при зміні гідрофільно-гідрофобного балансу поверхні вугільних частинок, константа Гамакера: 1 - $A_r = 0,5 \cdot 10^{-19}$ Дж; 2 - $A_r = 1,5 \cdot 10^{-19}$ Дж; 3 - $A_r = 3,5 \cdot 10^{-19}$ Дж;
 в, г- для потенціалу поверхні вугільних частинок : 1 - 100 мВ; 2 - 50 мВ; 3 - 20 мВ. (в – загально-оглядовий масштаб кривих; г - деталізований відносно осі E_c .

Як відомо [4] чим сильніше взаємодіє вугільна фаза з водою, тим менше константа Гамакера A_r . Це означає, що сили притягання між частинками дещо зменшуються. Тобто зростання значення константи A_r

відповідає збільшенню гідрофобних властивостей вугільної поверхні. Одержані нами аналітичні криві $E_c(h)$ $A_r = \text{var}$, $d_3 = 100$ мкм, $\varphi = 100$ мВ підтверджують що тезу і показують (рис. 2б), що збільшення гідрофобних властивостей вугільних частинок приводить до деякого зменшення висоти енергетичного бар'єру відштовхування і, відповідно, зменшення агрегативної стійкості ВВВС.

На рис. 2в,г подані криві $E_c(h)$ при зміні сумарного потенціалу поверхні вугільних частинок в межах 20-100 мВ при крупності зерен вугілля $d_3 = 100$ мкм і константі Гамакера $A_r = 3,5 \times 10^{-19}$ Дж.

Аналіз одержаних кривих показує, що збільшення потенціалу вугільної поверхні приводить до появи і збільшення енергетичного бар'єру відштовхування. Цей бар'єр з'являється при $\varphi \approx 50$ мВ. При $\varphi < 50$ мВ водовугільна суспензія агрегативно нестійка. Її зерна під дією дисперсійних Ван-дер-Ваальсових взаємодій незворотно коагулюють між собою і суспензія розшаровується.

При $\varphi > 50$ мВ спостерігається два характерних ефекти. По-перше, суттєво зростає висота енергетичного бар'єру відштовхування, що відповідно збільшує агрегативну стійкість ВВВС. По-друге, координата другої енергетичної ями h_{m2} зміщується вправо. Це призводить до збільшення відстані між вугільними частинками, які фіксуються у другій потенційній ямі тиксотропної структури. Наслідком цього є збільшення для вугілля з відносно великим поверхневим потенціалом частки води в складі ВВВС (і відповідно зменшення концентрації в ній твердої фази).

2. Вплив на тиксотропні властивості ВВВС мінеральної складової

Проаналізуємо вплив на тиксотропні властивості висококонцентрованих водних суспензій мінеральної складової твердої фази.

За даними [10] мінеральна складова енергетичного вугілля Донбасу, що може бути використане для приготування ВВВС, в основному представлена монтморилонітом, каолінітом, гідролітою та кварцом.

Зауважимо, що у ВВВС як тиксотропної структури, можна виділити декілька видів контактних взаємодій: „вугільне зерно – вугільне зерно”, „мінеральне зерно – мінеральне зерно”, „вугільне зерно – мінеральне зерно”. Відповідні ланцюжки і просторові структури цих зерен можуть утворювати локальні характерні зони в тиксотропній структурі ВВВС. Зони представлені тільки контактними взаємодіями типу „вугільне зерно – вугільне зерно розглянуті нами вище. Розглянемо тепер випадок контактних взаємодій типу „мінеральне зерно – мінеральне зерно”.

Для цього задамося вихідними параметрами рівняння (1). Область варіювання крупності (d) мінеральних частинок прийнята 1-10 мкм, що відповідає реальному діапазону крупності мінеральної компоненти ВВВС [5]. Область зміни загального потенціалу поверхні мінеральних частинок за [11, 12] прийнято 40-200 мВ. Значення константи Гамакера (A_r) для гідрофільної мінеральної поверхні за [12] можна прийняти в межах $(0,2-2,0) \cdot 10^{-19}$ Дж.

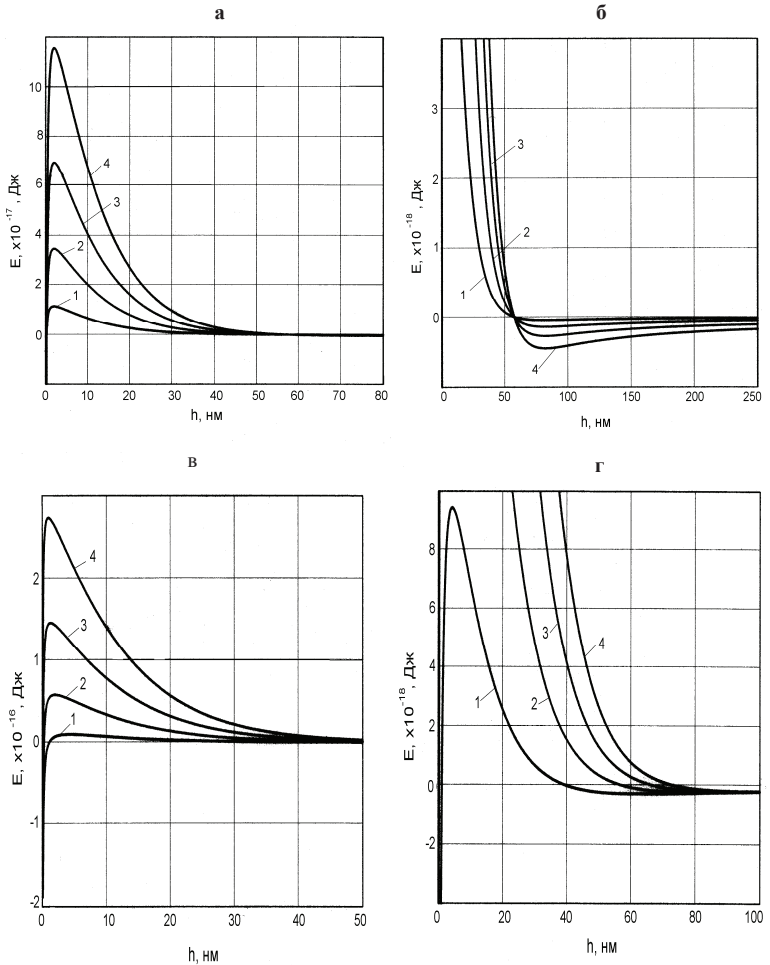


Рис. 3 Аналітичні залежності $E_c(h)$:
 а,б - при крупності мінеральних частинок: 1 – 1 мкм; 2 – 3 мкм; 3 – 6 мкм; 4 – 10 мкм; (а – загально-оглядовий масштаб кривих; б – деталізований відносно осі E_c);
 в,г - при зміні потенціалу поверхні мінеральних частинок в межах 50-200 мВ: 1 – 50 мВ; 2 – 100 мВ; 3 – 150 мВ; 4 – 200 мВ. (в – загально-оглядовий масштаб кривих; г – деталізований відносно осі E_c).

Зворотний дебаївський радіус χ згідно [12] не залежить від густини поверхневого заряду і потенціалу поверхні зерна, а є лише функцією заряду йонів ПЕШ і їх концентрації. Товщина дифузного шару ПЕШ для мінеральних зерен у воді за даними [12] знаходиться в межах $\delta = 1-1000$ нм. Відповідно зворотний дебаївський радіус χ варіює в межах 10^9-10^6 м⁻¹.

На рис. 3а,б подані криві $E_c(h)$ для різних крупностей частинок при потенціалі $\phi = 100$ мВ і константі Гамакера $A_r = 1 \cdot 10^{-19}$ Дж.

Як видно, зі збільшенням крупності мінеральних зерен збільшується енергетичний бар'єр відштовхування і одночасно зростає глибина "другої потенціальної ями". Перше відмічене явище – збільшення енергетичного бар'єру відштовхування – обумовлює зростання агрегативної стійкості, так як цей бар'єр перешкоджає потраплянню і незворотній коагуляції частинок в "першій потенціальній ямі". Друге явище – збільшення глибини "другої потенціальної ями" – сприяє зростанню стабільності тиксотропної структури мінеральної суспензії. Чим більша "глибина" цієї потенціальної ями, тим більша енергія взаємодії між частинками в обернених коагуляційних структурах і тим більша стійкість суспензії мінеральних частинок.

Відмічені закономірності аналогічні встановленим нами для вугільних частинок, тобто вони мають універсальний характер для всієї твердої фази ВВВС. Разом з тим, в реальних умовах, внаслідок меншої крупності мінеральних зерен і меншого значення константи Гамакера, яка віддзеркалює фізико-хімічні властивості твердої поверхні речовини, висота енергетичного бар'єру відштовхування мінеральних частинок суттєво менша, ніж для вугільних зерен ВВВС (від декількох разів до 10). Це обумовлює їх більшу схильність до незворотної коагуляції у першому енергетичному мінімумі.

На рис. 3в,г подані криві $E_c(h)$ при зміні сумарного потенціалу поверхні мінеральних частинок в межах 50-200 мВ при крупності зерен $d_s = 5$ мкм і константі Гамакера $A_r = 1 \cdot 10^{-19}$ Дж.

Аналіз одержаних кривих показує, що збільшення потенціалу мінеральної поверхні приводить до появи і збільшення енергетичного бар'єру відштовхування. Цей бар'єр, так само як і для вугільних зерен, з'являється при $\phi \approx 50$ мВ. При $\phi < 50$ мВ мінеральна суспензія агрегативно нестійка. Її зерна під дією дисперсійних Ван-дер-Ваальсових взаємодій незворотно коагулюють між собою і мінеральна суспензія розшаровується.

При $\phi > 50$ мВ як і у випадку пари „вугільне зерно – вугільне зерно” для розглядуваної пари „мінеральне зерно – мінеральне зерно” спостерігається два характерних ефекти. По-перше, суттєво зростає висота енергетичного бар'єру відштовхування, що відповідно збільшує агрегативну стійкість мінеральної суспензії. По-друге, координата другої енергетичної ями h_{m2} зміщується вправо. Це призводить до збільшення відстані між мінеральними частинками, які фіксуються у другій

потенційній ямі тиксотропної структури. Наслідком цього є збільшення для мінеральної компоненти з відносно великим поверхневим потенціалом частки води в складі суспензії (і відповідно зменшення концентрації в ній твердої фази).

Одержані дані показують, що тенденції поведінки кривих $E_c(h)$ при зміні сумарного потенціалу поверхні мінеральних і вугільних частинок однакові. Для прийнятих реальних умов ВВВС у випадку мінеральних частинок висота енергетичного бар'єру відштовхування у порівнянні з вугільними зернами при рівних значеннях потенціалу поверхні зменшується приблизно на порядок. Тобто, ще раз підтверджується, що мінеральна суспензія більш схильна до незворотної коагуляції в першому енергетичному мінімумі.

Корисним є також аналіз впливу на енергетичний стан мінеральної суспензії природи частинок, які її складають. Відмінність у речовинному складі мінеральної компоненти суспензії у теорії ДЛФО оцінюється константою Гамакера.

Як відомо [4] чим сильніше взаємодіє мінеральна фаза з водою, тим менше константа Гамакера A_r , тобто сили притягання між частинками суспензії зменшуються. Зростання значення константи A_r відповідає збільшенню гідрофобних властивостей мінеральної поверхні. Одержані нами аналітичні криві $E_c(h)$ при зміні A_r у діапазоні $(0,2-2,0) \cdot 10^{-19}$ Дж а також $d_z = 5$ мкм, $\phi = 100$ мВ підтверджують цю тезу і показують, що збільшення гідрофобних властивостей мінеральних частинок приводить до деякого зменшення висоти енергетичного бар'єру відштовхування і, відповідно, зменшення агрегативної стійкості мінеральної суспензії.

Як видно з рис. 4, збільшення константи Гамакера супроводжується зростанням глибини другого енергетичного мінімуму, тобто зростання імовірності та міцності фіксації мінеральних частинок суспензії у другому потенційному мінімумі.

Таким чином, спостерігаються дві протилежні тенденції впливу природи мінеральної речовини на характеристики суспензії. З одного боку при зростанні A_r знижується агрегативної стійкість суспензії до незворотної коагуляції, а з іншого – зростають тиксотропні властивості мінеральної суспензії (утворення просторової „сітки” мінеральних зерен, фіксованих у другій потенційній ямі).

Зауважимо, що друга тенденція переважає над першою, а саме при одних і тих же умовах збільшення глибини другої потенційної ями складає близько 10 раз, а зменшення висоти потенційного бар'єру відштовхування – тільки 1,5 рази.

Відмічена суттєва різниця у поведінці мінеральних зерен різної природи у другій потенційній ямі підтверджується даними емпіричних досліджень [10]. Тобто речовинний склад мінеральної компоненти ВВВС є окремим фактором впливу на тиксотропні характеристики водовугільної суспензії.

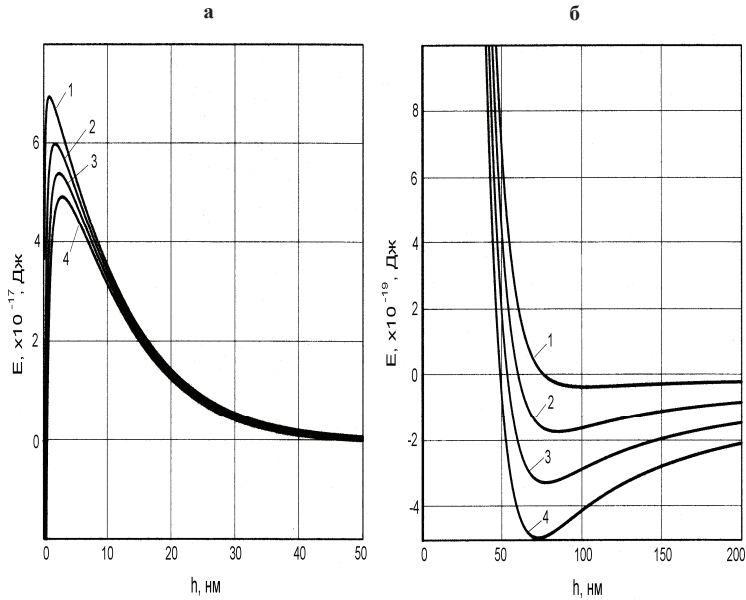


Рис. 4. Аналітичні залежності $E_c(h)$ при зміні константи Гамакера для мінеральних частинок: 1 – $A_r = 0,2 \cdot 10^{-19}$ Дж; 2 – $A_r = 0,8 \cdot 10^{-19}$ Дж; 3 – $A_r = 1,4 \cdot 10^{-19}$ Дж; 4 – $A_r = 2,0 \cdot 10^{-19}$ Дж. (а – загально-оглядовий масштаб кривих; б – деталізований відносно осі E_c).

ВИСНОВКИ

1. Застосування теорії ДЛФО для аналізу енергетичного стану твердої фази висококонцентрованих водовугільних суспензій є перспективним інструментом вивчення цього об'єкту і може бути покладено в основу теорії ВВВС. Зокрема, застосування теорії ДЛФО дозволяє пояснити природу явищ, які мають місце при зміні крупності і поверхневого потенціалу вугільних і мінеральних частинок, гідрофільно-гідрофобного балансу їх поверхні.

2. Як показує виконаний аналіз одержаних нами енергетичних кривих $E_c(h)$, при відносно малих поверхневих потенціалах вугільних частинок ($\phi < 50$ мВ) водовугільна суспензія агрегативно нестійка.

3. Збільшення потенціалу частинок грубодисперсних колоїдних систем в області $\phi > 50$ мВ приводить до збільшення агрегативної стійкості водовугільних суспензій. Разом з тим, для вугілля з поверхневим потенціалом $\phi > 50$ мВ спостерігається збільшення відстані між вугільними

частинками при їх фіксації у “другій потенціальній ямі” енергетичних кривих $E_c(h)$, що обумовлює збільшення частки води в складі ВВВС.

4. Зростання гідрофобності вугільної поверхні приводить до деякого зменшення агрегативної стійкості ВВВС.

5. Речовинний склад мінеральної компоненти ВВВС є окремим фактором впливу на тиксотропні характеристики водовугільної суспензії.

Перспективним напрямком подальших досліджень є аналіз механізму агрегативної стійкості висококонцентрованих водовугільних суспензій у динамічних умовах.

Література

1. Делягин Г.Н. Водоугольные суспензии – новый вид энергетического топлива // *Строительство трубопроводов*. – 1989. – № 8. – С.9-12.
2. Круть О.А. Водовігільне паливо. – К.: Наукова думка, 2002. – 172 с.
3. Урьев Н.Б. Физико-химические основы технологии дисперсных систем и материалов. М.: Химия, 1988. – 256 с.
4. Новый справочник химика и технолога. Электродные процессы. Химическая кинетика и диффузия. Коллоидная химия. Санкт-Петербург: НПО "Профессионал", 2006. – 900 с.
5. Урьев Н.Б. Высококонцентрированные дисперсные системы. М.: Химия, 1980. – 320 с.
6. Ефремов И.Ф. Периодические коллоидные структуры. Ленинград: Химия, 1971. – 192 с.
7. Дерягин Б.В. Теория устойчивости коллоидов и тонких пленок. – М.: Наука, 1986. – 206 с.
8. Саранчук В.И., Айруни А.Т., Ковалев К.Е. Надмолекулярная организация, структура и свойства угля. – К.: Наукова думка, 1988. – 192 с.
9. Зубкова Ю.Н., Родин Д.П., Кучер Р.В. Исследование электрокинетических свойств ископаемых углей // *Химия твердого топлива*. – 1973. № 4, С. 16-19.
10. Исследование влияния содержания минеральных примесей на реологические свойства водоугольных суспензий / А.Т. Елишевич, Н.Г. Корженевская, В.Г. Самойлик, С.Л. Хилько // *Химия твердого топлива*. – 1988. - №5. – с. 130-133.
11. G. Papachristodoulou, O. Trass. Coal slurry fuel technology // *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. Volume 65, Issue 2 April 1987. Pages 177–201. DOI: 10.1002/cjce.5450650201
12. G. Ganeshan, D. Panda, Effect of Oil Viscosity on Rheology of Coal-Oil Mixtures, *International Journal of Coal Preparation and Utilization*, 2016. DOI: 10.1080/19392699.2016.1153471
13. David J. Marchand, Alexander Abrams, Brennan R. Heiser, Yongkwang Kim, Juhoe Kim, Seong H. Kim, Rheological modifiers for petroleum coke-water slurry, *Fuel Processing Technology*, 2016, 144, 290. doi:10.1016/j.fuproc.2016.01.011
14. Jian-zhong Liu, Rui-kun Wang, Fu-yan Gao, Jun-hu Zhou, Ke-fa Cen, Rheology and thixotropic properties of slurry fuel prepared using municipal wastewater sludge and coal, *Chemical Engineering Science*, 2012, 76, 1. doi:10.1016/j.ces.2012.04.010

*V.S. Biletsky, Dr. Eng., O.A. Krut, Dr. Eng., P.V. Sergeev, Dr. Eng.
Poltava National Technical University, Donetsk, Ukraine
Coal Power Technology Institute of the National Academy of Sciences,
Kyiv, Ukraine
Donetsk National Technical University, Donetsk, Ukraine*

AGGREGATIVE STABILITY OF HIGHLY LOADED COAL-WATER SLURRIES AS AN ALTERNATIVE FUEL

It is demonstrated that the theory of highly loaded coal-water slurries (HLCWS) may be underpinned by an analysis of the energy state of the HLCWS solid phase with the use of basic assumptions of the aggregative stability theory of lyophobic dispersion systems (DLVO theory). Accordingly, an analysis of the energy state of the HLCWS solid phase was performed, which allows to clarify the nature of phenomena taking place with changes to the size and surface potential of coal and mineral particles as well as hydrophilous-hydrophobous balance of their surface.

Keywords: aggregative stability theory of lyophobic dispersion systems (DLVO theory), highly loaded coal-water slurries (HLCWS), coal-water fuel (CWF).

*Д.т.н. Белецкий В.С., д.т.н. Круть А.А., д.т.н. Сергеев П.В.
Полтавский национальный технический университет, г. Полтава,
Украина
Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, г. Киев,
Украина.,
Донецкий национальный технический университет,
г. Красноармейск, Украина*

АГРЕГАТИВНАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ВЫСОКОКОНЦЕНТРИРОВАННЫХ ВОДОУГОЛЬНЫХ СУСПЕНЗИЙ КАК АЛЬТЕРНАТИВНОГО ТОПЛИВА

Показано, что в основу теории высококонцентрированных водоугольных суспензий (ВВУС) может быть положен анализ энергетического состояния твердой фазы ВВУС с применением фундаментальных представлений теории агрегативной устойчивости лиофобных дисперсных систем (теории ДЛФО). На этой основе проведен анализ энергетического состояния твердой фазы ВВУС, что позволяет объяснить природу явлений, которые имеют место при изменении крупности и поверхностного потенциала угольных и минеральных частиц, гидрофильно-гидрофобного баланса их поверхности.

Ключевые слова: теория агрегативной устойчивости лиофобных дисперсных систем (теория ДЛФО), высококонцентрированная водоугольная суспензия (ВВУС), водо-угольное топливо (ВУТ).

УДК 66.011:66.040:622.691.2

*М.М. Педченко, к.т.н. доц.
Полтавський національний технічний університет
імені Юрія Кондратюка
Н.М. Педченко
Харківський національний університет
імені В.Н. Каразіна*

ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ ЗАСТОСУВАННЯ РІДИННО-ГАЗОВОГО ЕЖЕКТОРА З ПОДОВЖЕНОЮ КАМЕРОЮ ЗМІЩУВАННЯ В ЯКОСТІ РЕАКТОРА ГІДРАТОУТВОРЕННЯ

Виконано аналіз відомих конструкцій контактних пристроїв для утворення газових гідратів. Обгрунтовано можливість застосування водо-газових ежекторів з подовженою камерою зміщування в якості реакторів гідратуутворення. Запропоновано спосіб і принципову схему установки для виробництва газового гідрату.

Ключові слова: гідратуутворення, газовий гідрат, контактний пристрій, ежектор, теплоперенос, масопередача.

Постановка проблеми і стан її дослідження. Проблема раціонального використання ресурсів вуглеводневих газів залишається актуальною для нафтогазовидобувної галузі країни. Передусім це стосується технологій накопичення, транспортування та зберігання ресурсів попутного нафтового газу, шахтного метану, природного газу малодобітних та малих родовищ.

Перспективним напрямком вирішення проблеми є впровадження технології, заснованої на здатності молекул води і газу утворювати відносно стійкі структури – газові гідрати.

Дослідження показали, що газові гідрати у відповідних умовах достатньо довгий час залишаються у стабільному стані і можуть використовуватись для транспортування газу на значні відстані [1].

Газові гідрати – це тверді кристалічні з'єднання типу $M \cdot nH_2O$, що утворюються при певних термобаричних умовах із води і низькомолекулярних газів, із розміром молекул у межах 3,8...9,2 Å. За зовнішнім виглядом вони схожі на сніг чи лід. Газові гідрати відносяться до клатратних сполук або сполук включення [2 – 4], оскільки молекули газів («гості») вбудовуються в молекулярні порожнини льодоподібного каркаса («господаря»), утвореного молекулами води за допомогою водневих зв'язків. В 1 м³ газогідрату може утримуватися 160 м³ метану за нормальних умов [5, 6]. Процес утворення газогідрату ендотермічний, а

розкладання – екзотермічний. Теплота розкладання гідрату метану ($\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) на газ і рідку воду складає 54,2 кДж/моль [7].

Однак процес гідратоутворення, що лежить в основі газогідратних технологій, потребує інтенсивного зв'язування значних обсягів газу в газогідратну форму. Його ефективність і рівень технічної досконалості контактних пристроїв для здійснення процесу визначають економічні показники технології і якість цільового продукту.

Мета праці: проаналізувати сучасний стан і тенденції розвитку технологій виробництва штучного газогідрату; обґрунтувати параметри процесу; запропонувати перспективний спосіб гідратоутворення та його апаратне забезпечення

Дослідження багатьох авторів показали [8], що у загальному вигляді швидкість росту гідратів можна виразити через співвідношення

$$r = \alpha \Delta T^\beta, \quad (1)$$

де r – швидкість поглинання газу при гідратоутворенні; α і β – константи, значення яких залежать від енергії на перемішування компонентів системи.

У системі «чиста вода – газ» основний ріст гідратів відбувається на міжфазовій поверхні «вода – газ» навколо зародків кристалізації. Це так званий поверхнево-плівковий ріст гідратів. Радіальна швидкість росту плівки гідрату на поверхні контакту «вода – газ» в реакторі без перемішування складає сотні мкм/с. Після перекриття вільної поверхні води кіркою гідрату, швидкість гідратоутворення різко зменшується. Подальший ріст гідратів визначається дифузійною водою і газу до фронту гідратоутворення через кірку гідрату. Такий механізм росту гідратів отримав назву об'ємно-дифузійного [9].

Після утворення гідратної плівки і перекриття нею усієї вільної міжфазової поверхні «вода – газ», процес гідратоутворення різко сповільнюється. Це пов'язано із тим, що у таких умовах ріст гідрату лімітується дифузійною молекулами води і газу через його плівку. Наприклад, радіальна швидкість росту плівки гідрату метану й етану на вільній поверхні «вода – газ» становить 0,05 – 0,7 мм/с і залежить від величини переохолодження і тиску [9, 10]. Проте, відразу після покриття всієї міжфазової поверхні шаром гідрату, швидкість потовщення плівки (осьова швидкість росту гідратів) складає 1 – 3 мм/год і далі з часом експоненціально сповільнюється практично до нуля [9, 3].

Для продовження процесу росту газових гідратів необхідне руйнування кірки гідрату і постійне оновлення міжфазної поверхні «вода – газ». Це зазвичай досягається шляхом перемішування вмісту реактора.

Пристрої для виробництва штучних гідратів відрізняються між собою способами створення міжфазного контакту «вода – газ»: розпиленням води в газову фазу; введенням газу у рідку фазу шляхом барботування; комбінованим способом уводу реагентів. Під час розпилення на межі

контакту «газ – вода» відбувається гідратування за таким механізмом [11]:

- 1) утворення зародка газогідрату на межі «газ – вода»;
- 2) краплі вкриває кірка газогідрату товщиною до 0,04 мм;
- 3) кірка потовщується до 0,24 мм і вода капілярами гідрату піднімається до газової фази (швидкість процесу різко падає). Оскільки рідина мало стискується, то зовнішній тиск газу не може розламати кірки. Таким чином, частина води (причому досить значна) захоплюється гідратом. Її важко вилучити або зв'язати у газогідрат.

Під час барботування газу до рідини гідратною кіркою укриваються бульбашки [12]. Оскільки газ стисливий, то в такому випадку проявляється «ефект яйця»: кірка під дією тиску зламиться всередину. Навколо утворених частинок кірки формується гідрат. Отже, при такому способі гідратування кількість захопленої води є значно меншою. Захоплення гідратними структурами бульбашок газу в кінцевому рахунку призводить до покращення якості отриманої продукції.

Більшість відомих досліджень газових гідратів у основному зосереджені на вивченні механізму їх утворення і дисоціації [13, 14]. При цьому їх результати показали, що ці процеси відбуваються досить повільно. Утворення гідратів у лабораторних умовах зазвичай займає від 6-ти годин до декількох днів і тижнів. На рис. 1 показана зміна швидкості споживаються газу в процесі гідратування з часом [15].

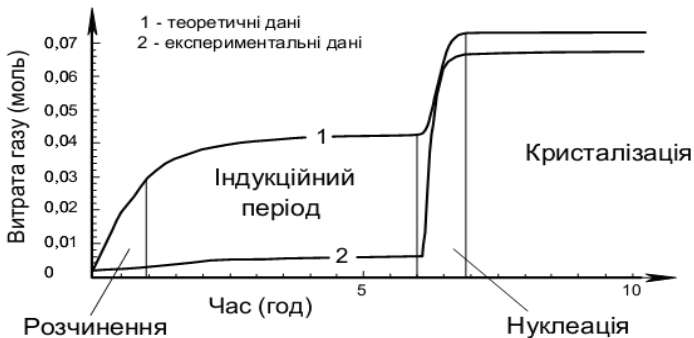


Рисунок 1 – Порівняння теоретичних і експериментальних даних кінетики гідратування [15]

Розробка промислово прийнятної процесу виробництва газових гідратів потребує значного (до кількох секунд) скорочення тривалості його етапів. Як показано вище, збільшення площі контакту води і газогідрату є одним із критичних факторів прискорення процесу гідратування. Крім

того, для здійснення інтенсивного і безперервного процесу гідратування необхідно безперервно видаляти тепло, що виділяється.

У роботі [16] проблему збільшення площі контакту фаз «газ – рідина» вирішують шляхом подрібнення води на краплі малого діаметру за допомогою форсунок оригінальної конструкції та її подачі в атмосферу газу. При цьому, як стверджують автори, проблему захоплення вільної води при утворенні на краплях щільної гідратної кірки вони вирішили шляхом отримання крапель мікронного розміру.

У роботі [17] було досліджено кінетику утворення гідрату на поверхні краплі води в атмосфері газу та на поверхні газової бульбашки в об'ємі рідини (при температурах і тисках гідратування). Зафіксовано, що гідратна кірка на краплі починає утворюватись від основи (нержавіючої сталеві трубки) і поширюється вниз (гравітація). У подальшому вся відкрита поверхня вкривається гідратною кіркою. Утворення гідрату на поверхні зануреної у воду газової бульбашки відбувається, починаючи з її верхньої частини і поширюється вниз по зовнішній поверхні, протягом декількох секунд.

Процес утворення гідрату в об'ємах краплі води та газової бульбашки після утворення на їх поверхні щільної гідратної кірки значно сповільнюється або практично припиняється. На те, що гідратна кірка створює бар'єр, який перешкоджає контактуванню між газом і водою, показано також у [18, 19].

Таким чином, основними умовами інтенсивного виробництва штучного газогідрату є створення в реакційній зоні установки максимального міжфазного контакту (газу і води) та відповідних термобаричних умов. При цьому важливим є ефективне відведення теплоти гідратування.

Організація безперервного технологічного процесу в промислових масштабах потребує постійного виведення з реакційної зони і установки отриманого цільового продукту (газогідратної маси). При цьому газогідратна решітка може заповнюватись молекулами газу неповністю, а значна кількість води захоплюється у склад газогідрату. Її видалення є не завжди ефективним. У той же час, у результаті захоплення рідиною, бульбашки газу покриваються гідратною кіркою, яка легко руйнується. Тому для виробництва газогідрату із мінімальним вмістом води доцільно вводити газ до об'єму води. Але проблемою цього способу є зменшення розміру бульбашок і подовження часу їх знаходження у рідині.

Основним елементом установок для виробництва газогідрату є реактори - контактні пристрої для утворення газових гідратів. Однак той факт, що на даний момент у світі створено тільки декілька установок напівпромислового виробництва газогідратів, говорить про недосконалість існуючих технічних рішень для виконання вищезазначених умов.

Аналіз інформації стосовно пристроїв для виробництва газогідратів показує, що більшість запропонованих конструкцій реакторів мають

досить значні розміри і являють собою ємності для високого тиску зі складним допоміжним обладнанням (мішалки, розпилювачі, барботажні пристрої, пристрої для виведення продукції, системи охолодження та ін.).

Поряд з тим, останніми роками розширилися межі застосування струминних апаратів для здійснення тепломасообмінних процесів. Так, для створення міжфазного контакту застосовують рідинно-газові ежектори. Не поступаючись за інтенсивністю масопереносу системам із механічними мішалками, вони не містять рухомих елементів і складного приводу, а параметри процесу легко регулюються зміною витрати циркулюючої рідини [20]. Можливість розширення сфер застосування струминних апаратів, а саме рідинно-газових, обґрунтовано в роботах [21, 22]. Так, наприклад, рідинно-газові струминні апарати з подовженою камерою змішування запропоновано використовувати в конструкції струминних абсорберів і флотаційних установок. У результаті досліджень було показано можливість створення за допомогою рідинно-газових струминних апаратів відповідної конструкції значної площі міжфазного контакту, що повністю задовольняє вимогам процесу абсорбції [23].

Виходячи з того, що створення максимального контакту фаз є однією з основних умов процесу гідратування, враховуючи важливість абсорбційної складової в цьому процесі і можливість використання струминних апаратів за прямим призначенням (як пристроїв перекачування матеріальних потоків і підвищення їх тиску), можна зробити висновок про доцільність використання рідинно-газових струминних апаратів з подовженою камерою змішування в якості пристроїв для гідратування.

Як зазначено вище, для виробництва газогідрату із мінімальним вмістом води доцільно вводити газ в об'єм води, але проблемою є зменшення розміру бульбашок і подовження часу їх знаходження у рідині.

Таким чином, застосування у складі газогідратної установки такого контактної пристрою дозволить вирішити, як мінімум, проблему введення газу до об'єму води у вигляді достатньо дрібних бульбашок. (При цьому питання впливу довжини камери змішування на швидкість тепломасопереносу, при гідратуванні за надзвичайно малий проміжок часу (у порівнянні із відомими даними про швидкість процесу), повинно стати предметом подальших експериментальних досліджень.)

Також передбачається, що подовжена камера змішування, крім усього іншого, виконуватиме функцію зони турбулентних пульсацій, де бульбашки газу, у процесі утворення навколо них гідратної кірки, піддаються змінній деформації. При цьому відбуватиметься постійне руйнування кірки за рахунок «ефекту яйця». Утворена таким способом водогазогідратна суміш міститиме мінімальну кількість захоплених гідратом крапель води. Це спростить виконання наступних технологічних операцій сепарації і осушення.

На рис. 2 представлено схему установки для виробництва газогідрату на основі водо-газового ежектора [24].

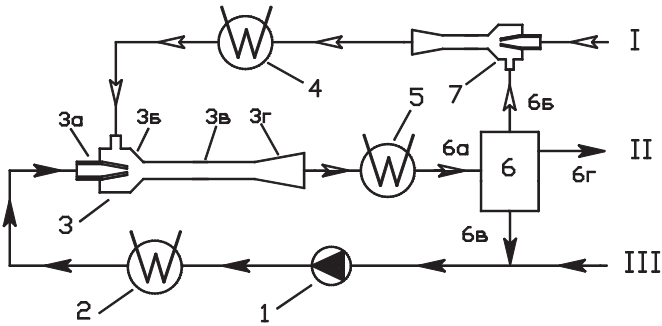


Рисунок 2 – Схема установки виробництва газогідрату на його основі водо-газового ежектора з подовженою камерою змішування: 1 – насос подачі води; 2, 4 – теплообмінники; 3 – ежектор із подовженою камерою змішування; 3,а – сопло; 3,б – конфузур; 3,в – камера змішування; 3,г – дифузур; 5 – теплообмінник «труба в трубі»; 6 – трьохфазний сепаратор; 7 – газо-газовий ежектор; потоки: I – газ; II – газогідрат; III – вода

Установка працюватиме наступним чином.

Вода після насоса 1 під тиском 12 – 18 МПа охолоджується в теплообміннику 2 до температури 273 К, надходить у сопло 3,а струминного апарата 3. Газ під тиском 0,5 – 8,0 МПа виконує роботу по стисненню газу рецирку із сепаратора 6 в ежекторі 7, охолоджується до температури 258 – 270К і надходить у конфузур 3,б ежектора 3. У результаті взаємодії потоків, при їх активному контактуванні в камері змішування 3,в ежектора 3, відбувається зв'язування переважної кількості газу в газогідрат та підвищення температури потоку на виході з дифузора за рахунок виділення теплоти гідратуотворення і перетворення частини енергії потоку в теплову. Утворена суміш води, газу і газогідрату з ежектора 3 надходить до однопотокowego кожухотрубного теплообмінника 5, де відбувається її незначне охолодження, укрупнення гідратних структур за рахунок їх коагуляції і початкове фазове розділення. Із теплообмінника 5 суміш надходить у сепаратор 6, де відбувається її розділення на газогідрат, газ і воду. Із сепаратора 6 виводиться відсепарована газогідратна маса (потік II), вода і газ. При цьому, потік відсепарованої води йде на рецикл разом із потоком води підживлення (потік III) через насос 1, а газ – на рецикл через ежектор 7.

Висновки.

1. Встановлено, що конструкції відомих установок виробництва газогідрату і реакторів гідратуотворення потребують подальшого удосконалення своїх техніко-економічних показників.

2. У результаті проведеного аналізу відомих конструкцій контактних пристроїв, особливостей газових гідратів та процесу гідратуотворення,

встановлено, що вимогу створення якісного контактування фаз можуть задовольнити пристрої на основі струминних апаратів. Серед них найбільш перспективними з точки зору простоти, надійності, ефективності та максимального врахування особливостей газових гідратів є рідинно-газові ежектори з подовженою камерою змішування.

3. Запропоновано спосіб і схемне рішення установки для виробництва газогідрату

4 Предметом подальших експериментальних досліджень повинно стати питання впливу довжини камери змішування на ефективність тепломасопереносу в процесі гідратоутворення.

Література

1. Gudmundsson J.S. Storing Natural Gas as Frozen Hydrate/J.S. Gudmundsson, M. Parlactuna, A.A. Khokhar // *SPE Production & Facilities*. – 1994. – Vol. 9 No.1 (Feb.). – P.69 –73.
2. Бык С.Ш. Газовые гидраты / С.Ш. Бык, В.И. Фомина. – М.: ВИНТИ, 1970. – 126 с.
3. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недрa, 1985. – 232 с.
4. Требин Ф.А. Добыча природного газа / Ф.А. Требин, Ю.Ф. Макогон, К.С. Басниев. М.: Недрa, 1976. – 368 с.
5. Якушев В.С. Современное состояние газогидратных технологий. Обз. инф. / В.С. Якушев, Ю.А. Герасимов, В.Г. Квон, В.А. Истомин. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 88 с.
6. Макогон Ю.Ф. Природные гидраты: открытие и перспективы / Ю.Ф. Макогон // *Газовая промышленность*. – 2001. – №5. – С. 10 – 16.
7. Результаты первых экспериментальных определений теплот разложения гидратов природного газа / Н.В. Черский, А.Г. Гройсман, Л.М. Никитина, В.П. Царев. – Доклад АН СССР. – 1982. – Т. 265. – № 1. – С. 185 – 189.
8. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев. – М.: Недрa, 1992. – 236 с.
9. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недрa, 1974. – 208 с.
10. Freer E.M. Methane hydrate film growth kinetics / E.M. Freer, M.S. Selim, E.D. Sloan // *Fluid Phase Equilib.* – 2001. – Vol. 185. – P. 65 – 75.
11. Natural Gas Hydrate and Growth on Suspended Water Droplet / [D.L. Zhong, D.P. Liu, Z.M. Wu, L.Zhang] // *Proceeding of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008), Vancouver, British Columbia, CANADA, July 6 – 10, 2008*. – 11 p.
12. Gumerov N.A. Dynamics of bubbles in conditions of gas hydrate formation / N.A. Gumerov, G.L. Chahine // *8th International Offshore and Polar Engineering Conference, Montréal, Canada, May 24 – 29, 1998*. – 11 p.

13. Sloan E.D. *Clathrate Hydrates of Natural Gases* / E.D. Sloan., C. Koh., 3rd Edition; CRC Press, Taylor & Francis Group, LLC: Boca Raton, FL, USA, 2008.
14. Taylor C.E. *Advances in the Study of Gas Hydrates* / C.E. Taylor, J.T Kwan // Kluwer Academic / Plenum Publishers: – New York, NY, USA, – 2004.
15. Chacin M.C.G. *Phenomenological modeling of hydrate formation and dissociation. In Advances in the Study of Gas Hydrates* / M.C.G. Chacin, R.G. Hughes, F. Civan, C.E Taylor // Kluwer Academic/Plenum Publishers: – New York, NY, USA. – 2004. – P. 27–38.
16. Welander P. *Designing and optimizing gas/liquid reactions for: Environmental processes/chemical reactions/heat transfer* / P. Welander, T.L. Vincent. // *Brochure from Exhibition at the Chem Show.* – New York – NY, USA. – 1999.
17. Brown. T.D. *Rapid Gas Hydrate Formation Processes: Will They Work?* / T.D. Brown, C.E. Taylor, M. P. Bernardo // *Energies.* – 2010. – Vol. 3, – P. 1154 – 1175.
18. Mori Y.H., Mochizuki T. *Mass transport acrossclathrate hydrate films—A capillary permeation model* / Y.H. Mori, T. Mochizuki // *Chem. Eng. Sci.* – 1997. – Vol. 52, 3613–3616.
19. Kobayashi I. *Microscopic observations of clathrate-hydrate films formed at liquid/liquid interfaces. I. Morphology of hydrate films* / Ito Y, Kobayashi, Y.H. Mori // *Chem. Eng. Sci.* – 2001. – Vol. 56. – P. 4331 – 4338.
20. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. *Струйные аппараты* / Е.Я. Соколов Н.М. Зингер – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, – 1989. – 352 с.
21. Блазнов А.Н. *Малогобаритные абсорберы на основе струйных аппаратов/ Прикладные аспекты совершенствования химических технологий и материалов: Материалы Всероссийской научно-практической конференции. Часть 2* /А.Н. Блазнов, Д.В. Чащиков, В.А. Куничан // – Бийск, БТИ АлтГТУ им. Ползунова: Изд-во АлтГТУ, 1998, С. 181 – 185.
22. *Массообмен и поверхность контакта фаз в кожухотрубном струйно-инжекционном абсорбере*/ В.Н. Лепилин, А.Г. Новоселов, В.Б. Тишин, С.Х. Ибрагимов. – ЖПХ, 1986. – №10. – С. 2203 – 2208.
23. Блазнов А.Н.сов Ю.Н, Куничан В.А. *Использование жидкостно-газовых струйных аппаратов для интенсификации массообмена* / *Материалы II Всероссийской научной конференции «Химия и химическая технология на рубеже тысячелетий»*/ А.Н. Блазнов, Ю.Н. Денисов, В.А. Куничан // – Томск: Изд-во ТПУ, 2002. – Т. 2. – С. 255 – 257.
24. Пат. України на винахід № 105208 Застосування рідинно-газового струминного апарата з подовженою камерою змішування як контактного пристрою для утворення газових гідратів / Педченко Л.О., Педченко М.М.; заявник і власник патенту Педченко М.М. – № а 2011 11349; опубл. 25. 04. 2014; Бюл. № 8.

UDC 66.011:66.040:622.691.2

*M.M. Pedchenko, PhD, Associate Prof.
Poltava National Technical Yu.Kondratuk University
N.M. Pedchenko
Kharkiv National V.N. Karazin University*

**SUBSTANTIATION OF PERSPECTIVES OF USE OF
LIQUID-GASEOUS EJECTOR WITH THE EXTENDED CELL
OF MIXING AS REACTOR OF THE FORMATION OF GAS
HYDRATES**

The analysis of the known constructions of contact devices for formation gas hydrates is executed by the authors. Possibility of use of liquid-gaseous ejectors with the extended cell of mixing as a reactor of formation of gas hydrates is substantiation. A method and principle scheme of installation for the production of gas hydrate are offered in the article.

Keywords: formation of gas hydrates, gas hydrate, contact device, ejector, heat conduction, mass transfer.

УДК 66.011:66.040:622.691.2

*М.М. Педченко, к.т.н. доц.
Полтавский национальный технический университет
имени Юрия Кондратюка
Н.М. Педченко
Харьковский национальный университет
имени В.Н. Каразина*

**ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ ПРИМЕНЕНИЕ
ЖИДКОСНО-ГАЗОВОГО ЭЖЕКТОРА С УДЛИНЕННОЙ
КАМЕРОЙ СМЕШЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ РЕАКТОРА
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ**

Авторами выполнен анализ известных конструкций контактных устройств для образования газовых гидратов. Обоснованна возможность применения водо-газовых эжекторов с удлиненной камерой смешения в качестве реакторов гидратообразования. Предложены способ и принципиальная схема установки для производства газового гидрата.

Ключевые слова: гидратообразование, газовый гидрат, контактное устройство, эжектор, теплоперенос, массопередача.

ДЛЯ ПОТАТОК

ББК 33.361-5-02я7

Б61

Нафтогазова інженерія. Число 1: науково-технічний збірник – Київ-Полтава: Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Видавництво БВЛ. 2016. – 237 с.

ISBN 978-617-7332-03-8

Статті науково-технічного збірника праць «Нафтогазова інженерія» (число 1) підготовлені на основі доповідей Всеукраїнської науково-технічної конференції «Нафтогазова інженерія», присвяченої 20-річчю кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка .

Наукове видання

НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ

Науково-технічний збірник

Число 1

Комп'ютерна верстка

Ткаченко М.В.

Обкладинка

Матвієнко А.М.

Відповідальний за випуск
і редактор

Білецький В.С.

Підп. до друку 18.05.2016. Формат 60x84 1/16.
Папір офсет. Друк різнограф.
Ум. друк. арк. 14,88. Обл.-вид.арк. 21,95
Наклад. 100 прим. Зам. №56

Видавництво БВЛ, м.Київ