

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 621.642.37

СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ БУДІВНИЦТВА ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ

Р.М. Говдяк

ТОВ «ІК «Машекспорт», Україна, 04655, м. Київ, Кудрявський узвіз, 7,
тел. (044) 4980273, e-mail: office@ik-te.com

Розглянуто перспективу будівництва сучасних підземних сховищ природного газу у кам'яній солі. Результати аналізу свідчать про переваги підземних сховищ у солі порівняно зі сховищами у пористих структурах: менші терміни будівництва та введення в експлуатацію, відсутність втрат газу, менші об'єми буферного газу, хороша маневреність та можливість залпової видачі великих об'ємів газу. Перспективним є будівництво підземних сховищ в кам'яних солях Закарпатського соленосного басейну дасть змогу підвищити надійність транзиту газу в Європу, а також проводити комерційні операції по додаткових поставках при піковому попиті, реверсі газу з Європи при спотовій торгівлі газом компаній в умовах європейського газового ринку.

Ключові слова: підземне сховище, газовий ринок, спотова торгівля, кам'яна сіль.

Рассмотрена перспектива строительства современных подземных хранилищ природного газа в каменной соли. В результате анализа показаны преимущества подземных хранилищ в соли по сравнению с хранилищами в пористых структурах: меньшие сроки строительства и ввода в эксплуатацию, отсутствие потерь газа, меньшие объемы буферного газа, хорошая маневренность и возможность залповой выдачи больших объемов газа. Перспективно строительство подземных хранилищ в каменных солях Закарпатского соленосного бассейна, которое позволит повысить надежность транзита газа в Европу, а также проводить коммерческие операции по дополнительным поставкам при пиковом спросе, реверсе газа из Европы при спотовой торговле газом компаниями в условиях европейского газового рынка.

Ключевые слова: подземное хранилище, газовый рынок, спотовая торговля, каменная соль.

The perspective of modern underground natural gas storages building in salt rock has been considered. The analysis results show the following advantages of underground storages in salt compared to storages in porous structures: smaller construction and commissioning time, no gas leakage, smaller buffer gas volumes, good maneuverability, and ability of salvo issuing of large gas volumes. Construction of underground storages in salt rocks of the Transcarpathian Basin is perspective because it will provide an opportunity to improve the reliability of gas transit to Europe and conduct commercial transactions under conditions of extra supplies during peak demand, gas reverse from Europe under conditions of spot gas trading with companies at the European gas market.

Key words: underground storage, gas market, spot trading, salt rock.

Газотранспортна система України (ГТС) має одну з найпотужніших у світі систем підземних сховищ газу (ПСГ), що є важливим показником і фактором надійності постачання природного газу. Сьогодні вона складається з 13 ПСГ в так названих «пористих структурах» - вироблених в нафтогазових родовищах (11) і водоносних пластах (2).

ПСГ в Україні були введені в експлуатацію, в основному, в кінці 60-х – середині 80-х років 20-го століття для забезпечення надійності як внутрішнього газопостачання, так і експорту російського природного газу в Європу [1].

Максимальна добова продуктивність 13 експлуатованих ПСГ становить 254 млн. м³ (проектна – 393 млн. м³). Загальний обсяг ПСГ – 62,3 млрд. м³, активний об'єм – понад 32 млрд. м³. Встановлена потужність дотискних КС – близько 540 МВт.

Слід зазначити, що Україна посідає перше місце у світі за співвідношенням активного об'єму ПСГ і обсягу власного споживання газу – близько 40%, тоді як в Росії – 15%, Італії – 26%, Франції – 29%.

Система українських ПСГ, будучи невід'ємною частиною ГТС, може виконувати наступні функції:

- закачування і зберігання газу протягом весняно-літнього періоду з метою видачі його в осінньо-зимовий період українським споживачам;

- закачування і зберігання транзитного газу ВАТ «Газпром» і газу європейських споживачів;

- створення резерву для додаткової подачі газу споживачам у разі екстремального пониження температури або в разі аномально холодних зим;

- балансування газу в газотранспортній системі;

- створення оперативного та довгострокового страхового запасу на випадок переривання газопостачання та інших екстремальних ситуацій у зв'язку з аваріями, стихійними лихами і т.п. [3].

Технічні характеристики ПСГ наведено в таблиці 1.

Стабільна робота українських ПСГ підтримується завдяки комплексу профілактичних, діагностичних і ремонтних робіт.

З метою міжнародного співробітництва в галузі транспортування енергетичних матеріалів і продуктів в 1998 р. Україна приєдналася до європейського Договору про Енергетичну Хартію, основні положення якого стосуються транзиту енергоносіїв, це [2,3].

Приєднання України до Договору енергетичної Хартії та вступ до енергетичного співтовариства країн Південно-Східної Європи дасть змогу їй взяти участь у впровадженні цільової моделі газового ринку ЄС, яка є заключною стадією процесу лібералізації європейського ринку природного газу. Відповідно до цієї моделі в ЄС планується створити в остаточному підсумку єдину наднаціональну мережу поставок газу з вільною конкуренцією між постачальниками і повністю ринковим ціноутворенням за принципом спотових угод, тобто короткострокових біржових угод на постачання наявних у продавця об'ємів газу [4]. Для цього Україні насамперед необхідно модифікувати своє газове законодавство за європейським зразком.

Прикладом диверсифікації поставок природного газу в Україну по реверсу з Європи через Польщу є спотова угода (контракт) між НАК "Нафтогаз" та німецькою компанією RWE Supply & Trading. Контрактом передбачається постачання 1,4 млрд. кубометрів газу на рік з 01.11.2012 р. з можливим збільшенням обсягу поставок до 4-5 млрд. кубометрів.

Разом з вищевказаним слід зазначити, що для створення єдиного європейського ринку потрібні значні капіталовкладення в додаткові мережі, що забезпечать вільне постачання газу у всьому регіоні або країні і нові сховища.

Розглядаючи перспективи України щодо участі в розвитку єдиного газового ринку Європи, слід зазначити, що її 13 ПСГ в пористих структурах є недостатньо маневреними при за-

безпеченні поставок за спотовими угодами в силу технічних можливостей такого геологічного типу сховищ. Це пов'язано з тим, що всі існуючі ПСГ в пористих структурах в Україні не можуть гасити короточасні піки споживання через винесення піску і пластової води при великих дебітах технологічних свердловин, що потребує громіздких споруд для сепарації і осушення газу.

Порівняльний аналіз свідчить, що підземні сховища природного газу у вигляді штучних каверн в кам'яній солі за своїми характеристиками перевершують ПСГ в пористих структурах і вирізняються: меншими термінами будівництва і введення в експлуатацію; відсутністю втрат газу; меншими обсягами буферного газу; можливістю залпової видачі великих обсягів газу; швидким переходом з режиму закачування на режим видачі; відсутністю виносу з газом піску і пластової води [5].

Зазначимо, що в світі є понад 550 ПСГ. За геологічними структурами вони розподіляються наступним чином: у відібраних нафтогазових родовищах – 425; у водоносних структурах – 83; у покладах кам'яної солі – 39; у відпрацьованих гірничих виробках – 3 [5].

В Україні є три підземних сховища в кам'яній солі для зберігання нафтопродуктів міністерства оборони колишнього СРСР [6].

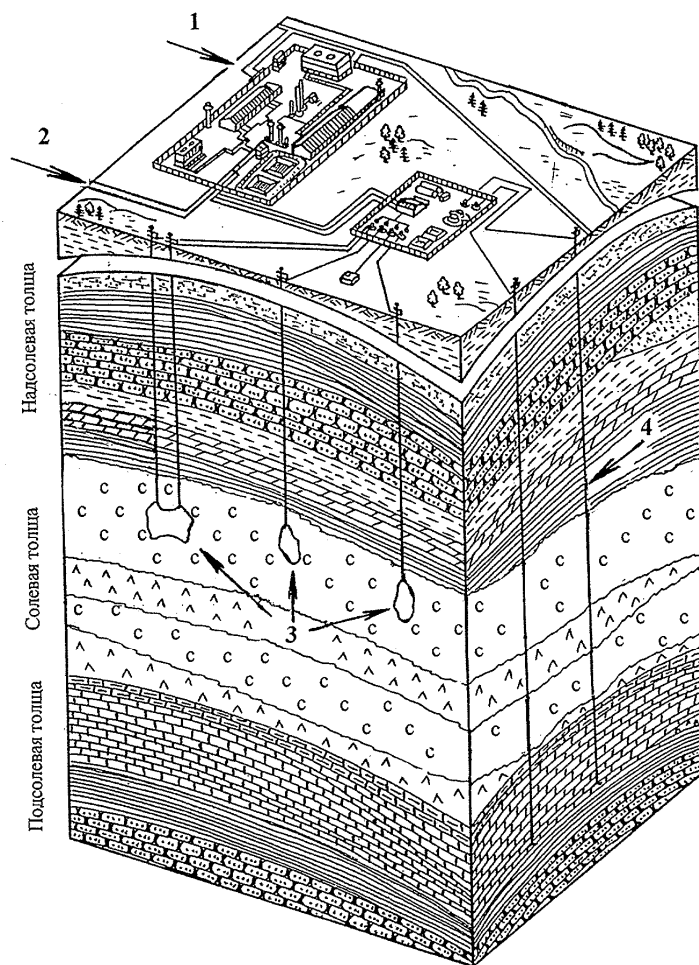
Сучасні світові тенденції будівництва ПСГ свідчать, що значна частина нових ПСГ створюються в родовищах кам'яної солі. Так, у США в період 1966-2000 рр. вводом в експлуатацію цього типу сховищ було забезпечено 26% приросту всього обсягу активного газу і 60% збільшення максимального добового відбору газу. У Німеччині в цей період весь приріст активного об'єму газу компанії «Рургаз» було здійснено за рахунок ПСГ у відкладеннях кам'яної солі. У Польщі створюється ПСГ активним обсягом 1,15 млрд м³ і добовим відбором газу 55 млн.м³/доб. У Росії прийнятою Концепцією розвитку ПСГ до 2015 року передбачено створення 10 сховищ такого типу [7].

ПСГ в солях дають змогу здійснювати залпові видачі газу до 1,5 млн м³ в добу з одного підземного резервуара (через одну свердловину). Максимальний тиск в соляних ПСГ, як правило, вище, ніж в пористих структурах, а об'єм активного газу досягає 80% від загального в підземному резервуарі. Циклічність навантаження таких ПСГ може досягати 20 циклів на рік. Обсяги ПСГ в солях обмежуються потужністю пластів кам'яної солі, площею її поширення і, як правило, не перевищують 0.8-1.0 млрд м³ (рис.1).

Довгий час вважалося, що ПСГ в пористих структурах забезпечує сезонні піки споживання, а ПСГ в кам'яній солі - добові. Останнім часом відзначається стійка тенденція збільшення частки ПСГ в кам'яній солі в забезпеченні і сезонних поставок газу, тобто зближення обсягів зберігання в них газу зі зберіганням в пористих структурах [8].

Таблиця 1 – Технічні характеристики ПСГ [1]

№ з/п	Назва ПСГ	Хто обслуговує	Який регіон обслуговує	Рік створення	Максимальна добова продуктивність млн м ³ /добу	Загальний об'єм газу (млрд. м ³)	Робочий (активний) об'єм газу (млрд. м ³)	Максимальний пластовий тиск, кгс/см ²	Фонд експлуатаційних свердловин	Потужність КС, МВт
1.	Більче-Волицько-Угерське (16 горизонт)	Львівтрансгаз	Транзит	1983	90	32,1	17,6	52,1	341	321,9
2.	Угерське (14-15 горизонт)	Львівтрансгаз	Транзит	1969	20	3,7	1,8	72,6	89	22,3
3.	Дашавське	Львівтрансгаз	Транзит	1973	25	5,3	2,2	58,7	99	37,8
4.	Опарське	Львівтрансгаз	Транзит	1969	20	4,8	2,1	70,1-89,0	75	30,9
5.	Богородчанське	Прикарпат-трансгаз	Транзит	1979	46	3,4	2,3	107,0	156	20,6
6.	Солохівське	Київтрансгаз	Північні області	1987	9,9	2,0	1,2	87,0	81	11,0
7.	Олишівське	Київтрансгаз	Київ та обл.	1964	2,5	0,7	0,3	70,0	40	5,2
8.	Кегичівське	Київтрансгаз	Центральні області	1988	8,5	1,3	0,7	168,0	52	18,9
9.	Червонопартизанське	Київтрансгаз	Київ та обл.	1968	12,5	3,0	1,5	58,0	67	14,3
10.	Пролетарське	Харків-трансгаз	Південні області	1986	8,2	2,0	1,0	73-114,5	114	18,9
11.	Красноповське	Донбас-трансгаз	Донбас	1973	4,4	0,8	0,4	51,2	40	7,8
12.	Вергунське	Донбас-трансгаз	Донбас	1987	3,0	0,9	0,4	148,0	73	12,4
13.	Глібовське	Чорномор-нафтогаз	Крим	1983	4,0	1,4	0,5	42,1	84	16,3
	Всього				254	62,3	32,0	-	1310	538,5



1 – наземний комплекс; 2 – підвідні трубопроводи;
3 – підземний комплекс; 4 – скидні свердловини [8]

Рисунок 1 – Підземне сховище в кам'яній солі

Оптимальною є наявність в газотранспортній системі ПСГ і в пористих структурах, і в кам'яній солі.

В Україні, крім існуючих ПСГ в пористих структурах, підземне сховище в солях може бути побудовано в західному регіоні в Верхньо-Струтинському родовищі кам'яної солі, розвіданому в 1977-81гг. для цих цілей і розташованому в 9 км на південний схід від м.Долина. Потужність пластів кам'яної солі дає змогу споруджувати тут підземні резервуари об'ємом до 200-300 тис.м³. Максимальний тиск газу в них може досягати 12 МПа. Будівельні розсоли можуть бути передані Долинському солевиварувальному заводу.

У Закарпатській області України є досить великий солоносний басейн. Родовища кам'яної солі тут розроблялися ще з давніх часів. В даний час діюча соледобувна шахта розташована в с. Солотвино.

Через Закарпатську область, перетинаючи солоносну площу, проходить ряд експортних газопроводів. Створення тут ПСГ дають можливість не тільки підвищити надійність поставок газу в європейські країни, але й проводити комерційні операції за додатковими постачаннями при піковому попиту, а також за спото-

вою торгівлею газом. Все це ставить Україну в ряд повноцінних торгових партнерів на європейському газовому ринку. Розміщення ПСГ в максимальній близькості до споживачів дасть можливість із максимальним ефектом здійснювати ці операції.

Соленосна площа Закарпаття вивчена в геологічному відношенні цілком задовільно для вибору ділянок розміщення ПСГ.

Геологічні умови солоносної площі дасть можливість споруджувати в Закарпатті не лише підземні сховища газу, але і моторних палив і зріджених газів. На деяких, нижче описаних ділянках можна споруджувати комплексні сховища.

Сприятливі геологічні умови спорудження підземних сховищ природного газу (при сучасному рівні геологічної вивченості соляної товщі Закарпаття) є на наступних ділянках: Свалявська, Залужська, Іршавська, Данилевська і Тереблянська. Глибини залягання товщ кам'яної солі та інтервал їх залягання по перерахованих ділянках наведено в таблиці 2.

Крім охарактеризованих ділянок можливе виявлення й інших ділянок, в межах солоносної площі Закарпаття.

Таблиця 2 – Глибина залягання товщ кам'яної солі

Найменування ділянки	Потужність соляної товщі, м	Глибина залягання «від» – «до», м	Ступінь вивченості
Свалявська	274	1047-1321	одна глибока свердловина
Залужська	400	750-2000	шість глибоких свердловин
Іршавська	160-870	1072-2170	дві глибокі свердловини
Данилевська	150-500	500-1500	три глибокі свердловини
Тереблянська	300-500	500-1300	детальна розвідка

Потужність соляних товщ на охарактеризованих ділянках дають змогу споруджувати підземні резервуари з одиничним обсягом 300-500 тис. мл, що зробить ПСГ максимально економічним. Площі соленосних ділянок дають можливість створювати будь-яку потрібну кількість підземних резервуарів. Розміщення їх за вільною, променевою системою дасть змогу уникнути відчуження значних земельних ділянок, як це буває при розміщенні підземних резервуарів по правильній геометричній сітці.

Глибини залягання соляної товщі дають можливість створювати в підземних резервуарах тиск 15-17 МПа, що дає змогу зберігати в кожному резервуарі максимальну кількість газу.

При викладених характеристиках ПСГ будуть й економічними і маневреними.

Магістральні газопроводи, що побудовані на Закарпатті перетинають соленосну площу або проходять поблизу її (рис.2). Газопровід від ГРС «Санаторій Карпати» Угорщина проходить безпосередньо через Залужську соляну структуру. Магістральний газопровід «Союз» проходить в 5 км від Данилевської, 3 км від Іршавської та 2 км від Залужської соленосних структур. Газопровід Долина-Ужгород-Держжордон проходить безпосередньо через Свалявську соленосну структуру. Сприятливе взаєморозташування газопроводів і соленосних структур не потребують значних витрат на газопроводи-відводи ПСГ.

Враховуючи розвинену річкову мережу в Закарпатті, проблем з водопостачанням будівництва ПСГ не передбачається. Можлива організація підземних водозаборів з використанням, в тому числі, і мінералізованих вод.

Для закачування розсолів в глибокі поглинаючі горизонти (скидання) можливе використання піщаних горизонтів сарматських відкладів, що залягають в прогнутах ділянках на глибинах 750-1000 і більше метрів.

Для цього сприятливі і новоселицькі туфи, підстилаючі соленосну Тереблянську світу. Потужність цих туфів 300-700 м. Їх пористість досягає 10-15%.

Для утилізації розсолів економічно і доцільно споруджувати сільзавод солі «Екстра».

Сіль «Екстра» є високоліквідним продуктом, тому через 2-3 роки, кошти, вкладені в сільзавод, окупляться і подальше будівництво ПСГ може здійснюватися за рахунок прибутку від реалізації солі.

Другою сприятливою ділянкою Закарпатського соленосного басейну для будівництва ПСГ на трасі Богородчани-Ужгород є Данилевська солянокупольна структура, розташована в 12 км на південний схід від м. Хуст в районі залізничної станції Сокирниця. Потужність кам'яної солі і площа її розповсюдження дає можливість спорудити підземні резервуари об'ємом 300-400 тис.м³. Максимальний тиск в підземних резервуарах може досягати 10-15 МПа.

Пропонується в загальному підсумку розмістити 20 резервуарів ємністю по 300 тис.м³, при цьому загальний обсяг газу в сховищах при тиску 10 МПа складе 670 млн.м³, з них активний – 530 млн.м³. Добова видача може досягати 90 млн.м³.

Висновки

ГТС України має одну з найпотужніших в світі систем ПСГ, що є важливим показником надійності транзиту природного газу в Європу, а також газозабезпеченням внутрішніх споживачів. Їх стабільність підтримується завдяки комплексу профілактичних, діагностичних і ремонтних робіт.

Разом з тим підземні сховища газу розміщені по території України нерівномірно, використовують близько половини свого робочого об'єму та не являються маневреними для роботи в умовах європейського газового ринку.

Для підвищення надійності газозабезпечення зовнішніх і внутрішніх споживачів передбачається модернізація існуючих ПСГ. Перспективно будівництво ПСГ в кам'яних солях Закарпатського соленосного басейну, яке дозволить підвищити надійність транзиту газу в Європу, а також проводити комерційні операції по додатковим поставкам при піковому попиті і реверсі газу із Європи при спотовій торгівлі.

Це ставить Україну в ряд повноцінних торговельних партнерів на європейському газовому ринку.

Література

1 Энергетические ресурсы и потоки / Под ред. А.К.Шидловского. – К.: Украинские энциклопедические знания, 2003. – 468 с.

2 Договор к энергетической Хартии. – 1994.

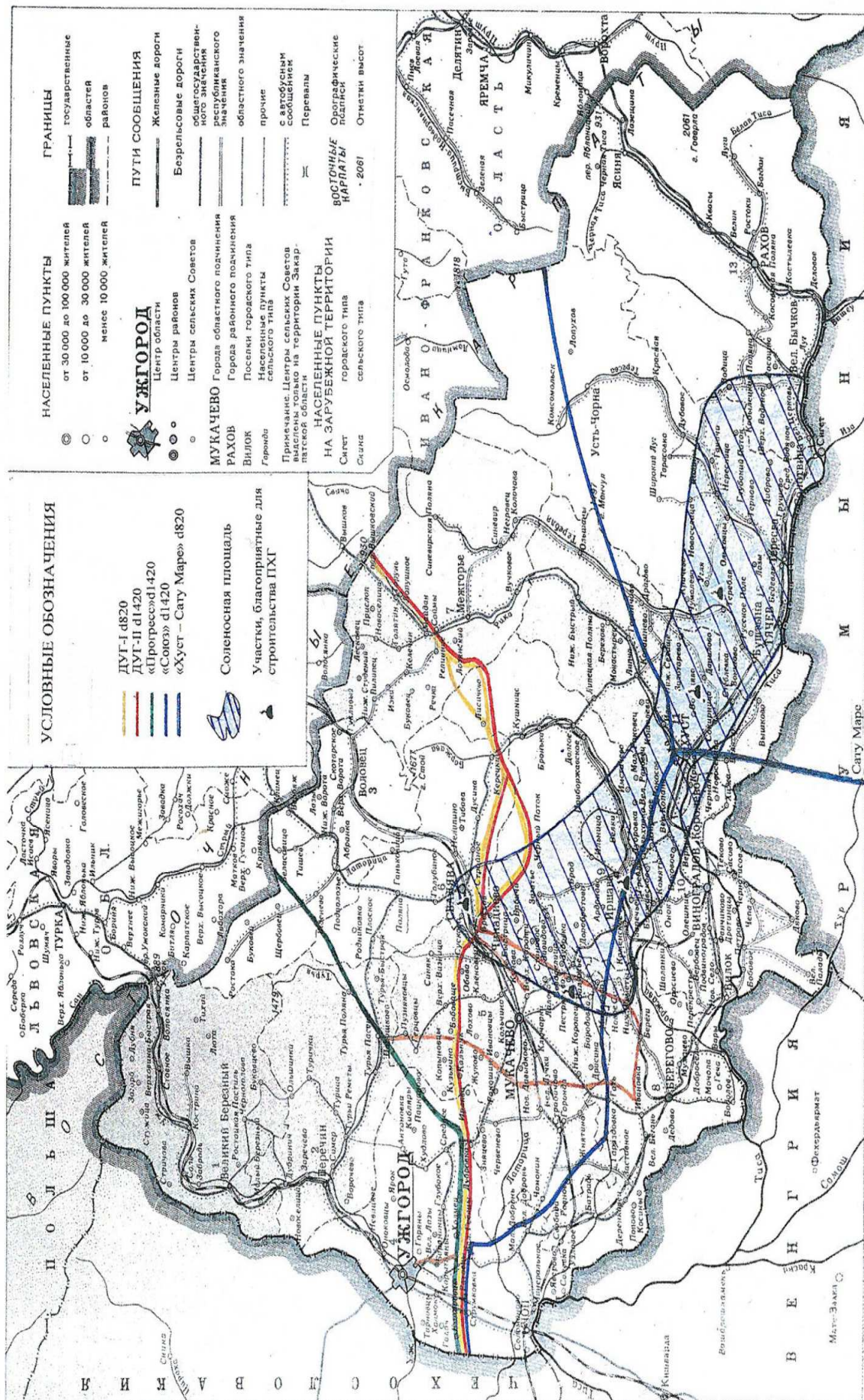


Рисунок 2 – Карта магистрального газопроводу Закарпаття

3 Говдяк Р.М. Європейська Енергетична Хартія – гарант безпечного і надійного транзиту природного газу в Європу газотранспортною системою України / Р.М. Говдяк, І.М. Калапунь, Б.І. Шелковський // Праці Міжнародної конф. «Енергетична безпека Європи. Погляд у ХХІ століття». – Київ: Українські енциклопедичні знання. – 2001.

4 Тарнавский В. Евросоюз готовится к созданию единого газового рынка. – UAenergy.com.ua

5 Говдяк Р.М. Сравнительный анализ эффективности подземных хранилищ газа в пористых структурах и в каменной соли / Р.М. Говдяк, Л.К. Дубровский, Ю.А. Нечаев // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2006. – №1. – С.66-69.

6 Енергоекологічна безпека нафтогазових об'єктів / [Говдяк Р.М., Семчук Я.М., Шелковський Б.І. та ін.]. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2007. – 556 с.

7 Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: Элима, 2004. – 1098 с.

8 Говдяк Р.М. Проектирование и строительство подземных сооружений в каменной соли (Обзор) / Р.М. Говдяк, Ю.А. Нечаев // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2005. – №1. – С.52-58.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
03.09.13*

*Рекомендована до друку
професором Семчуком Я.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Шелковським Б.І.
(Українська нафтогазова академія, м. Київ)*

Техніка і технології

УДК 622.276.1/6

ПІДВИЩЕННЯ ТАМПОНУВАЛЬНОЇ ЗДАТНОСТІ ДИСПЕРСНОЇ СИСТЕМИ У ТРІЩИНАХ ПЛАСТІВ

¹В.С. Бойко, ¹Р.В. Грибовський, ²Р.В. Бойко, ¹О.Р. Грибовський, ¹І.М. Купер

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 994196,
e-mail: public@nimg.edu.ua

²УМГ "Львівтрансгаз", м. Львів, вул. Рубчака, 3, тел./факс (0322) 633233,
e-mail: Rvas256@gmail.com

Тампонуванням тріщин суспензією дисперсних матеріалів у нафтових пластах можна підвищити ефективність витіснення нафти водою (чи іншими розчинами активних домішок) за наявності тріщин у гірських породах нафтового покладу. Метою роботи є розробка і обґрунтування способів зниження проникності тампонувального шару і загалом тріщин шляхом використання суміші дисперсних систем різного типу (із різною плавучістю частинок) і фізико-хімічного (кислотного і теплового) діяння на частинки. Обґрунтування виконано на основі теоретичного та експериментальних досліджень. Окремо дисперсні системи із різною плавучістю частинок забезпечують тампонування 70-80% об'єму тріщин, і їх спільне застосування є ефективнішим в аспекті тампонування тріщин загалом. Для встановлення раціонального складу тампонажної суміші використано розроблену нами модель деформованої тріщини. З метою зменшення проникності тампонувального шару експериментами обґрунтовано доцільність запобігання ще й кислотного розчину, який екзотермічно взаємодіє з одним із компонентів, а теплота впливає на деформацію другого компонента (тут забезпечується, окрім ізоляції припливу води, ще й термокислотне оброблення матриці гірської породи). У випадку ізоляції припливу води проникність тампонувального шару зменшується у 56 разів, а у випадку комплексного діяння – у 76 разів.

Ключові слова: розробка нафтових родовищ, тріщинуватість колектора, тампонування тріщин, дисперсні системи.

Тампониrowанием трещин суспензией дисперсных материалов в нефтяных пластах можно повысить эффективность вытеснения нефти водой (или иными растворами активных примесей) при наличии трещин в горных породах нефтяного пласта. Цель работы – разработка и обоснование способов снижения проницаемости тампонирующего слоя и вообще трещин путем использования смеси дисперсных материалов разного типа (с разной плавучестью частиц) и физико-химического (кислотного и теплового) воздействия на частицы. Обоснование выполнено на основе теоретических и экспериментальных исследований. Отдельно дисперсные системы с разной плавучестью частиц обеспечивают тампониrowание 70-80% объема трещин вообще. Для установления рационального состава тампонирующей смеси использовано разработанную нами модель деформирующейся трещины. С целью уменьшения проницаемости тампонирующего слоя экспериментами обосновано целесообразность закачки еще и кислотного раствора, который экзотермически взаимодействует с одним из компонентов, а теплота влияет на деформацию другого компонента (здесь обеспечивается, кроме изоляции притока воды, еще и термокислотное воздействие на матрицу горной породы). В случае изоляции притока воды проницаемость тампонирующего слоя уменьшается в 56 раз, а в случае комплексного воздействия в – 76 раз.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, трещиноватость колектора, тампониrowание трещин, дисперсные системы.

The fractures plugging with the help of dispersible materials suspensions in oil layers can improve the efficiency of water-oil displacement (or displacement by other solutions of active admixtures) when there are fractures in oil-bearing rocks. The aim of the study is to develop and reason ways of permeability reduction of the plugging layer and fractures in general by using mixtures of dispersible systems of different types (with different buoyancy of particles) and physical and chemical (acidic and thermal) influence on particles. The reasoning has been done on basis of theoretical and experimental studies. The dispersible systems with different buoyancy of particles provide plugging of 70-80% of the fractures volume, and their joint usage is more effective in the aspect of fractures

plugging in general. To determine efficient composition of the plugging mixture the developed model of a deformed fracture has been used. It has been reasoned by the experiments that acid solution can be used to decrease the permeability of the plugging layer. The acid solution interacts with one of the components exothermally, and the heat influences the deformation of another component (except for the isolation of water flow, thermal and acidic treatment of rock matrix are provided). In case of water flow isolation the permeability of the plugging layer is 56 times bigger and in case of complex treatment it is 76 times bigger.

Key words: oilfield development, fracture plugging, dispersible systems.

Вступ. Основним і найбільш ефективним методом розробки родовищ вуглеводнів є видобування їх при штучному водонапірному режимі [1, 2]. Але колекторам нафтових і газових покладів у багатьох випадках притаманна чітко виражена тріщинуватість, а відповідні їй тріщини, як найбільш високопроникні канали, зокрема порівняно із порами, зумовлюють передчасні проривання води до видобувних свердловин [3], унеможливають ефективне діяння на матрицю гірської породи, наприклад, кислотним розчином при термохімічному діянні на привибійну зону [4], що істотно погіршує техніко-економічні показники процесу розробки покладів і видобування вуглеводнів [3]. Зменшити шкідливий вплив тріщинуватості на ці процеси можна шляхом тампонування таких тріщин [5].

Аналіз сучасних досліджень. Для короткотривалого чи постійного тампонування високопроникних тріщин запропоновано використовувати різні ізоляційні (тампонувальні) матеріали, але найбільш придатними є дисперсні матеріали на водній або вуглеводневій основі (суспензії, дисперсії), а серед них гранульований магній чи піщано-магнієва суміш [5]. Рідинні ізоляційні матеріали проникають як у тріщини будь-якого розкриття, так і в пори, створюючи там певний тампон, а суспензії можуть надходити тільки в тріщини, що залежить від співвідношення дисперсності (розмірів) твердих частинок до поперечного розкриття тріщин [6]. Ці питання висвітлено в ряді публікацій й узагальнено в монографії [5].

Виділення невирішених питань. Невирішеним залишається питання зменшення проникності тампонувального шару (бар'єру) в тріщинах, оскільки тампонувальний шар представлений зернистим матеріалом, який ущільнюється в основному тиском змикання тріщин.

Мета роботи. За мету роботи ставиться задача розробити спосіб зменшення проникності тріщин шляхом використання дисперсних систем із різною плавучістю та фізико-хімічним діянням на них.

Висвітлення основного матеріалу. Наповнювання тріщин дисперсним матеріалом забезпечується запомповуванням у свердловину, а потім у пласт суспензії дисперсних частинок, а відтак досягається утворення тампонувального шару в тріщинах.

У даній роботі стосовно до відомих тампонувальних дисперсних систем із додатною седиментацією чи, просто седиментацією (перший компонент) або, інакше, із від'ємною плавучістю (наприклад, гранульованого магнію і піщано-магнієвої суміші) обґрунтовано і запропоновано використовувати дисперсні системи

із різною плавучістю, тобто в додаток до названих систем використовувати дисперсні системи із додатною плавучістю, зокрема подрібнений пом'якшувач чи бітумний структуратор-ворувач (другий компонент), котрі колюматують тріщини. Дослідження щодо підвищення тампонувальної здатності дисперсної системи, якою заповнюються тріщини, виконано експериментально із теоретичним обґрунтуванням.

Процес утворення (накопичення) зернистого шару в тріщині розглядаємо як сумарний результат двох явищ – колюматації і деколюматації. Під колюматацією розуміємо концентрування гранул у зернистому шарі (намивання шару) в результаті самовільного їх переходу (спливання, осідання) з об'єму дисперсної системи, а під деколюматацією – зворотний процес (розмивання шару потоком).

Априорі припускаємо, що інтенсивність намивання товщини шару є пропорційною питомій витраті $w_0\phi$ гранул, яка припадає на одиницю площі поперечного перерізу потоку у вертикальному напрямі (швидкості седиментаційного потоку), і об'ємною недонасиченню тріщини зернистим шаром $(1 - \zeta)$, а інтенсивність розмивання шару – початковій швидкості потоку u_0 ($u_0 = q/(\eta_0\delta)$) і насиченості тріщини шаром ζ , де ϕ – концентрація гранул у суспензії; w_0 – швидкість седиментації частинки; q – об'ємна витрата в тріщині суспензії; η_0 – початкова висота прямокутної вертикальної тріщини; δ – розкриття (ширина) тріщини; ζ – насиченість тріщини зернистим шаром на одиниці її довжини (об'ємна частка шару в тріщині).

Підсумовуючи алгебраїчно ці інтенсивності, завдяки дії двох протилежних процесів, одержуємо диференціальне рівняння (модель) кінетики утворення зернистого шару в тріщині (колюматації тріщини):

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} = \frac{a_1 w_0 \phi}{\eta_0} (1 - \zeta) - \frac{a_2 u_0}{\eta_0} \zeta, \quad (1)$$

або в безрозмірному вигляді:

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial \pi_3} = a_1 (1 - \pi_1) - a_2 \pi_1 \pi_2 \quad (2)$$

чи

$$\frac{1}{a_1} \frac{\partial \pi_1}{\partial \pi_3} = 1 - (1 + a_2 \pi_2) \pi_1, \quad (3)$$

де $\frac{\partial \zeta}{\partial t} = \eta_0 \frac{\partial h}{\partial t}$;

t – час формування шару;

h – висота зернистого шару;

a_1, a_2 – постійні дослідні коефіцієнти;

$$\pi_1 = \zeta = \frac{h}{\eta_0}; \pi_2 = \frac{u_0}{w_0\phi}; \pi_3 = \frac{w_0\phi t}{\eta_0}; a_3 = \frac{a_2}{a_1}. \quad (4)$$

Величини π_1 і π_2 є симплексами відповідно геометричної і фізичної подібностей, а π_3 – критерієм гомохронності. Введення емпіричних коефіцієнтів у модель викликано феноменологічним підходом, що є звичайним у гідродинаміці в'язких рідин і суспензій. Згідно з початковою умовою $\pi_1 = 0$ при $\pi_3 = 0$ (або $\zeta = 0$ при $t = 0$) розв'язок лінійного рівняння (3) для елемента тріщини (зміна концентрації ϕ відбувається вздовж тріщини) набуває вигляду:

$$\pi_1 = (1 + a_3\pi_2)^{-1} \{1 - \exp[-a_1\pi_3(1 + a_3\pi_2)]\}. \quad (5)$$

Стосовно або щодо моделювання процесу в елементі тріщини, коли $q = \text{const}$, $\delta = \text{const}$, $\phi = \text{const}$, $w_0 = \text{const}$, маємо $\pi_2 = \text{const}$. Тоді за експериментальними даними залежності π_1 (π_3) при $\pi_2 = \text{const}$ стосовно до суспензії пом'якшувача у воді згідно із (5) знайдено $a_1 = 1,84$, $a_3 = 3,9 \cdot 10^{-4}$, $a_2 = 7,2 \cdot 10^{-4}$ [7].

Модель (5) ми доповнили на основі експериментальних досліджень із заповнення (закріплення) вертикальних тріщин піском, котрий характеризується додатньою седиментацією у воді (осідання), які стосовно до гідророзриву продуктивного пласта виконано в роботах [8, 9, 10], а залежність процесу намивання шару піску подано від гравітаційної потужності потоку [10] (добуток витрати і динамічного коефіцієнта в'язкості дисперсійного середовища). Дослідами встановлено, що в практично можливих умовах “здійснення гідророзриву тривалість росту нерухомого шару до критичної величини (припинення росту), обчислюється хвилинами і десятками хвилин; тому в більшості випадків за час проведення фактичної операції гідророзриву цілком досягаються критичні умови” [9] (переклад наш). Результати цих дослідів Ю.В. Желтовим представлено для критичних (тобто рівноважних) умов у безрозмірних величинах (у наших позначеннях):

$$\pi_{1\text{кр}} = \frac{h_{\text{кр}}}{\eta_0}; \pi'_2 = \frac{q_p \mu_p}{\Delta\rho g \delta \eta_0^3}; \phi; \pi_4 = \frac{d}{\delta}, \quad (6)$$

де $h_{\text{кр}}$ – критична (рівноважна) висота (товщина) намитого шару;

q_p – об'ємна витрата рідини (дисперсійного середовища);

μ_p – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини;

$\Delta\rho$ – різниця густин частинок піску і рідини;

g – прискорення вільного падіння;

d – середній ефективний діаметр зерен піску.

Комплекс π'_2 ми перетворили до вигляду:

$$\begin{aligned} \pi'_2 &= \frac{q(1-\phi)}{\delta \eta_0} \frac{d^2}{g d^2 \Delta\rho \cdot 18\mu_p^2} = \frac{u_0(1-\phi)}{w_0(1-\phi)^{-n}} \frac{d^2}{18\eta_0^2} = \\ &= \frac{u_0}{w_0} \frac{d^2(1-\phi)^{n+1}}{18\eta_0^2} = \pi_2 \frac{d^2 \phi(1-\phi)^{n+1}}{18\eta_0^2}, \end{aligned} \quad (7)$$

де

$$q_p = q(1-\phi); u_0 = \frac{q}{\delta \eta_0}; w_0 = w_{\text{ст}}(1-\phi)^n; w_{\text{ст}} = \frac{g d^2 \Delta\rho}{18\mu_p}$$

– швидкість седиментації за Стоксом (одиноїкою частинки);

n – показник степені за П.В. Лященком, що враховує стиснене осідання частинок (за даними різних авторів у залежності від режиму обтікання частинок рідиною величина n змінюється в межах 2,25-4,8) [11].

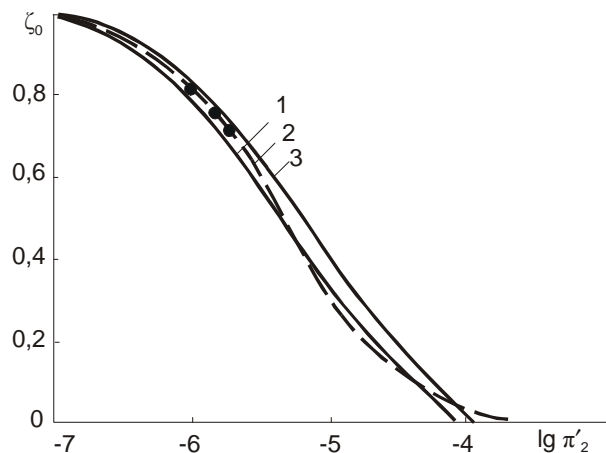
У роботах [8,9,10] введено також параметр $\pi_4 = d/\delta$, а ми припускали, що $d \ll \delta$. Введемо в нашу модель параметр π_4 . Аналізуючи рис. 2 і 3 роботи [8] із урахуванням роботи [10], приходимо до висновку, що задовільне співпадання ліній для різних π_4 при однакових значинах ϕ досягається, якщо значину параметра π'_2 із рис. 3 помножити на π_4'/π_4'' і лінії перенести на рис. 2, де π_4' і π_4'' – значини симплексу π_4 , які дорівнюють відповідно 0,1565 (для рис. 2) і 0,0745 (для рис. 3). Це уможливило нам записати уточнений параметр (симплекс структурної подібності)

$$\pi''_2 = \pi'_2 \frac{0,1565\delta}{d} \quad (8)$$

або

$$\pi''_2 = \pi_2 \frac{0,1565\delta d \phi(1-\phi)^{n+1}}{18\eta_0^2}. \quad (9)$$

Тоді експериментальні дані [7] нами були перераховані при $n = 4$ по параметру π''_2 і перенесені на графік роботи [8]. Цей графік відтворюється на рис. 1, на який додатково нанесено пунктирну лінію, що побудована згідно з нашим



1 – 0,002-0,004; 2 – 0,00209; 3 – 0,004-0,006.

(Суцільні лінії перенесено із роботи [8] з експериментального вивчення закріплення вертикальної тріщини піском; пунктирну лінію побудовано згідно із рівнянням (5), вона включає експериментальні точки стосовно пом'якшувача)

Рисунок 1 – Залежність рівноважної насиченості ζ_0 тріщини зернистим шаром від критерію π'_2 для різних значин концентрації ϕ потоку

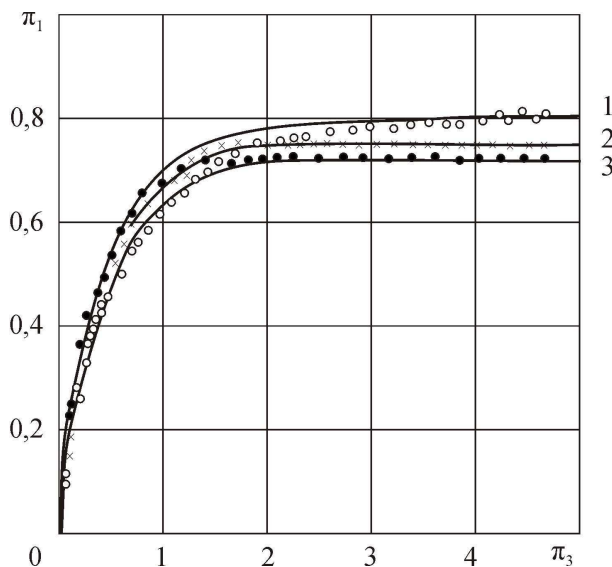


Рисунок 2 – Кінетика намівання шару дисперсної фази в тріщині при різних значинах параметра π_2 : 657 (1); 922 (2); 1078 (3). Лінії проведено за рівнянням (5)

рівнянням (5), перераховано в координатах роботи [8] і містить у собі експериментальні точки стосовно до пом'якшувача. Лінії 1, 2, 3 відповідають концентрації потоку, яка дорівнює 0,002-0,004; 0,0029 і 0,004-0,006. Рух тільки таких малоконцентрованих суспензій є можливим у пористих і тріщинуватих середовищах [7]. На основі цього твердження нами встановлено задовільне співпадання результатів роботи [7] з експериментальними даними робіт [8, 10], які одержано для рівноважних умов намівання піску (матеріал із додатньою седиментацією),

чим підтверджено кінетичну модель (5). Отже, в доповнення до відомих досліджень обґрунтовано новий симплекс структурної подібності, що враховує співвідношення діаметра частинок і розкриття тріщин. Це дало змогу досягнути задовільного співпадання експериментальних даних роботи [7] із даними робіт [8, 9, 10] при рівноважних умовах і розширити область застосування рівняння кінетики кольматації тріщин (5).

Модель кінетики кольматації тріщини перевірено експериментально на фізичній моделі із використанням водної суспензії пом'якшувача [7]. Критерії подібності процесу кольматації виводили як на основі диференціального рівняння кінетики, так і з допомогою теорії розмірностей. Згідно з π – теоремою процес можна описати трьома безрозмірними комплексами π_1, π_2, π_3 , записаними вище. Експерименти із плануванням трифакторного експерименту і перевіркою адекватності адаптації отриманого рівняння за критерієм Фішера підтвердили встановлену модель кольматації (рис. 2). Деяке розкидання точок пояснюємо гідравлічною класифікацією гранул (розподіленням на фракції) і пов'язаною з нею необхідною заміною суспензії в ході експерименту, а також флотаційним ефектом, що зумовлений гідрофобністю поверхні частинок пом'якшувача і не піддається строгому контролю.

Аналіз свідчить, що припинення росту товщини шару пом'якшувача біля покрівлі тріщини (рівноважні умови) настає при відносній товщині його $\pi_1 = 0,7-0,8$ (залежно від швидкості потоку суспензії u_0 і концентрації суспензії ϕ), тобто 30-20% висоти (теж об'єму) тріщини залишається незаповненою пом'якшувачем.

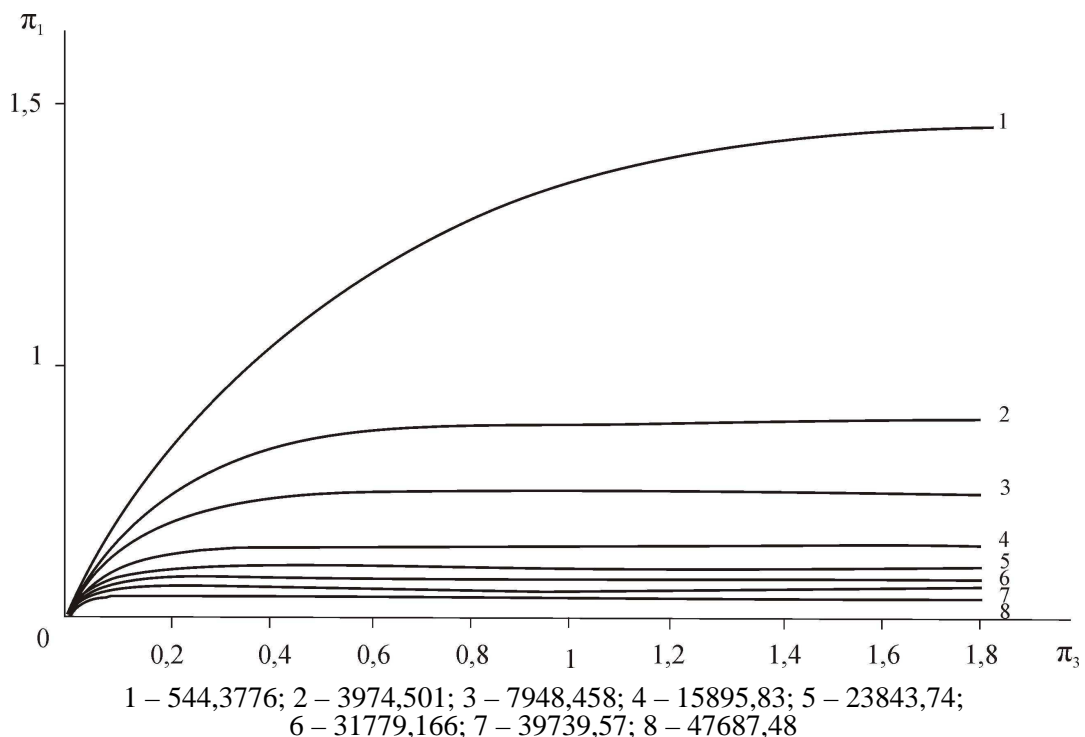


Рисунок 3 – Залежність π_1 від π_3 для гранульованого магнію при різних значинах π_2

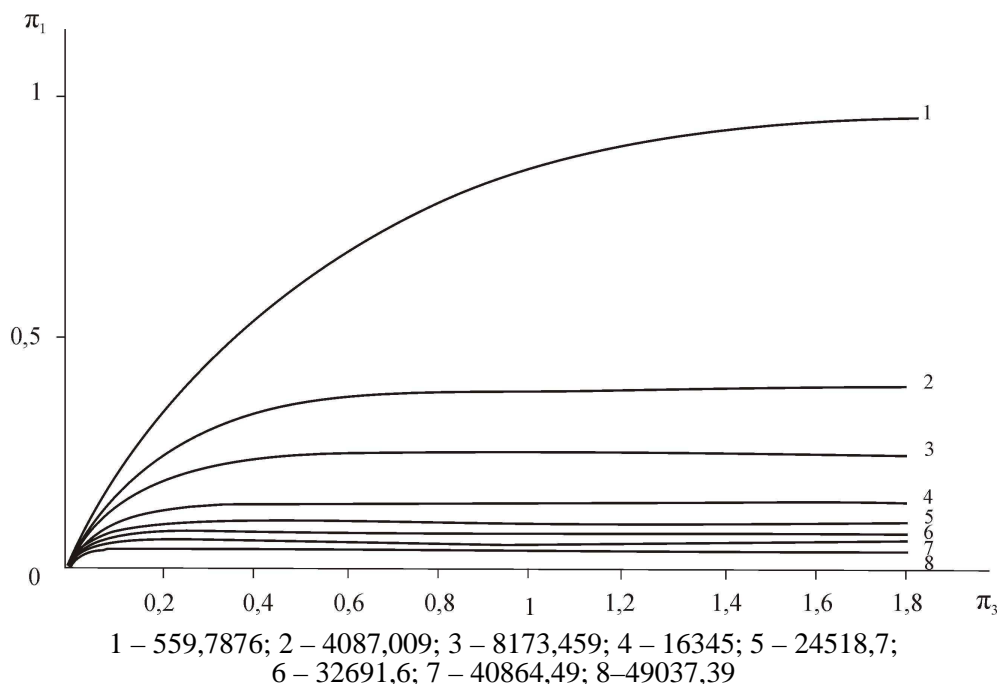


Рисунок 4 – Залежність π_1 від π_3 для піску при різних значинах π'_2

Додатньою седиментацією (осіданням частинок) характеризується ряд інших дисперсних матеріалів. Тут аналіз виконано на прикладі гранульованого магнію і піщано-магнієвої суміші. Суспензіям гранульованого магнію і піщано-магнієвої суміші (на воді, нафті, дизпальному) притаманна додатня седиментація. Зрозуміло, що подібне заповнення (але біля підосви тріщини) буде спостерігатися і при запопмуванні в тріщину суспензії гранульованого магнію чи піщано-магнієвої суміші.

Для вивчення кінетики намивання шару гранульованого магнію і піску виконано розрахунки на комп'ютері за рівнянням (5). Середній „ситовий” діаметр частинок, розрахований як середньозважений по масах фракцій, становив відповідно для магнію і піску 1,04 і 1,08 мм, а модальний – 1,2 і 1,0 мм. Експериментами встановлено середньозважені по фракціях швидкості осідання (седиментації) частинок магнію у воді і гасі $w_{ом} = 0,089$ м/с, $w'_{ом} = 0,105$ м/с і відповідно частинок піску $w_{оп} = 0,129$ м/с, $w'_{оп} = 0,139$ м/с. Густини і коефіцієнти динамічної в'язкості відповідно для води і гасу становили 1000 кг/м³, 1 мПа·с і 819 кг/м³, 1,49 мПа·с; густини матеріалів гранул (частинок) відповідно магнію і піску – $\rho_{гм} = 1740$ кг/м³; $\rho_{гп} = 2600$ кг/м³. Для розрахунку за рівнянням (5) брали: швидкості седиментації $w_{ом} = 0,089$ м/с і $w_{оп} = 0,129$ м/с; розкриття тріщини $\delta = 2,4 \cdot 10^{-3}$ м; концентрації $\phi_m = 0,01724$ м³/м³ і $\phi_n = 0,01154$ м³/м³ (40 кг/м³); висоту тріщини $\eta_0 = 0,5$ м. Часом t задавались, щоб забезпечити отримання рівноважних умов. Витрату суспензії брали у відповідності із робочою продуктивністю від 1 до 10 насосних агрегатів, тобто від $14,6 \cdot 10^{-3}$ м³/с до $0,146$ м³/с. Результати розрахунків стосовно магнію і піску відповідно подано на рис. 3, 4. Аналіз свідчить, що намивання рівноважного шару триває

40200 с (11,2 год.), а відносна товщина його становить 0,7-0,8.

Таким чином, при використанні суспензії гранульованого магнію або піщано-магнієвої суміші теж 20-30% висоти (або об'єму) тріщини залишається незаповненою тампонувальним шаром.

Рівноважні умови намивання описуються рівнянням, яке випливає із (5) при $\pi_3 \rightarrow \infty$ (чи $t \rightarrow \infty$):

$$\pi'_1 = \frac{1}{1 + a_3 \pi_2} \quad (10)$$

або з урахуванням діяння стінок тріщини (див. вище)

$$\pi'_1 = \frac{1}{1 + a_3 \pi_2''}, \quad (11)$$

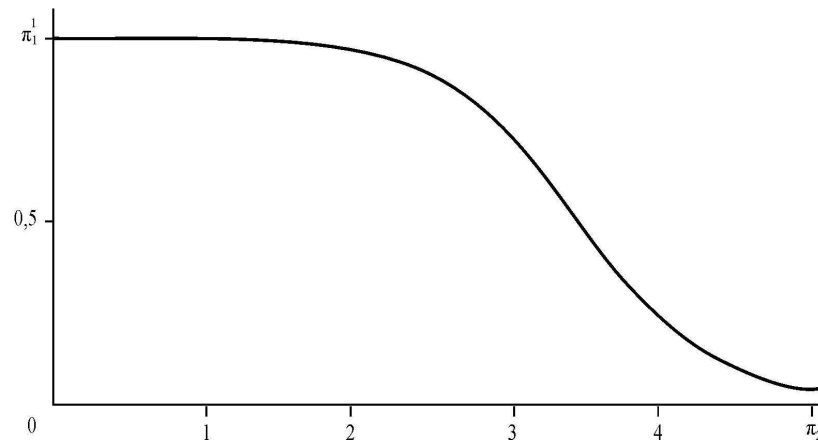
де $\pi'_1 = \frac{h_{кр}}{\eta_0}$;

$h_{кр}$ – критична (рівноважна) товщина шару;

$$\pi_2'' = \pi_2 \frac{0,1565 \delta l \phi (1 - \phi)^{n+1}}{18 \eta_0}.$$

Результати розрахунків для прийнятих вище вхідних даних і $d_{гм} = 1,04$ мм, $d_{гп} = 1,08$ мм подано на рис. 5 (залежності в білогарифмічних координатах $\pi'_1 - \lg \pi_2$ і $\pi'_1 - \lg \pi_2''$). Ці дані свідчать про те, що ступінь заповнення тріщини може змінюватися від 0 до 1 залежно від π_2 (або π_2''), тобто в залежності від швидкості руху суспензії та її концентрації. Це визначає шляхи керування процесом.

Звідси формулюється суть способу тампонування тріщин пласта дисперсними матеріалами з різною плавучістю [11]. Суть способу полягає в тому, що з метою підвищення ефективності оброблення привибійної зони об-

Рисунок 5 – Залежність π'_1 від π_2 (або π''_2)

водненого пласта за рахунок зниження проникності обводнених тріщин, одночасно із запомпуюванням суміші піску і гранульованого магнію в рідині-носії або безпосередньо за нею в пласт запомпуюють гранульований асфальтено-смолистий пом'якшувач чи бітумний структуроутворювач за об'ємного співвідношення кількості суміші піску і гранульованого магнію до кількості пом'якшувача чи структуроутворювача (70-79) : (30-21). Спосіб за таким варіантом є ефективнішим.

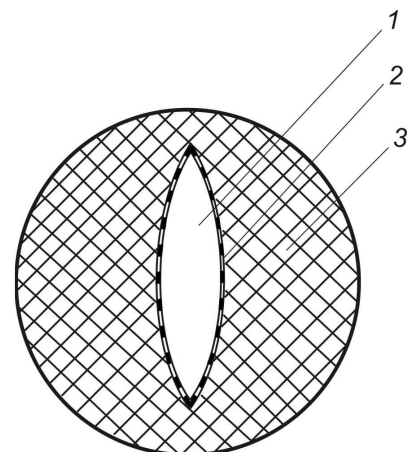
При кислотному обробленні привибійної зони із використанням, наприклад, піни вдається отримати тільки короткотривалий ефект „тампонування” високопроникних каналів на період запомпуювання кислоти в пласт. Тому для постійного тампонування нами запропоновано інший спосіб, який може застосовуватися не тільки для обмеження припливу води, але і при комплексному термохімічному діянні на обводнені інтервали розрізу нафтового пласта.

Суть способу полягає в тому, що після запомпуювання рідини розриву одночасно із запомпуюванням магній-піщаної суспензії чи послідовно, не перериваючи процесу, перед вилученням рідини-розриву і рідини-носія в тріщини запомпуюють подрібнений пом'якшувач чи бітумний структуроутворювач. Частилки цих додаткових матеріалів (пом'якшувача, структуроутворювача) у воді під час запомпуювання у вертикальну тріщину спливають і накопичуються у верхній частині (матеріали з додатною плавучістю), а частинки піску і гранули магнію, навпаки, осідають і накопичуються в нижній частині (матеріали з від'ємною плавучістю). У разі спільного чи послідовного запомпуювання цих матеріалів заповнюється весь поперечний переріз тріщини. Слід відмітити, якщо все ж таки наявною є залишкова проникність шару цих матеріалів у тріщині, то в ході взаємодії магнію із соляною кислотою (при комплексному термохімічному діянні) підвищується температура, розм'якшується пом'якшувач чи структуроутворювач, проникність тріщини зменшується. У разі наявності крапельок нафти в потоці води під час експлуатації свердловини ці матеріали набухають у нафті, тим самим проникність тріщини змен-

шується. Ці припущення підтверджені наступними експериментами.

Для експериментального обґрунтування складу тампонажної суміші дисперсних матеріалів з різною плавучістю виникла потреба у створенні адекватної фізичної моделі тріщини. Відомі моделі тріщинуватої гірської породи, котрі утворені або породою, яка розколота на окремі секції, або набором кусків пісковика з різними коефіцієнтами проникності, або сталевими секціями, заповненими піском, і т. д. У таких моделях немає змоги вивчати защемлення частинок тампонажних матеріалів у тріщинах, а змодельовані тріщини не піддаються деформації.

Нами запропоновано спосіб моделювання деформівних тріщин із дископодібною формою в перерізі [12]. Матрицю пласта виготовлено залежно від мети дослідження із непроникної пружної гуми або за способом Ю.П. Желтова із пористого і проникного каучуку, а тріщину створено дископодібною і армовано непроникним або перфорованим каркасом. Загалом отримується або чисто тріщинний елемент пласта, або тріщинувато-пористий (рис. 6).



1 – тріщина; 2 – каркас непроникний (латунний) або перфорований; 3 – непроникна пружна гума або пористий і проникний каучук

Рисунок 6 – Схема моделі дископодібною тріщини пласта в непроникному або пористому середовищі

Для виконання експериментів щодо способу обмеження припливу води із використанням дисперсних матеріалів змодельовали тріщину в гумовому циліндрі діаметром 28 мм і армували латунним каркасом. Максимальне розкриття тріщини 2,4 мм, висота 24 мм, довжина 42 мм. Таку модель ми використали для обґрунтування співвідношення за об'ємами піщано-магнієвої суміші з іншими дисперсними системами з метою зниження коефіцієнта залишкової проникності тріщини. В даній статті відображено, що в разі намівання шару піщано-магнієвої суміші у вертикальну тріщину висота шару в тріщині становить 70-80% загальної висоти тріщини в залежності від співвідношення швидкості суміші в тріщині і швидкості седиментаційного потоку. При запомповуванні дисперсної системи із від'ємною седиментацією (водна суспензія або гранульованого асфальтено-смолистою пом'якшувача, або бітумного структуроутворювача, або поліетилену) має місце аналогічне явище, тільки накопичення відбувається у верхній частині тріщини, а нижня – вільна. При спільному запомповуванні дисперсних матеріалів із різною седиментацією ступінь заповнення тріщини підвищується.

У піщано-магнієвій суміші основним тампонувальним матеріалом з додатньою плавучістю є гранульований магній, який в результаті гідролізу або внаслідок своєї пластичності здатний утворювати тампон. Пісок слугує наповнювачем, котрий зменшує витрату магнію. Тому стосовно способу тампонування тріщин дисперсними матеріалами з різною плавучістю необхідно спочатку обґрунтувати раціональне співвідношення магнію і піску в тампонувальній суміші, за якого шар стає непроникним.

Можливими є чотири форми заповнення тріщин магнієм і піском у процесі внутрішньопластового обмеження водоприпливу: багатшарове однорідне укладання; моношарове однорідне укладання; укладання окремими однорідними порціями кожного компонента; неоднорідне укладання. Зіставляючи об'єми гранул магнію або продуктів його гідролізу із урахуванням різних видів ущільнення, встановлено, що при звичайному перемішуванні гранул магнію і частинок піску в змішувачі піскозмішувального агрегата і наявності навантаження, яке стискує тріщину ймовірно є утворення в тріщинах пласта багато- або моношарового укладання, тому слід брати масовий вміст магнію в суміші з піском $\phi = 0,15$, при цьому буде забезпечено повне закупорювання тріщин із деяким запасом. За відсутності навантаження, яке стискує тріщину, доцільно збільшити частку магнію в суміші до $\phi = 0,2$ [5].

Формування практично непроникного тампона за даними експериментів [13] відбувається протягом 48-60 год. Експерименти показали, що чим меншою є частка магнію, тим довша тривалість часу необхідна для формування непроникного тампона. Вважається, що це пов'язано із наявністю щілин між частинками піску і спресованого магнію, утрудненим надходженням води в них і запізнюванням гідролізу.

У керівному галузевому документі [13] рекомендується брати $\phi = 0,15-0,5$ на основі експериментів, представлених у цій роботі на рис. 3.6. Однак рис. 3.6 роботи [13] не можна вважати представницьким, оскільки в інтервалі від $\phi = 0,1$ до $\phi = 1,0$ відсутні експериментальні дані. Тому, виходячи із фізично обґрунтованих теоретичних розрахунків з метою економії гранульованого магнію без погіршення тампонувальних властивостей піщано-магнієвої суміші, рекомендуємо брати $\phi = 0,15$ і за відсутності стискувального тиску навантаження $\phi = 0,2$.

Лабораторними дослідженнями встановлено оптимальне співвідношення піщано-магнієвої суміші і пом'якшувача (структуроутворювача), при якому досягається мінімальна значина коефіцієнта проникності тампонувального шару. Величина коефіцієнта проникності тріщин визначалась на описаній вище деформівній моделі пласта, що має в перерізі еліпсоподібну (дископодібну) тріщину.

Проведено два етапи дослідів стосовно комплексного внутрішньопластового термокислотного оброблення (КВПТКО) обводненої свердловини. У створену модель тріщини засипали піщано-магнієву суміш (співвідношення магнію і піску в піщано-магнієвій суміші становило 80% піску та 20% магнію) і помістили в кернотримач устаткування УДПК-1М. Наситили модель тріщини технічною водою, створили тиск гідрообтискання 4,0 МПа і визначили коефіцієнт проникності по воді, який становив 65,6 мкм², за тиску пропомповування 0,01 МПа.

Відтак модель тріщини залишили в спокої на 72 години для гідролізу магнію, після чого за тиску пропомповування 0,03 МПа коефіцієнт проникності по воді становив 40,5 мкм², тобто зменшився в 1,62 рази.

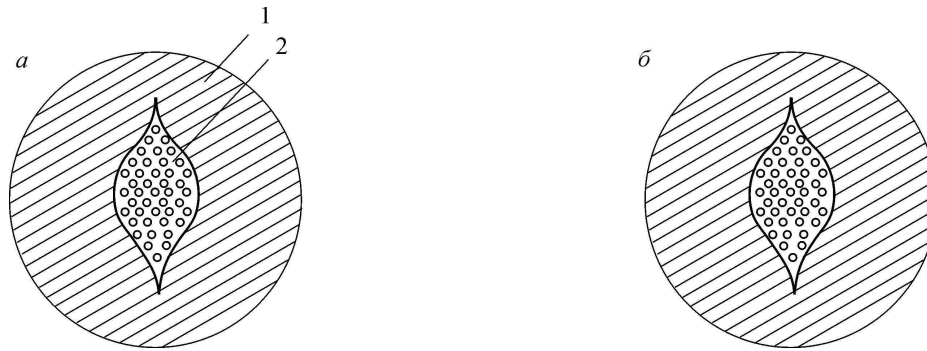
Відтак пропомпували через модель тріщини 40 мл 15% розчину соляної кислоти і залишили на добу для проходження реакції. Через добу визначили коефіцієнт проникності по воді, який становив 32,1 мкм² (рис. 7).

У другій серії дослідів тріщину заповнили піщано-магнієвою сумішшю (співвідношення мас у процентах піску і магнію 80:20) і пом'якшувачем (або структуроутворювачем). Кількість пом'якшувача брали 10-40%.

При тому ж тиску гідрообтискання коефіцієнт проникності по воді, коли суміші і пом'якшувача було взято у співвідношенні 7:3, становив 1,14 мкм², а через 72 год. – 0,72 мкм², тобто зменшився в 1,58 рази.

Потім через модель, як і в першому етапі дослідів, пропомпували 40 мл 15% розчину соляної кислоти HCl і залишили на 24 год. для реагування. Після цього коефіцієнт проникності по воді зменшився і становив 0,53 мкм². Тиск пропомповування на початку дослідів був 0,1 МПа, а в кінці – 0,24 МПа.

Зіставлення між результатами за способами ізоляції із використанням тільки піщано-магнієвої суміші і за двома способами із використанням суміші піску, магнію та пом'якшувача окремо ізоляція припливу та комплексне діяння – комплексне внутрішньопластове тер-



Співвідношення пісок: Mg = 8:2,
 1) $k = 65,6 \text{ мкм}^2$;
 2) після гідролізу $k = 40,5 \text{ мкм}^2$
 3) після оброблення HCl $k = 32,1 \text{ мкм}^2$

Співвідношення суміш (пісок: Mg = 8:2):
 пом'якшувач = 7:3
 1) $k = 1,14 \text{ мкм}^2$;
 2) після гідролізу $k = 0,72 \text{ мкм}^2$
 3) після оброблення HCl $k = 0,53 \text{ мкм}^2$

1 – гума (проникний каучук); 2 – непроникний (перфорований) латунний каркас

Рисунок 7 – Схеми дослідів із КВПТКО обводненої свердловини при $p_{об} = 4 \text{ МПа}$

Таблиця 1 – Результати експериментальних досліджень проникності моделі тріщини, заповненої дисперсними матеріалами з різною плавучістю

Об'ємний вміст складових тампонуваної суміші в тріщині, %		Коефіцієнт проникності, мкм ²		
піщано-магнієвої суміші	пом'якшувача (або структуроутворювача)	за способом ізоляції з використанням піщано-магнієвої суміші	за запропонованими способами	
			ізоляція припливу	комплексне діяння
60	40	52,4	0,81	0,62
70	30	40,5	0,72	0,53
75	25	40,6	0,57	0,41
80	20	40,8	0,68	0,50
90	10	46,3	0,74	0,58

моксислотне оброблення (КВПТКО) (ізоляція та інтенсифікація із запомповуванням солянокислотного розчину) подано в таблиці 1.

Із результатів експериментів, поданих в таблиці, можна зробити висновок, що оптимальне співвідношення тампонуваної суміші становить 20-30% пом'якшувача (або структуроутворювача) і 70-80% піщано-магнієвої суміші, а найкраще відповідно 25% і 75%.

При співвідношенні 70% піщано-магнієвої суміші і 30% пом'якшувача (або структуроутворювача) в умовах способу із використанням для тампонування тріщини тільки суміші гранульованого магнію і піску (співвідношення пісок: магній рівне 8 : 2) коефіцієнт залишкової проникності становив $40,5 \text{ мкм}^2$, а коефіцієнт проникності ж піщано-магнієвої суміші разом із пом'якшувачем становив $0,72 \text{ мкм}^2$, тобто був меншим у 56,25 раз (див. рис. 7).

Після запомповування солянокислотного розчину за способом комплексного діяння коефіцієнт проникності не збільшився, а навіть дещо (в 1,36 разів) зменшився, що пов'язано із додатковою пластичною деформацією пом'якшувача у ході екзотермічної реакції кислоти із залишковим магнієм в моделі (див. рис. 7). У загальному коефіцієнт проникності зменшився в 76 разів. Таким чином, додавання

пом'якшувача (або структуроутворювача) до піщано-магнієвої суміші призводить до зниження залишкового коефіцієнта проникності тампона в тріщині при ізоляції припливу води в 56 разів, а при комплексному діянні (ізоляція води та інтенсифікація припливу солянокислотним розчином) – в 76 разів.

Висновки

Під час розробки нафтових родовищ при штучному водонапірному режимі виникають ускладнення внаслідок передчасного неконтрольованого прориву витіснювального агента по тріщинах пласта до видобувних свердловин. Запомповуванням суспензії дисперсного матеріалу досягається утворення тампонуального шару в тріщинах, але проникність тріщин залишається ще порівняно високою. На основі експериментального дослідження з теоретичним обґрунтуванням розроблено метод підвищення тампонуваної здатності дисперсної системи, якою заповнюються тріщини (рідинні ізоляційні матеріали проникають як у тріщини, так і в пори колектора), на основі використання суспензії суміші дисперсних систем із додатковою і від'ємною седиментаціями (інакше, плавучістю), зокрема суміші (перший компонент)

гранульованого магнію і піску (об'ємне співвідношення 20:80) та другого компонента – асфальтено-смолистого пом'якшувача чи бітумного структуроутворювача (об'ємне співвідношення із першим компонентом 30:70). Тоді при ізоляції припливу води коефіцієнт залишкової проникності зменшується в 56 разів, а при комплексному термохімічному діянні в 76 разів.

Література

1 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник / В.С. Бойко. – 4-те доповнене видання. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 448 с. ISBN 978-966-96506-6-5.

2 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений – Москва: Струна, 1998, – 628 с.

3 Бойко В.С. Технологія розробки нафтових родовищ: підручник, для студентів ВНЗ. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 509 с.

4 Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин: Підручник, для студентів ВНЗ, затверджений Міністерства освіти і науки України. – У 4-х частинах. Частина III. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 809 с.

5 Обводнення газових і нафтових свердловин / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський; за ред. В.С.Бойка. – У 3-х т. – Том 1. Технологічні матеріали і способи ізоляції. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. – 792 с.

6 Бойко В.С. Регулювання розробки газонафтових покладів шляхом запомповування керованих дисперсних систем / В.С. Бойко // Нафт. і газ. пром-сть. – 1992. – № 2. – С. 39-42.

7 Бойко В.С. Експериментальне вивчення процесу намівання зернистого шару у вертикальній тріщині / В.С. Бойко, І.М. Купер // Нафт. і газ. пром-сть. – 1993. – № 1. – С. 31-34.

8 Желтов Ю.В. Закрепление вертикальных трещин, образованных при гидравлическом разрыве пласта / Ю.В. Желтов // Новости нефтяной и газовой техники. Нефтепромысловое дело: Сб. статей. – М.: ГОСИНТИ, 1961. – №4. – С. 17-19.

9 Желтов Ю.В. Исследования по механизму образования и закрепления трещин при гидравлическом разрыве пласта: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.315. – М., 1961. – 14 с.

10 Желтов Ю.В. О закреплении песком трещин, образованных при гидроразрыве пласта / Ю.В. Желтов // Экспериментальные исследования в области разработки глубоких нефтяных и газовых месторождений. – М.: Наука, 1964. – С. 84-96. (Тр. ИГ и РГИ).

11 Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія / В.С. Бойко, І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко. – К.: Книгодрук, 2004. – 400 с.

12 Способ получения модели пласта с трещиной к исследованиям / В.С. Бойко, И.Н. Купер, Р.В. Грибовский. – Авт. свид. 1716559. МКИ G 09 В 23/40, E 21 С 39/00. – №4691667/03; Заявлено 15.05.89; Зарегистр. 01.11.91; Опубл. 29.02.92. Бюл. № 8. – 1992.

13 Руководство по ограничению притока пластовых вод с применением гранулированного магния: РД 39-1-911-83 / Г.Д. Савенков, Ф.С. Абдулин, В.М. Дорошенко, Я.Б. Тарко, В.С. Бойко, Л.П. Гринкевич, В.И. Гусев, В.Г. Касянчук. – Миннефтепром СССР: Введ. 01.01.84. – 1982. – 45 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
29.08.13*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Зезекало І.Г.*

(ГО “Спілка наукових та інженерно-технічних фахівців «Прометей»”, м. Полтава)

АНАЛІЗ СТАНУ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ ІЗ ЗАДАНИМ ВИБІЙНИМ ТИСКОМ

Т.Л. Тамамяни, М.М. Лях, Н.В. Федоляк, В.М. Вакалюк, А.І. Бандура

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: no@nung.edu.ua

Розглянуто історію розвитку та актуальність технології буріння нафтогазових свердловин із заданим вибійним тиском. Опрацьовано багато джерел інформації, що стосуються технології буріння свердловин з заданим вибійним тиском. Проаналізовано результати робіт відомих компаній, пов'язаних з даним напрямком. Наведено приклади проходження (буріння) пластів на депресії і репресії та геолого-технічна необхідність розкриття пластів з аномально високими (низькими) тисками.

Звертається увага на особливі вимоги, що висуваються до технологічного обладнання, до управління свердловиною при надходженні пластового флюїду у процесі її поглиблення, а також при підйомі бурильної колони.

Частково обґрунтовуються величини репресії і депресії при поглибленні свердловини з врахуванням проникності розбурюваних порід. Розглядається метод регулювання тиску в системі «свердловина – пласт» з використанням герметизованої системи циркуляції, в тому числі з врахуванням параметрів і властивостей промывальних агентів.

Ключові слова: технології буріння свердловин, буріння з репресією, розкриття продуктивних пластів, буріння в умовах депресії, продуктивність пластів, густина бурового розчину, буровий розчин, вибійний тиск, пластовий тиск.

Рассматривается историю развития и актуальность технологии бурения нефтегазовых скважин с заданным забойным давлением. Обработано большое количество источников информации, касающихся технологии бурения скважин с заданным забойным давлением. Проанализированы результаты работ известных компаний, связанных с данным направлением. Приведены примеры прохождения (бурения) пластов на депрессии и репрессии и геолого-техническая необходимость вскрытия пластов с аномально высокими (низкими) давлениями.

Обращается внимание на особые требования, предъявляемые к технологическому оборудованию, и управлению скважиной при поступлении пластового флюида в процессе ее углубления, а также при подъеме бурильной колонны.

Частично обосновываются величины репрессии и депрессии при углублении скважины с учетом проницаемости буримых пород. Рассматривается метод регулирования давления в системе «скважина - пласт» с использованием герметизированной системы циркуляции, в том числе с учетом параметров и свойств промывочных агентов.

Ключевые слова: технологии бурения скважин, бурение с репрессией, вскрытие продуктивных пластов, бурение в условиях депрессии, производительность пластов, плотность бурового раствора, буровой раствор, забойное давление, пластовое давление.

The history and relevance of oil and gas well drilling technique with a predetermined bottom hole pressure have been considered. Large number of information sources related to the drilling technique with a predetermined bottom hole pressure has been processed. Various renowned companies activities results, relevant to this direction, have been analyzed. The examples of layer passing (drilling) under overbalance and underbalance conditions, and geological-and-technical necessity of layer discovering with abnormally high (low) pressures have been suggested.

Attention is drawn to the special requirements for production equipment and well control when there is an inflow of formation fluid during its deepening, and when lifting the drill string.

The values of underbalance and overbalance when deepening a well with accounting of drilled rocks permeability have been partially grounded. The method of pressure control in the "well – layer" system using a sealed circulation system, including taking into account the parameters and properties of the flushing agents are considered.

Keywords: well drilling techniques, drilling under overbalance conditions, pay zones discovery, drilling under overbalance conditions, reservoir productivity, drilling mud density, drilling mud, bottom hole pressure, reservoir pressure.

На даному етапі розвитку нафтогазова галузь України та Російської Федерації (РФ) характеризується значним погіршенням якості сировинної бази, що обумовлено такими причинами.

Основний видобуток нафти і газу ведеться в районах з розвинутою інфраструктурою на раніше розвіданих, розроблюваних тривалий час родовищах з видобутком продукції, що неухильно падає.

В світовій практиці постійно зростаючі потреби у вуглеводневій сировині забезпечуються зростанням обсягів розвідувального та експлуатаційного буріння. В Україні та РФ це зумовило необхідність виходу у важкодоступні райони зі складними географічними і геологічними умовами, на морські акваторії і часто на родовища з важковидобувними запасами, що пов'язано з необхідністю різкого збільшення капітальних вкладень. У цей же час, незважаючи на

те, що РФ продовжує входити до числа світових лідерів (після США, Канади та Китаю) за обсягами буріння на нафту і газ, обсяги буріння з 1990р. постійно знижувалися при відносній стабільності в цілому світі. Так, через складне фінансове становище обсяг буріння в нафтових компаніях РФ в період 1990-2000 рр. знизився більш ніж у шість разів.

Постійно, особливо в описаній ситуації, ведеться пошук шляхів підвищення техніко-економічної ефективності бурових робіт, методів підтримання і нарощування обсягів видобутку вуглеводневої сировини, а також покращення коефіцієнта вилучення продукції пластів. У цьому плані суттєвим прогресом в останні роки є впровадження методів буріння і відновлення свердловин горизонтальним стовбуром і застосування бурових установок із гнучкими трубами.

Однак, впродовж всієї історії обертового буріння і в переважній більшості випадків основною технологією буріння залишається технологія робіт з репресією на пласти, що розкриваються (в т.ч. і продуктивні).

Буріння з репресією пов'язане з частими ускладненнями у вигляді поглинання бурового розчину і прихоплення бурового інструменту. Основними ж негативними наслідками первинного та вторинного (перфорація) розкриття на репресії продуктивних пластів є:

- погіршення (часто незворотне) колекторських властивостей пласта, і, як наслідок, значне зниження потенційно можливих дебітів свердловин;

- тривалі терміни освоєння свердловин;
- низький коефіцієнт нафтогазовіддачі пластів;

- труднощі, пов'язані з виявленням та оцінкою нафтогазоносності пластів у розвідувальному бурінні;

- важкість підрахунку запасів вуглеводневої сировини.

Негативний вплив закінчування свердловин на репресії проявляється найбільше на родовищах з низькими і аномально низькими пластовими тисками (в т.ч. на виснажених), в колекторах з низькою проникністю, на родовищах з важковидобувною продукцією.

По Західному Сибіру на більшості родовищ потенційні можливості продуктивних пластів використовуються лише на 40-75%. Не значно відрізняється цей показник і на родовищах інших регіонів.

Дана проблема стала стримуючим фактором для широкого застосування способу розкриття продуктивних пластів горизонтальним стовбуром свердловин, коли значно зростає тривалість і площа контактування бурового розчину з колектором у порівнянні з бурінням вертикального або похилого стовбура.

Вдосконалені традиційні технології буріння та інтенсифікації видобутку є високовартісними, тому в даному випадку вони можуть бути низькоефективними і нерентабельними.

За останні роки в передових нафтогазовидобувних країнах (США, Канада та ін.) розви-

вається технологія розкриття продуктивних пластів на депресії.

Встановлено, що потенційна ефективність будь-якої технології закінчування свердловин може бути максимальною лише за умови, коли розкриття продуктивних пластів ведеться в умовах депресії.

Широкомасштабне впровадження нової технології в зарубіжних країнах з розвинутою нафтогазовою промисловістю і початковий досвід використання даної технології в РФ переконливо вказано ряд істотних переваг розкриття продуктивних пластів у депресійних умовах:

- підвищення продуктивності пластів в 4-6, а в окремих свердловинах в 8-10 і більше разів;
- скорочення витрат і часу на освоєння свердловин;

- підвищення якості гідродинамічної оцінки продуктивних пластів;

- підвищення коефіцієнта вилучення продукції пластів;

- підвищення механічної швидкості проходки і використання ресурсу породоруйнівного інструменту;

- запобігання поглинань бурового розчину і зниження ймовірності прихоплення бурильного інструменту.

Накопичений в РФ початковий науковий і промисловий досвід закінчування свердловин в умовах депресії, що підтверджує думку про безсумнівний техніко-технологічний та економічний ефект нової технології (ЗАТ «Лукойл-Буріння-Перм», ВАТ «Татнефть»). Стійко намітився подальший розвиток даного методу, як у нафтових компаніях, так і в системі ВАТ "Газпром". До організацій та підприємств, в яких розгорнуто роботи з переходу від епізодичних техніко-технологічних рішень до комплексного підходу створення техніки і технології закінчування свердловин на депресії, відносяться: ВАТ "СевКавНІПІГаз" і ВАТ "Ставропольнефтегаз", ВАТ НВО "Буріння", ЗАТ "Лукойл-Бурение-Пермь", ТОВ "Оренбурггазпром", ТОВ "ВолгоУралНІПІ-нафта", ВАТ "Сургутнафтогаз", Воронежський механічний завод, ВАТ "Борець", ТОВ "БурГеоСервіс" м. Твер та ін.

В РФ вже створено технічні засоби для певних геолого-технічних умов, що забезпечують впровадження нової технології. Це – проти викидне обладнання (превентори, в т.ч. обертового типу, маніфольдна обв'язка противикидного обладнання), циркуляційні системи, засоби очищення, сепарації і дегазації бурового розчину, система автоматичного управління дисковим дроселем для підтримки заданого надлишкового тиску на усті свердловини, система контролю над свердловиною при СПО, а також апаратурно-методичний комплекс (АМК) з бортовим процесором для контролю та управління параметрами поглиблення.

У ході розроблення технологічних процесів поглиблення свердловин на нафту і газ, передбачається встановлення оптимального співвідношення між вибійним (гідростатичним тиском стовпа бурового розчину) і пластовим тисками, оскільки важливим було і залишається

недопущення газонафтоводопроявів або поглинання бурового розчину, а також стійкості стінок свердловини на час перебування їх у відкритому стані. Численними дослідженнями і практикою було встановлено, що зрівноважений стан між поровим (пластовим) тиском і тиском гідростатичного стовпа знижує ризик ускладнень до мінімуму при досягненні максимально можливої механічної швидкості буріння і проходки на долото.

Одним з основних правил буріння завжди було і залишається регламентування густини бурового розчину з метою недопущення припливу пластового флюїду під час проведення всіх технологічних операцій. У міру отримання нових наукових знань і накопичення промислового матеріалу знижували регламентований надлишковий гідростатичний тиск стовпа бурового розчину над пластовим (поровим) тиском. Саме регламентування густини розчину залежало і залежить від глибини свердловини (геологічної вивченості розкритого свердловиною розрізу) і технологічної оснащеності бурових установок і досвіду бурової бригади.

В останній редакції «Правил...» [1] під час складання проектів на спорудження свердловин на нафту і газ передбачається визначати густину бурового розчину з урахуванням перевищення гідростатичного тиску стовпа бурового розчину над проектним пластовим тиском на величину, не менше:

- 10% – для свердловин глибиною до 1200м (інтервал від 0 до 1200м);
- 5% – для свердловин глибиною понад 1200м.

Однак вимушена репресія на пласт, як відомо, не повинна негативно впливати на механічну швидкість буріння і проникність привітної зони, тому протитиск на пласт обмежується величиною 1,5 МПа для свердловин глибиною до 1200м і 2,5-3,0 МПа для глибших свердловин.

У роботі [2] наведено результати буріння свердловин в умовах аномально високих пластових тисків (АВПТ) з метою уточнення перспектив нафтогазості і величини продуктивності нижньомайкопських відкладів. При бурінні св. № 33-Вороб'ївська був використаний буровий розчин густиною 1280 кг/м³ замість раніше використовуваного на інших свердловинах цієї ж площі, розчину густиною 1500 кг/м³. По суті, з глибокої репресії (4,5-6,0 МПа) свердловину почали поглиблювати за мінімальної репресії, яка під час промивання не перевищувала 2,0 МПа. Зниження вибітного тиску за рахунок зниження густини бурового розчину дозволило при освоєнні свердловини отримати в середньому на 23% вищий дебіт.

У цій же роботі наводяться приклади буріння свердловин, коли в статичних умовах мала місце депресія 0,6 - 0,9 МПа, а під час буріння свердловина поглиблювалася вже на репресії.

Проходження пластів великої товщини (як наприклад, в куполі Карачаганакського ГКР) до 1500м може здійснюватися на змінній депресії з покрівлі пласта до глибини Н1 і на змінній репресії з глибини Н1 до його подошви, оскільки з глибиною змінюється градієнт пластового тиску від більшого на покрівлі до меншого на подошві.

Проблема розкриття продуктивних пластів з високими коефіцієнтами аномальності ($\kappa_a \geq 1,5$) виникає через невелику різницю між тиском поглинання або розриву порід і пластовим тиском і обумовлює проходження їх на мінімальній репресії в процесі поглиблення і невеликої депресії при зупинці циркуляції і підйомі бурильної колони. Можна навести багато прикладів, коли, наприклад, походження верхньокрейдових відкладень на Грозненських родовищах ускладнювалося або поглинанням через застосування бурового розчину високої густини з наступними нафтогазопроявами, або проявами при використанні більш легкого бурового розчину.

Геолого-технічна необхідність розкриття пластів з АВПТ зумовила розроблення технологічних заходів, що включають:

- зниження репресії на продуктивний пласт до можливого мінімуму;
- зниження подачі насосів з метою зниження гідралічних опорів в кільцевому просторі для попередження поглинання;
- плавне відновлення циркуляції при одночасному підйомі бурильної колони;
- зниження швидкості опускання інструменту у режимі реверсу з метою недопущення поглинання бурового розчину;
- додаткові вимоги до реологічних і структурних властивостей бурових розчинів;
- посилення контролю над проведенням всіх технологічних операцій з метою своєчасного виявлення виникаючих ускладнень.

Особливі вимоги висуваються до технологічного обладнання, а саме до противикидного, яке встановлюється на гирлі свердловини, і технічних засобів для оснащення бурильної колони. Підвищені вимоги безпеки висуваються і до обсадних труб (міцності колон, які опускають) і цементування свердловин. Технічні колони і кондуктори розраховуються на максимально можливий тиск видобування, наприклад, на випадок герметизації свердловин при відкритому фонтануванні.

Особливо складними є проходження ропоносних відкладів, коли різниця між градієнтами пластового тисків і поглинання становить 0,002 - 0,009 МПа/м. У таких умовах потрібно вибрати такі значення вибітних тисків, які б мало відрізнялися від тиску гідророзриву порід і пластового тиску. При цьому дуже важливо, щоб мінімальна різниця між ними уможливила провідку свердловини без ускладнень під час промивання, буріння, спуско-підйомальних операцій, нарощувань та геофізичних робіт. Як правило, буріння в таких умовах проходить за деякої незначної репресії і деякої депресії при нарощуванні і спуско-підйомальних операціях. Наявність депресії підтверджується «газом нарощування» і досить істотним і тривалим періодом вимиву газової або ропоносної пачки після спуску нового долота для подальшого бу-

ріння. Але далеко не завжди вдавалося в подібних умовах завершити процес спорудження свердловин через ускладнення, що виникають.

Вперше основні положення технології підтримки заданого вибієного тиску у процесі буріння пошуково-розвідувальних свердловин були викладені в РД 39-014-7009-6032-86 [3].

У даному документі розглядаються:

- комплекс методів прогнозування порових і вибієних тисків;

- методика визначення вибієного тиску під час процесів поглиблення свердловини, спуско-підіймальних операціях, геофізичних дослідженнях, встановленні обсадних колон і їх цементуванні;

- методика вибору мінімальної величини репресії і можливості прокладання свердловини в стані депресії;

- методика нормування показників властивостей бурових розчинів.

Але в даному документі не розглядалося питання технічного оснащення бурової установки, за допомогою яких можна було здійснювати поглиблення свердловини при мінімальній репресії і тим більше при короткочасних надходженнях пластового флюїду (нарощування, вилучення бурильної колони) і тим більше при безперервному припливі під час поглиблення свердловини.

Безсумнівно, постановка задачі з розробки технології при незбалансованому тиску в системі «свердловина – пласт» стала реальнішою після розроблення технічних засобів, відображених в ГОСТ 13862-90 «Обладнання противикидне» [4], а також «Методики з глушіння свердловин» і «Технології управління свердловиною при газонафтоводопроявах в різних гірничо-геологічних умовах» [5]. У зазначених технологічних документах розглядаються способи управління та контролю вибієного тиску при надходженні пластового флюїду. Основним правилом контролю над вибієними тиском є підтримання постійного встановленого тиску на насосі (бурильній колоні) у процесі вимивання пластового флюїду при постійній подачі насосів і закачування бурового розчину з незмінною густиною. Вибієний тиск буде рівним пластовому, якщо зберігатиметься умова:

$$P_n = P_{n,m} + P_{z.c.}$$

де P_n – тиск на насосі,

$P_{n,m}$ – надлишковий тиск, обумовлений передачею пластового тиску на гирлі закритої свердловини, рівний $(\bar{\rho}_{nl} - \rho) \cdot H$,

де $\bar{\rho}_{nl}$ – градієнт пластового тиску,

H – глибина розміщення пласта по вертикалі;

$P_{z.c.}$ – гідравлічні опори в циркуляційній системі свердловини при обраній і постійній подачі Q рідини густиною ρ .

Сталість тиску на насосі забезпечується регульованим дроселем на виході зі свердловини.

Управління свердловиною при надходженні пластового флюїду у процесі поглиблення (тобто коли розкривається пласт, у якого пласт-

товий тиск виявився більшим за тиск гідростатичного стовпа бурового розчину) передбачає переведення свердловини на буровий розчин з більш високою густиною, який може бути проведений у дві стадії.

Перша стадія. Герметизація гирла свердловини, визначення надлишкових тисків у трубах і кільцевому просторі, вибір подачі насосів, яка повинна бути менше тієї, яка була при поглибленні свердловини, визначення тиску на насосі в процесі промивання і вимивання пластового флюїду, що знаходиться в свердловині, за участю регульованого дроселя, сепаратора і дегазатора. Час промивання повинен бути не менше одного циклу або до вирівнювання надмірних тисків у трубах і кільцевому просторі.

Друга стадія. Визначення і приготування бурового розчину необхідної густини. Закачування його при вже вибраному режимі (подачі) з підтриманням постійного тиску в кільцевому просторі за участю регульованого дроселя до моменту надходження більш важкого бурового розчину в кільцевий простір, а потім підтримування тиску насосом, усталеним до даного моменту.

Управління свердловиною при підйомі бурильної колони за наявності в свердловині пластового флюїду і розбалансованості між пластовим тиском і тиском у свердловині передбачає оцінку пластового флюїду, який надходить в свердловину, послідовність робіт по допуску на максимальну можливу глибину долота, керуючись величиною граничного обсягу припливу, з подальшим досягненням необхідного балансу тисків між свердловиною і пластом. Режим опускання за наявності надлишкового тиску на гирлі також може бути використаний при веденні робіт у випадку розбалансованості тисків, тобто при безперервному припливі в свердловину пластового флюїду.

Область застосування технології буріння на режимі депресії – збереження колекторських властивостей пласта з метою отримання потенційно максимального дебіту на встановленому режимі експлуатації. У роботах [6, 7] наводяться відомості про те, що дебіти свердловин, пробурених на родовищах Канади з горизонтальним стовбуром, зросли до 10 разів.

Супутніми перевагами, які відзначаються в багатьох статтях і оглядах [6, 8, 9, 10, 11, 12, 13], можуть вважатись:

- можливе збільшення коефіцієнта віддачі продуктивних пластів (важко встановлювана перевага);

- зниження матеріальних і фінансових витрат на проведення операцій з освоєння та інтенсифікації розкритих на депресії продуктивних пластів;

- скорочення витрат матеріалів на високо-вартісні бурові розчини і технологічні рідини з метою зменшення густини та спрощення рецептур;

- зниження витрат часу на боротьбу з ускладненнями та аваріями (поглинання, прихоплення бурильного інструменту під дією диференційного тиску);

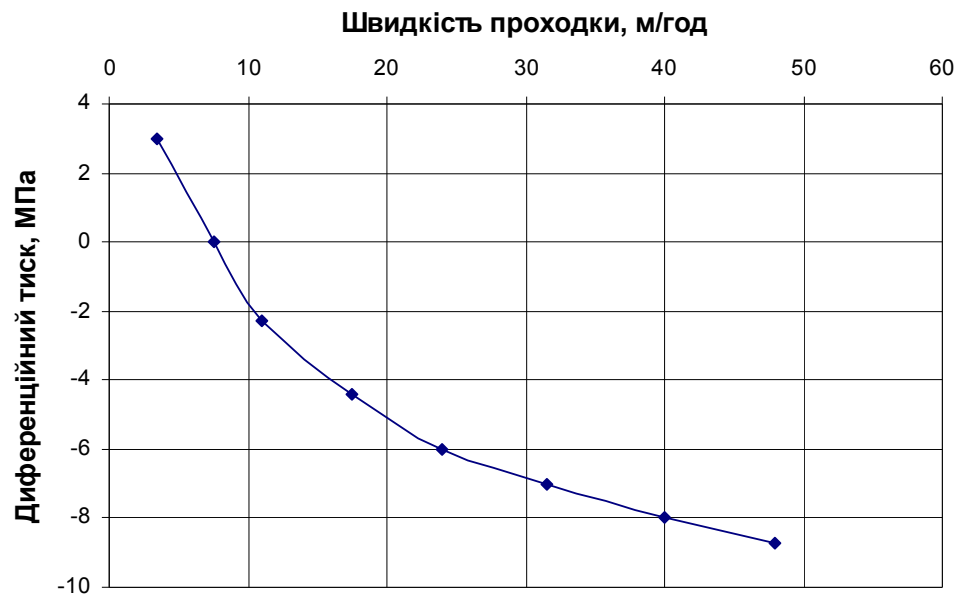


Рисунок 1 - Зміна швидкості проходки за підвищеного і від'ємного диференціального тисків

- зростання механічної швидкості буріння і показників роботи доліт за рахунок зниження внутрішніх напружень внаслідок зменшення гідростатичного тиску на вибій свердловини.

Також відзначають [11] можливу екологічну безпеку, пов'язану з попередженням забруднення продуктивних пластів рідинами під час буріння і цементування обсадних колон.

Швидкість проходки на депресійному режимі, так само як і при звичайному бурінні, залежить від таких параметрів, як тип долота, навантаження, швидкість обертання, зношуваність різальних елементів. Механічні властивості породи – твердість, абразивність, пластовий тиск також мають вплив на швидкість проходки.

Єдиним чинником, що змінюється під час буріння на депресії (БД), є тиск в кільцевому просторі. Як відомо, чим нижчим є тиск в кільцевому просторі, тим вища швидкість проходки.

На рис. 1 показано, що підвищення швидкості проходки до 50% можна досягти за кожні 1,75 МПа зниження диференційного тиску (згідно інформації компанії ВАТ НВО "Буріння"). Однак важко уявити, що депресію понад 3,5 МПа можна підтримувати в ході буріння на депресії без виникнення ускладнень, в пластах з високою продуктивністю.

Подібні відомості наводяться і в роботах [12,13], де повідомляється про збільшення швидкостей буріння від 4 до 10 разів у свердловинах, де використовувалися легкі бурові рідини. Якщо на 100 м буріння швидкість буде збільшена з 5 до 20 м/год., то економія в часі складе 15 годин. Але настільки висока швидкість проходки, ймовірно, потребує збільшення подачі насосів, додаткових зупинок на промивання, «глазурування» стінок свердловини.

У роботі [2] з посиланням на [14] зазначається, що поряд з підвищенням якості розкриття продуктивних пластів під час розвідувального буріння підвищується ефективність геолого-розвідувальних робіт:

- дається однозначна оцінка продуктивності розкритого продуктивного пласта;

- точно відбивається покрівля і підшва продуктивного пласта;

- забезпечується приріст запасів нафти і газу в пластах що раніше не були виявлені через інтенсивну кольматацію буровим розчином і його фільтратом в процесі буріння на репресії.

Як зазначалося вище, з початку 60-х років минулого сторіччя намітилася тенденція до зниження величини гідродинамічної репресії на пласт. Але ступінь і глибина забруднення привибійної зони розкритого продуктивного пласта залежить не тільки від величини репресії, а й від якості і кількісних показників бурового розчину і первісної проникності колектора.

Численні геофізичні вимірювання довели [15], що глибина проникнення фільтрату бурового розчину в низькопроникний колектор більша, ніж у високопроникний. Ця залежність пояснюється часом формування глинистої кірки і її проникністю. На колекторі з низькою проникністю формування кірки йде повільніше, вона менш міцна, легко руйнується під дією механічного впливу бурового інструменту і потоку рідини. Численні випадки вимиву пластового флюїду в невеликих обсягах у вигляді газозованого бурового розчину з плівками нафти після спуско-піднімальних операцій з розкриття низькопроникних колекторів свідчать про тривалість взаємодії фільтраційних потоків в системі «свердловина – пласт». Зовсім інша ситуація спостерігалася при розкритті високопроникних колекторів, коли за невеликих депресій під час підймання інструменту (до 0,5-1,0 МПа) притік (навіть у невеликих обсягах) не спостерігався через щільну і низькопроникну кірку, і навпаки, мали місце викиди бурового розчину за дещо більшої депресії і великих обсягах притоку пластового флюїду.

Бурова практика свідчить, що проходження колекторів з низькою проникністю на без-

Таблиця 1 – Характеристика продуктивності свердловин залежно від проникності колекторів продуктивних горизонтів

Родовище	Пласти	Середня проникність колектора, мкм ²	Величина ОП
Надимо-Пуровська область	Ю ₁	0,001 – 0,02	0,25 – 0,45
Вахське	ЮВ ₁	0,0072	0,47
Ван-Єганське	Ю	0,077	0,56
Приобське		0,001 – 0,02	0,4 – 0,6

глинистому буровому розчині через відсутність глинистої кірки супроводжувалося збільшенням інтенсивності припливу з пласта під час спуско-підйомних операцій, в результаті зниження вибієного тиску нижче пластового за рахунок відсутності гідравлічних втрат після зупинки промивання і від'ємних гідродинамічних тисків, обумовлених рухом труб. Відсутність малопроникної кірки при проходженні низькопроникних колекторів верхнього олігоцену на родовищі Білий Тигр і СРВ призводило до необхідності використовувати більш високу густину безглинистого бурового розчину на 0,03-0,05 г/см³ для запобігання припливу порівняно зі звичайним буровим розчином на глинистій основі.

Неважко зробити висновок, що фільтрація зі свердловини в пласт і з пласта в свердловину при розкритому низькопроникному колекторі виникає за відсутності перешкоди, а саме напівпроникної глинистої кірки, а обсяг рідини, яка відфільтровується, залежить від тривалості процесу і величини перепаду тиску в системі «свердловина – пласт». Для зниження обсягу фільтрації зі свердловини в низькопроникний пласт необхідно знизити до мінімуму репресію, а щоб повністю попередити забруднення пласта необхідно створити депресію.

Дослідження впливу бурового розчину і на їх основі створених вимог на властивості його рідкої і твердої фаз для розкриття продуктивних пластів знайшло відображення в узагальнюючому документі «Руководство по предупреждению загрязнения нефтенасыщенных пластов» РД 39-0147009-510-85. Згідно з цим документом для піщано-алевротової породи із середнім ступенем ущільнення (середній катагенез), цемент глинисто-карбонатний зі слідами розкристалізації з проникністю більше 0,1 мкм² вид рідкої фази не регламентується, а фільтрація не повинна перевищувати 10 см³/за 30хв. Для тих же порід, але сильно ущільнених з початковими ознаками тріщинуватості й проникністю більше 0,05 мкм², а також для сильно ущільнених пісковиків, алевролітів, вапняків, мергелів, аргілітів, порфіритів, базальтів та ін. порід з розвиненою тріщинуватістю вид рідкої фази не регламентується фільтрацією не більше 12 см³/за 30хв, а вміст крупозернистого наповнювача повинен бути не менше 10% з діаметром часток не менше 1,5 мм.

Таким чином, можна зробити висновок, що для зазначених порід з високою проникністю технологія буріння на депресії може бути вико-

ристана, якщо є необхідність вже під час буріння мати великі дебіти нафти.

Очевидно, що колектори з малою проникністю найбільш чутливі до забруднення, навіть у разі використання бурових розчинів з вірно підібраним складом та властивостями рідкої і твердої фаз. Про це свідчать численні промислові приклади, коли при первинному проходженні спостерігались активні газонафтопрояви, а після закінчення буріння в процесі освоєння з пласта не вдавалося отримати промислового припливу.

Аналіз стану розкриття продуктивних пластів з низькою проникністю на родовищах Західного Сибіру свідчить, що в більшості випадків потенційні можливості продуктивних пластів дуже низькі [8], про що можна судити за даними величини ОП (див. табл. 1).

При виборі об'єкта для розкриття пласта горизонтальним стовбуром на депресії слід звернути увагу на різнонапірність його пропластків, як це роблять автори роботи [17], оскільки вона може дестабілізувати процес буріння на депресії через можливі перетоки з подальшими ускладненнями.

Обґрунтування величини репресії і депресії при поглибленні свердловини. Буріння значної частини свердловини здійснюється на репресії. Величина репресії постійно коригується в меншу сторону. Це тенденція зберігається завдяки постійному вдосконаленню відомих технологічних процесів, застосуванню нових типів і рецептур бурових розчинів, визначенню поточних порових (пластових) тисків, застосуванню нового обладнання (насамперед противикидно-го), верхнього привода і циркуляційних систем для приготування і очищення бурових розчинів.

Технологія буріння із заданим вибієними тиском передбачає підтримання мінімального диференційного тиску між свердловиною і пластами, що розкриваються, коли зі стану репресії свердловина може перейти на певний час в стан рівноваги або навіть депресії.

Відповідно до відомого положення про те, що допустима депресія на стінки свердловини у процесі буріння не повинна перевищувати 10-15% ефектних скелетних напруг, які визначаються як різниця між гірським і поровим тиском порід. Це положення при визначенні густини бурового розчину відноситься, насамперед, до глинистих відкладів, дотримання якого повинно забезпечити попередження осипань та обвалювання. Але його віднесли і до продук-

Таблиця 2 – Зміна допустимої депресії

Глибина, м	Середня густина масиву гірських порід $\rho_{\text{гip}}$, кг/м ³	Пластовий тиск, $P_{\text{гip}}$, МПа	$\Delta P_{\text{ден}} = 0,1(P_{\text{гip}} - P_{\text{пл}})$, МПа при різних $\kappa_a = P_{\text{пл}} / P_{\text{сст}}$				
			0,25	0,5	1,0	1,5	2,0
500	1670	8,2	0,7	0,57	0,33	0,08	-
1000	1700	16,7	<u>1,4</u>	<u>1,2</u>	0,70	0,2	-
1500	1750	25,8	<u>2,2</u>	<u>1,8</u>	<u>1,10</u>	0,4	-
2000	1820	35,7	3,1	<u>2,6</u>	<u>1,6</u>	0,6	-
2500	1900	46,6	4,0	3,4	<u>2,2</u>	<u>1,0</u>	-
3000	2000	59,9	5,2	4,4	2,9	<u>1,5</u>	0,01
3500	2100	73,8	6,5	5,7	4,0	<u>2,2</u>	0,5
4000	2300	90,3	8,0	7,1	5,1	3,1	<u>1,2</u>
4500	2400	105,9	9,5	8,4	6,2	4,0	<u>1,8</u>

Позначення:

$\Delta P_{\text{ден}}$ – допустима депресія, МПа;

$P_{\text{гip}}$ – гірський тиск, МПа;

$P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, МПа.

тивних відкладів, щоб оцінити допустиму депресію [9, 10], котра наведена в табл. 2. У ній наведено, якою може бути допустима депресія залежно від глибини і пластового тиску при коефіцієнті аномальності (κ_a) пластового тиску від 0,25 до 2,0.

Автори зазначеної роботи вважають, що на практиці слід дотримуватись величини депресії, що в табл.2 виділено жирним, підкресленим шрифтом, і що з глибини 2000м немає необхідності підтримувати депресію, рівну гранично допустимій, оскільки її значення перевищує 3,1 - 2,6 МПа. При таких депресіях може відбутися руйнування пристовбурової зони розкритого пласта та виникнути умови, які ускладнюють нормальний процес буріння.

У роботі [19] розглядається вибір максимально допустимої депресії за трьома умовами:

- збереження стійкості скелета колектора під дією геостатичного тиску;
- запобігання винесення піску, обумовленого перевищенням критичного дебіту свердловини, що викликає руйнування колектора;
- неперевищення інтенсивності припливу пластового флюїду, який сприймається промивальною рідиною із збереженням її робочих параметрів.

Перша умова детально була розглянута вище. Обмеження другої умови може бути отримано за результатами експлуатації свердловин на родовищі, на якому планується розкривати пласт на депресії. За третьою умовою попередню оцінку можна отримати лабораторними випробуваннями на збереження властивостей промивальної рідини, вводючи в неї пластовий флюїд. З умови підтримки заданих властивостей промивальної рідини в НВО «Буріння» [18] дано оцінку допустимого припливу, який не повинен перевищувати 20% обсягів свердловини і промивальної рідини, що знаходиться в циркуляційній системі.

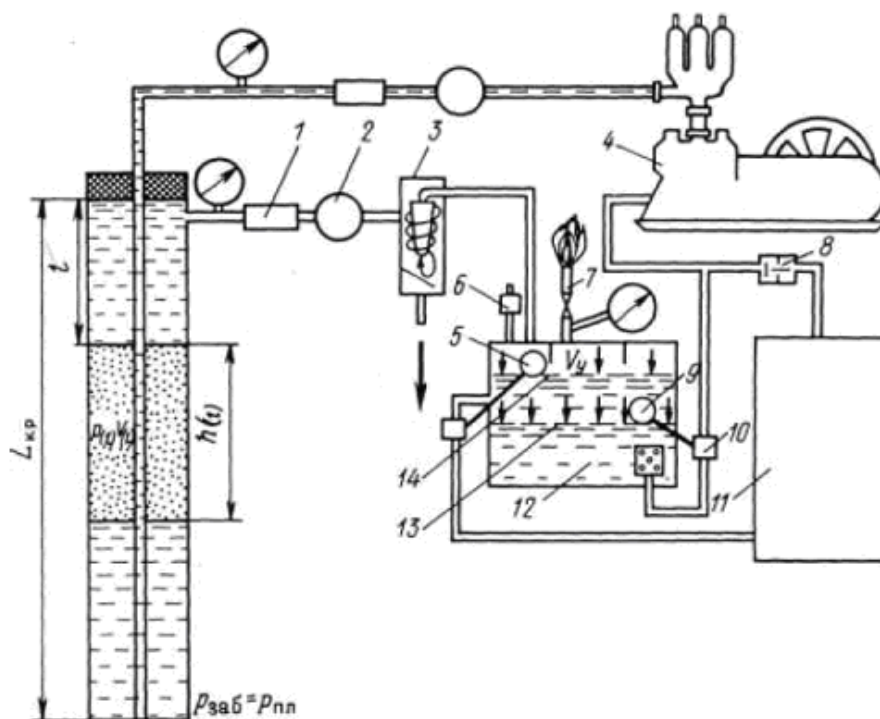
В американській практиці буріння на репресії густина бурового розчину вибирається таким чином, щоб забезпечити гідростатичний тиск від 1,4 до 7,0 МПа вищим за тиск у пласті. У ході буріння на депресії вибирають промивальну рідину, що забезпечує гідростатичний тиск від 0,7 до 1,4 МПа.

Якщо розглядати технологічний процес буріння на депресії з точки зору тільки збереження колекторських властивостей привибійної зони і не ставити інших завдань (наприклад, отримання промислового припливу під час буріння), то досить мати величину депресії не більше 0,1 - 0,5 МПа. Цього достатньо, щоб мати приплив, який можна спостерігати і фіксувати щодо зміни обсягу в приймальних ємностях або за збільшенням газомісту на виході з свердловини.

При зупинці циркуляції депресія зростає на величину гідравлічних опорів в затрубному просторі, тобто диференційний тиск в системі «пласт – свердловина» збільшиться від 0,1-2,0 МПа (залежно від глибини свердловини і подачі насосів). Депресія зростає при нарощуванні і підйомі бурильної колони, якщо не герметизувати гирло або не створювати надмірно протитиску.

При розкритті пластів довжиною більше 25 м буде помітно, як депресія, створена біля покрівлі пласта в міру поглиблення свердловини буде зменшуватися зі збільшенням вибійного тиску. Оскільки рушійною силою для припливу є депресія, то надходження пластового флюїду у вибій буде меншим, ніж біля покрівлі пласта. Залежно від довжини необсадженого стовбура свердловини, дебіту та інших факторів може виникнути ситуація, при якій вибійний тиск буде перевищувати тиск у продуктивному пласті.

Керування вибійними тиском. Тагіров К.М. та інші [10] запропонували методику прогнозу-



1 – витратомір; 2 – густиномір; 3 – сепаратор; 4 – буровий насос; 5, 9 – давачі рівня; 6 – запобіжний клапан; 7 – регульований перепускний клапан; 10 – регульований клапан; 11 – приймальна ємність; 12 – розділююча ємність; 13 – нижній рівень; 14 – верхній рівень

Рисунок 2 – Гідравлічна схема герметизованої системи циркуляції при бурінні на рівновазі тиску за пропонованою технологією

ної оцінки припливу пластового флюїду при бурінні на депресії, заснованої на відомому співвідношенні між дебітом і величиною депресії. За нею можна оцінити, як буде змінюватися тиск газорідинної суміші (ГРС) на покрівлю пласта залежно від збільшення припливу газу та надлишкового гирлового тиску. Але не показано, як впливає темп поглиблення і як змінюється густина ГРС за рахунок вибуреної породи на характер зміни вибійного тиску.

Для забезпечення буріння на депресії в заданих межах (від заданої її величини до 0, тобто до умови рівноваги) при вступі пластового газу автори роботи [10] пропонують регулювати вибійні тиск зміною (збільшенням) гирлового тиску і зменшенням початкового газового фактора ГРС.

К.М. Тагіровим і його співавторами [2, 19, 20, 21, 22] запропоновано метод регулювання тиску в системі «свердловина – пласт» з використанням герметизованої системи циркуляції (ГСЦ) (рис. 2). Особливістю ДСЦ є те, що промивальна рідина виходить зі свердловини, не виливається у відкриту жолобну систему, а скеровується в герметизований блок очищення промивальної рідини. Потім очищена промивальна рідина надходить у ємність авторегулювання, де відбувається її дегазація. У ємності підтримується заданий тиск, що, на думку авторів, дозволяє вести роботи з поглиблення свердловини на рівновазі, та, за необхідності, викликати контрольований приплив пластового флюїду на вибій свердловини, вимити його на

поверхню з метою встановлення природи флюїду і визначити значення пластового тиску.

У ГСЦ передбачається мати певний обсяг, заповнений буферним газом, який має можливість розширюватися, надійшла на вибій газової пачки, витісняючи з свердловини промивальну рідину більшого обсягу, ніж закачується буровим насосом у свердловину. По суті, ємність авторегулювання замінює роль дроселя як регулятора тиску в свердловині.

При цьому стверджується, що у випадку підтримання постійного тиску на авторегулюючій ємності забезпечується контроль над вибійними тиском.

На свердловині Р-110 Заполярного ГРП (Західний Сибір), на якій був змонтований ГСЦ при бурінні інтервалу 3340-3440м був використаний буровий розчин густиною 1156 кг/м³, що дало змогу створити депресію, рівну 10% від скелетних напружень за пластового тиску 41,27 МПа. Змінна депресія при проходженні всього інтервалу була в межах 0-0,52 МПа. На жаль, не наведено відомості про наявність припливу газу і чи були проведені виміри вибійних тисків, що підтверджують наявність депресії.

Бурові агенти. Буріння наприкінці 50-х років 20 століття з продувкою природним газом було здійснено на семи газових свердловинах Тахта-Кугульїнському, Петровсько-Благодарненському і Расшеватському газових родовищах Ставропольського краю [14]. Депресія на пластах, що розкриваються, сягала 6,0 МПа, в результаті чого були отримані планові дебіти газу.

При виборі типу промивальної рідини за критерієм співвідношення пластового тиску до гідростатичного перевагу віддають тому буровому агенту, який наближає депресійний стан і дозволяє витримувати межі допустимої депресії у ході проведення технологічних операцій промивки стовбура.

Азот, безумовно, є найбільш поширеним газом, який застосовується на сьогодні для зниження густини рідинного розчину в ході буріння на депресії. Азот нетоксичний, не горючий і не викликає корозії, він мало розчинний у воді і у вуглеводнях та сумісний практично з будь-яким флюїдом, який застосовується в ході бурових робіт.

Викидний газ дизельних двигунів бурових установок зі вмістом кисню не більше 5% може бути альтернативою азоту [20], який виробляється в громіздкій мембранній установці, і знаходить застосування в системі газорідинної суміші, яка застосовується при освоєнні свердловин і бурінні поглинаючих пластів.

Азот, викидний газ і повітря використовують для приготування пін та аерованих рідин.

Найважливішою характеристикою піни як циркулюючого агента є істинний газовміст, оптимальне значення якого в зоні долота складає більше 65%. При газовмісті менше 55% – це аерована рідина.

Завдяки низькій густині (0,03-0,1 кг/м³) піни рекомендуються для розбурювання зон поглинання [23], а також для розкриття продуктивних пластів, якщо пластовий тиск становить 0,3-0,8 від гідростатичного. Піни використовуються при освоєнні свердловин [18]. Проблема зі звичайною пінною системою полягає в тому, що піна зберігає стійкість після виходу на поверхню, а для її розпаду потрібно досить тривалий час. Але наявність стійкої піни забезпечує збереження стану вибійного тиску. Зазвичай для регулювання і розкладання пінних систем і їх повторного генерування використовують хімічні методи за рахунок регулювання рівня рН рідини. У роботах [18, 24] наведені рецептури пінних систем, які при деякій модифікації до конкретних умов можуть застосовуватися при бурінні на депресії.

Аеровані рідини в нафтогазовій промисловості використовують давно. Область застосування – освоєння свердловин і проходження поглинаючих пластів. Використання повітря як газового агента заборонена через вибухи при змішуванні з вуглеводнями, природа яких до кінця не досліджена. Тому в якості газового агента застосовують азот. Аеровані рідини дозволяють знижувати вибійний тиск до 40% від гідростатичного.

Застосування води, навіть якщо свердловина буриться на депресії, незважаючи на її низьку вартість і повсюдну наявність не є бажаною через її високу фільтрацію.

Для зниження густини нестискуваних рідин використовували порожнисті скляні кульки питомою вагою 0,38 г/см³ [25, 26]. Проблема з застосуванням скляного дробу полягає в тому, що їх основна частина знищується або пошко-

джується на вібропитах або під час проходження через систему сепарації твердих матеріалів, що вимагає постійного додавання нового «дробу». Через високу вартість їх застосування обмежене.

Зарубіжні автори [27, 28], аналізуючи результати робіт з буріння на депресії, дійшли висновку, що підбір бурового розчину, сумісного з породою і флюїдом пласта, необхідний, як при бурінні, так на репресії.

Стандартною практикою застосування промивальної рідини при бурінні на депресії є використання дегазованої сирової нафти або дизельного палива, але за умови застосування замкненої циркуляційної системи і резервуарів, що входять у неї. Крім того, тиск закритої наземної системи, куди сира нафта повертається, має бути, вищим від точки початку кипіння нафти при переважаючих умовах середовища.

Але не менш важливим при застосуванні в'язких систем на вуглеводневій основі є їх низька виносна здатність. Ця важлива функція суттєво може вплинути на якість розкриття горизонтальних стовбурів великої довжини. Тому рекомендується застосовувати вуглеводневі псевдопластичні системи, які можуть забезпечити більш ефективне виносення вибуреної породи. Також слід приділити значну увагу подальшому вдосконаленню технологічного обладнання, в т.ч. і насосно-циркуляційної системи.

Література

- 1 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03-2003. – М., 2003. – 272 с.
- 2 Тагиров К.М. Технология углубления скважин в условиях АВПД на депрессии с целью повышения эффективности геологоразведочных работ [Текст] // К.М. Тагиров, В.И. Нифонтов, А.Н. Гноевых, А.А. Рябоконт // Тр. ОАО НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С. 46–65.
- 3 Инструкция на технологию поддержания заданного забойного давления при бурении поисково-разведочных скважин. РД 39-0147009-6.032-86. – Краснодар, 1986. – 26 с.
- 4 ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. – М.: Издательство стандартов, 1990. – 25 с.
- 5 Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях в различных горно-геологических условиях РД-39-0147009-544-87. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1987. – 87 с.
- 6 T. Walker, M. Hopemann. Underbalanced completion improve well softy and productivity/ World Oil, - 1995, Vol. 216, №11.
- 7 Бурение горизонтальных скважин при равновесии давлений в стволе // ЭИ «Зарубежный опыт», серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Вып. 5 – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 7 с.
- 8 Рябоконт С.А. Основные преимущества и технология бурения скважин при депрессии на продуктивные пласты [Текст] // С.А. Рябоконт, А.Н. Гноевых, В.А. Мосин, А.И. Овечкин //

Тр. ОАО НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С. 3–15.

9 Нифонтов В.И. Разработка методов вскрытия продуктивных пластов при строительстве и ремонте газовых скважин в осложнённых горно-геологических условиях: Автореф. дисс. ... докт. техн. наук, 2001.

10 Тагиров К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии [Текст] // К.М. Тагиров, В.И. Нифонтов. – М.: Недра, 2003. – С. 160.

11 Golin V. Murch Underbalanced drilling: An integrated approach /Drilling Contractor, 1998, juli / august, p.p. 52 – 53. 55/

12 Увеличение числа скважин, пробуренных при пониженном гидростатическом давлении // ЭИ «Зарубежный опыт», серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Вып. 5 – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – С. 21–28.

13 Бурение при пониженном давлении в стволе скважины // ЭИ «Зарубежный опыт», серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Вып. 1. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – С. 1–29.

14 Акопян Н.Р. Бурение продуктивных газовых горизонтов с применением естественного газа вместо глинистого раствора / В кн.: Развитие газовой промышленности СССР (Материалы межвузовской научной конференции по вопросам газовой промышленности). – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 6 с.

15 Бабаян Э.В. Буровые технологии [Текст] // Э.В.Бабаян. – Краснодар: Советская Кубань, 2005. – 584 с.

16 Рябоконт С.А. Углеводородная система для вскрытия продуктивных пластов при депрессии технологии [Текст] // С.А.Рябоконт, В.И. Бадовская, Н.К. Герцева // Тр. ОАО НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С.107–113.

17 Горонович С.Н. Классификация объектов нефти и газа для применения технологий строительства горизонтальных скважин в режиме депрессии на гибких трубах и схемы их аппаратного обеспечения технологии [Текст] // С.Н. Горонович, В.А. Жидков и др. // Тр. ОАО НПО «Бурение». – 200. – Вып. 4. – С.79–98.

18 Вязёнкин С.Н. Некоторые аспекты технологии закачивания скважин с депрессией на продуктивный пласт и выбор технологического оборудования для её реализации технологии [Текст] // С.Н. Вязёнкин, Ю.Д.Комнатный, В.В. Аникин // Тр. ОАО НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С.16–28.

19 Тагиров К.М. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями [Текст] // К.М.Тагиров, А.Н.Гноевых, А.Н. Лобкин. – М.: Недра, 1996 – 183 с.

20 Тагиров К.М. Использование выхлопных газов в нефтегазодобыче [Текст] // К.М.Тагиров, А.Н.Лобкин. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 146 с.

21 Тагиров К.М. Разработка методов вскрытия пластов с аномальными давлениями: дисс. д-ра техн. наук: 05.05.10 – М: ВНИИГаз, 1987. – 38 с.

22 Тагиров К.М. Бурение с промывкой пеной по герметизированной системе циркуляции [Текст] // К.М. Тагиров, А.Н.Гноевых, В.И. Нифонтов, В.В. Корчагин, С.А. Акопов // Газовая промышленность. – 1991. – №8. – С. 32 – 34.

23 Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов [Текст] // В.А. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1972. – 336 с.

24 Ивачёв А.М. Борьба с поглощениями промывочных жидкостей при бурении геолого-разведочных скважин [Текст] / А.М. Ивачёв. – М.: Недра, 1982. – 293 с.

25 ЭИ «Зарубежный опыт», серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» – М.: ВНИИОЭНГ. – 1996. – №5. – С. 87–98.

26 Рябоконт С.А. Выбор промывочного агента при бурении на депрессии [Текст] // С.А. Рябоконт, А.А. Бояркин // Тр. ОАО НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С. 102–106.

27 Bennion D.B. Underbalanced operations offer pluses and minuses // Oil and Gas J. – 1996, – Vol. 94, №1 – p. 33 – 40.

28 Churcher P.L. Properly designed underbalanced drilling fluids can limit formation damage // Oil and Gas J. – 1996, Vol. 94, № 18. – p. 50 – 56.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
10.09.13*

*Рекомендована до друку
професором **Копєєм Б.В.***

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

*канд. техн. наук **Тарабарінович П.В.***

(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

OIL PRODUCTION AFFECTED BY ASP AND GELATION TECHNOLOGIES

Khosro Rahimi, Ehsan Sharifara, Mohammad Hadi Fatehi Sarvestani

Islamic Azad University, Iran, Petroleum Department, Sciences & Research Branch, Hesarak, Tehran, I.R.Iran; 1477893855; phone +982148255227, e-mail: aspirant7@yandex.ru

Проведено аналіз впливу технологій внесення інгібітору корозії ASP і технологій огелювання на рівень нафтовидобутку. Показано, що технології огелювання були розроблені для забезпечення більш ефективного вертикального розгорнення, для затоплення природно тріщинуватих порід-колекторів нафти. Наведено результати аналізу ефективності використання комбінації цих двох технологій, які, на думку автора, могли б розширити застосовність лужного поверхнево-полімерного заводнення.

Ключові слова: інгібітор корозії ASP, технологія огелювання, нафтовидобування

Проведен анализ влияния технологий внесения ингибитора коррозии ASP и технологий огеливания на уровень нефтедобычи. Показано, что технологии огеливания были разработаны для обеспечения более эффективной вертикальной развертки, для затопления естественно трещиноватых пород-коллекторов нефти. Представлены результаты анализа эффективности использования сочетания этих двух технологий, которые, по мнению автора, могли бы расширить применимость щелочного поверхностно-полимерного заводнения.

Ключевые слова: ингибитор коррозии ASP, технология огеливания, нефтедобыча

Gelation technologies have been developed to provide more efficient vertical sweep efficiencies for flooding naturally fractured oil reservoirs or more efficient areal sweep efficiency for those with high permeability contrast «thief zones». The field proven alkaline-surfactant-polymer technology economically recovers 15% to 25% OOIP more oil than water flooding from swept pore space of an oil reservoir. However, alkaline-surfactant-polymer technology is not amenable to naturally fractured reservoirs or those with thief zones because much of injected solution bypasses target pore space containing oil. This work investigates whether combining these two technologies could broaden applicability of alkaline-surfactant-polymer flooding into these reservoirs.

Aluminum citrate-polyacrylamide, resorcinol-formaldehyde, and the silicate-polyacrylamide gel systems did not produce significant incremental oil in linear core floods. Both flowing and rigid flowing chromium acetate-polyacrylamide gels and the xanthan gum-chromium acetate gel system produced incremental oil with the rigid flowing gel producing the greatest amount. Higher oil recovery could have been due to higher differential pressures across cores. None of the gels tested appeared to alter alkaline-surfactant-polymer solution oil recovery. Total water flood plus chemical flood oil recovery sequence recoveries were all similar.

Keywords: corrosion inhibitor ASP, gelation technologies, oil production

Introduction

Gelation technologies provide more efficient vertical sweep efficiencies for flooding naturally fractured oil reservoirs or more efficient areal sweep efficiency for those with high permeability contrast «thief zones». Field proven alkaline-surfactant-polymer technology economically recovers 15% to 25% OOIP more oil than water flooding from swept pore space of an oil reservoir. However, alkaline-surfactant-polymer technology is not amenable to naturally fractured reservoirs or those with thief zones because much of the injected solution bypasses target pore space containing oil. This work investigates whether combining these two technologies could broaden applicability of alkaline-surfactant-polymer flooding.

Executive Summary

Chromium acetate-polyacrylamide gel used to close fractures and divert fluid into the matrix maintains diversion capability after injection of an alkaline-surfactant-polymer solution. Linear core floods indicate that the chromium acetate-polyacrylamide gel integrity is maintained after

injecting alkaline-surfactant-polymer solution at 72, 125, and 175 °F. Xanthan gum-chromium acetate gels on the other hand were only stable at 72 and 125 °F. Numerical simulation of applying a gel treatment to a Minnelusa reservoir with two sands separated by shale indicates that prior treatment of the higher permeability sand with gel will recover additional oil. Water flood oil recovery is improved by 196,000 bbls with gel treatment. Alkaline-surfactant-polymer flood oil recovery is improved by 596,000 bbls with prior gel injection.

Experimental

Evaluations performed at 72°F used Big Sinking crude oil supplied by Bretagne in Lexington, Kentucky. Big Sinking crude oil is a 42° API gravity, 3 cp crude oil. It's characteristics have been described elsewhere. Evaluations at 125°F and 175°F used a 19.4° API gravity crude oil with a viscosity of 30 and 13 cp at the elevated temperatures, respectively. Polymers used in the linear core floods are listed in Table 1. Chemicals were dissolved in 1.0 wt% sodium chloride.

Table 1 – Polymers Used in Gelation Linear Core floods

Polymer Name	Type/Degree of Hydrolysis	Supplier
Flocon 4800	xanthan gum	SNF Floerger
Alcoflood 1275A	polyacrylamide/30%	Ciba Specialty Chemicals
HiVis 350	polyacrylamide/30%	Tiorco, Inc.
Watercut 204	polyacrylamide/7%	Tiorco, Inc.

Table 2 – Berea Core Properties

100% NaCl Brine Saturated Permeability ---Oil Saturation--- Core flood	K _T , abs(md)	Porosity(%)	Soi(V _P)	Sor(V _p)
Fractured Core Linear Core flood Cr ⁺³ - PHPA rigid – NaOH (prior to cutting fracture)	595	22.8	0.562	0.349
175 ⁰ F Linear Core floods Cr ⁺³ -XG rigid - NaOH	290	22.6	0.609	0.236
Cr ⁺³ - PHPA rigid - NaOH 125 ⁰ F Linear Core floods	425	23.1	0.582	0.211
Cr ⁺³ -XG rigid - NaOH	502	22.8	0.791	0.382
Cr ⁺³ - PHPA rigid - NaOH	555	23.3	0.712	0.336
Radial Core floods				
dual core, common well bore, same core holder				
Cr ⁺³ -PHPA rigid flowing – NaOH	631	23.0	0.541	0.284
Cr ⁺³ -PHPA rigid flowing - Na ₂ CO ₃	58	17.9	0.510	0.355

Linear core floods were performed using 2 inches diameter by 5 inches long, unfired Berea sandstone. Radial core floods used 6 inches diameter by 2 inches high, unfired Berea sandstone. Table 2 lists the core properties. Fractured linear core was developed by chisel etching a straight line cut along the length of core sides and faces. Continual light tapping of the chisel along the etched line eventually created a fracture.

S_{oi} and S_{or} are initial and water flood residual oil saturation, respectively. PHPA is partially hydrolyzed polyacrylamide, and XG is xanthan gum. Single core linear core flood injected fluid sequence is listed below. Core floods were performed at designated temperature.

1. Saturate core with 1.0 wt% NaCl by evacuation and determine porosity and pore volume;

2. Inject 1.0 wt% NaCl and determine the absolute permeability to water (k_{abs});

3. Inject crude oil to immobile water and determine the effective permeability to oil at immobile water (k_{orw});

4. Inject 1.0 wt% NaCl at 12 ft/day fluid frontal advance rate to residual oil and determine the effective permeability to water at residual oil (k_{orw});

5. Inject gel fluids at 12 ft/day;

6. Stop injection. Pull core holder apart, clean gel out of injection and production lines. Fill injection lines with 1.0 wt% NaCl before assembling core holder;

7. Re-assemble core holder and allow gel to form overnight with no flow;

8. Inject 1.0 wt% NaCl at 12 ft/day to stable pressures;

9. Inject 1.0 wt% NaOH plus 0.06 wt% active ORS-46HF plus 1300 mg/L Alcoflood 1275A at 12 ft/day. Inject 5 to 10 pore volumes;

10. Shut-in overnight;

11. Resume ASP solution injection at 12 ft/day. Inject 1 to 2 pore volumes;

12. Inject 1.0 wt% NaCl at 12 ft/day for 5 to 10 pore volumes to get stable pressures and determine permeability change from step 8.

Differential pressures were measured from the core injection face to one inch from the injection face, and from injection face to production face. Differential pressure from one inch behind the injection face to production face of the core was calculated by difference between the two measured values. Single fractured core linear core flood injected fluid sequence is.

1. Repeat steps 1 through 3 of the single linear core flood procedure.

2. Remove core from core holder and fracture core.

Table 3 – Gel Chemical Compositio

Gel	Polymer	mg/L	Cross Linking Agent (Bulk)	
	Type		Type	mg/L
72 ^o F Core floods				
Cr ⁺³ -Xanthan Gum	Flocon 4800	5,000	Watercut 684	3,250
Cr ⁺³ -PHPA rigid flowing	Watercut 204	7,500	Watercut 684	2,425
125 ^o F Core floods				
Cr ⁺³ -Xanthan Gum	Flocon 4800	5,000	Watercut 684	3,250
Cr ⁺³ -PHPA rigid flowing	Watercut 204	5,000	Watercut 684	1,590
175 ^o F Core floods				
Cr ⁺³ -Xanthan Gum	Flocon 4800	2,000	Watercut 684	950
Cr ⁺³ -PHPA rigid flowing	Watercut 204	3,000	Watercut 684	1,430

3. Place fractured core into core holder. Put overburden pressure on core and inject Big Sinking crude oil and determine k_{orw} .

4. Inject crude oil to immobile water at 30 ft/day and determine the effective permeability to oil at immobile water (k_{orw}).

5. Inject 1.7 pore volumes of 1.0 wt% NaCl at 4 ft/day fluid frontal advance rate to residual oil and determine k_{wro} .

6. Inject at 4 ft/day 0.5 pore volumes of Marcit gel (7500 mg/L WaterCut 204: 2425 mg/L WaterCut 684 or 250 mg/L Cr⁺³).

7. Inject 0.05 pore volume of 1.0 wt% NaCl. Stop injection. Clean out injection and production lines. Fill injection lines with 1.0 wt% NaCl. Do not take the core holder apart.

8. Shut-in for two days.

9. Inject 1.0 wt% NaCl at 4 ft/day for 7.4 pore volumes to get stable pressures, flush gel from core, and get resistance factor.

10. Inject 7.1 pore volumes 1.0 wt% NaOH plus 0.06 wt% active ORS-46HF plus 1300 mg/L Alcoflood 1275A at 4 ft/day.

11. Inject 1.0 wt% NaCl at 4 ft/day for 6.5 pore volumes to get stable pressures and flush ASP-gel from core.

Differential pressures were measured from the core injection face to production face. Dual individual core radial core flood with a common manifold injected fluid sequence is listed below. Separate radial core holders were used in steps 1-3.

1. Saturate core with 1.0 wt% NaCl and determine porosity and pore volume.

2. Inject 1.0 wt% NaCl and determine the absolute permeability to water (k_{abs}).

3. Inject Big Sinking crude oil to immobile water and determine k_{orw} . Place core in stacked core radial core holder. A piece of cellulose paper was placed between the cores to facilitate capillary continuity. An O-ring was placed on the outer edge of the cores at their junction that will seal to the annulus edge to facilitate separate collection

of fluids from each core. Place an overburden of 1000 psi on the cores. Stacked core injection steps 4-10 - fluid frontal advance rates are summed height, average porosity, and average diameter for two cores.

4. Stack cores so that a common well bore is present.

5. Inject 1.0 wt% NaCl at 5 ft/day fluid frontal advance rate to residual oil saturation and determine k_{orw} for each core.

6. Inject gel fluids at 5 ft/day 0.7 pore volumes of the high permeability core and monitor injection pressure.

7. Inject 0.05 pore volumes of the high permeability core of 1.0 wt% NaCl at 5 ft/day.

8. Stop injection and allow gel to form for two days.

9. Inject 1.0 wt% NaCl at 5 ft/day for 5 pore volumes and determine resistance factor.

10. Inject 1.0 wt% NaOH plus 0.10 wt% active ORS-60HF plus 1300 mg/L Alcoflood 1275A solution at 5ft/day and monitor injection pressure.

11. Inject 1.0 wt% NaCl at 5 ft/day for 5 pore volumes and determine residual resistance factor.

Produced fluids were collected in test tubes on a fraction collector. Resistance factor for all core floods was calculated according to

$$RF_i = \frac{(\Delta P / q)_i}{\Delta P / q}$$

, where ΔP is differential pressure, psi, and q is injection rate, ml/hr. Baseline values are after 1.0 wt% NaCl injection at S_{orw} and before initial chemical injection.

Oil saturation is determined by mass balance of injected and produced fluids. Final oil saturation was cross-checked by extraction of fluids by hot toluene. Gel chemical compositions are listed in Table 3.

Gel solutions were mixed in a 1.0 wt% NaCl solution in an injection tank as a single solution just prior to injection.

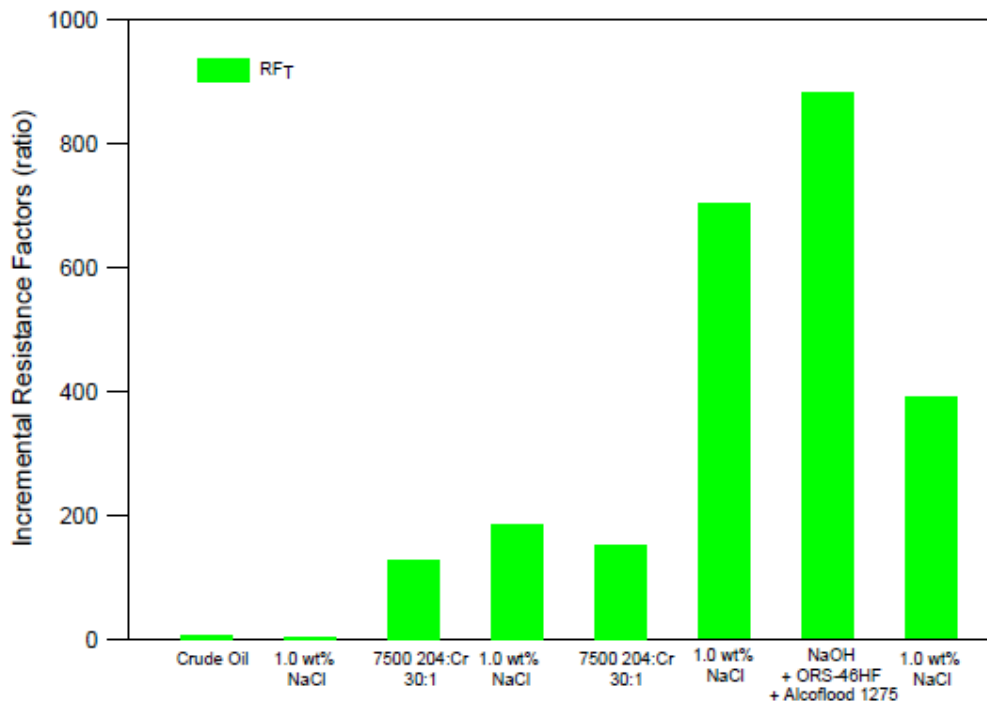


Figure 1 – Ending Resistance Factors for a Rigid Polyacrylamide-Chromium Acetate Gel followed by NaOH-ORS-46HF-Alcoflood 1275A Linear Core flood, RF_T (green) shown

Alkaline-Surfactant-Polymer Solutions

A 1.0 wt% NaOH plus 0.06 wt% ORS-46HF plus 1300 mg/L Alcoflood 1275A solution was used with Big Sinking oil in the 72°F core floods. ORS-46HF was supplied by OCT, Inc. Interfacial tension between the alkaline-surfactant-polymer solution and Big Sinking crude oil was 0.191 dyne/cm. A 1.0 wt% NaOH plus 0.10 wt% ORS-60HF plus 1300 mg/L Alcoflood 1275A solution was used with the 19.4° API gravity crude oil in the 125°F and 175°F core floods.

Interfacial tension between the alkaline-surfactant-polymer solution and 19.4° API crude oil was 0.001 dyne/cm.

Results and Discussion

Fractured Core Polyacrylamide-Chromium Acetate Gel Linear Core floods/ Fractured core linear core floods are a continuation of the prior study to determine if gel solutions placed in a fracture are stable to subsequent injection of an alkaline-surfactant-polymer solution [2]. Injected gel mixture was 7500 mg/L Flopaam 4800 plus 250 mg/L Watercut 684 as Cr^{+3} . Alkaline-surfactant-polymer solution injected was 1.0 wt% NaOH plus 0.06 wt% active ORS-46HF plus 1300 mg/L Alcoflood 1275A.

Figure 1 depicts resistance factor changes measured from the injection face to the production face of the core. Residual resistance factors after gel injection and before alkaline-surfactant-polymer solution indicated gel was placed uniformly in the fracture as well as in the core. Residual resistance factors after alkaline-surfactant-polymer injection following gel injection were maintained and of the same order of

magnitude as prior to alkaline-surfactant-polymer injection. Polyacrylamide-chromium acetate gels used to plug fractures are stable to subsequent NaOH alkaline-surfactant-polymer solution injection. Permeability changes are summarized in Table 4.

Elevated Temperature Gel Stability Testing

A series of polyacrylamide-chromium acetate, xanthan gum-chromium acetate, and resorcinol plus formaldehyde gel matrices were mixed and incubated at either 125°F or 175°F with varying pH alkaline-surfactant-polymer solutions to determine if gel systems were stable to alkaline-surfactant-polymer solutions at elevated temperature.

Gels were allowed to sit for 1 to seven days to allow gels to form. Once gels were formed, alkaline-surfactant-polymer solutions were layered over the top of the appropriate gels. Alkaline-surfactant-polymer solutions pH varied from pH 9.2 to 12.9 as reported earlier [3]. Gels were incubated at 125°F and 175°F and visually evaluated at 0, 1, 3, 7 days. Consistent with prior results, gel stability to alkaline-surfactant-polymer solutions was

- Aluminum-polyacrylamide gels were not stable to alkaline-surfactant-polymer solutions with pH values ranging from 9.2 to 12.9.
- Chromium-polyacrylamide gels were stable to alkaline-surfactant-polymer solutions with pH values ranging from 9.2 to 12.9.
- Chromium-xanthan gum gels were stable to alkaline-surfactant-polymer solutions with pH values ranging from 9.2 to 12.9.
- Resorcinol-formaldehyde gels were stable to alkaline-surfactant-polymer solutions with pH values ranging from 9.2 to 12.9.

Table 4 – Berea Sandstone Physical Parameters Chromium Acetate – Polyacrylamide Fracture Core Linear Core flood

NaOH-ORS-46HF-Alcoflood 1275A – 22.8% Porosity	Permeability (md) K_T
Pre-Fracture Absolute Permeability to 1.0 wt% NaCl, K_{abs}	630
Pre-Fracture Effective Perm to Oil at Immobile Water, K_{orw}	355
Post-Fracture Effective Perm to Oil at Immobile Water, K_{orw}	33,500
Post-Fracture Effective Perm to Water at Residual Oil, K_{wro}	23,000
Post-Fracture, Post-Gel Sequence, K_{wro}	33
Post-ASP Solution, K_{wro}	60

Type	Concentration	Crosslinker Polymer: Crosslink ratio
	(mg/L)	
Polyacrylamide: Aluminum	1:1	Watercut 677
Polyacrylamide: Aluminum	1:2	Watercut 300 and 500
Polyacrylamide: Aluminum	1:3	HiVis 350
Polyacrylamide: Aluminum	1:4	HiVis 350
Polyacrylamide Chromium	30:1	Watercut 684
Polyacrylamide Chromium	35:1	Watercut 204
Polyacrylamide Chromium	40:1	Watercut 204
Polyacrylamide Chromium	45:1	Watercut 204
Polyacrylamide Chromium	50:1	Watercut 204
Xanthan Gum:Chromium Gels	8:1	Watercut 684
Xanthan Gum:Chromium Gels	10:1	Flopaam 4800 C 4,000 and 6,000
Xanthan Gum:Chromium Gels	12:1	Flopaam 4800 C 4,000 and 6,000
Xanthan Gum:Chromium Gels	15:1	Flopaam 4800 C 4,000 and 6,000
Xanthan Gum:Chromium Gels	18:1	Flopaam 4800 C 4,000 and 6,000
Xanthan Gum:Chromium Gels	20:1	Flopaam 4800 C 4,000 and 6,000
Polymer	Resorcinol wt%	Formaldehyde wt%
Resorcinol/formaldehyde gels	1.0	0.85
Resorcinol/formaldehyde gels	1.0	1.71
Resorcinol/formaldehyde gels	2.0	1.71
Resorcinol/formaldehyde gels	2.0	3.42
Resorcinol/formaldehyde gels	3.0	2.56
Resorcinol/formaldehyde gels	3.0	5.12

pH of resorcinol/formaldehyde gel solutions were adjusted to pH 9 with NaOH.

Elevated Temperature Linear Core floods

Linear core floods evaluating the polyacrylamide-chromium acetate gel and the xanthan gum- chromium acetate gel were evaluated at 125°F and 175°F to determine if the gels were stable to an alkaline-surfactant-polymer solution at elevated temperatures. Two pairs of linear core floods were performed to evaluate if the polyacrylamide-chromium acetate gel and the xanthan gum- chromium acetate gel were stable to alkaline-surfactant-polymer solutions at elevated temperatures in core. Figures 2 and 3 depict the resistance factor changes for the polyacrylamide-chromium acetate gel at 125°F and 175°F, respectively. Table 5 summarizes core permeability changes.

Polyacrylamide-chromium acetate gels were stable to subsequent injection of a 1.0 wt% NaOH plus 0.10 wt% active ORS-60HF plus 1300 mg/L

Alcoflood 1275A solution. Figures 4 and 5 depict the resistance factor changes for the xanthan gum-chromium acetate gel at 125°F and 175°F, respectively. Xanthan gum-chromium acetate gel was stable to subsequent injection of a 1.0 wt% NaOH plus 0.10 wt% active ORS-60HF plus 1300 mg/L Alcoflood 1275A solution at 125°F but not at 175°F. The latter is due primarily to the instability of the gel at the higher temperature. Table 5 summarizes core permeability changes.

Gel sequence and alkaline-surfactant-polymer injection recovered additional oil. Table 6 summarizes oil production with each step.

Significant incremental oil was produced by gel injection and subsequent alkaline-surfactant-polymer solutions.

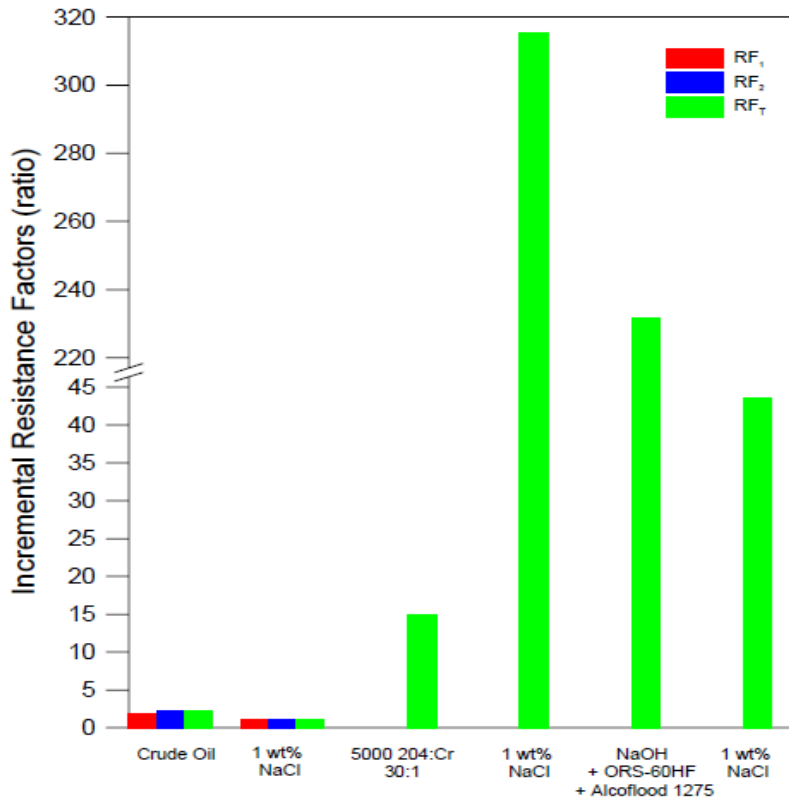


Figure 2 – Ending Resistance Factors for Polyacrylamide-Chromium Acetate Gel followed by NaOH-ORS-60HFAlcoflood 1275A Linear Coreflood at 125°F, from left to right each set of histograms is RF1(red), RF2(blue), RFT(green)

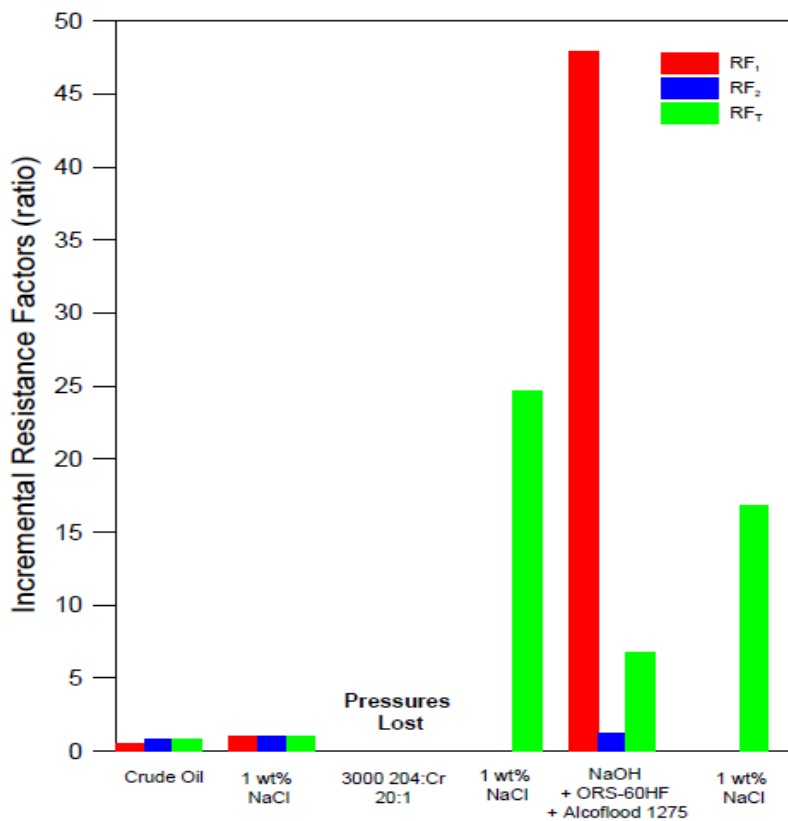


Figure 3 – Ending Resistance Factors for Polyacrylamide-Chromium Acetate Gel followed by NaOH-ORS-60HFAlcoflood 1275A Linear Coreflood at 175°F, from left to right each set of histograms is RF1(red), RF2(blue), RFT(green)

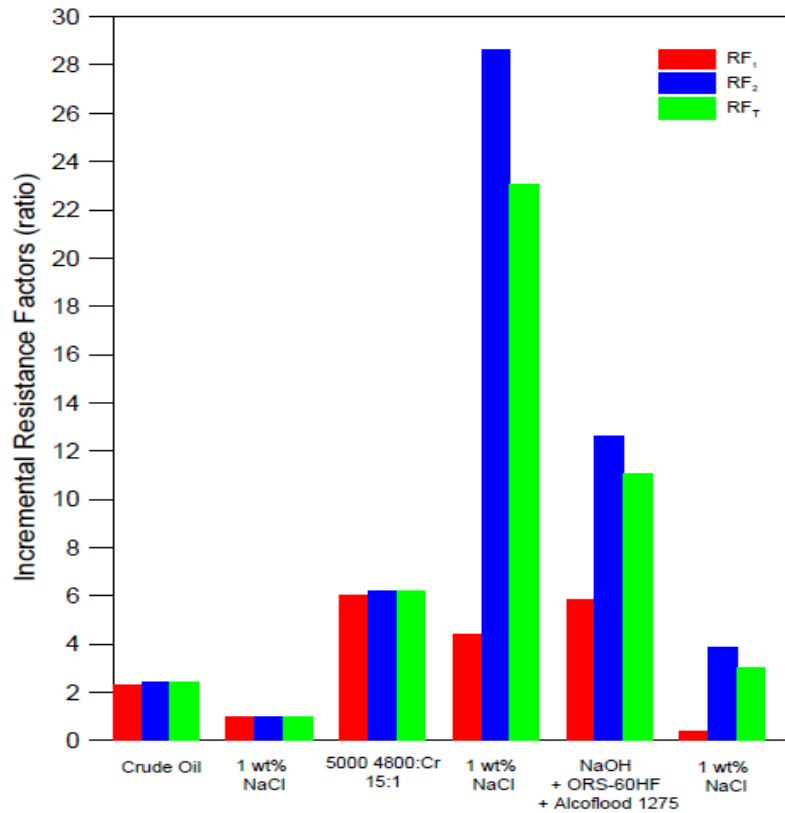


Figure 4 – Ending Resistance Factors for Xanthan Gum-Chromium Acetate Gel followed by NaOH-ORS-60HF-Alcoflood 1275A Linear Coreflood at 125°F, from left to right each set of histograms is RF1(red), RF2(blue), RFT(green)

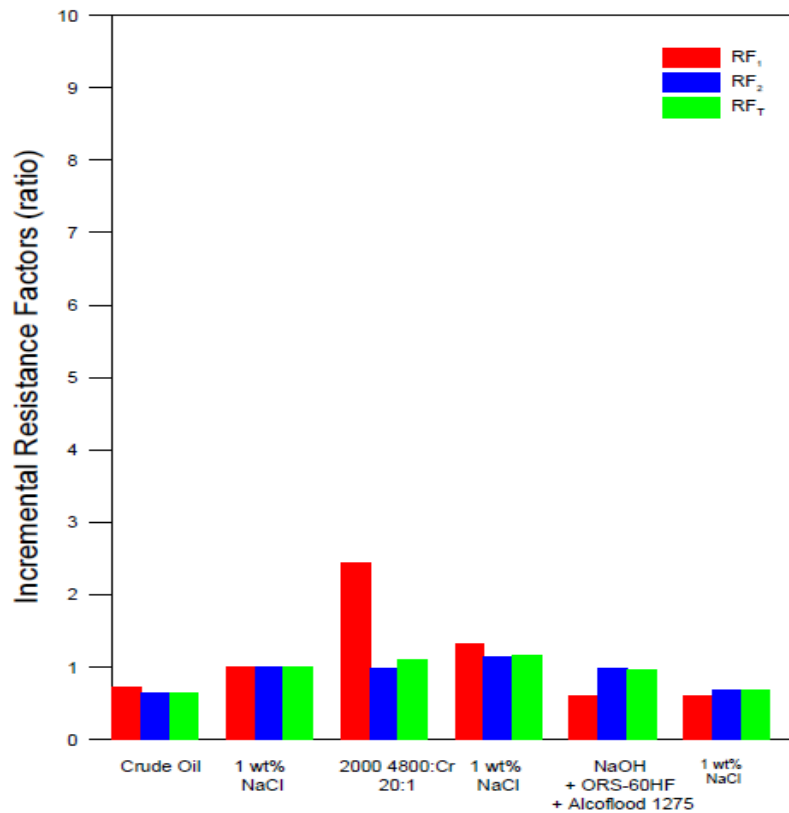


Figure 5 – Ending Resistance Factors for Xanthan Gum-Chromium Acetate Gel followed by NaOH-ORS-60HF-Alcoflood 1275A Linear Coreflood at 175°F, from left to right each set of histograms is RF1(red), RF2(blue), RFT(green)

Table 5 – Berea Sandstone Physical Parameters Polyacrylamide and Xanthan Gum-Chromium Acetate Gel Linear Core floods

Permeability (md)	K ₁	K ₂	K _T
Polyacrylamide-Chromium Acetate Core floods NaOH-ORS-60HF-Alcoflood 1275A – 23.3% Porosity – 175°F			
Absolute Permeability to 1.0 wt% NaCl, K _{abs}	282	772	555
Effective Perm to Oil at Immobile Water, K _{orw}	547	267	300
Effective Perm to Water at Residual Oil, K _{wro}	17	40	24
Post Gel Sequence, K _{wro}	-	-	<0.1
Post ASP Solution, K _{wro}	-	-	0.3
NaOH-ORS-60HF-Alcoflood 1275A – 23.1% Porosity – 125°F			
Absolute Permeability to 1.0 wt% NaCl, K _{abs}	473	414	424
Effective Perm to Oil at Immobile Water, K _{orw}	646	320	353
Effective Perm to Water at Residual Oil, K _{wro}	13	6	7
Post Gel Sequence, K _{wro}	--	--	0.2
Post ASP Solution, K _{wro}	--	--	0.3
Xanthan Gum-Chromium Acetate Core floods NaOH-ORS-60HF-Alcoflood 1275A – 22.8% Porosity – 175°F			
Absolute Permeability to 1.0 wt% NaCl, K _{abs}	346	280	291
Effective Perm to Oil at Immobile Water, K _{orw}	528	262	288
Effective Perm to Water at Residual Oil, K _{wro}	15	4	5
Post Gel Sequence, K _{wro}	8	2	3
Post ASP Solution, K _{wro}	18	5	6
NaOH-ORS-60HF-Alcoflood 1275A – 22.6% Porosity – 125°F			
Absolute Permeability to 1.0 wt% NaCl, K _{abs}	514	499	502
Effective Perm to Oil at Immobile Water, K _{orw}	535	535	535
Effective Perm to Water at Residual Oil, K _{wro}	32	21	22
Post Gel Sequence, K _{wro}	8	2	3
Post ASP Solution, K _{wro}	32	6	8

Table 6 – Oil Recovery of Polyacrylamide and Xanthan Gum-Chromium Acetate Gel Core floods

Cumulative Oil Recovery, % OOIP		
Injected Solution	125°F-Core flood	175°F-Core flood
Polyacrylamide-Chromium Acetate Core floods		
1.0 wt% NaCl - Water flood	52.8	63.7
Gel Sequence and NaCl flush	75.2	74.0
ASP Solution and NaCl flush	95.6	98.4
Incremental Oil Recovery, % OOIP		
Gel Incremental Oil Recovery	22.4	10.3
Gel+ASP Incremental Recovery	20.4	24.4
Xanthan Gum-Chromium Acetate Core floods		
1.0 wt% NaCl - Water flood	51.7	61.2
Gel Sequence and NaCl flush	69.4	68.4
ASP Solution and NaCl flush	92.4	92.2
Incremental Oil Recovery, % OOIP		
Gel Incremental Oil Recovery	17.7	7.2
Gel+ASP Incremental Recovery	23.0	23.8

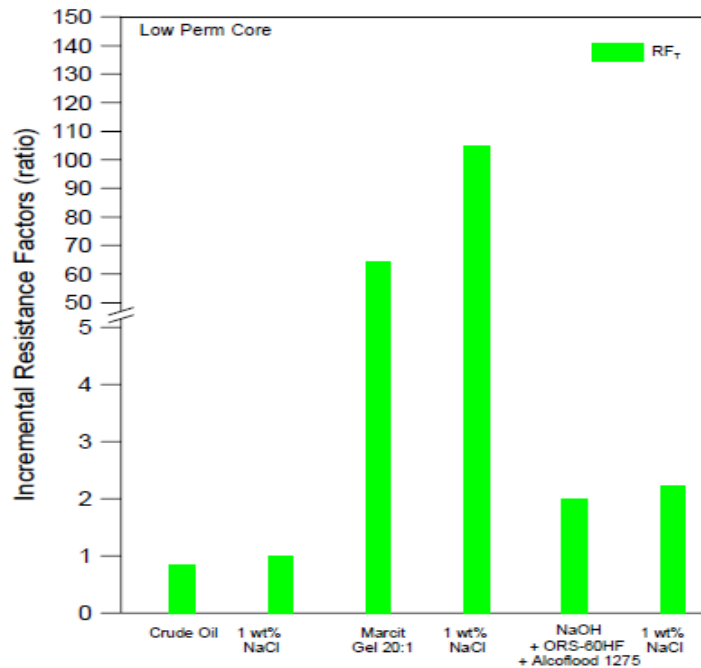


Figure 6 – Low Permeability Core, Ending Resistance Factors for the Rigid Chromium Acetate-Polyacrylamide Gel followed by NaOH-ORS-60HFAlcoflood 1275A, from left to right each set of histograms is RFT(green)

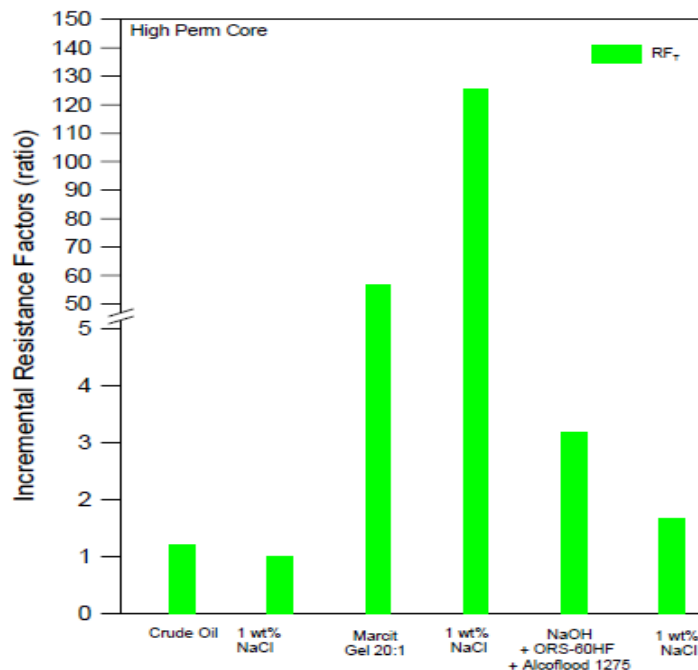


Figure 7 – High Permeability Core, Ending Resistance Factors for the Rigid Chromium Acetate-Polyacrylamide Gel followed by NaOH-ORS-60HFAlcoflood 1275A, from left to right each set of histograms is RFT(green)

Elevated Temperature Chromium Acetate-Polyacrylamide Gel Dual Stacked Core, Common Well Bore Stacked Radial Core floods

A dual stacked core pair with a common well bore core flood evaluated the stability of a chromium acetate-polyacrylamide gel to subsequent alkaline-surfactant-polymer injection at 175°F. In this case, cross flow was possible. Injected gel mixture was 3000 mg/L Watercut 204 plus 150 mg/L Watercut 684 as Cr^{+3} . Polymer and

chromium ion concentrations were lower than previous reported 72°F core flood² to permit gel to be injected prior to developing rigidity. Injected alkaline-surfactant-polymer solution was 1.0 wt% NaOH plus 0.06 wt% active ORS-60HF plus 1300 mg/L Alcoflood 1275A. Crude oil was the 19.4° API gravity crude oil.

Figures 6 and 7 depict resistance factor changes for the both core. Chromium acetate-polyacrylamide gel reduced the permeability of

Table 7 – Berea Sandstone Physical Parameters – Chromium Acetate-Polyacrylamide

Dual Stacked, Same Well Bore 175°F Radial Core flood Permeability (md)	K ₁	K ₂	K _T
NaOH-ORS-60HF-Alcoflood 1275A			
High Permeability Core – 23.0% Porosity			
Absolute Permeability to 1.0 wt% NaCl, K _{abs}	535	458	508
Effective Perm to Oil at Immobile Water, K _{orw}	105	90	90
Effective Perm to Oil at Immobile Water, K _{orw} (after stacking core)	-	-	108
Effective Perm to Water at Residual Oil, K _{wro}	-	-	3.7
Post Gel Sequence, K _{wro}	-	-	0.03
Post ASP Solution, K _{wro}	-	-	2.2
Low Permeability Core – 18.5% Porosity			
Absolute Permeability to 1.0 wt% NaCl, K _{abs}	45	82	52
Effective Perm to Oil at Immobile Water, K _{orw}	28	18	23
Effective Perm to Oil at Immobile Water, K _{orw} (after stacking core)	-	-	26
Effective Perm to Water at Residual Oil, K _{wro}	-	-	0.6
Post Gel Sequence, K _{wro}	-	-	0.01
Post ASP Solution, K _{wro}	-	-	0.3

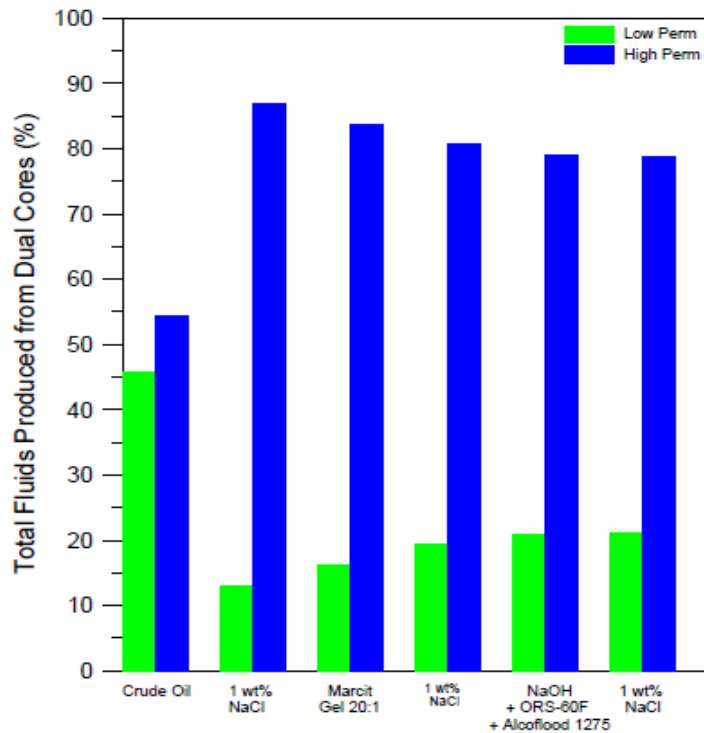


Figure 8 – Flow Distribution between High and Low Permeability Cores, Dual Stacked Radial Coreflood, Chromium Acetate-Polyacrylamide Gel, green is low permeability and blue is high permeability

each core with the high permeability core permeability reduction being slightly greater during and after gel injection. Permeability changes were maintained after alkaline-surfactant-polymer injection but not to the same degree as previously reported possibly due to injection of a more fluid gel and gel syneresis. Permeability

changes for dual, stacked core chromium acetate-polyacrylamide core flood are summarized in Table 7.

Change in flow distribution due to chromium acetate-polyacrylamide gel injection into the stacked radial core configuration is shown in Figure 8. Flow distribution was 87% flow through

Table 8 – Oil Recovery of Chromium Acetate -- Polyacrylamide Gel Dual Stacked, Same Well Bore 175°F Radial Core flood

Cumulative Oil Recovery, % OOIP	Injected Solution High K - Core	Low K - Core
1.0 wt% NaCl - Water flood	47.5	30.4
Gel Sequence and NaCl flush	59.1	38.0
ASP Solution and NaCl flush	93.0	52.1
Incremental Oil Recovery, % OOIP	-	-
Gel Incremental Oil Recovery	11.6	6.6
Gel+ASP Incremental Recovery	33.9	14.1

the high permeability core during initial water flood. Flow distribution was reduced to 80% through the high permeability core during the water flush subsequent to gel placement, indicating gel was diverting injected water from the high permeability core into the low permeability core. Injected alkaline- surfactant-polymer solution did not alter the flow distribution.

Oil recoveries from the chromium acetate-polyacrylamide gel stacked radial flood are summarized in Table 8. Incremental oil was produced during gel injection from each core.

Alkaline-surfactant-polymer injection produced a significant volume of incremental oil from both core.

Numerical Simulation of a Crosslink-Alkaline-Surfactant-Polymer Flood

A Minnelusa reservoir with an «A» sand and a «B» sand with common production and injection wells was simulated to demonstrate improvement of oil recovery after gel treatment followed by an alkaline-surfactant-polymer flood. A and B sands are separated by a shale layer. GCOMP numerical simulation software was used [4]. GCOMP is a black oil numerical simulation package with a chemical flood option.

The flood consists of one injection well (34X-10) and two production wells (43-10A and 15-11). Wells 44-10, 14-11, 43-10, and 34-10 were either dry holes or were lost prior to contemplating alkaline-surfactant-polymer injection. Figure 9 depicts the well orientation.

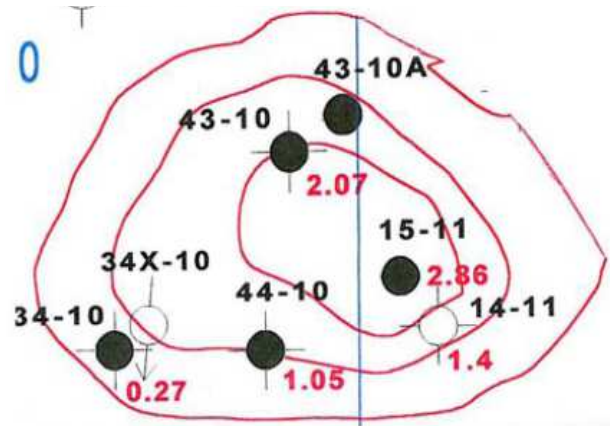


Figure 9 – Minnelusa Field Well Orientation

Reservoir and Model Definition

A 20 by 14 grid model consisting of seven layers with the top two layers A sand and bottom five layers presenting the B sand was defined. Table 9 lists individual layer parameters.

Initial oil saturation was 0.805 V_p and water flood residual oil saturation was 0.335 V_p .

Figure 10 depicts the water displacing oil relative permeability curve. Initial reservoir pressure was 2685 psi. Reservoir temperature was 133°F. The Minnelusa Field produces a dead crude oil with an API gravity of 21.5° with a viscosity of 29 cp at initial reservoir pressure and temperature. Formation volume factor was 1.02. Bubble point was 175 psi. Fluid and rock compressibilities used in the model are water

Table 9 – Numerical Simulation Layer Parameters

	Layer	Pay (ft)	Porosity (%)	KXY (md)	KZ (md)	Pore Volume (bbls)
A Sand	1	4.3	20.2	224	184	1,286,600
	2	10.5	19.9	381	312	3,136,523
B Sand	3	14.8	20.0	302	248	4,423,123
	4	1.3	21.0	506	415	18,469
	5	0.5	18.5	79	65	4,995
	6	9.4	17.7	807	662	2,259,435
	7	6.5	12.1	565	463	909,069
	8	17.7	17.3	626	512	3,191,968

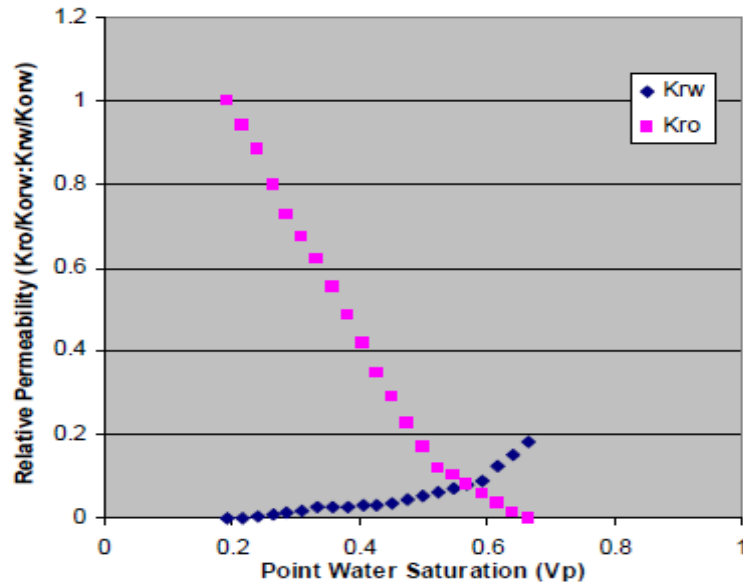


Figure 10 – Minnelusa Oil-Water Relative Permeability Curve

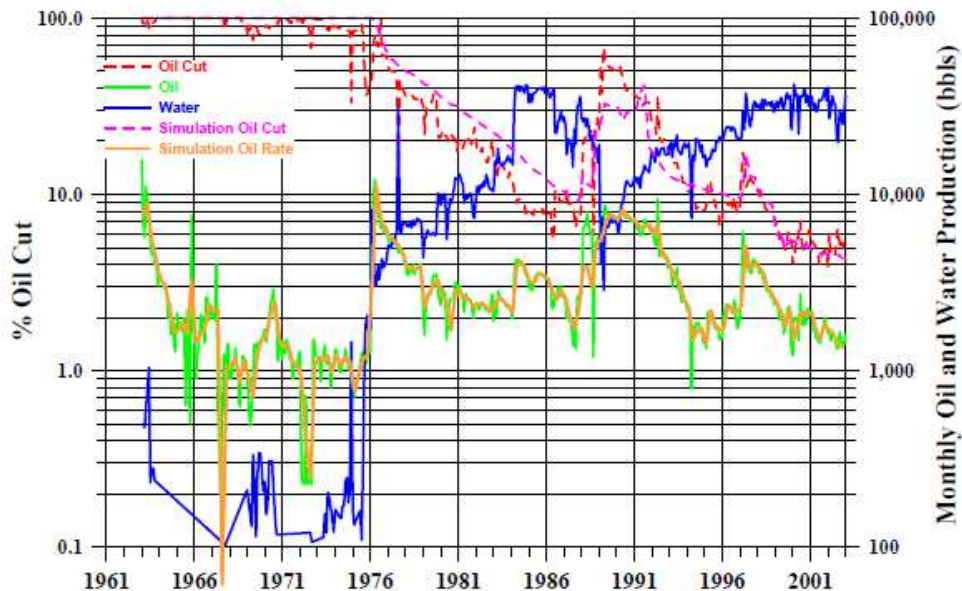


Figure 11 – History Match – Primary/Waterflood Production

$2.95E-06 \text{ psi}^{-1}$, crude oil $5.79E-06 \text{ psi}^{-1}$, and rock $2.7E-05 \text{ psi}^{-1}$. Transmissivity between the layers was equal to 82% of the horizontal transmissivity.

History Match - Model Validation A production water flood history match was performed by fixing the oil rate from each well and allowing water rate and oil cut to vary. History match was from 1961 to 2003. Figure 11 shows oil rate, water rate, and oil cut match for the wells. Injection matched historical values exactly.

Core flood History Match - Chemical Model Validation

An alkaline-surfactant-polymer radial core flood was history matched to calibrate model

chemical option. Core flood used reservoir crude oil, produced water, and reservoir core. Chemical system used was 1.00 wt% NaOH plus 0.1 wt% ORS-46HF plus 1300 mg/L Alcoflood 1275A. Linear core flood data was used to develop adsorption isotherms and polymer rheology data. Interfacial tension values used in the model are from laboratory measurements.

Radial core flood model consisted of a 5 by 1 radial grid system with 2 layers. Initial oil saturation was 0.805 V_p . Initial reservoir pressure was 2685 psi. PVT characteristics were such that the viscosity of the crude oil was 28 cp at 133°F at 2685 psi. No water-oil or gas-oil contacts were present. PVT characteristics and relative permeability curves from the field history match were used in the core floods match. Core flood history match was achieved by changing

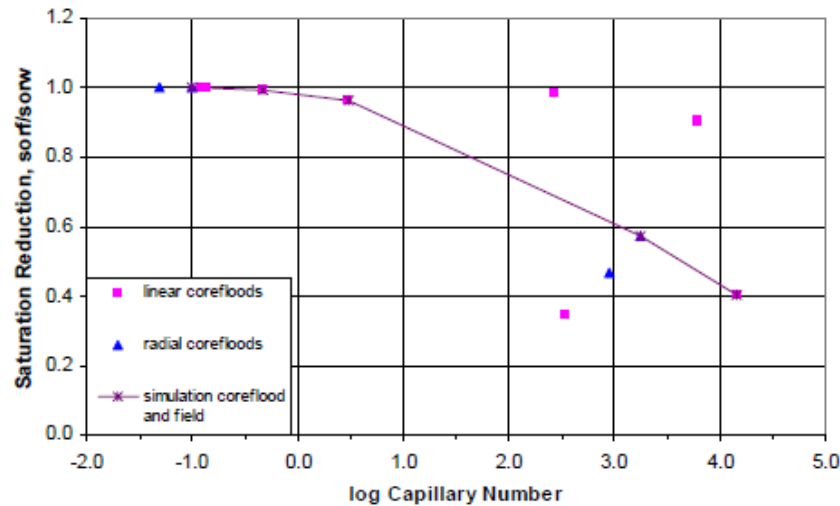


Figure 12 – Oil Saturation Reduction versus \log Capillary Number

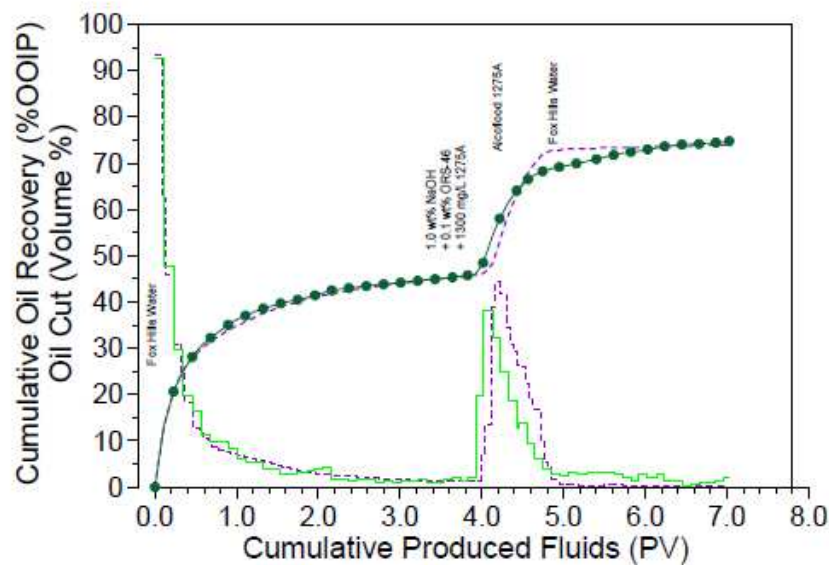


Figure 13 – Oil Cut and Cumulative Oil Recovery Radial Coreflood History Match

permeability and capillary number desideration curve. Final permeability distribution was 14 md for both layers. This compares to 13.6 and 16.3 md for the effective permeability to oil and effective permeability to water, respectively. Figure 12 shows the capillary de-saturation curve required to match the core flood. Note, the capillary number - desideration correlation matched core flood values during water flood. As capillary number increased due to chemical injection, linear core flood data facilitated a match better than radial core flood data.

Figures 13 and 14 show oil recovery and oil cut history match, and produced chemical match for the alkaline-surfactant-polymer radial core flood. Both the water flood and chemical flood oil recoveries are duplicated by the numerical simulation indicating the relative permeability and capillary number calculation accurately depict the water flood and the alkaline-surfactant-polymer flood for the Minnelusa oil, water, and rock system. Produced chemicals were similarly matched.

Alkaline-Polymer and Alkaline-Surfactant-Polymer Forecasts

Five forecasts were made:

1. Water flood through 2020;
2. Crosslink B Sand in 2003 followed by water through 2020;
3. No Crosslink, ASP Flood: B Sand - 0.262 V_p ASP followed by 0.278 V_p polymer drive followed by water to 2020 (0.972 V_p); A Sand - 0.024 V_p ASP followed by 0.076 V_p polymer drive followed by water to 2020 (0.049 V_p);
4. Crosslink B Sand and inject chemical over the same time as case 3: B Sand - 0.091 V_p ASP followed by 0.110 V_p polymer drive followed by water to 2020 (0.885 V_p); A Sand - 0.036 V_p ASP followed by 0.098 V_p polymer drive followed by water to 2020 (0.087 V_p);
5. Crosslink B Sand and inject chemical until approximately 0.25 V_p of ASP solution has been injected into the B Sand: B Sand - 0.239 V_p ASP followed by 0.152 V_p polymer drive followed by

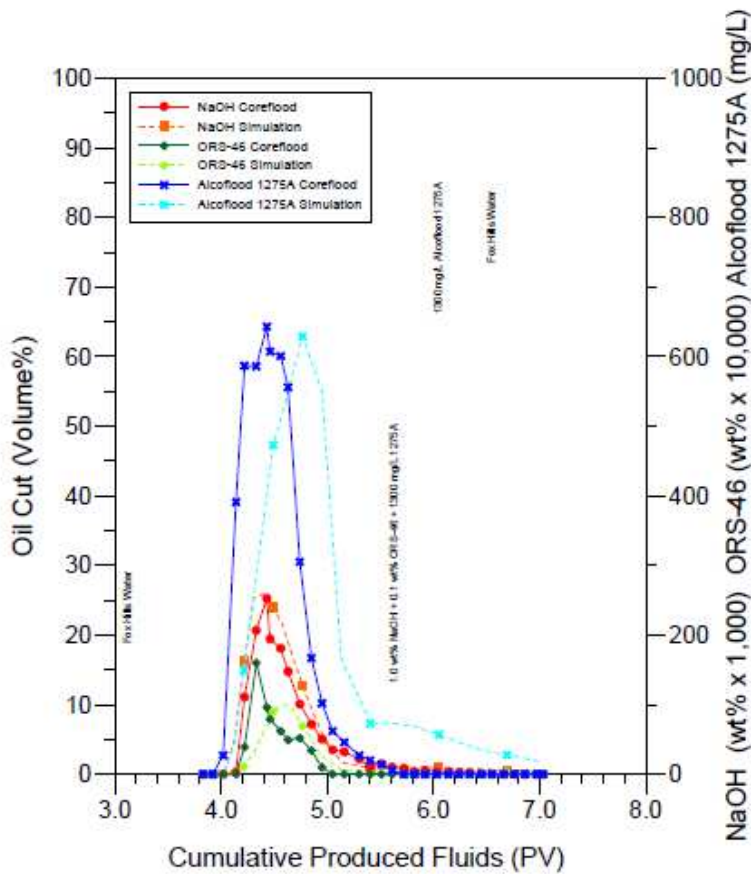


Figure 14 – Produced Chemical Radial Coreflood History Match

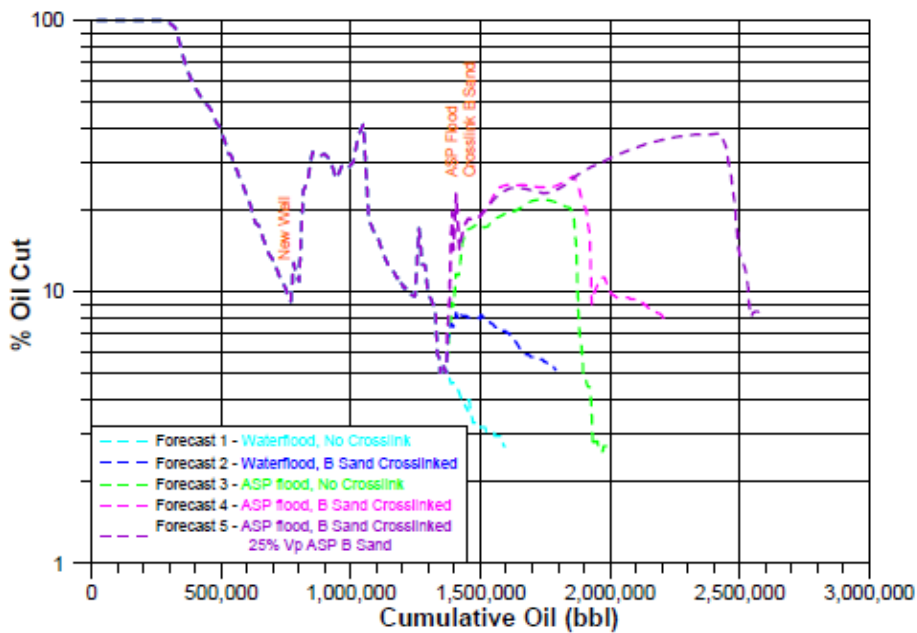


Figure 15 – Oil Cut versus Cumulative Oil Produced for the Five Forecast Cases

water to 2020 (0.315 V_p); A Sand - 0.124 V_p ASP followed by 0.126 V_p polymer drive followed by water to 2020 (0.027 V_p).

Figure 15 depicts the oil cut as a function of cumulative oil production and Figure 16 depicts cumulative oil as function of cumulative total fluids produced. Crosslinking of the B Sand was simulated by decreasing the X, Y, and Z transmissivity of the B Sand to 20% of the

original value, corresponding to a resistance factor of 5. Note in Figure the volume of fluids produced and, therefore, injected decreases when either the B Sand is crosslinked or viscous ASP solution is injected. Total fluid produced volume and, therefore, injection volume decreased by up to 2,800,000 bbls. Table 10 summarizes incremental oil produced.

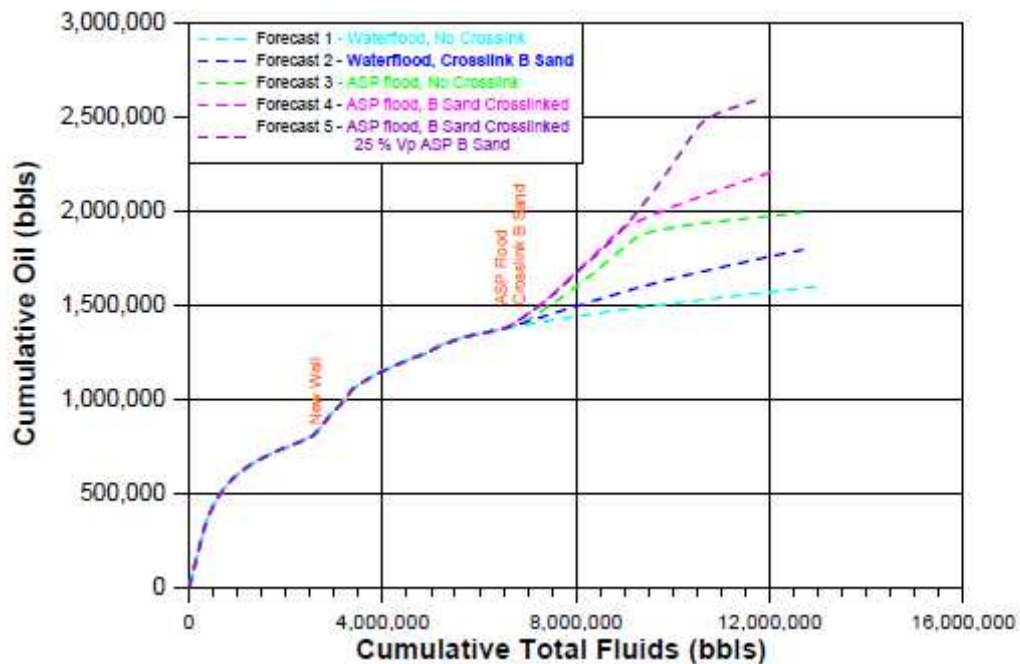


Figure 16 – Cumulative Oil Produced versus Cumulative Total Fluids for the Five Forecast Cases

Table 10 – Water flood and Alkaline-Surfactant-Polymer Flood Forecast Incremental Oil Production

Incremental Oil Production (bbls)		
	Over Water flood	Over no Crosslink ASP Flood
B Sand Crosslink Water flood	196,144	-----
No Crosslink ASP Flood	392,656	-----
B Sand Crosslink ASP Flood	619,988	227,332
B Sand Crosslink 25% Vp ASP Flood	989,090	596,436

Conclusions

Chromium-polyacrylamide gels are stable to injection of an alkaline-surfactant-polymer solution from 72°F to 175°F.

Injection of a gel sequence prior to an alkaline-surfactant-polymer solution will divert injected fluid into lower permeability core, resulting in higher oil recoveries.

Gels used to seal fractures are stable to subsequent alkaline-surfactant-polymer solution injection, if gels are stable to alkaline-surfactant-polymer solutions in other applications.

Numerical simulation indicates placement of a gel into a higher permeability section of a reservoir will improve water flood recovery and alkaline-surfactant-polymer flood oil recovery compared to the same injection fluid without a prior gel treatment.

References

1 Miller, Bernie, Pitts, Malcolm J., Dowling, Phillip, and Wilson, Dan: «Single Well Alkaline-Surfactant Injectivity Improvement Test in the Big Sinking Field», SPE 89384, presented at the 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 17-21 April 2004.

2 Pitts, M., Qi, J., Wilson, D., Stewart, D. and Jones, B.: Semi-annual Technical Progress Report, Coupling the Alkaline-Surfactant-Polymer Technology and the Gelation Technology to Maximize Oil Production, September 30, 2004 to April 1, 2005, submitted to the Department of Energy, Award Number De-FC26-03NT15411.

3 Pitts, M., Qi, J., and Wilson, D.: Semi-annual Technical Progress Report, Coupling the Alkaline-Surfactant-Polymer Technology and the Gelation Technology to Maximize Oil Production, October 1, 2003 to April 1, 2004, submitted to the Department of Energy, Award Number De-FC26-03NT15411.

4 PHH Engineering, Calgary, Alberta.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.09.13

Рекомендована до друку
професором **Меджліса Голам Алі Мансурі**
(Ісламський університет Азад,
Іран, м. Неджефабад)

ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ВИБІР ОЧИСНИХ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ВНУТРІШНЬОЇ ПОРОЖНИНИ ТРУБОПРОВОДІВ

Р.М. Кондрат, А.В. Угриновський, В.С. Петришак, Т.С. Сапожкова

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua*

Забезпечення стабільної роботи газових і газоконденсатних свердловин є надзвичайно актуальним завданням сьогодення. Це досягається підвищенням ефективності експлуатації газопроводів (шлейфів свердловин) шляхом очищення їх внутрішньої порожнини від скупчень рідини.

В контексті роботи виконано аналіз різноманітних конструкцій механічних очисних пристроїв, їх характерні особливості, а також поршнів на основі гелів, які використовуються на практиці для очищення трубопроводів від різного роду забруднень. Також розроблено новий склад саморуйнуючого в'язкопружного очисного поршня та проведено відповідні лабораторні дослідження для визначення часу його розчинення у воді, конденсаті та суміші води з конденсатом за різного вмісту спінуючої поверхнево-активної речовини.

За результатами проведених лабораторних досліджень передбачається провести дослідно-промислово випробування запропонованого складу саморуйнуючого в'язкопружного очисного поршня на лініях свердловин.

Ключові слова: пристрій, вода, газ, свердловина, поршень, шлейф, дослідження

В настоящее время обеспечение стабильной работы газовых и газоконденсатных скважин является чрезвычайно актуальной задачей. Это достигается повышением эффективности эксплуатации газопроводов (шлейфов скважин) путем очистки их внутренней полости от скопленной жидкости.

Проанализировано различные конструкции механических и очистных устройств, рассмотрены их характерные особенности, а также поршней на основе гелей, использующихся на практике для очистки трубопроводов от различного рода загрязнений. Также разработан новый состав саморазрушающегося в'язкоупругого очистительного поршня и проведены соответствующие лабораторные исследования с целью определения скорости растворения его в воде, конденсате и водном растворе конденсата по содержанию вспенивающих поверхностно-активных веществ.

По результатам проведенных лабораторных исследований предполагается провести опытно-промышленные испытания предложенного состава саморазрушающегося в'язкоупругого очистительного поршня на выкидных линиях скважин.

Ключевые слова: устройство, вода, газ, скважина, поршень, шлейф, исследования

Providing of stable operation of gas and gas condensate wells is extremely important task at present. This could be achieved by increasing of gas pipeline operation efficiency through fluid accumulation pigging.

The analysis of different mechanical cleaning devices constructions, their characteristics, and gel-based pigs used in practice for cleaning pipelines from various contaminants have been developed in the context of the study. Also, a new composition self-destroying visco-elastic pig has been developed and relevant laboratory tests have been conducted to determine the time of its dissolution in water, condensate, and water-and-condensate mixture at different content of the foaming surfactant.

The results of the laboratory studies are expected to be used for pilot testing of the developed self-destroying visco-elastic pig at well flow lines.

Keywords: device, water, gas, wells, pig, loops, research

Природний газ, який рухається по шлейфах газових свердловин, несе з собою пісок, окиси заліза, воду, вуглеводневий конденсат та ін. Тверді і рідкі домішки осідають в понижених ділянках газопроводу і в інших місцях, де наявні відповідні умови, що призводить до зменшення живого перерізу трубопроводу, зниження його пропускної здатності і збільшення втрат тиску при русі газового потоку. Накопичення води і конденсату в газопроводі в осінньо-зимовий період може призвести до утворення гідратних і льодяних корків, що значно зменшує пропускну здатність, а в деяких випадках може призвести до повного закупорювання газопроводу.

Експлуатація шлейфів свердловин підземних сховищ газу ще більше ускладнюється за рахунок утворення в них щільних піщано-масляних відкладень.

На сьогоднішній день для проведення очищення газопроводів розроблено і широко використовується на практиці велика кількість різноманітних конструкцій очисних пристроїв за допомогою скребків, розділювачів, поршнів. Пристрої (поршні), які розроблені для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів, можна розділити на механічні і хімічні (на основі гелів).

Механічні пристрої можна розділити за способами очищення внутрішньої порожнини трубопроводів за рахунок повздовжнього руху, поздовжньо-обертового руху, гідроімпульсного, кінетичної енергії струменя робочого середовища, кавітації. Як очисні елементи застосовуються еластичні елементи, металічні щітки та різці.

Однією із перших відомих конструкцій очисного пристрою є очисна куля (рис. 1), яка

являє собою товстостінну гумову сферу і використовується для видалення із трубопроводу різних відкладень і корків, в тому числі частинок металу і окалин, що утворились в результаті безперервної корозії трубопроводу [1].

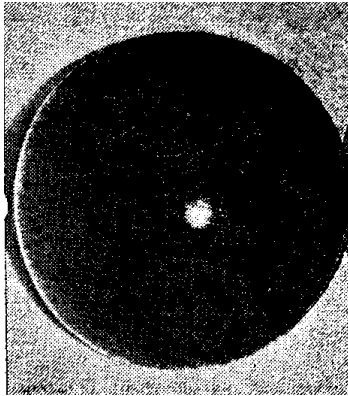


Рисунок 1 – Гумова очисна куля

На сьогоднішній день більш ефективними є очисні кулі у вигляді порожнинної сферичної оболонки з горловиною для заповнення порожнини нестисливою рідиною, в якості якої найчастіше використовують вапняне молоко або відпрацьоване масло. Після заповнення горловина закривається корком. Виготовляють їх з гуми або з інших еластомірних матеріалів, наприклад, неперену.

Розроблено ряд вдосконалених конструкцій порожнистого гумового пристрою [2, 3]. Згідно з патентом [2] у пристрої для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу, виконаному у вигляді кулеподібної оболонки з еластомірного матеріалу, який має вентиль для подачі всередину повітря та/або рідини і герметизації оболонки, внутрішній діаметр трубопроводу (D_r) та зовнішній діаметр пристрою (D_n) при атмосферному тиску приймають у такому співвідношенні:

$$0,8 D_n < D_r < 1,75 D_n,$$

а відносно видовження при розриві та опір розриву еластомірного матеріалу приймають у межах 350-1050% та 39-129 кН/м відповідно. Еластична кулеподібна оболонка з гуми легко змінює форму при проходженні звужень, крутих поворотів під кутом 90° та різних нерівностей на стиках трубопроводів. Така кулеподібна пружна високоміцна оболонка має податливу форму, що дає змогу без значних зусиль під дією зовнішнього тиску робочого середовища приймати форму внутрішньої поверхні трубопроводу. У звуженнях трубопроводу кулеподібна оболонка легко перетворюється в еліпсоподібну, що дає можливість розширити діапазон діаметрів очищувальних трубопроводів одним пристроєм.

В іншому пристрої для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів [3] з багатшаровою еластичною оболонкою із зовнішнім захисним шаром, яка заповнюється пружним або текучим середовищем, між шарами внутрішньої гумової оболонки є несуча армуюча оболонка. Вона виконується з гумово-кордних ша-

рів, покладених шарами із взаємопересічним напрямком ниток корду, закроених під кутом $45 \pm 15^\circ$. Зовнішній захисний шар виконаний із спеціальної гуми з поверхневим, на глибину 2-5 мм заповненням його шкребковими елементами у вигляді металевих крихти і дробу. Оболонка має сферичну форму і вентильно-запірну арматуру і виконана у вигляді кульового поршня. Загальна товщина стінки оболонки ($h_{ст}$) і товщина зовнішнього захисного шару ($h_{зс}$) мають такі співвідношення із зовнішнім радіусом кульового поршня R_n :

$$0,1 R_n \leq h_{ст} \leq 0,4 R_n,$$

$$0,02 R_n \leq h_{зс} \leq 0,08 R_n.$$

На думку авторів, запропонований кульовий пристрій [3] володіє підвищеною міцністю і надійністю та багатократністю використання. Висока якість очищення та ефективність застосування підтверджена випробуванням натурних зразків пристроїв діаметром 298 мм і 397 мм.

Кулеподібні порожнисті гумові кулі порівняно з поршнями дають можливість очистити трубопроводи змінного діаметра, з крутозігнутими відводами радіусом менше ніж 1,5 діаметра, і з нерівномірною арматурою в умовах складного рельєфу місцевості. Але суттєвим їх недоліком є невелика поверхня контакту з внутрішньою порожниною трубопроводу, що зменшує ступінь його очищення.

Ефективнішим щодо повнішого видалення рідини з трубопроводу є еластичні поршні (рис. 2), які являють собою циліндри, виготовлені з еластичного матеріалу, що рухаючись під тиском газу по газопроводу, не тільки виштовхують рідинні корки, але й витирають внутрішню поверхню труб від наведеної шорсткості. Практично їх діаметр становить 1,3-1,5 внутрішнього діаметру газопроводу, а довжина 2,0-2,5 діаметри. Торцеві перерізи пристрою насичують клеями для запобігання проникності рідини та газу [1].

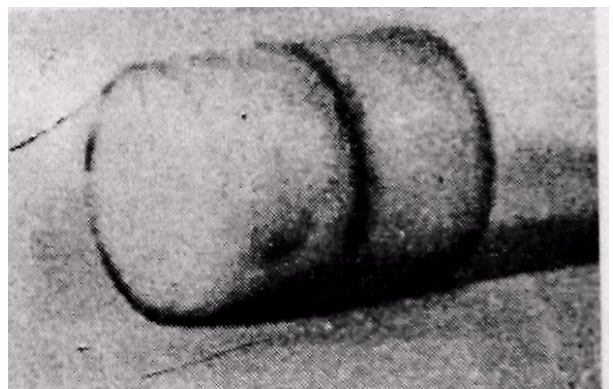
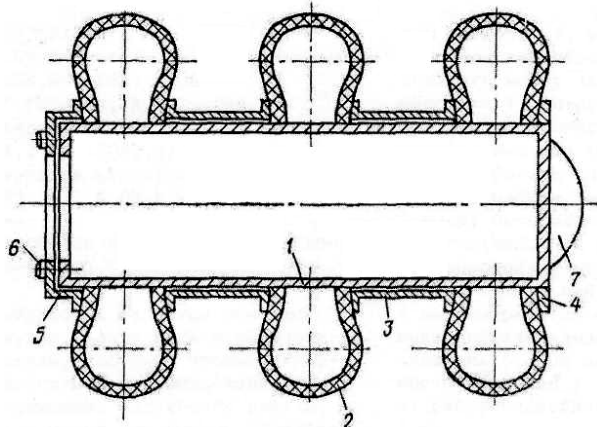


Рисунок 2 – Еластичний поршень типу ДЗК

Завдяки еластичності матеріалу, поршні типу ДЗК (аббревіатура за прізвищами авторів Дімер-Зубов-Клімовський) володіють високою прохідністю складних ділянок траси газопроводу. Однак, характеристики міцності при цьому не високі, тому на протяжних ділянках траси газопроводу часто відбувається їх руйнування,

особливо коли у внутрішній порожнині трубопроводу знаходяться тверді предмети. Для підвищення міцності еластичних поршнів їх підсилюють вставками з гуми чи пінополіуретану. Однак, використовувати їх для очищення газопроводу перед введенням в експлуатацію не рекомендується.

Для підвищення якості очищення трубопроводів в пристрої, представленому на рис. 3, реалізується процес регулювання зусилля притискання очисних елементів до внутрішньої поверхні трубопроводу.



1- корпус, 2- кільцеві очисні елементи, 3- розпірні втулки, 4- нерухома опорна шайба, 5- рухома опорна шайба, 6- болтове з'єднання

Рисунок 3 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів повздожнього руху з регулюючими очисними елементами

Пристрій складається з порожнистого корпусу 1, на якому вільно розміщені кільцеві очисні елементи 2 і розташовані між ними розпірні втулки 3. На одному кінці корпусу встановлено нерухома опорну шайбу 4, а на іншому - опорну шайбу 5, яка може переміщуватись по поверхні корпусу 1 за допомогою болтового з'єднання 6. Передній торець корпусу 1 оснащено амортизуючим обтікачем 7.

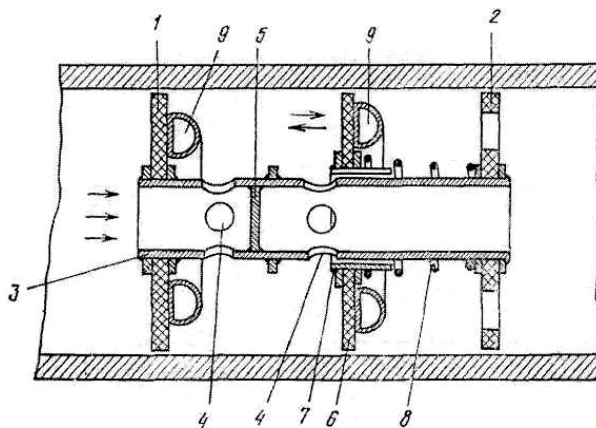
Монтаж пристрою і регулювання зусилля притискання очисних елементів 2 до стінки трубопроводу здійснюється шляхом вільної посадки на корпус 1 очисних елементів 2, розпірних втулок 3 і їх подальшого осьового стискання опорною шайбою 5 за допомогою болтового з'єднання 6. При цьому відбувається осьове стискання очисних елементів 2 і збільшення їх зовнішнього діаметра. Одночасно забезпечується необхідна герметизація пристрою в місцях сполучення очисних елементів 2 з розпірними втулками 3 і опорними шайбами 4 і 5. Повністю зібраний пристрій встановлюють у трубопровід і переміщують в ньому під тиском рідини чи газу.

Залежно від характеру забруднення стінок трубопроводу пристрій можна монтувати в декількох варіантах: з двома, трьома і більше очисними елементами, що мають гладку або рифлену поверхню.

Зношені очисні елементи швидко демонтуються в трасових умовах і замінюються но-

вими. Можливість багаторазового використання корпусу 1, розпірних втулок 3 і опорної шайби 5 з болтовим з'єднанням 6 дає змогу значно підвищити економічність експлуатації пристрою [4].

З метою підвищення ефективності процесу очищення внутрішньої поверхні трубопроводів розроблено пристрій, який представлено на рис. 4. Мета досягається за рахунок гідроімпульсного руйнування забруднень на стінках трубопроводу.



1, 2- нерухомі манжети, 3- корпус, 4- перепускні отвори, 5- заглушка, 6- рухома манжета, 7- рухомий елемент, 8- пружина, 9- еластичні газонаповнені оболонки

Рисунок 4 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів гідроімпульсного руйнування забруднень

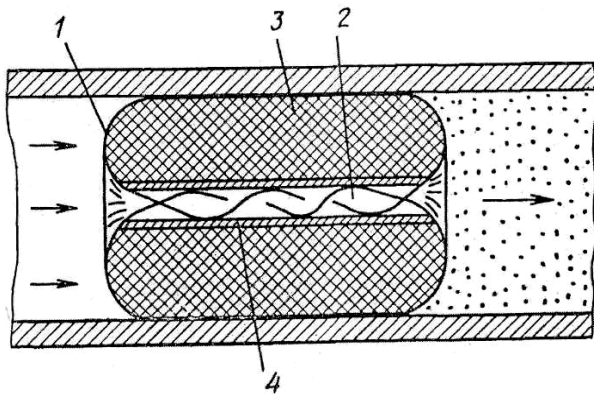
Пристрій складається з нерухомих манжет 1 і 2, закріплених на трубчастому корпусі 3 з перепадними отворами 4, заглушки 5 і рухомої манжети 6, закріпленої на рухомому елементі 7, який підпружинюється пружиною 8. На манжетах 1 і 6 встановлено еластичні газонаповнені оболонки 9.

Працює пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів таким чином.

Під дією потоку робочого середовища пристрій переміщується по трубопроводу. При русі пристрою по забрудненій ділянці створюється перепад тиску і частина робочого середовища стравлюється через отвори 4, при цьому манжета 6 здійснює коливальні рухи вздовж осі трубопроводу, збуджуючи коливання в робочому середовищі. Оболонки 9 створюють умови для виникнення коливань, під дією яких забруднення руйнуються, переходять в рихлий стан і механічно видаляються манжетами 1, 2 і 6 [5].

В пристрої, зображеному на рис. 5, з метою підвищення ефективності і надійності його роботи очисним елементом вибрана еластична тороподібна оболонка 1 в порожнині якої розміщений тороподібний вкладиш 3, виготовлений з пружного матеріалу. Осьова частина 2 тороподібного вкладиша 3 гвинтоподібно закручена, що призводить до прокручування його в тороподібній оболонці 1. Під дією тиску газу чи рідини пристрій переміщується вздовж тру-

бопроводу і прокручується відносно своєї осі, що призводить до відтиснення від внутрішньої його поверхні стінок механічних відкладень і шламу.



1- еластична тороподібна оболонка,
2- осьова частина вкладиша, 3- вкладиш,
4- жорстка трубка

Рисунок 5 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів поздовжньо-обертового руху

Пристрій складається з еластичної тороподібної оболонки 1, в якій розміщений тороподібний пружний вкладиш 3. В осьовому отворі вкладиша 3 закріплено жорстку трубку 4, діаметр якої більший, ніж діаметр осьової гвинтоподібно скрученої частини вкладиша 3. Скручену частину вкладиша 3 виготовляють з еластичної трубки, яку пропускають в отвір жорсткої трубки 4, скручують її уздовж осі на необхідний кут, а кінці вивертають навиворіт і прикріплюють до тороподібного вкладиша 3. Завдяки наявності жорсткої труби 4 центральна скручена частина 2 оболонки 1 не затискаються при стисненні пружного вкладиша 3.

Вкладиш 3 може бути виготовлений з пористої гуми, а жорстка трубка 4 - з металу. Для зменшення тертя порожнина оболонки 1 може бути заповнена антифрикційною змазкою [6].

Значно простішу конструкцію очисного пристрою, що прокручується відносно своєї осі, зображено на рис. 6.

Конструкція пристрою забезпечує ефективне очищення внутрішньої поверхні трубопроводів малого діаметру, будучи одночасно нескладною та зручною в експлуатації.

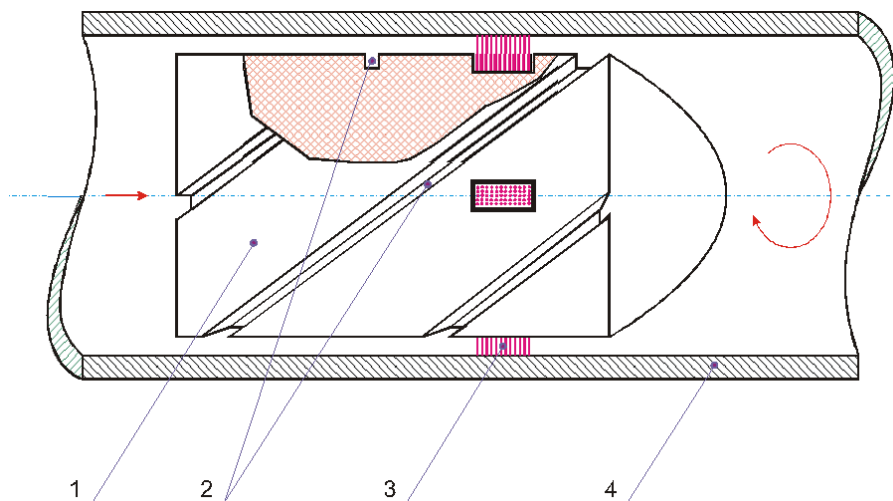
Пристрій складається з циліндричного гумового корпусу 1, на зовнішній поверхні якого нарізані прямокутні гвинтові канали 2, а передню частину корпусу обладнано чотирма металевими щітками 3. Робоче середовище, рухаючись з великою швидкістю по гвинтових каналах 2, створює крутний момент, що обертає корпус пристрою 1 разом зі щітками 3.

Виготовлення корпусу пристрою 1 з гуми дає змогу йому вільно проходити повороти та вигини трубопроводу.

Працює пристрій для очищення внутрішньої поверхні шлейфів свердловин таким чином.

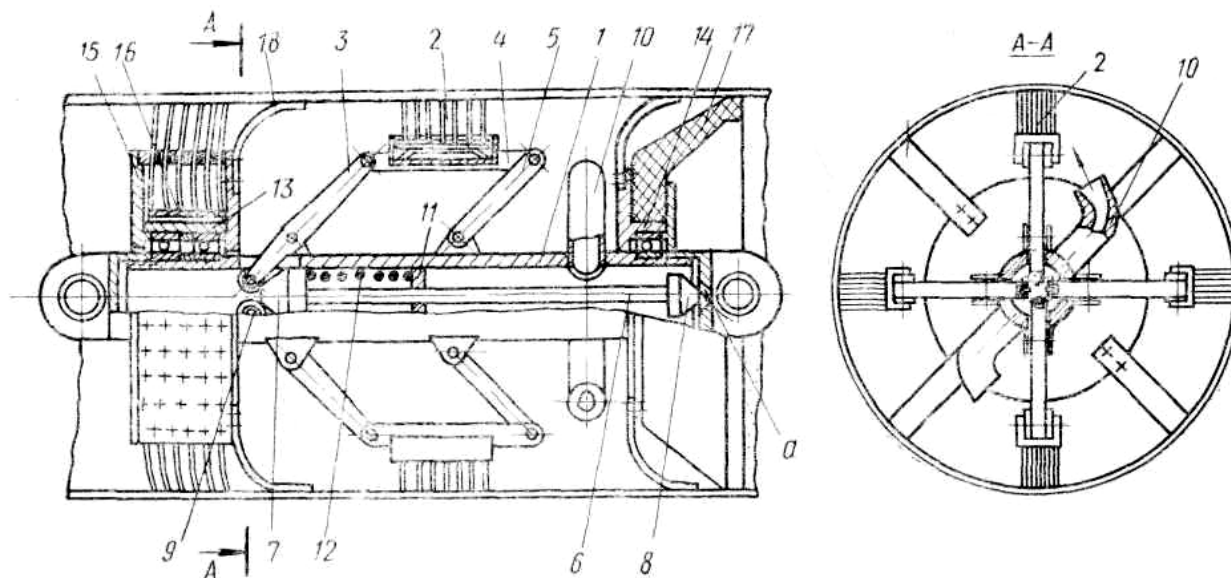
Пристрій встановлюють в шлейф свердловини 4, що підлягає очищенню, і під тиском подають в нього робоче середовище (рідина, газ). Під дією робочого середовища пристрій переміщується вздовж трубопроводу. Частина потоку робочого середовища з великою швидкістю проходить через гвинтові канали 2 і створює крутний момент, який обертає корпус 1 пристрою разом зі щітками 3. Очищення внутрішньої поверхні трубопроводу проходить за рахунок металічних щіток 3, які з великим крутним моментом обертаються відносно неї і руйнують відкладення, а потік робочого середовища, що з великою швидкістю рухається по гвинтових каналах 2 вздовж внутрішньої поверхні трубопроводу 4, підхоплює зруйновані відкладення і несе їх попереду пристрою [7].

Пристрій, зображений на рис. 7, обертається відносно своєї осі за допомогою реактивних патрубків із яких з великою швидкістю виходять струмені робочого середовища, які створюють крутний момент. Розглядуваний пристрій забезпечує також автоматичне регулю-



1- корпус, 2- прямокутні гвинтові канали, 3- щітки, 4- трубопровід

Рисунок 6 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів поздовжньо-обертового руху з металічними щітками.



1- порожнистий вал, 2- очисні інструменти, 3, 5- важелі, 6- тяга, 7, 8- конуси, 9- ролики, 10- реактивні патрубкі, 11- перегородка, 12- пружина, 13, 14- підшипникові опори, 15- циліндричні щітки, 16- пружинне розрізне кільце, 17- манжета, 18- ковзаючі опори

Рисунок 7 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів поздовжньо-обертового руху з регулюючими очисними інструментами

вання зусиль притискання очисних інструментів до внутрішньої поверхні трубопроводу.

Пристрій складається з порожнистого вала 1 з очисними інструментами 2, закріпленими на ньому за допомогою важелів 3-5, які утворюють між собою шарнірний паралелограм. В середині вала 1 встановлено підпружинену тягу 6 з конусами 7 і 8, взаємодіючими з роликками 9, шарнірно закріпленими на важелях. На зовнішній поверхні порожнистого вала 1 закріплено реактивні патрубкі 10, а на його торці виконано конічні отвори для входу робочого середовища.

В середині вала 1 встановлено перегородку 11, а тяга 6 з конусами 7 і 8 проходить через перегородку 11. Тяга 6 підпружинена пружиною 12. На кінцях порожнистого вала 1 розміщено підшипникові опори 13 і 14. На опорі 13 розміщено циліндричні щітки 15, які притискаються пружинним розрізним кільцем 16, а на опорі 14 - манжета 17. Пристрій центрується в трубопроводі ковзаючими опорами 18.

В процесі очищення трубопроводів під дією робочого середовища (рідини чи газу) пристрій переміщується вздовж внутрішньої поверхні труби. При цьому тяга 6 з конусами 7 і 8 пружиною 12 зміщена в крайнє ліве положення. Робоче середовище, проходячи через реактивні патрубкі 10, створює крутний момент і повертає порожнистий вал 1 з очисними інструментами 15, в результаті чого під дією центробіжних сил очисні інструменти 15 притискаються до поверхні, що очищується. При перевищенні необхідного числа обертів вала 1 і збільшення сили притиснення очисних інструментів 15 відбувається поворот важелів 3 навколо їх осей обертання. При цьому ролики 9, встановлені на важелі 3, переміщують тягу 6, долаючи опір пружини 12, частково перекривають отвір для

входу робочого середовища. Зменшення кількості робочого середовища, що надходить до реактивних патрубків 10, викликає зниження числа обертів вала 1 з очисними інструментами 15 до необхідного і автоматично забезпечує постійне зусилля притискання очисних інструментів 15 до внутрішньої поверхні трубопроводу [8].

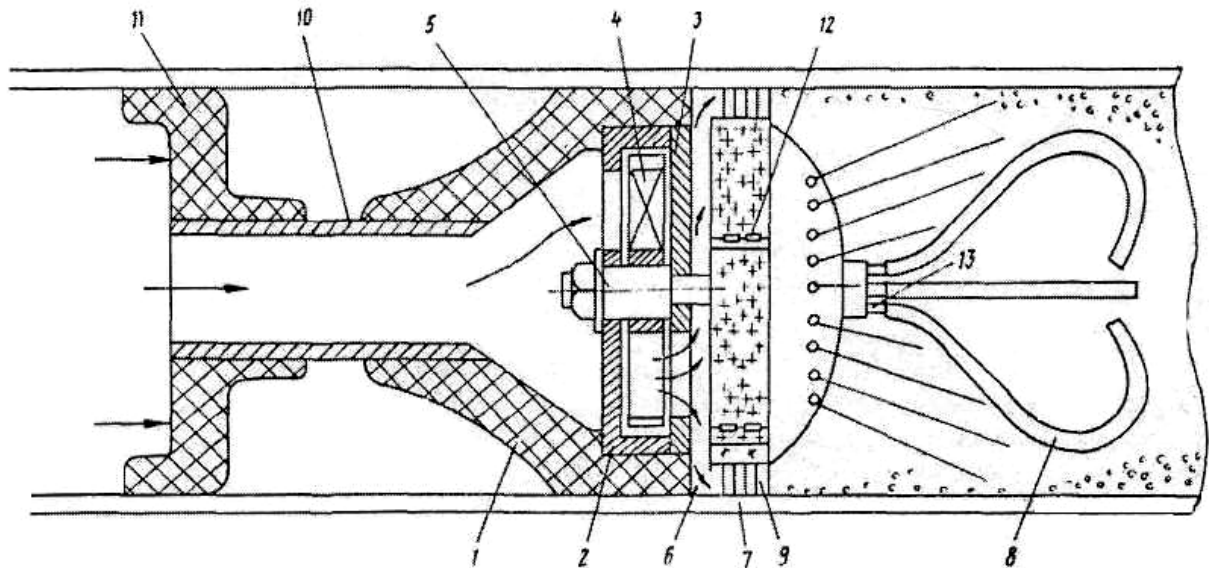
На рис. 8 зображено очисний пристрій, який обертається відносно своєї осі за допомогою турбінки, а в якості очисних елементів вибрані металічні щітки і різці у вигляді гачкоподібних смужок, що послідовно кріпляться на валі турбінки.

Пристрій складається з головки 1, в якій встановлено корпус 2 з турбіною 4 і кришкою 3. На валі 5 турбінки 4 встановлено диск 6 з щітками 7 і різцями 8. Щітки 7 закріплені на диску 6 на петлях 12 і притискаються до внутрішньої поверхні трубопроводу пружиною 9. Головка пристрою 1 з'єднана з хвостовиком 11 за допомогою втулки 10.

Головка 1 і хвостовик 11 виконано з еластичного матеріалу, що забезпечує щільне прилягання пристрою до стінки трубопроводу при проходженні по криволінійних ділянках.

Пристрій працює наступним чином.

Завдяки центральному отвору і щільному прилягання хвостовика 11 і головки 1 до стінки трубопроводу потік робочого середовища переміщує пристрій по трубопроводу. При виникненні перешкоди під час руху пристрою у вигляді забруднень в трубопроводі потік робочого середовища через центральний отвір у втулці 10 направляється на турбінку 4. Турбінка 4 починає обертатись разом з очисними елементами. Різці 8 розрихлюють тверді відкладення, а щітки 7 остаточно очищують стінки трубопроводу.



1- головка, 2- корпус, 3- кришка, 4- турбінка, 5- вал турбіни, 6- диск, 7- щітки, 8- різці, 9- пружина, 10- втулка, 11- хвостовик, 12- петлі

Рисунок 8 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів поздовжньо-обертового руху з металічними щітками і різцями

Легкі і рихлі відкладення змиваються з поверхні трубопроводу струменями робочого середовища, що виходять із отворів в диску 6 і виносяться вперед по трубопроводу перед пристроєм.

Тим самим забезпечується постійне очищення самих очисних елементів від забруднення і постійне підтримання їх в робочому стані.

Щітки 7 додатково відмиваються від забруднення частиною робочого середовища, яка проходить через кільцевий простір між диском 6 і трубопроводом [9].

Головною особливістю пристрою для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу (рис. 9) є те, що крім розмивання шару відкладень, сопла сприяють обертанню пристрою навколо поздовжньої осі, що підвищує якість очищення трубопроводу та зменшує ймовірність його застрягання в трубопроводі.

Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу складається з корпусу 1, на якому встановлені очисні 2, центруючі 3 і прокладкові 4 диски, згруповані в два блоки, які розташовані в головній та хвостовій частинах пристрою, між блоками розміщена на кільцевому каналі 9 ущільнююча манжета 5, всі очисні диски 2 оснащені по периферії наскрізними отворами 6. В прокладкових дисках 4 між переднім центруючим диском 3 і першим головним очисним диском 2, а також в прокладкових дисках 4 між хвостовими очисними дисками 2 сформовано соплові отвори 7, які подовжені вставними гнучкими патрубками 8. До кожної групи сопел 7 незалежно підводиться робоче середовище через канали 10 і 11.

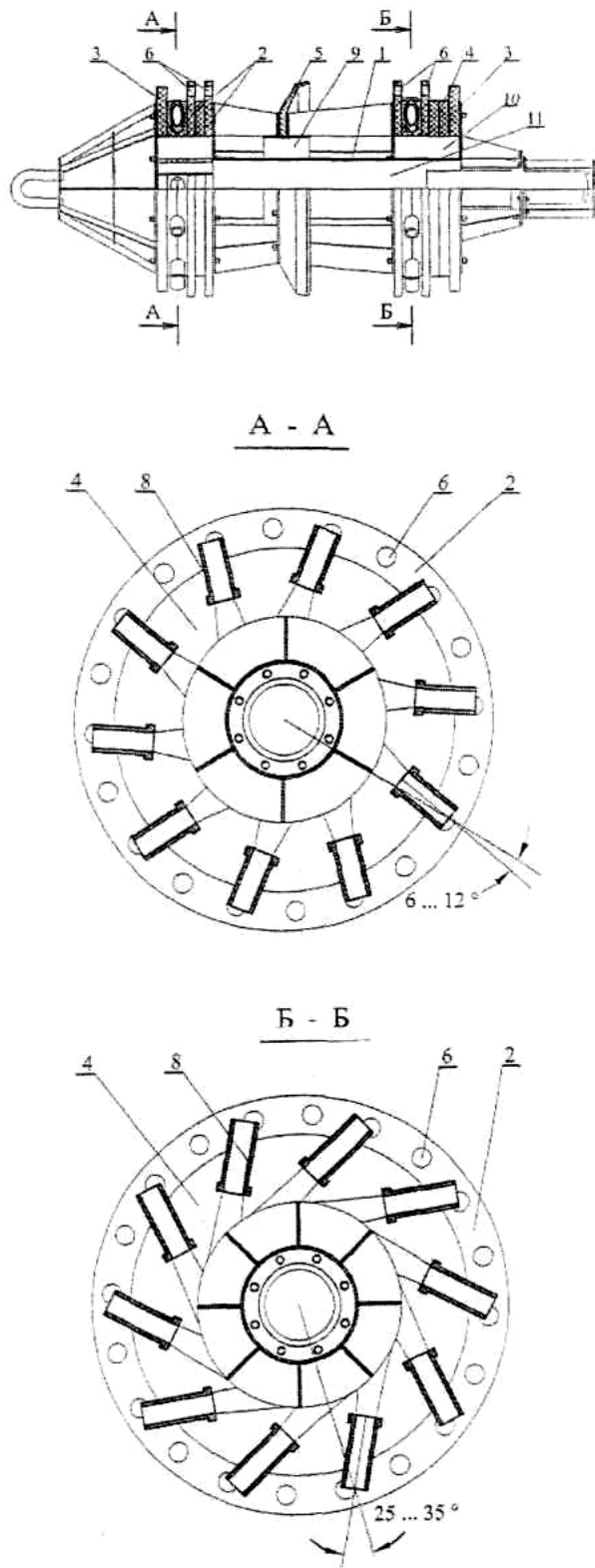
Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу працює таким чином.

Пристрій встановлюють у трубовід, що підлягає очищенню, і переміщують вздовж трубопроводу потоком робочого середовища.

Очищення відкладень та забруднень здійснюється дисками 2 в головній і хвостовій частинах пристрою. Перед головним блоком очисних дисків 2 тверді відкладення розмиваються і подрібнюються струменями робочого середовища через головні сопла 7. Таке ж саме розмивання відбувається і між очисними дисками 2 в хвостовій частині пристрою. Крім розмивання шару відкладень, сопла 7 сприяють обертанню пристрою навколо поздовжньої осі, а це підвищує якість очищення поверхні трубопроводу та зменшує ймовірність його застрягання в трубопроводі. Отвори 6, кільцевий канал 9 формують направлений потік робочого середовища, який вимиває частки відкладень та забруднень із зони очищення в порожнину трубопроводу перед пристроєм.

Якщо шар відкладень великий або він твердий, швидкість пристрою зменшується. При цьому збільшується перепад тиску, а із ним і сила струменю і час її дії на ділянку трубопроводу, що очищується, що також підвищує якість очищення поверхні трубопроводу та зменшує ймовірність його застрягання в трубопроводі. Більш того, при тимчасовому застряганні чи призупиненні пристрою головні сопла частково блокуються зчистим шаром відкладень і весь перепад тиску спрямовується на хвостових соплах, які з більшим моментом повертають пристрій і сприяють його звільненню.

Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу запропонованої конструкції найбільш ефективно може бути використаний для очищення внутрішньої поверхні нафтопроводів або конденсатопроводів від парафіновмішуючих відкладень, забруднень та продуктів корозії матеріалу трубопроводу [10].



1- корпус, 2- очисні диски, 3- центруючі диски,
4- прокладкові диски, 5- ущільнююча манжета,
6- отвори, 7- соплові отвори, 8- патрубки,
9- кільцевий канал, 10, 11- канали

**Рисунок 9 – Пристрій для очищення
внутрішньої поверхні трубопроводів
поздовжньо-обертового руху за рахунок
кінетичної енергії струменів**

Газодинамічний пристрій для очищення внутрішньої поверхні шлейфів свердловин зображено на рис. 10. Обладнання пристрою крутним надзвуковим соплом з металевою щіткою забезпечує високу ефективність очищення внутрішньої поверхні трубопроводу за рахунок кінетичної енергії струменя газу, що виходить із надзвукового сопла попереду пристрою, та металевої щітки, яка обертається з великим крутним моментом.

Пристрій складається з циліндричного гумового корпусу 2 з центральним прохідним отвором 3. В корпус пристрою 2 залито кріпленням 4, у якому між прокладками 5 і 6 встановлюється надзвукове сопло 12, виготовлене у вигляді трубки Вентурі. Надзвукове сопло 12 фіксується гайкою 7 з можливістю вільного його обертання відносно центральної вісі пристрою. На внутрішній поверхні надзвукового сопла 12 нарізаний гвинтовий канал 10, а на зовнішню поверхню надзвукового сопла 12 накручується і фіксується контргайкою 11 диск 9 з металевою циліндричною щіткою 8.

Працює газодинамічний пристрій для очищення внутрішньої поверхні шлейфів свердловин таким чином.

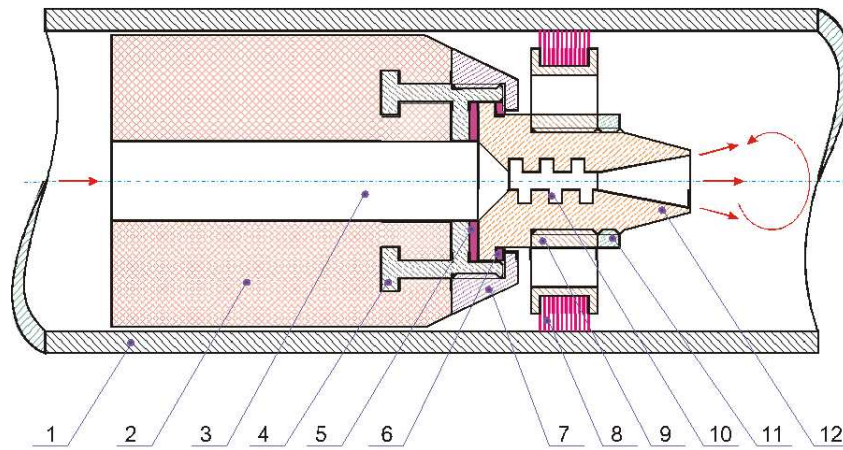
Пристрій встановлюють у шлейф свердловини 1, що підлягає очищенню, і під тиском подають в нього газ. Під дією потоку газу пристрій переміщується вздовж трубопроводу. Частина потоку, проходячи через центральний прохідний отвір 3 в корпусі 2, потрапляє в надзвукове сопло 12, де формується в струмінь газу з надзвуковою швидкістю. Одночасно за рахунок гвинтових каналів 10 на внутрішній поверхні надзвукового сопла 12 воно отримує крутний момент і обертається відносно центральної вісі пристрою. Разом з надзвуковим соплом 12 обертається і диск 9 з металевою циліндричною щіткою 8 [11].

Для підвищення якості очищення трубопроводів від рідких скупчень і збільшення терміну служби пристрою за рахунок усунення перетоків рідини через нещільності манжет шляхом створення в порожнині трубопроводу перед рухомих пристроєм буферної зони, заповненої піною, розроблено пристрій, який зображено на рис. 11.

Пристрій працює наступним чином. При русі пристрою в трубопроводі і зустрічі з рідким скупченням насадок 2 загальмовується, а задній кінець труби 8 вибиває корок 7, відкриваючи доступ газу з трубопроводу до ежектора 9. Піна утворюється за рахунок перемішування струменя газу і розчину ПАР, який всмоктується в ежектор 9 з порожнини корпусу 1 по патрубку 10.

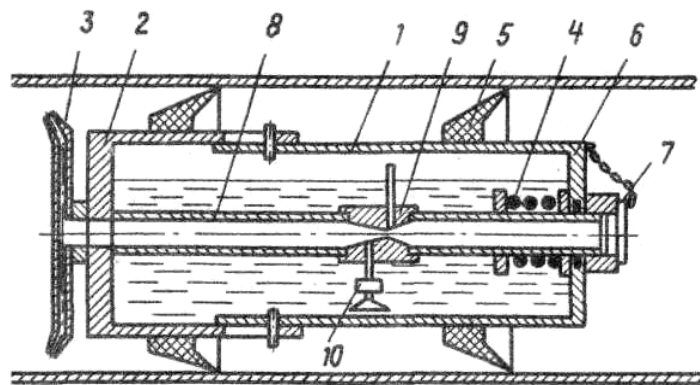
Для того, щоб виключити перетоки рідини через нещільності манжет в момент зустрічі пристрою з першою пробкою рідких скупчень, можна ввести в порожнину трубопроводу деякий об'єм розчину ПАР перед пристроєм до початку його руху, а корок 7 при цьому не встановлювати.

Піна, яка рухається перед пристроєм, перешкоджає перетокам рідини через нещільності



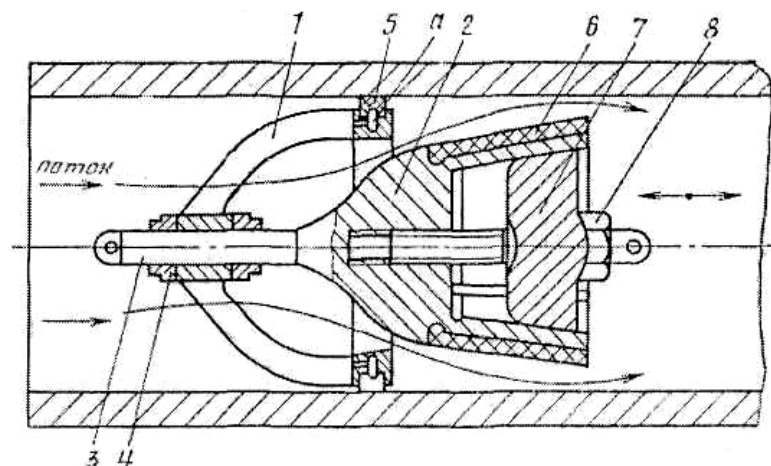
1- трубопровід, 2- корпус, 3- центральний прохідний отвір, 4- кріплення, 5, 6- прокладки, 7- гайка, 8- щітка, 9- диск, 10- гвинтовий канал, 11- контргайка, 12- сопло

Рисунок 10 – Газодинамічний пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів поздовжньо-обертового руху



1- корпус, 2- насадок, 3- диск, 4- пружина, 5- манжети, 6- задня стінка корпусу, 7- корок, 8- труба, 9- ежектор, 10- патрубок

Рисунок 11 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу від скупчень рідини повздовжнього руху з пінним ущільненням манжет



1- збудник кавітації, 2- обтікач, 3- вісь, 4- гайка, 5- пружне ущільнення, 6- гумове кільце, 7- конус, 8- регулююча гайка

Рисунку 12 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів поздовжнього руху за рахунок кавітації

манжет і зменшує динамічні навантаження на пристрій, збільшуючи при цьому термін його придатності [12].

На рис. 12 зображено пристрій для очищення внутрішньої поверхні нафтопроводів від різного роду забруднень під дією кавітації.

Пристрій працює наступним чином. Рідина під тиском проходить через збудник кавітації 1, а потім через кільцеву щілину, між збудником кавітації 1 і обтікачем 2. Внаслідок звуження кільцевої щілини до такої величини, при якій відбувається пароутворення в потоці рідини, яка проходить через щілину, створюється кавітаційне поле, яке діє на тверді забруднення внутрішньої поверхні трубопроводів. Довжина зони кавітації і, відповідно, інтенсивність процесу очищення регулюється положенням розпірного конуса 7 за допомогою регулюючої гайки 8. Внаслідок чого проходить розширення або звуження обтікача 2. А це, в свою чергу, регулює зазор між внутрішньою поверхнею трубопроводу і гумовим кільцем 6. Пружне ущільнення 5 забезпечує герметичне прилягання збудника кавітації 1 до внутрішньої поверхні трубопроводу. Додаткове розпирання пружного ущільнення 5 забезпечується тиском рідини, що підводиться через отвори до каналів. Переміщення пристрою всередині трубопроводу здійснюється тросиком, закріпленим на обтікачі 2. Збудник кавітації 1 та обтікач 2 встановлені на одній осі 3 і з'єднані між собою з можливістю переміщення, що досягається за допомогою гайок 4. Збудник кавітації 1 виконаний чашоподібним і має на зовнішній поверхні пружне ущільнення 5, зв'язане каналами з потоком рідини [13].

Незважаючи на широкий вибір запропонованих механічних очисних пристроїв використання їх ускладнюється за рахунок монтажу вузлів їх запуску і приймання, підтримання відповідного перепаду тиску на очисному пристрої для забезпечення визначеної швидкості його переміщення в порожнині газопроводу (6-30 км/год) і контролю проходження очисного пристрою по газопроводу. Крім того, більшість із наведених механічних очисних пристроїв не може ефективно використовуватись в трубопроводах змінного діаметра, проходити звуження в порожнині трубопроводу або місця, де встановлені датчики або інші прилади, зберігати достатньо високу герметичність на протяжних ділянках траси, проходити без «заїдання» або повного застрягання.

Дослідженнями, що проведені в УкрНДІ газу, а також в ВНІПАВ, зображено принципову можливість винесення із трубопроводу вугледонового конденсату, води і дрібнодисперсних механічних домішок за допомогою низькократних і високократних пін [14].

Метод ґрунтується на тому, що піни різної величини кратності здатні видаляти із трубопроводу різного роду забруднення за рахунок таких фізико-хімічних процесів:

- зниження поверхневої енергії на границі розділу фаз і утворення адсорбційних плівок на частинках забруднень;

- диспергуючої дії піни на частинки рідини, в результаті чого вони стають більш рухомими і легко видаляються із трубопроводу газодинамічним потоком;

- флотції піною твердих дрібнодисперсних частинок;

- всмоктування ліофільних і ліофобних рідин і механічних частинок у міжплівковий простір (канали Плато – Гібса) високократною піною за рахунок капілярних ефектів;

- механічного винесення забруднень в'язкопружною піною за рахунок ефекту поршнювання за допомогою газодинамічного потоку.

Очищення трубопроводу піною низької кратності ($K=10-20$) зводиться до заповнення його деякою кількістю піни по трубі під дією перепаду тиску. Піна генерується в змішувачах ежекційного типу, швидкість її руху (до 10 м/с), густина ($40-100 \text{ кг/м}^3$), тому рідина, яка знаходиться в трубопроводі виноситься за рахунок механічного поршнювання піни.

Проте цей спосіб може бути використаний для очищення невеликих ділянок газопроводів малого діаметра (до 150 мм), наприклад, промислових газопроводів.

Для реалізації розглядуваного способу на газопроводах більших діаметрів потрібно було б використати значні об'єми піни, руйнування якої під час її руху по газопроводу і в контакт з конденсатом привело б до значного вторинного накопичення рідини.

Усі ці фактори вказують на неприйнятність цього методу для очищення магістральних газопроводів.

У зв'язку з цим розроблено спосіб пінного газорідинного очищення магістральних газопроводів за допомогою високократних пін ($K=100-1000$), який було випробувано на ділянці магістрального газопроводу Шебелинка – Харків діаметром 400 мм і довжиною 2450 м [15].

Візуальні спостереження проб піни на виході магістрального газопроводу свідчать, що газоконденсат рівномірно розподіляється в структурних елементах піни. Це однозначно вказує на механізм пінного очищення: піна не виштовхує газоконденсат, а всмоктує конденсат завдяки своїй розвинутій капілярній структурі і виносить з трубопроводу.

Для реалізації цього способу запропоновано різні конструкції піногенераторів [16, 17] і пристрій для руйнування піни [18].

Відомі також інші способи очищення внутрішньої порожнини газопроводів від скупчень рідини, зокрема, шляхом створення імпульсного режиму руху робочого потоку газу перекриттям лінійного крану працюючого газопроводу [19, 20]. При перекритті крану зростає тиск на ділянці газопроводу до крану. Після досягнення необхідного перепаду тиску „до” і „після” крану останній швидко відкривають. В результаті різкого зростання швидкості руху газу рідина виноситься з ділянки газопроводу до крану. Іншим шляхом реалізації імпульсного режиму робочого потоку газу в газопроводі є тимчасова зупинка всіх чи частини газовидобувних свердловин з подальшим одночасним уведенням їх в експлуатацію. Проте реалізація цього способу на внутрішньопромислових газопроводах може призвести до порушення встановленого технологічного режиму роботи свердловин та установок промислової підгото-

вки газу, що обмежує можливості ефективного застосування способу.

Іншим напрямком очищення трубопроводів від рідини є застосування гелеподібних поршнів. Вони можуть виконувати більшість функцій механічних поршнів, відрізняються також здатністю до деяких хімічних реакцій, можуть бути запомповані в порожнину трубопроводу через засувку з діаметром прохідного отвору менш ніж 51 мм, і, що також важливо, вони не виходять з ладу в процесі їх проходження, як механічні поршні.

Більшість гелів, які використовуються для очищення трубопроводів – на водній основі, але можна також отримати в гелеподібній формі ряд хімреагентів, розчинників і навіть кислот. При проведенні робіт з очищення внутрішньої поверхні трубопроводів в основному застосовуються гелі чотирьох типів:

- гелі – розділювачі партій нафтопродуктів;
- гелеподібні поршні для винесення механічних домішок і води;
- вуглеводневі гелі;
- гелі осушувачі.

Застосування гелів при послідовному перекачуванні. Гелеподібні розділювачі отримують шляхом додавання у прісну воду або морську воду гуарової смоли, яка характеризується поперечними зв'язками молекул з одночасним безперервним або періодичним перемішуванням. Концентрація гелю підбирається в залежності від умов його застосування. Гелі, які застосовуються в якості розділювачів, відрізняються псевдопластичністю, в'язкопружністю, здатністю до відновлення форми і зменшенню дотичної напруги зсуву.

Гелі розділювачі забезпечують високу степінь герметичності, повністю попереджують перетікання рідин, яких необхідно розділити в процесі перекачування.

Один із запропонованих розділювачів представляє собою емульсію такого складу: нафту (або нафтопродукти), водний розчин поліакриламід, гама-окис заліза, поверхнево активну речовину і розчин полівалентного металу [21]. В'язкопружний розділювач наведеного складу розчиняється в бензині, гасі, гексані і толуолі впродовж двох діб при температурах 292-295 К, не руйнується при пропусканні через трубопроводи різного поперечного перерізу, термостійкий при температурах 263-373 К, характеризується високою еластичністю і має магнітну пам'ять.

Розділювальний поршень із гелю може бути використаний самостійно або в комбінації з механічним розділювачем, що значно підвищує ефективність останнього. В результаті такої комбінації зменшується імовірність застрягання механічного розділювача. Гелеві поршні також високоефективні при видаленні механічних розділювачів, які застрягли в трубопроводі в результаті зношення ущільнюючих манжетів або інших причин.

Довжина гелевих розділювальних поршнів коливається в межах від 60 до 600 м залежно від протяжності і діаметра трубопроводу [22].

Гелеві поршні для винесення механічних домішок і води. Для очищення трубопроводу від механічних домішок і води можуть бути використані з різним ступенем ефективності гелі всіх типів. Склад гелевого поршня спеціально для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу від забруднень запатентований компанією „Shell development” і розроблений спільно з компаніями „Shell expo” і „Dowell Schlumberger”. В 1978 р. були розпочаті дослідження з метою підготовки до очищення гелем газопровідної системи „Flags” протяжністю 450 км в Північному морю. Для очищення газопроводу в якості гелеутворювача було використано 1,2 % розчин полімеру „Кельцан ХС” в чистій прісній воді. Гідравлічні характеристики газопроводу в результаті очищення були суттєво покращені.

При викиді очисного гелевого поршня разом з очищеними забрудненнями в море проходить швидке диспергування гелю. Полімер абсолютно руйнується і не впливає негативно на навколишнє середовище. Тому дозволений викид цього полімеру в морську воду, як в британській, так і в норвезькій ділянці Північного моря.

Відомий також склад гелеподібного поршня для очищення внутрішньої порожнини каналів, який містить поліакриламід, пісок, нафтове масло, хромову суміш та воду [23]. Поршень випробовувався в трубопроводі довжиною 31 м і внутрішнім діаметром 25 мм. Трубопровід мав один поворот на 90°, вставки меншого і більшого діаметрів. Розглядуваний гелю проштовхувався стиснутим повітрям із середньою швидкістю проходження 0,16 – 0,25 м/с, перепад тиску на поршні становив 4 – 50 кПа залежно від вмісту забруднень. Після проходження по трубопроводу поршень не мав розривів.

Застосування поршнів аналогічного типу для очищення газопроводів вимагає надійного контролю за їх проходженням по довжині трубопроводу і відділення в кінці трубопроводу, на вході в установку підготовки газу. Якщо поршень не вивести із системи, то він може накопичуватись в розділювачах води і конденсату та в ємностях для зберігання рідини чи виноситись потоком газу із сепараторів і попадати на прийом компресорної станції і в магістральний газопровід. В цьому відношенні ефективнішими є поршні, які з часом самі руйнуються (розкладаються). Такі поршні розроблені, зокрема, в науково-виробничому кооперативі „ТЕХНОГАЗ-89” і впроваджені у ВО „Надимгазпром” [24]. Технологія очищення трубопроводів за допомогою саморуйнуючих поршнів передбачає виготовлення їх безпосередньо на промислі. Готується формівна суміш, яка подається в камеру запуску традиційної найпростішої конструкції і витримується в ній до утворення поршня. В подальшому поршень пропускається по трубопроводу. Через певний проміжок часу поршень розкладається. При застосуванні саморуйнуючих поршнів зайвою є необхідність в обладнанні трубопроводів камерами

приймання очисних пристроїв і попереджується можливість закупорювання трубопроводів.

Вуглеводневі гелі. Гелі із рідким вуглеводневим середовищем, або органогелі, з використанням в якості дисперсного середовища, наприклад, дизельного пального або гасу характеризуються високим ступенем герметичності при використанні їх в якості розділювачів. Вони можуть бути також ефективні для видалення води, механічних домішок, а також конденсату із газопроводу. В гелях такого типу масову концентрацію інгібіторів корозії може бути доведено до 20%, тому вони можуть виконувати дві функції одночасно, що доказано на газопроводах „Flags” і „Statpipe”.

Система „Statpipe” транспортує газ з родовища Статфьорд, Галфакс і Хеймдол через родовище Екофіск до споживачів на європейській континент. Підводний трубопровід протяжністю 309 км для подачі „жирного” газу з родовища Статфьорд підходить до берега м. Хугезунд, Норвегія. Родовище Галфакс зв’язане з родовищем Статфьорд лінією довжиною 21 км.

Вся система „Statpipe”, крім лінії між платформою 16/115 і Хеймдалом, була очищена від механічних забруднень і води – літом 1985 р. Лінію до Хеймдалу очистили зимою 1986 р., що дало змогу ввести родовище в експлуатацію на місяць раніше запланованого терміну.

Якщо по газопроводу транспортується „вологий” або „жирний” газ, навіть при частому очищенню його звичайними поршнями механічного типу не вдається повністю витіснити випавшу рідину. Ефективність очищення від рідини суттєво підвищується при комбінованому застосуванні механічного поршня і органогелю.

Гелі осушувачі. Для підвищення ефективності „осушення” порожнини трубопроводу від рідини можуть бути використані гелі на основі спиртів і інших реагентів.

Створити гелі із такого осушуючого розчинника, як метанол, можна шляхом використання різного роду полімерів – виробництва целюлози. Застосування гелю на основі метанолу може забезпечити зменшення кількості операцій із запускання механічних поршнів.

При використанні осушуючих гелів застосовується наступна схема. На початку рухається розділювальний поршень із гідрогелю. Призначення цього поршня – очищення порожнини від основної маси води, після нього залишається тільки водяна плівка, яка абсорбується осушувачами реагентами. Далі за ним проходить осушувач поршень, який контактує з розділювальним поршнем. В результаті цього попереджується поглинання спиртом значної кількості води із гідрогелю. В кінці „ланцюга” використовуються механічні поршні, манжети яких ущільнюються осушувачим гелем. Механічні поршні, в свою чергу, проштовхуються газом. Така схема зводить до мінімуму проникнення газу в осушувач поршень і тертя манжет механічних поршнів до стінки трубопроводу [15].

Наведені способи очищення внутрішньої порожнини трубопроводів гелями вказують на перспективність їх застосування. Проте так, як гелеві поршні володіють вельми високою адгезійною здатністю, то в процесі проходження їх по трубопроводу деяка частина гелю залишається на внутрішній стінці труб. Це призводить до часткового руйнування гелевого поршня або до закупорювання значних об’ємів гелю, протяжністю від декількох десятків метрів до декількох сотень метрів в залежності від довжини і діаметра трубопроводу.

З цією метою нами запропоновано в’язкопружний очисний поршень, в склад якого входить карбоксиметилцелюлоза, спінююча поверхнево-активна речовина та вода [25].

Поставлена задача вирішується тим, що відомий склад гелеподібного поршня для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу, який містить водорозчинний полімер і воду згідно з винаходом додатково введено спінюючу поверхнево-активну речовину, а в якості водорозчинного полімеру використовується карбоксиметилцелюлоза.

Склад в’язкопружного очисного поршня готують в наступній послідовності. В прісну воду додають спінюючу поверхнево-активну речовину, карбоксиметилцелюлозу і перемішують до утворення однорідної маси. Суміш обробляють метиловим спиртом (метанолом) впродовж 5-10 хв., при об’ємному співвідношенні 1:2 і надають їй форму циліндра з діаметром близьким до діаметра трубопроводу.

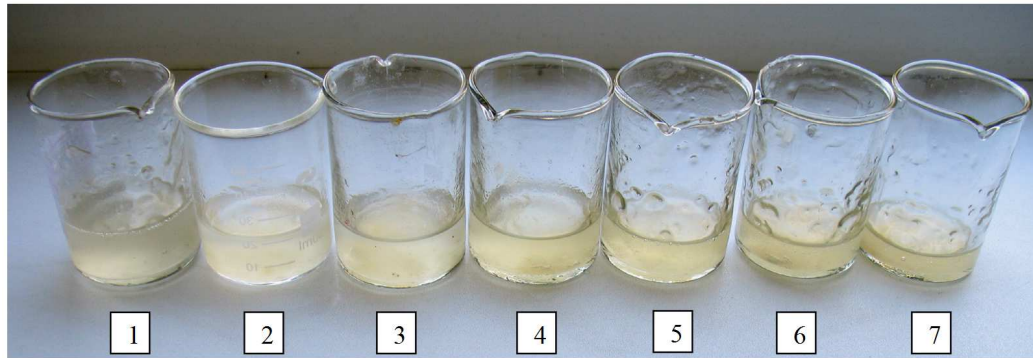
В результаті взаємодії однорідної маси, яка містить спінюючу поверхнево-активну речовину і карбоксиметилцелюлозу з метанолом проходить процес висолювання карбоксиметилцелюлози з утворенням пінної твердої фази. Причому при взаємодії метанолу з піною, яка утворилась із піноутворюючого розчину в процесі висолювання, проходить перетворення міжплівкової рідини в еластичну плівку, що значно зміцнює структуру піни і збільшує її стійкість.

Основні властивості в’язкопружного очисного поршня:

- не руйнується при пропусканні через трубопроводи різного поперечного перерізу;
- не руйнується при зупинці роботи трубопроводу;
- низька адгезія до металу;
- в процесі руху по якій-небудь системі він приймає форму системи, охоплюючи весь її периметр;
- після процесу очищення трубопроводу розчиняється у воді.

Для визначення часу розчинення в’язкопружного очисного поршня у воді, конденсаті та суміші води з конденсатом були проведені відповідні лабораторні дослідження.

У змішувач, обладнаний мішалкою, завантажували 4 мас. ч. карбоксиметилцелюлози, 95 мас. ч. води і 1 мас. ч. ПАР (Стінол). Перемішування здійснювали протягом декількох хвилин до утворення однорідного гелю (рис. 13). Одержану композицію заливали у заздалегідь підготовлену ємність з метиловим спиртом, при



1 – 4% КМЦ; 2 – 6% КМЦ; 3 – 8% КМЦ; 4 – 10% КМЦ; 5 – 12% КМЦ;
6 – 14% КМЦ; 7 – 16% КМЦ

Рисунок 13 – Зразки отриманого гелю в результаті змішування КМЦ, води і ПАР за різного вмісту КМЦ

Таблиця 1 – Масові частки в'язкопружного очисного поршня, які підготовлені для дослідження часу їх розчинення у воді, конденсаті та суміші води з конденсатом

№	КМЦ, % мас	Спінююча ПАР, % мас		Вода, % мас	
		1	2	95	94
1	4	1	2	95	94
2	8	1	2	91	90
3	12	1	2	87	86
4	16	1	2	83	82
5	20	1	2	79	78
6	24	1	2	75	74
7	28	1	2	71	70

об'ємному співвідношенні 1:2, витримували впродовж 5 – 10 хв. Після цього отриманій суміші надавали форму циліндра і ставили на очищену і знежирену поверхню. Решту композиції готують аналогічно. В табл. 1 наведено склади в'язкопружного очисного поршня, які підготовлені для дослідження часу їх розчинення у воді, конденсаті та суміші води з конденсатом.

Підготовлені зразки поршнів занурювали у воду, конденсат та суміш води з конденсатом і вимірявся час їх розчинення у цих рідинах. Результати випробувань наведено на рис. 15.

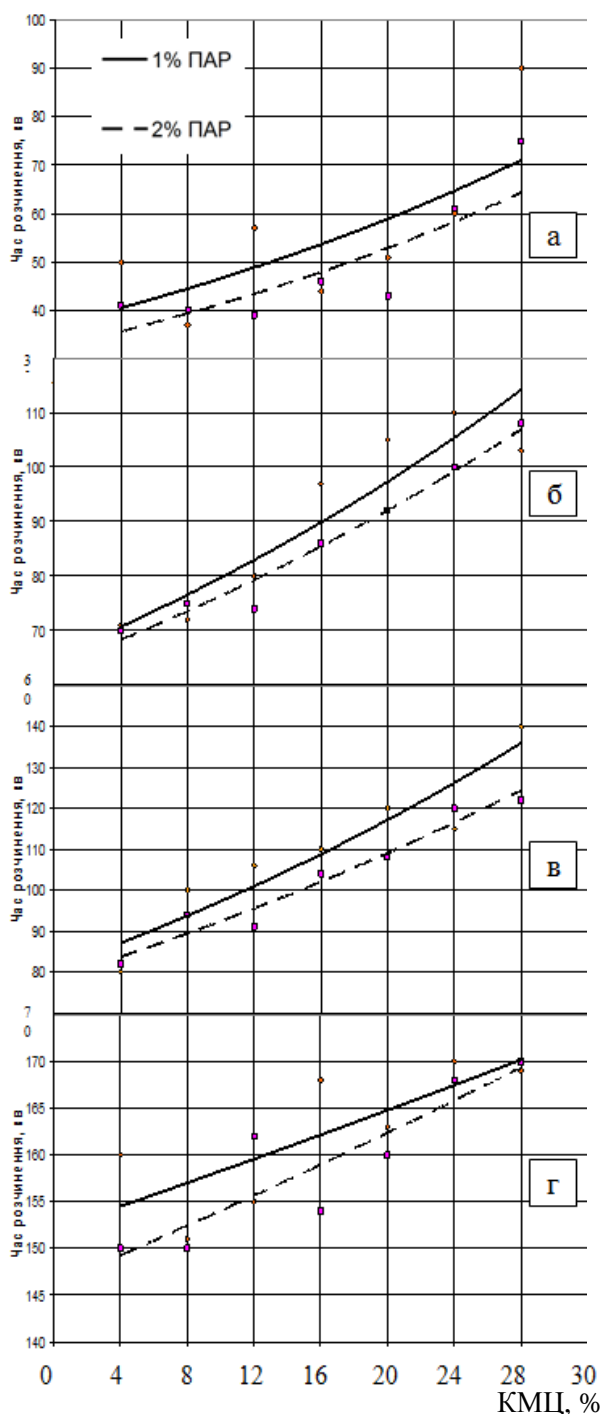
Як свідчать лабораторні дослідження, підготовлені зразки поршнів абсолютно не розчинні у конденсаті, а час їх розчинення у воді чи у суміші води з конденсатом коливається від 35 хв. до майже трьох годин.

Із аналізу графічної залежності (рис. 15) видно, що із збільшенням вмісту КМЦ у досліджуваному зразку поршня час його розчинення збільшується, і навпаки, зростання вмісту ПАР призводить до зменшення часу його розчинення в залежності від рідини-розчинника. При концентрації КМЦ в композиції менш ніж 4% поршень не вдається сформувати, а при перевищенні її більше 30% в гель переходить не вся маса підготовленої КМЦ.

Максимальний час розчинення підготовлених зразків поршнів спостерігається у суміші 25% води і 75% конденсату, мінімальний у воді.



Рисунок 14 – Утворення еластичної плівки на поверхні зразка поршня після оброблення гелю метиловим спиртом



а – у воді; б – у суміші 75% води і 25% конденсату; в – у суміші 50% води і 50% конденсату; г – у суміші 25% води і 75% конденсату

Рисунок 15 – Результати лабораторних досліджень з визначення часу розчинення підготовлених зразків поршнів у воді, та суміші води з конденсатом за різного вмісту ПАР

Наведені дані свідчать про ефективність складу саморуйнівного в'язкопружного поршня, який не руйнується впродовж певного періоду часу. Його можна використовувати для очищення від забруднень викидних ліній (шлейфів) газових і газоконденсатних свердловин.

Проблема накопичення рідини в понижених ділянках промислових трубопроводів є характерною для більшості газових і газоконденсатних свердловин. Тому необхідно вживати заходи, спрямовані на попередження накопичення рідини, а також передбачаючи періодичне її видалення.

Способи очищення газопроводів від скупчень рідини за допомогою очисних пристроїв і пін успішно використовуються на практиці, однак мають обмежену область застосування через необхідність монтажу додаткового обладнання.

Значно ефективнішими у цьому відношенні є гелеві поршні, проте вони мають вагомий недолік, який пов'язаний із значною адгезією до металу.

Запропонований нами очисний поршень немає згаданого недоліку, а також є саморозчинним у воді та суміші води з конденсатом. В його склад входять дешеві у виробництві, а також нетоксичні компоненти.

На основі проведених лабораторних досліджень показано, що варіюючи рецептурою виготовлення в'язкопружного очисного поршня, можна регулювати тривалість його існування в воді і від більш ніж двох годин до майже трьох годин у суміші води з конденсатом.

Передбачається провести дослідно-промислові випробування запропонованого саморуйнівного в'язкопружного поршня на газому родовищі Передкарпаття для очищення від забруднень викидних ліній свердловин.

Література

1 Терепенко Р.М. Підвищення ефективності використання механічних очисних пристроїв в газопроводах [Текст]: дис. ... канд. техн. наук : 20.05.04 / Терепенко Роман Михайлович. – Івано-Франківськ, 2009. – 147 с.

2 Пат.42771 Україна МПК В 08 В 9/04. Пристрій для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу [Текст] / Смирнов О.Г, Шевченко Ю.Г, Варивода В.І, Індєйкін В.Б.; заявник і патентовласник Фірма «Профі Тайєр Компані» LTD,UA – №96114296; заявл. 20.11.96; опуб. 15.11.01 Бюл. №10 –5 с. мал.

3 Пат.43493 Україна МПК В 08 В 9/04. Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу [Текст] / Чурсін О.М, Петренко О.І, Барибіна О.М, Далік Л.О, Клісак Г.О, Ільницький М.К, Іванов С.І, Соболев А.Р.; заявник і патентовласник Товариство з обмеженою відповідальністю наук. – впровадж. центр «Консіма» – №2000095281; заявл. 14.09.00; опуб. 17.12.01 Бюл. №11 –3 с. мал.

4 А.с. 444573 СССР, МКИ В 08В 9 / 06. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода [Текст] / В. М. Клишвский, В. Г. Селиверстов, П. Д. Романов [и др.] (СРСР). №1747297/29-14; заявл. 14.02.72; опубл. 30.09.74, Бюл. №36.

- 5 А.с. 925439 ССРСР, МКИ В 08В 9 / 04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / А. А. Кононов, А. Р. Курбаков (СРСР). №2845798/29-12; заявл. 30.11.79; опубл. 07.05.82, Бюл. №17.
- 6 А.с. 925439 ССРСР, МКИ В 08В 9 / 04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода [Текст] / Ф.Г.Габибов, А.В.Туркия, С.Р.Шалов (СРСР). №4498259/23-12; заявл. 28.09.88; опубл. 07.05.82, Бюл. №30.
- 7 Патент на корисну модель 33943. Україна, МПК В 08В 9 / 04. Пристрій для очищення внутрішньої поверхні шлейфів свердловин підземних сховищ газу. Я.С. Марчук, Б.О. Клюк, М.П. Андрійшин [та ін.] опубл. 25.07.2008, бюл. № 14.
- 8 А.с. 420356 ССРСР, МКИ В 08В 9 / 04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / Д.М. Мубинов, Ф.Г.Мансуров, Ю.А.Сковородников, А.Н.Тюпа (СРСР). №1813188/28-13 ; заявл. 26.07.72; опубл. 25.03.74, Бюл. №11.
- 9 А.с. 710678 ССРСР, МКИ В 08В 9 / 04. Устройство для очистки внутренней поверхности труб [Текст] / В.Е. Бычков, В. А. Третьяков, К.В. Рыбаков (СРСР). №2557770/29-12; заявл. 22.12.77; опубл. 25.01.80, Бюл. №3.
- 10 Патент на корисну модель 18805. Україна, МПК В 08В 9 / 04. Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу М.П. Лінчевський, Ю.Г. Мокеєв, С.О. Охрімчук. опубл. 15.11.2006, бюл. № 11.
- 11 Патент на корисну модель 33942. Україна, МПК В 08В 9 / 04. Газодинамічний пристрій для очищення внутрішньої поверхні шлейфів свердловин підземних сховищ газу. Я.С. Марчук, Б.О. Клюк, М.П. Андрійшин [та ін.] опубл. 25.07.2008, бюл. № 14.
12. А.с. 1397097 ССРСР, МКИ В 08В 9 / 04. Устройство для очистки полости трубопровода от жидких скоплений [Текст] / В.Я. Грудз, С. И. Калинин, В.Б. Михалкив, Д.Ф. Тымкив (СРСР). №4156384/31-12; заявл. 02.12.86; опубл. 23.05.88, Бюл. №19.
- 13 А.с. 453205 ССРСР, МКИ В 08В 9 / 04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / Р.Ю. Акчурин (СРСР). №1833581/28-13; заявл. 05.10.72; опубл. 15.12.74, Бюл. №46.
- 14 Наджафов М.Г. Экспериментальное исследование вязкоупругого разделителя с целью удаления скоплений воды из ствола скважины / Наджафов М.Г., Фан Нгок Чунг // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1988. – №9. – С. 27-29.
- 15 Большакова И. Трубопроводный транспорт и переработка продукции морских скважин [Текст] : [Учебное пособие] / И.Л. Большакова; Одесская государственная академия холода, 2010. – 144 с.
- 16 А. с. 1622038 [СССР]. Состав гелеобразного поршня для очистки внутренней полости каналов / Авт. Изобрет. А.Х. Мирзаджанзаде, И.Р. Байков, М.М. Хасанов и Б.В. Гейер – Заявл. 21.02.89 (4653656/12); Опубл. в Б.И., 23.01.91, № 3.
- 17 Саморазрушающиеся устройства для очистки трубопроводов. – Киев: НПК “Техногаз-89”. – 1989.
- 18 Гончаров В. Очистка газопроводов высокочастотными пенами / Гончаров В.Н., Чистяков Б.Е. // Газовая промышленность. – 1980. – №11. – С.36 – 38.
- 19 Гончаров В.И. Опытно-промышленные испытания способа пенной очистки МГ / Гончаров В.И., Капцов И.И., Тихомиров В.К. // Нефтяная и газовая промышленность. – 1988. – №4. – С. 42-44.
- 20 А.с. 1189457 ССРСР, МКИ А 62 С 5/04, В 08 В 9/00. Пеногенератор / Гончаров В.Н., Тихомиров В.К., Лещук Н.С., Капцов И.И. – №3714991; Заявл. 20.01.1984; Опубл. 07.11.1985, Бюл. №41.
- 21 Патент 56025 Україна, МПК А 62 С 5/02, В 08 В 9/06, Е 21 В 21/14. Піногенератор / Гончаров В.М., Капцов І.І., Чопань С.В. та ін. – №2002087015; Заявл. 28.08.2002; Опубл. 15.04.2003, Бюл. №4.
- 22 А.с. 604567 ССРСР, МКИ В 01 D 19/02. Устройство для разрушения пены / Бурных В.С., Гончаров В.Н., Завадин В.И., Зинченко И.А. – №2429033; Заявл. 14.12.1976; Опубл. 30.04.1978, Бюл. №16.
- 23 Патент 32471 Україна, МПК 6 В 08 В 9/02, В 08 В 9/06. Спосіб очистки внутрішньої поверхні трубопроводу / Клявлін В.В., Немчин О.Ф. – №99116463; Заявл. 29.11.1999; Опубл. 15.12.2000, Бюл. №7.
- 24 Подготовка газа к транспорту / Ю.П.Коротаев, Б.П.Гвоздев, А.И.Гриценко, Л.М.Саркисов. – М.: Недра, 1973. – 240 с.
- 25 Патент 78315, МПК В08В 9/04, С09К 8/52. В'язкопружний очисний поршень / Кондрат Р.М., Угриновський А.В., Петришак В.С., Огерук І.М. Заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – № u 201211740; заяв. 11.10.2012; опубл. 11.03.2013, Бюл. №5.

Стаття надійшла до редакційної колегії
27.08.13

Рекомендована до друку
професором Тарком Я.Б.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Дорошенком В.М.
(Управління геології та розробки родовищ
нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)

Дослідження та методи аналізу

УДК 519.876.5

МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ПРОЦЕСУ ДЕФОРМУВАННЯ АПАРАТІВ ПОВІТРЯНОГО ОХОЛОДЖЕННЯ ГАЗУ В ЗАДАЧАХ ОЦІНКИ ЙОГО ТЕХНІЧНОГО СТАНУ

А.П. Олійник, Б.С. Незамай, О.Р. Кучер

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)737271,
e-mail: ktsu@nung.edu.ua

На основі результатів розв'язання задачі Бусінеска про дію зосередженої сили на пружний півпростір одержано розрахункові формули для оцінки переміщень та напружень, що виникають в фундаментних плитах апаратів повітряного охолодження газу під дією технологічних навантажень. Проаналізовано розподіл напружень по глибині плити, виявлено особливості розподілу напружень, зокрема, встановлено значення координати по глибині плити, при яких значення відповідних компонент тензора напружень є максимальними. Запропоновано методику розв'язання оберненої задачі знаходження діючих в контрольних точках навантажень за відомими переміщеннями певної множини точок фундаментної плити на основі методу колокацій, що дасть змогу оцінити вплив зношення вентиляторів, режимів їх роботи на технічний стан фундаментних плит. Представлено розрахункову схему АПОГ, результати тестових розрахунків, виявлено напрямки подальших досліджень.

Ключові слова: апарат повітряного охолодження газу, задача Бусінеска, деформації, напруження, обернена задача, фундаментні плити

На основании результатов решения задачи Бусинеска о действии сосредоточенной силы на упругое пространство получены расчетные формулы для оценки перемещений и напряжений, возникающих в фундаментных плитах аппаратов воздушного охлаждения газа под действием технологических силовых воздействий. Проанализировано распределение напряжений по глубине плиты, определены особенности распределения напряжений, в частности, установлены значения координат по глубине плиты, при которых значения соответствующих компонент тензора напряжений приобретают максимальные значения. Предложена методика решения обратной задачи определения действующих в контрольных точках нагрузок по известным перемещениям определенного множества точек фундаментной плиты на основе метода колокаций, что позволяет оценить влияние износа вентиляторов, режимов работы на техническое состояние фундаментных плит. Представлена расчетная схема АВОГ, результаты тестовых расчетов, определены направления дальнейших исследований.

Ключевые слова: аппарат воздушного охлаждения газа, задача Бусинеска, деформация, напряжения, обратная задача, фундаментная плита

The calculation formulas for assessing movements and stresses which appear in gas air-cooling unit bedplates under the influence of technological loads have been obtained with the help of the solutions of Boussinesq's problem about concentrated force influence onto taut space. The load distribution along the plate depth has been analyzed, the load distribution peculiarities have been determined, and, in particular, the coordinate values along the plate depth at which the magnitudes of the stress tensor corresponding parts are maximum have been established. The method for solving of inverse problem about active load finding in control points with the help of the known movements of certain amount of bed plate points on basis of the collocation method, which will allow estimating the influence of ventilators wear and tear and their work regimes onto the bed plates technical condition has been developed. The calculation model of the horizontal air-cooling unit and test calculations results have been shown, the directions of further studies have been determined.

Key words: gas air-cooling unit, Boussinesq's problem, deformations, stresses, inverse problem, bedplates.

У процесі експлуатації обладнання компресорних станцій (апарат повітряного охолодження газу) виникає задача оцінки напруженого стану фундаментних плит споруд, який виникає внаслідок дії зосередженої сили P .

Для вирішення вказаної задачі використовується розв'язок класичної задачі Бусінеска [1] під дією зосередженої сили P на границі пружного напівпростору $x_3 > 0$, причому лінія дії сили ортогональна його границі, такий підхід відрізняється від відомих методик оцінки напруженого стану, АПОГ [2,3], його важливою особливістю є можливість оцінки застосування не лише для АПОГ, але і для інших об'єктів (наприклад, при оцінці напруженого деформованого стану конструкції автомобільних доріг, посадкових смуг аеропортів, тощо), що є характерним при застосуванні методів математичного моделювання. Важливою і актуальною задачею є оцінка величини навантажень, що діють на фундаменти плити в процесі експлуатації, за відомими переміщенням точок поверхні, розробка відповідних практичних методів.

Математична модель процесу деформування

Згідно з результатами розв'язку задачі Бусінеска, на компоненти вектора переміщень, обумовлені дією на півпростір зосередженої сили P , визначається за формулами:

$$\begin{cases} U_1 = \frac{P(1+\nu)x_1}{2\pi E} \left[\frac{x_3}{r^2} - \frac{1-2\nu^2}{r(r+x_3)} \right] \\ U_2 = \frac{P(1+\nu)x_2}{2\pi E} \left[\frac{x_3}{r^3} - \frac{1-2\nu}{r(r+x_3)} \right] \\ U_3 = \frac{P(1+\nu)}{2\pi E} \left[\frac{x_3^2}{r^3} + \frac{2(1-\nu)}{r} \right] \end{cases} \quad (1)$$

де x_1, x_2, x_3 – декартові координати точок, в якій визначається переміщення;

P – зосереджена сила;

E – модуль Юнга матеріалу, з якого виготовлено фундаментні плити;

ν – коефіцієнт Пуассона,

$r = \sqrt{x_1^2 + x_2^2 + x_3^2}$, при цьому вважається,

що точкою прикладання сили є центр декартової системи координат $(0;0;0)$.

При цьому компоненти тензора напружень обчислюються за формулами:

$$\begin{cases} \sigma_{11} = -\frac{3P}{2\pi} \left[\frac{x_1^2 x_3}{r^5} + \frac{1-2\nu}{3} \left(\frac{r^2 + rx_3 + x_3^2}{r^3(r+x_3)} - \frac{x_3^2(2r+x_3)}{r^3(r+x_3)^2} \right) \right] \\ \sigma_{12} = -\frac{3P}{2\pi} \left[\frac{x_1 x_2 x_3}{r^5} + \frac{1-2\nu}{3} \left(-\frac{x_1 x_2 (2r+x_3)}{r^3(r+x_3)^2} \right) \right] \\ \sigma_{22} = -\frac{3P}{2\pi} \left[\frac{x_2^2 x_3}{r^5} + \frac{1-2\nu}{3} \left(\frac{r^2 + rx_3 + x_3^2}{r^3(r+x_3)} - \frac{x_3^2(2r+x_3)}{r^3(r+x_3)^2} \right) \right] \\ \sigma_{13} = -\frac{3P}{2\pi} \frac{x_1 x_3^2}{r^5} \\ \sigma_{23} = -\frac{3P}{2\pi} \frac{x_2 x_3^2}{r^5} \\ \sigma_{33} = -\frac{3P}{2\pi} \frac{x_3^2}{r^5} \end{cases} \quad (2)$$

Для оцінки напружено-деформованого стану на поверхні плити ($x_3 = 0$) формули (1), (2) використовуються у вигляді:

$$\begin{cases} U_1 = -\frac{P(1+\nu)x_1(1-2\nu)}{2\pi E r^2} \\ U_2 = -\frac{P(1+\nu)x_2(1-2\nu)}{2\pi E r^2} \\ U_3 = \frac{P(1-\nu^2)}{\pi E r} \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \sigma_{11} = -\frac{3P}{2\pi} \left[\frac{1-2\nu}{3} \left(\frac{1}{r^2} - \frac{2rx_1^2}{r^5} \right) \right] \\ \sigma_{12} = -\frac{3P}{2\pi} \left[\frac{1-2\nu}{3} \left(-\frac{x_1 x_2 2r}{r^5} \right) \right] \\ \sigma_{22} = -\frac{3P}{2\pi} \left[\frac{1-2\nu}{3} \left(\frac{1}{r^2} - \frac{2rx_2^2}{r^5} \right) \right] \\ \sigma_{13} = \sigma_{23} = \sigma_{33} = 0 \end{cases} \quad (4)$$

де $r = \sqrt{x_1^2 + x_2^2}$.

Для оцінки напружено-деформованого стану в точках фундаментних плит при умові, що сила прикладена в точці з координатами $\varphi(\eta_1, \eta_2, 0)$, то (1), (2) набувають вигляду:

$$\begin{cases} U_1(\bar{x}; \bar{\eta}) = -\frac{P(1+\nu)(x_1 - \eta_1)}{2\pi E} \left[\frac{x_3}{r_\eta^3} - \frac{1-2\nu}{r_\eta(r_\eta + x_3)} \right] \\ U_2(\bar{x}; \bar{\eta}) = -\frac{P(1+\nu)(x_2 - \eta_2)}{2\pi E} \left[\frac{x_3}{r_\eta^3} - \frac{1-2\nu}{r_\eta(r_\eta + x_3)} \right] \\ U_3(\bar{x}; \bar{\eta}) = -\frac{P(1+\nu)}{2\pi E} \left[\frac{x_3}{r_\eta^3} - \frac{2(1-\nu)}{r_\eta} \right] \end{cases} \quad (5)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \sigma_{11} &= -\frac{3P}{2\pi} \left[\frac{(x_1 - \eta_1)^2 x_3}{r_\eta^5} + \frac{1 - 2\nu}{3} \times \right. \\ &\times \left. \left(\frac{r_\eta^2 + r_\eta x_3 + x_3}{r_\eta^3 (r_\eta + x_3)} - \frac{(x_1 - \eta_1)^2 (2r_\eta + x_3)}{r_\eta^3 (r_\eta + x_3)^2} \right) \right]; \\ \sigma_{12} &= -\frac{3P}{2\pi} \left[\frac{(x_1 - \eta_1)(x_2 - \eta_2)x_3}{r_\eta^5} + \frac{1 - 2\nu}{3} \times \right. \\ &\times \left. \left(-\frac{(x_1 - \eta_1)(x_2 - \eta_2)(x_3 + 2r_\eta)}{r_\eta^3 (r_\eta + x_3)^2} \right) \right]; \\ \sigma_{22} &= -\frac{3P}{2\pi} \left[\frac{(x_2 - \eta_2)x_3}{r_\eta^5} + \frac{1 - 2\nu}{3} \times \right. \\ &\times \left. \left(\frac{r_\eta^2 + r_\eta x_3 + x_3^2}{r_\eta^3 (r_\eta + x_3)} - \frac{(x_2 - \eta_2)^2 (2r_\eta + x_3)}{r_\eta^3 (r_\eta + x_3)^2} \right) \right]; \\ \sigma_{13} &= -\frac{3P(x_1 - \eta_1)x_\eta^5}{2\pi r_\eta^5}; \\ \sigma_{23} &= -\frac{3P(x_2 - \eta_2)x_\eta^5}{2\pi r_\eta^5}; \\ \sigma_{33} &= -\frac{3P}{2\pi} \frac{x_3^2}{r_\eta^5}, \end{aligned} \right. \quad (6)$$

де $r_\eta = \sqrt{(x_1 - \eta_1)^2 + (x_2 - \eta_2)^2 + x_3^2}$.

Розподіл напружень по глибині фундаментної плити

З метою вивчення залежності компонент тензора напружень від глибини при дії фіксованої сили було досліджено поведінку залежностей (2) від x_3 при фіксованих значеннях x_1 та x_2 і сталих фізико-механічних параметрах матеріалу. В (2) остання з залежностей має вигляд:

$$\begin{aligned} \sigma_{33} &= -\frac{3P}{2\pi} \frac{x_3^2}{r_\eta^5} = \\ &= -\frac{3P}{2\pi} x_3^3 (x_1^2 + x_2^2 + x_3^2)^{-5/2} = F_1(x_3). \end{aligned} \quad (7)$$

Досліджуючи (7) на екстремум, одержимо:

$$\begin{aligned} F'(x_3) &= -\frac{3P}{2\pi} 3x_3^3 (x_1^2 + x_2^2 + x_3^2)^{-5/2} + \\ &+ \frac{3P}{2\pi} x_3^3 \frac{5}{2} (x_1^2 + x_2^2 + x_3^2)^{-7/2} 2x_3 = \\ &= -\frac{3P}{2\pi} \left[\frac{3x_3^3 (x_1^2 + x_2^2 + x_3^2) - 5x_3^4}{(x_1^2 + x_2^2 + x_3^2)^{7/2}} \right] = \\ &= -\frac{3Px_3^2}{2\pi} \left[\frac{3x_1^2 + 3x_2^2 - 2x_3^2}{(x_1^2 + x_2^2 + x_3^2)^{7/2}} \right] = 0. \end{aligned} \quad (8)$$

З рівняння (8) одержуємо, що екстремальне значення σ_{33} досягається на глибині x_3

$$x_3 = \sqrt{\frac{3x_1^2 + 3x_2^2}{2}}. \quad (9)$$

тобто, на певній відстані від точки прикладання сили максимальні значення напружень досягається на глибині, яка виражається співвідношенням (9). Для σ_{33} та σ_{23} точка максимуму напружень досягається в точці:

$$x_3 = \sqrt{\frac{2x_1^2 + 2x_2^2}{3}}. \quad (10)$$

Для оцінки поведінки компоненти σ_{11} , σ_{22} та σ_{12} будуються графіки цих функцій від x_3 при фіксованих x_1 та x_2 при однакових значеннях діючих сил та характеристик E та ν матеріалу. Розподіл цих напружень зображено на рисунку 1, а – розподіл напружень в матеріалі фундаменту від точки прикладання сили P , та на рисунку 1, б – розподіл напружень по глибині від 0,6 м – з метою більш детального зображення графіків для доведення існування екстремумів.

Показано, що екстремум всіх компонент тензора напружень існує на певній глибині, яка залежить від координати точки, в якій проводиться визначення напружень.

Проведені розрахунки дають можливість зробити висновок про те, що для кожної з компонент тензора напружень існує екстремум її як функції координати x_3 . При цьому він може бути знайдений як аналітично, так і методом наближеного пошуку екстремуму – наприклад, методом золотого перерізу [4] для компонент σ_{11} , σ_{22} , σ_{12} .

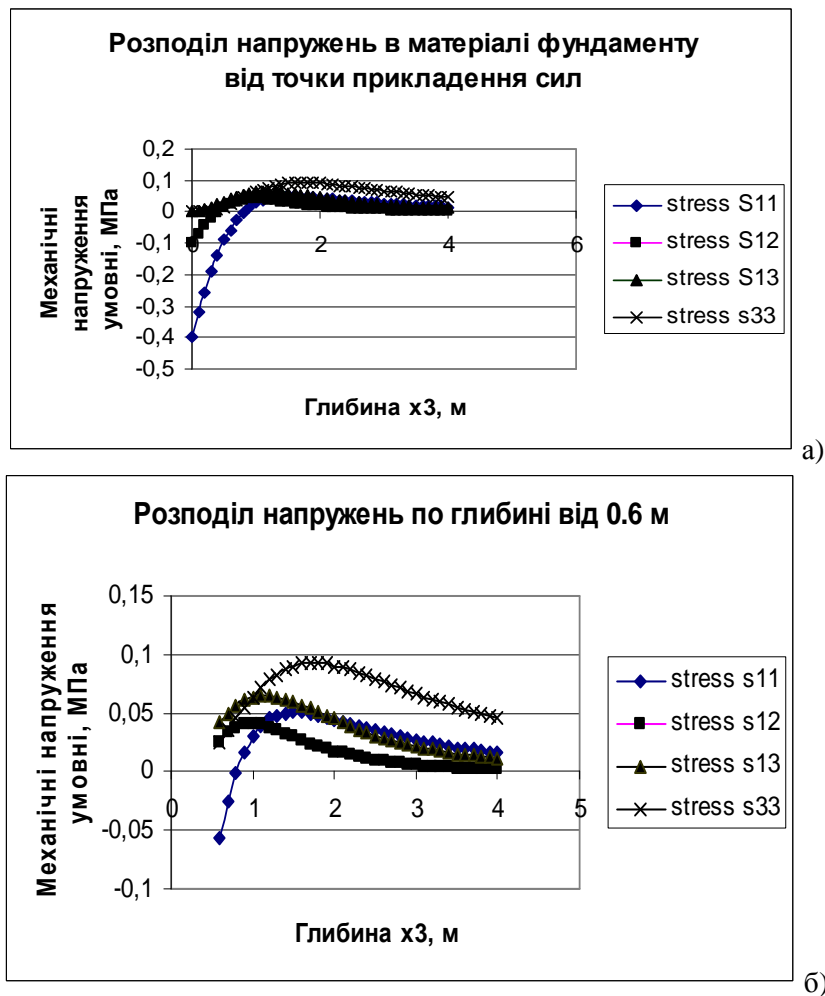


Рисунок 1 – Розподіл механічних напружень в матеріалі фундаментної плити

Методика оцінки напружено-деформованого стану фундаментних плит апаратів повітряного охолодження газу

Виходячи з технологічних даних про конструкцію АПОГ, можна зобразити наступну схему діючих навантажень. Довжину області досліджено по координаті x_1 – 12 м три блоки шириною 4 м, по координаті x_2 – 32 м, вісім блоків по 4 метри. Навантаження прикладені в точках $A_i, i = 1, \dots, m; T_j, j = 1, \dots, 18; S_k, k = 1, \dots, 4; B_l, l = 1, \dots, 14$ – тобто всього 60 точок. Величина діючої сили P залежить від точки прикладання: в точках A_i діє навантаження 4 тонни, в точках B_l – 20 тонн, в точках S_k – 5 тон, в точках T_j – 10 тон. Необхідно визначити напруження в деякій точці R з координатами $(x_1; x_2; x_3)$, враховуючи дію всіх навантажень, що прикладені в точках $P_\eta(\eta_1; \eta_2; 0)$, а саме – в точках A_i, T_j, S_k та B_l . З цією метою використовуються наступні залежності (6), які записуються у вигляді:

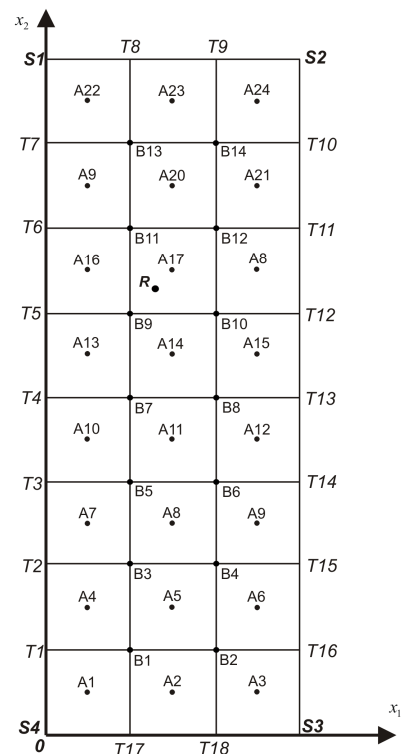


Рисунок 2 – Розподіл навантажень на фундаментну плити

$$\left\{ \begin{aligned} \sigma_{11} &= -\sum_{i=1}^{60} \frac{3P_i}{2\pi} \left[\frac{(x_1 - \eta_1^i)^2 x_3}{r_{\eta_i}^5} + \frac{1-2\nu}{3} \times \right. \\ &\times \left. \left(\frac{r_{\eta_i}^2 + r_{\eta_i} x_3 + x_3^2}{r_{\eta_i}^3 (r_{\eta_i} + x_3)} - \frac{(x_1 - \eta_1^i)^2 (2r_{\eta_i} + x_3)}{r_{\eta_i}^3 (r_{\eta_i} + x_3)^2} \right) \right]; \\ \sigma_{12} &= -\sum_{i=1}^{60} \frac{3P_i}{2\pi} \left[\frac{(x_1 - \eta_1^i)(x_2 - \eta_2^i)x_3}{r_{\eta_i}^5} + \frac{1-2\nu}{3} \times \right. \\ &\times \left. \left(-\frac{(x_1 - \eta_1^i)(x_2 - \eta_2^i)(x_3 + 2r_{\eta_i})}{r_{\eta_i}^3 (r_{\eta_i} + x_3)^2} \right) \right]; \\ \sigma_{22} &= -\sum_{i=1}^{60} \frac{3P_i}{2\pi} \left[\frac{(x_2 - \eta_2^i)^2 x_3}{r_{\eta_i}^5} + \frac{1-2\nu}{3} \times \right. \\ &\times \left. \left(\frac{r_{\eta_i}^2 + r_{\eta_i} x_3 + x_3^2}{r_{\eta_i}^3 (r_{\eta_i} + x_3)} - \frac{(x_2 - \eta_2^i)^2 (2r_{\eta_i} + x_3)}{r_{\eta_i}^3 (r_{\eta_i} + x_3)^2} \right) \right]; \\ \sigma_{13} &= -\sum_{i=1}^{60} \frac{3P_i (x_1 - \eta_1^i) x_3^2}{2\pi r_{\eta_i}^5}; \\ \sigma_{23} &= -\sum_{i=1}^{60} \frac{3P_i (x_2 - \eta_2^i) x_3^2}{2\pi r_{\eta_i}^5}; \\ \sigma_{33} &= -\sum_{i=1}^{60} \frac{3P_i x_3^3}{2\pi r_{\eta_i}^5}, \end{aligned} \right. \quad (11)$$

де $r_{\eta_i} = \sqrt{(x_1 - \eta_1^i)^2 + (x_2 - \eta_2^i)^2 + x_3^2}$.

Розрахунок за формулами (11) дає можливість оцінити діючі в матеріалі фундаменту напруження. При цьому виникає можливість вирішення таких задач:

– оцінка зони впливу діючого навантаження в даній точці;

Як видно з рисунку 1, всі компоненти тензора напружень прямують до нуля при $r \rightarrow \infty$, тому кожна з точок прикладення механічних зусиль має лише певну зону, в якій потрібно враховувати поле напружень, що виникають внаслідок дії саме вказаних навантажень. Критерієм встановлення меж такої зони можуть служити напруження, наприклад, $-K\sigma_T$, де σ_T – межа пружності матеріалу. Зокрема, якщо доданок σ_{ij}^m в сумі для компонент напружень в (11) задовольняє умові

$$|\sigma_{ij}^m| < K\sigma_T, \quad (12)$$

то вказаний доданок, а отже, і вплив такої точки на НДС в точці $(x_1; x_2; x_3)$ є незначним, чим можна знехтувати. Коефіцієнт K приймається таким, щоб величина K і N , де N – кількість контрольних точок гарантувала б достатньо малу сумарну похибку обмежень напружень;

– оцінка впливу кожної з величин P_i на сумарні напруження в кожній точці;

Слід зазначити, що вказані величини навантажень в точках A_i, T_j, S_k, B_l є нормативними, певною мірою ідеальними. Коли в процесі експлуатації вмикаються вентилятори (змінюється навантаженням в точках A_i), в цих точках необхідно задавати інші величини навантажень, обумовлені дією аеродинамічних сил, вібраційними впливами тощо.

Результати тестових розрахунків та їх аналіз

За розробленими математичними моделями проведено розрахунки напружень в фундаментних плитах АПОГ.

За розробленими математичними моделями створено програмний комплекс, який дає змогу проводити оцінку діючих механічних напружень в фундаментній плиті АПОГ. Проаналізовано розподіл шести компонент тензора напружень в контрольних точках. На рисунку 3 наведено розподіл повздовжніх напружень в точці з фіксованими координатами при різних відстанях до найближчої точки прикладання сили згідно зі схемою навантажень, наведеною на рисунку 2. Розрахунками встановлено, що механічні напруження, які виникають у фундаментній плиті, в основному визначаються дією сили в найближчій до контрольної точки прикладання навантаження, а саме – в точках A_i, T_j, S_k, B_l . Сумарні напруження від дії всіх навантажень, зображених на схемі рисунку 2 мало відрізняються від напружень, обумовлених дією навантаження в найближчій до контрольної точки прикладання сили (дві криві на рисунку 3), причому значення повздовжніх напружень набувають значень більших за 4 МПа – при значеннях межі текучості для бетонів 9-20 МПа – на відстанях, які не перевищують 0.25 м при навантаженнях до 50 тон, які є характерними для вагових характеристик АПОГ. Цей результат підтверджує адекватність розробленої моделі процесу деформування АПОГ, оскільки за відсутності додаткових технологічних навантажень – наприклад, вібраційних, дія конструкції на фундаментну плиту згідно з наведеними на рис. 2 навантаженнями не повинна обумовлювати появу надкритичних навантажень. Ця ситуація, проте, може змінитись внаслідок дії на плиту вібраційних навантажень. На рис. 4 зображено зміну діючих на фундаментну плиту повздовжніх напружень внаслідок дії вібраційних ефектів на один з елементів конструкції, який розташований найближче до контрольної точки, в якій визначаються на-

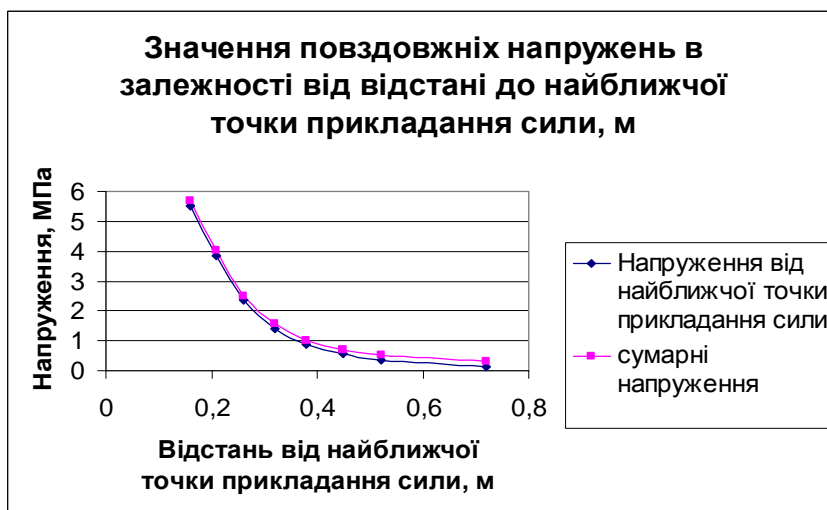


Рисунок 3 – Розподіл поздовжніх напружень в точці з фіксованими координатами при різних відстанях до найближчої точки прикладання сили

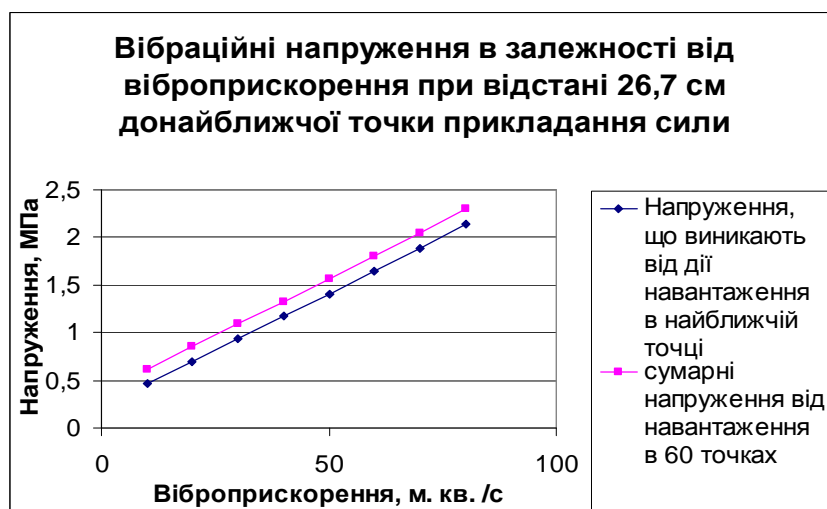


Рисунок 4 – Розподіл поздовжніх напружень, обумовлених дією вібраційних впливів залежно від віброприскорення

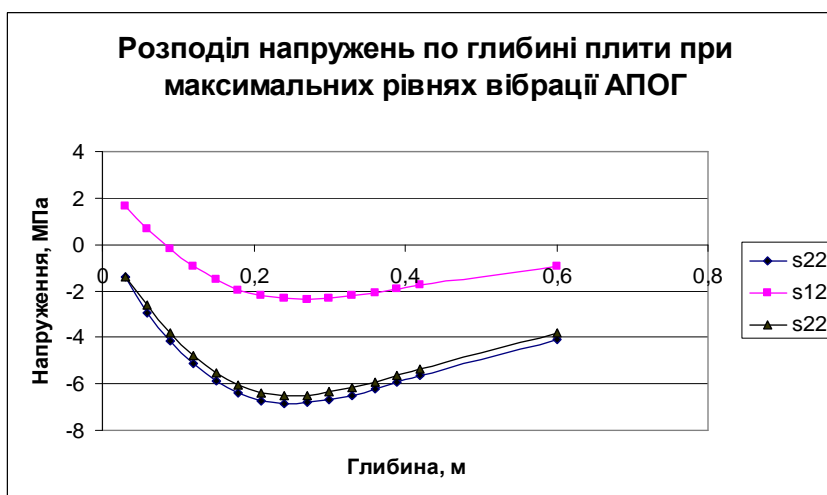


Рисунок 5 – Розподіл трьох компонент тензора напружень по глибині фундаментної плити при максимальних рівнях вібрації

пруження. Як і у попередньому випадку, розрахунки засвідчують, що сумарні напруження від дії силового навантаження в 60 точках в основ-

ному визначаються вібраційними навантаженнями в найближчому до контрольної точки вузлі, що зазнає вібраційних впливів.

На рисунку 5 представлено результати розрахунку розподілу трьох компонент тензора напружень по глибини фундаментної плити АПОГ при максимальних рівнях вібрації за умови, що всі вентиляційні установки працюють одночасно. Підтверджується одержаний за допомогою попередніх розрахунків результат про те, що максимальні за модулем рівні напружень досягаються на певній глибині, причому вказані значення напружень є значними, враховуючи ту обставину, що критичні значення напружень для різних марок бетону складають 9-20 МПа. Слід зазначити, що за наявності вібраційних впливів значення навантажень Р в залежностях (6) можуть суттєво зростати, про це свідчать характерні значення віброприскорень (10-80 м/с²).

Обернена задача визначення діючих навантажень в контрольних точках

Як відомо, при технічному обслуговуванні АПОГ проводиться вимірювання переміщень точок фундаментів, зокрема їх осідання. З математичної точки зору це означає, що задаються переміщення $U_3(x_1, x_2, x_3)$. Фактично це означає, що в кожній точці вимірюються величини U_3 , які, як слідує з (5), визначаються за формулами з урахуванням точки прикладання сили $\eta(\eta_1, \eta_2, 0)$.

$$U_3(x_1, x_2, x_3) = \frac{p(1+\nu)}{2\pi E} \left[\frac{x_3^2}{r_\eta^3} + \frac{2(1-\nu)}{r_\eta} \right], \quad (13)$$

де $r_\eta = \sqrt{(x_1 - \eta_1)^2 + (x_1 - \eta_2)^2 + x_3^2}$
якщо ж враховується дія всіх точок прикладення сил, то формула (13) набуває вигляду:

$$U_3(x_1, x_2, x_3) = \sum_{i=1}^{60} \frac{p_i(1+\nu)}{2\pi E} \left[\frac{x_3^2}{r_{\eta_i}^3} + \frac{2(1-\nu)}{r_{\eta_i}} \right], \quad (14)$$

де $r_{\eta_i} = ((x_1 - \eta_1^i)^2 + (x_2 - \eta_2^i)^2 + x_3^2)^{\frac{1}{2}}$

Формула (14) дає змогу запропонувати наступний метод знаходження величин P_i в заданих точках дії сил. Координати точок, в яких проводиться вимірювання величин $U_3^m(x_1, x_2, x_3)$ є відомими (x_1^m, x_2^m, x_3^m) , величини $\eta(\eta_1, \eta_2, \eta_3)$ точок є заданими. В такому випадку одержується система лінійних алгебраїчних рівнянь виду:

$$U_3^m(x_1^m, x_2^m, x_3^m) = \sum_{i=1}^{60} \frac{P_i(1+\nu)}{2\pi E} \left[\frac{x_3^{m2}}{r_{\eta_i}^{m3}} + \frac{2(1-\nu)}{r_{\eta_i}^m} \right], \quad (15)$$

m=1...60,

де $r_i^m = ((x_1^m - \eta_1^i)^2 + (x_2^m - \eta_2^i)^2 + x_3^{m2})^{\frac{1}{2}}$
відносно величини P_i . Для того, щоб вказана система була б замкнутою, необхідно провести

вимірювання переміщень в 60-ти точках фундаментів апаратів повітряного охолодження газу. Вказаний підхід реалізує один з варіантів методу колокацій [5] для визначення невідомих коефіцієнтів лінійної системи. Результат її розв'язку суттєво залежить від вибору вузлів колокацій – точок з координатами (x_1^m, x_2^m, x_3^m) . Якщо кожен з точок (x_1^m, x_2^m, x_3^m) брати в безпосередній близькості до відповідної точки прикладення навантажень, то система рівнянь (15) буде системою, в якій матриця матиме діагональне переважання – модуль коефіцієнта при одній із змінних буде більшим за суму модулів інших коефіцієнтів відповідного рядка, її розв'язку можна знайти з використанням ітераційних методів [4].

Висновки

В процесі реалізації математичної моделі процесу деформувалися фундаментних плит апаратів повітряного охолодження газу встановлено закономірності процесу:

- при оцінці напруженого стану на основі результатів розв'язку задачі Бусінеска шляхом аналітичного дослідження та аналізу графіків залежностей (2) виявлено, що максимальні значення напружень досягаються не на поверхні плити, а на деякій глибині (формули (9), (10), рис. 1). Крім того, шляхом дослідження на екстремум функції (13) від величини x_3 , можна визначити, що максимальних переміщень такі фундаментальних плит досягають на глибині:

$$x_3 = \sqrt{2(x_1 - \eta_1)^2 + 2(x_2 - \eta_2)^2}, \quad (16)$$

де $x_1; x_2; x_3$ – точка, в якій проводиться розрахунки переміщень,

$(\eta_1; \eta_2; 0)$ – точка, в якій прикладено діючу силу;

- розроблено модель процесу деформування фундаментальної плит АПОГ з використанням її практичної схеми, яка враховує геометричну конфігурацію апарату, величину діючих навантажень в кожній з точок їх прикладання; вагу вентиляторів та труб, по яких на АПОГ поступає газ; величину аеродинамічних навантажень, що виникають при роботі вентиляторів;

- запропоновано методику оцінки діючих на плити навантажень, що базується на вирішенні оберненої задачі за результатами вимірювання переміщень точок плити на її поверхні.

Напрямки подальших досліджень можуть бути пов'язані з реалізацією апаратних методів дослідження, які б дали змогу визначати переміщення точок плити не лише на поверхні, але й на певній глибині, визначення аеродинамічних навантажень, що діють на вентилятори та їх опори. Оцінити, яким чином впливає на ці показники зміна геометрії вентиляторів.

Література

- 1 Победря Б. Е. Лекция по теории упругости / Б. Е. Победря, Д. В. Георгиевский. – М.: Эдиториал, УРСС, 1999. – 208 с.
- 2 Крюков Н. П. Аппараты воздушного охлаждения / Н. П. Крюков. – М.: Химия, 1983. – 168 с.
- 3 Ванчин А. Г. Методы оценки технического состояния аппаратов воздушного охлаждения газа в условиях компрессорной станции магистрального газопровода / А. Г. Ванчин / Нефтегазовое дело. – 2012. – № 4. – С. 166-174.
- 4 Васильев Ф. П. Численные методы решения экстремальных задач / Ф. П. Васильев. – М.: Наука, 1980 – 578 с.
- 5 Флетчер К. Численные методы на основе метода Галёркина / К. Флетчер. – М.: Мир, 1988. – 352 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
08.08.13*

*Рекомендована до друку
професором Горбійчуком М.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Загороднюком А.В.
(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПРОЦЕСУ МІНІМІЗАЦІЇ ЗНАЧЕНЬ КІНЦЕВОГО ПЛАСТОВОГО ТИСКУ В ГАЗОВИХ ПОКЛАДАХ З ГАЗОВИМ РЕЖИМОМ РОЗРОБКИ

Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Матійшин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727141,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Наведено залежність для визначення кінцевого коефіцієнта газовилучення газового покладу в умовах газового режиму розробки і охарактеризовано методи його підвищення. З використанням рівнянь стаціонарної фільтрації газу в пласті і руху в стовбурі свердловини отримано аналітичну залежність для кінцевого пластового тиску, за величиною якого обчислюється кінцевий коефіцієнт газовилучення. Запропонована залежність враховує вплив на кінцевий пластовий тиск і, відповідно, на кінцевий коефіцієнт газовилучення газового покладу значень устьового тиску і втрат тиску у стовбурі і привибійній зоні свердловини. Обґрунтовано методи мінімізації значень наведених параметрів. З використанням запропонованої залежності оцінено вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення значень устьового тиску, мінімально рентабельного дебіту газу і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта. Дослідження проводилися для умов покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища, який знаходиться на завершальній стадії розробки при поточному коефіцієнті газовилучення 85,8 %. За результатами досліджень кінцевий коефіцієнт газовилучення істотно збільшується із зменшенням значень коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B до 4-х разів. Подальше зменшення коефіцієнтів A і B мало впливає на коефіцієнт газовилучення. Оброблення привибійної зони пласта з метою зменшення значень коефіцієнтів A і B доцільно проводити на ранніх стадіях розробки покладу в умовах високих дебітів газу. При низьких дебітах газу (в нашому випадку 0,1-0,5 тис. м³/д) зменшення значень коефіцієнтів A і B майже не впливає на кінцевий коефіцієнт газовилучення. Вплив зниження тиску на усті свердловини на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення зростає із зменшенням дебіту газу. На завершальній стадії розробки покладу найбільш істотний вплив зниження устьового тиску на коефіцієнт газовилучення спостерігається при низьких дебітах газу. Запропонована математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску може використовуватись для оцінки впливу природних (геологічних) і технологічних чинників на кінцевий коефіцієнт газовилучення та обґрунтування напрямів його збільшення.

Ключові слова: поклад, свердловина, привибійна зона, газ, розробка, дебіт, тиск, газовилучення.

Приведено уравнение для определения конечного коэффициента газоотдачи газовой залежи в условиях газового режима разработки и охарактеризованы методы его увеличения. С использованием уравнений стационарной фильтрации газа в пласте и движения в скважине получена аналитическая зависимость для конечного пластового давления, за значением которого находится конечный коэффициент газоотдачи. Предложенная зависимость учитывает влияние на конечное пластовое давление и соответственно на конечный коэффициент газоотдачи газовой залежи значений устьевого давления и потерь давления в стволе и призабойной зоне скважины. Обоснованы методы минимизации значений наведенных параметров. С использованием предложенной зависимости оценено влияние на конечный коэффициент газоотдачи значений устьевого давления, минимально рентабельного дебита газа и коэффициентов фильтрационных сопротивлений призабойной зоны пласта. Исследования проводились для условий залежи горизонта НД-4 Опарского газового месторождения, которая находится на завершающей стадии разработки при текущем коэффициенте газоотдачи 85,8%. По результатам исследований конечный коэффициент газоотдачи существенно увеличивается с уменьшением значений коэффициентов фильтрационных сопротивлений призабойной зоны пласта до 4-х раз. Дальнейшее уменьшение коэффициентов A и B мало влияет на коэффициент газоотдачи. Обработку призабойной зоны пласта с целью уменьшения значений коэффициентов A и B целесообразно проводить на ранних стадиях разработки залежи в условиях высоких дебитов газа. При низких дебитах газа (в нашем случае 0,1-0,5 тыс. м³/сут) уменьшение значений коэффициентов A и B почти не влияет на конечный коэффициент газоотдачи. Влияние снижения давления на устье скважины на увеличение конечного коэффициента газоотдачи возрастает с уменьшением дебита газа. На завершающей стадии разработки залежи наиболее существенное влияние снижения устьевого давления на коэффициент газоотдачи отмечается при низких дебитах газа. Предложенная математическая модель процесса минимизации значений конечного пластового давления может использоваться для оценки влияния природных (геологических) и технологических факторов на конечный коэффициент газоотдачи и обоснования направлений его увеличения.

Ключевые слова: залежь, скважина, призабойная зона, газ, разработка, дебит, давление, газоотдача.

The equation for determination of the final gas recovery factor from the gas reservoir under gas drive conditions has been developed and methods for its increasing have been characterized. The analytical equations for the final formation pressure have been obtained by using the equations of steady-state gas filtration in the reservoir and movement in the wellbore. It helps to calculate the final gas recovery factor. The suggested dependence accounts the effect of the values of wellhead pressure and pressure lost in wellbore and bottomhole zone onto the final formation pressure and, as a consequence, onto the final gas recovery from the gas reservoir. The methods for the suggested characteristics minimization have been grounded. The influence of the values of the wellhead pressure, minimal

cost-effective gas rate, and filtration resistance factors of the formation bottomhole zone onto the final gas recovery factor has been evaluated with the help of the suggested dependence. The studies have been conducted for the conditions of the LD-4 horizons of the Oparske gas field, which are in the final stage of development under the current gas recovery factor of 85,8%. According to the results, the final gas recovery factor increases essentially up to four times with the decrease of the filtration resistance factor of the A and B formation bottomhole zone. Further decrease of the A and B factors effects gas recovery slightly. It is reasonably to conduct the bottomhole zone treatment for decreasing of the values for the A and B factors on the early stages of reservoir development under high gas rate conditions. The decrease of the A and B factors values hardly effects final gas recovery factor at low gas rates (in our case 0.1-0.5 thousand m³/d). The influence of wellhead pressure decrease onto the final gas recovery factor increases when the gas rate decreases. The most significant influence of the wellhead pressure decrease onto the gas recovery factor is observed at low gas flow rates on the final stage of reservoir development. A suggested mathematical model of final reservoir pressure minimization process can be utilized to assess the influence of natural (geological) and technological factors onto final gas recovery factor and to ground the ways of its increasing.

Keywords: deposit, well, bottomhole zone, gas, development, gas rate, pressure, gas recovery.

В умовах газового режиму розробки газових покладів кінцевий коефіцієнт газовилучення визначається з виразу, отриманого з рівняння матеріального балансу для газового покладу [1-3]:

$$\beta_k = 1 - \frac{P_k \cdot Z_{\text{поч}}}{P_{\text{поч}} \cdot Z_k}, \quad (1)$$

де $P_{\text{поч}}$, P_k – відповідно початковий і кінцевий пластові тиски;

$Z_{\text{поч}}$, Z_k – коефіцієнт стисливості газу при пластовій температурі і відповідно при початковому і кінцевому пластових тисках.

Згідно з промисловими даними по закінчених розробкою газових покладах кінцевий коефіцієнт газовилучення в умовах газового режиму змінюється в межах від 70% до 99% і в середньому становить 85-90%. Тобто на момент припинення розробки газових покладів у пласті може залишатися до 10-15% газу від початкових запасів.

Кінцевий коефіцієнт газовилучення залежить від геолого-фізичної характеристики покладу (глибина залягання продуктивних відкладів, тип порід-колекторів, їх проникність, насиченість зв'язаною водою, неоднорідність за площею і розрізом, ступінь деформації у процесі зниження пластового тиску), системи розробки покладу (темплі відбору газу, розміщення свердловин на площі газонасності, необхідний тиск для подачі газу споживачеві), і техніко-економічних показників (відстань до споживача, вимоги до кондиції газу, відпускна ціна на газ тощо). Кінцевий коефіцієнт газовилучення зменшується із збільшенням відстані до споживача, глибини залягання газонасних відкладів та їх неоднорідності, погіршенням продуктивної характеристики (в першу чергу, зниженням проникності) порід-колекторів та у разі деформації порід при зниженні пластового тиску у процесі розробки газового покладу. За промисловими даними кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає із збільшенням сумарного відбору газу на кінець періоду постійного видобутку газу, темпу відбору газу в цей період його тривалості і сповільненням темпу зниження відбору газу в період спадного видобутку газу.

Із залежності (1) видно, що кінцевий коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим менше співвідношення зведених кінцевого і початкового пластових тисків, а для конкретно-

го родовища буде тим більший, чим нижчий кінцевий пластовий тиск.

До можливих напрямів збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення відносяться: забезпечення рівномірного охоплення дренаванням всього газонасиченого порового об'єму покладу і однакових (близьких) значень кінцевого пластового тиску в різних ділянках пласта; мінімізація значень кінцевого пластового тиску; витіснення (заміщення) частини залишкового газу у виснажених газових покладах неуглеводневими газами та рідинами.

У загальному випадку пластовий тиск $P_{\text{пл}}$ можна представити як суму устьового тиску P_y , втрат тиску в процесі руху газу в стовбурі свердловини (насосно-компресорних трубах (НКТ)) $\Delta P_{\text{НКТ}}$ і втрат тиску в процесі руху газу у привибійній зоні пласта (зоні депресійної воронки свердловини) $\Delta P_{\text{ПЗП}}$.

$$P_{\text{пл}} = P_y + \Delta P_{\text{НКТ}} + \Delta P_{\text{ПЗП}}. \quad (2)$$

Для мінімізації значень кінцевого пластового тиску необхідно забезпечити мінімальні значення устьового тиску, втрат тиску в стовбурі свердловин і втрат тиску у привибійній зоні пласта.

Для отримання математичної моделі процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску використаємо двочленну формулу припливу газу до свердловини і формулу Г. Адамова:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{виб}}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2, \quad (3)$$

$$P_{\text{виб}} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S} + \Theta \cdot q^2}, \quad (4)$$

де

$$A = \frac{\mu_{\text{сер.пл}} Z_{\text{сер.пл}} P_{\text{атм}} T_{\text{пл}}}{\pi k h T_{\text{ст}}} \cdot \left(\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 + C_2 \right), \quad (5)$$

$$B = \frac{\rho_{\text{ст}} Z_{\text{сер.пл}} P_{\text{атм}} T_{\text{пл}}}{2\pi^2 h^2 T_{\text{ст}}} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right), \quad (6)$$

$$S = 0,03415 \cdot \frac{\bar{\rho}_r \cdot L}{Z_{\text{сер.св}} \cdot T_{\text{сер.св}}}, \quad (7)$$

$$\Theta = 0,0133 \cdot \lambda \cdot \frac{Z_{\text{сер.св}}^2 \cdot T_{\text{сер.св}}^2}{d_{\text{вн}}^5} (e^{2 \cdot S} - 1), \quad (8)$$

$$T_{\text{сер.св}} = \frac{T_{\text{пл}} - T_y}{\ln \frac{T_{\text{пл}}}{T_y}}, \quad (9)$$

$$P_{\text{сер.св}} = \frac{2}{3} \left(P_{\text{виб}} + \frac{P_y^2}{P_{\text{виб}} + P_y} \right), \quad (10)$$

$$\mu_{\text{сер.пл}} = \frac{\mu_{\text{пл}} + \mu_{\text{виб}}}{2}, \quad Z_{\text{сер.пл}} = \frac{Z_{\text{пл}} + Z_{\text{виб}}}{2}, \quad (11)$$

$$\lambda = f(\text{Re}, \varepsilon), \quad (12)$$

$$\text{Re} = 1777 \cdot \frac{\rho_g \cdot q}{\mu_{\text{сер.св}} \cdot d_{\text{вн}}}, \quad (13)$$

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_k}{d_{\text{вн}}}, \quad (14)$$

$P_{\text{пл}}, P_{\text{виб}}, P_y, P_{\text{сер.св}}$ – відповідно пластовий тиск, тиски на вибої та усті свердловини і середній тиск у стовбурі свердловини, МПа;

$T_{\text{пл}}, T_y, T_{\text{сер.св}}$ – температура відповідно пластова (вибійна), устьова і середня в стовбурі свердловини, К;

q_3 – дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/д;

S і Θ – комплексні параметри;

L – глибина спуску насосно-компресорних труб (відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації), м;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр колони НКТ, см;

k – коефіцієнт проникності пласта, м²;

h – товщина пласта, м;

R_k – радіус контуру живлення (радіус зони дренування свердловини), м;

r_c – радіус свердловини за долотом, м;

l – параметр макрошорсткості пласта, м;

l_k – абсолютна шорсткість труб, см;

Re – число Рейнольдса;

ε – відносна шорсткість труб;

ρ_g – відносна густина газу;

$\rho_{\text{ст}}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м³;

$Z_{\text{пл}}, Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт стисливості газу при пластовій температурі і відповідно при тисках $P_{\text{пл}}$ і $P_{\text{виб}}$;

$\mu_{\text{пл}}, \mu_{\text{виб}}$ – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при пластовій температурі і відповідно при тисках $P_{\text{пл}}$ і $P_{\text{виб}}$, Па·с;

$Z_{\text{сер.св}}$ – коефіцієнт стисливості газу при $T_{\text{сер.св}}$ і $P_{\text{сер.св}}$;

$\mu_{\text{сер.св}}$ – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при $T_{\text{сер.св}}$ і $P_{\text{сер.св}}$, мПа·с;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору насосно-компресорних труб;

C_1, C_3 – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем розкриття пласта;

C_2, C_4 – коефіцієнти недосконалості свердловини за характером розкриття пласта.

$P_{\text{атм}} = 0,1013 \cdot 10^6$ Па; $T_{\text{ст}} = 293$ К.

Підставивши вираз для $P_{\text{виб}}$ з рівняння (4) в рівняння (3), отримаємо:

$$P_{\text{пл}} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + A \cdot q + (B + \Theta) \cdot q^2}. \quad (15)$$

Підставимо в рівняння (15) вирази для коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта і комплексного параметра Θ з рівнянь (5), (6) і (8). Отримаємо:

$$P_{\text{пл}} = \left\{ P_y^2 \cdot e^{2S} + \frac{\mu_{\text{сер.пл}} Z_{\text{сер.пл}} P_{\text{атм}} T_{\text{пл}}}{\pi k h T_{\text{ст}}} \times \right. \\ \left. \times \left(\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 + C_2 \right) \cdot q + \right. \\ \left. + \left(\frac{\rho_{\text{ст}} \cdot Z_{\text{сер.пл}} \cdot P_{\text{атм}} \cdot T_{\text{пл}}}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot l \cdot T_{\text{ст}}} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right) + \right. \right. \\ \left. \left. + 0,0133 \cdot \lambda \cdot \frac{Z_{\text{сер.св}}^2 \cdot T_{\text{сер.св}}^2}{d_{\text{вн}}^5} (e^{2S} - 1) \right) \cdot q^2 \right\}^{\frac{1}{2}}. \quad (16)$$

Аналіз рівнянь (15) і (16) свідчить, що для мінімізації значення пластового тиску $P_{\text{пл}}$ необхідно зменшити значення устьового тиску P_y , коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B і комплексного параметра Θ , який характеризує втрати тиску в колоні насосно-компресорних труб.

Таким чином, до основних напрямків зменшення кінцевого пластового тиску відносяться:

- зменшення робочого тиску на гирлі свердловини, P_y ;

- зменшення гідравлічних втрат тиску в насосно-компресорних трубах (зменшення коефіцієнта гідравлічного опору λ);

- зменшення втрат тиску у привибійній зоні пласта шляхом збільшення коефіцієнтів проникності k і макрошорсткості l пласта;

- підвищення гідродинамічної досконалості свердловин за ступенем і характером розкриття пласта (зменшення коефіцієнтів недосконалості свердловин (C_1, C_2, C_3, C_4)).

Мінімальні значення устьового тиску можна забезпечити уведенням в експлуатацію до тискувальної компресорної станції, застосуванням приустьових ежекторів і занурених свердловинних вакуумних компресорів, подачею газу місцевим споживачам і переробкою газу на місці видобування. Втрати тиску у стовбурі свердловин можна зменшити попередженням утворення глинисто-піщаних і рідинних пробок на вибоях свердловин, гідратів і відкладення солей у насосно-компресорних трубах і створенням однорідного високодисперсного газорідного потоку в насосно-компресорних трубах за наявності рідини у пластовій продукції. Втрати тиску у привибійній зоні свердловин можна зменшити проведенням відповідних хімічних, фізичних, механічних і комплексних оброблень пласта у привибійній зоні з метою очищення його від забруднень, збільшення проникності порівняно з природним значенням і підвищення досконалості свердловини за ступенем і характером розкриття пласта. Досконалість свердловини за характером розкриття пласта можна підвищити створенням додатко-

вих перфораційних каналів для з'єднання пласта із свердловиною і підключення в експлуатацію непрацюючих газоносних прошарків. Досконалість свердловини за ступенем розкриття пласта можна підвищити поглибленням стовбуру свердловини, якщо для цього є умова, або бурінням додаткових бокових стовбурів.

Запропонована математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску апробована для умов покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища.

Горизонт НД-4 залягає в інтервалі глибин 520-560 м і складений чергуванням прошарків пісковиків та алевролітів. Скупчення газу в горизонті НД-4 утворюють склепінний поклад газу пластового типу. Поклад уведений в розробку у 1940 році. На 01.01.2012 року поклад розробляється 9-ма свердловинами. Дебіти газу змінюються від 0,3 тис.м³/д до 8,5 тис.м³/д (в середньому дебіт газу дорівнює 4,22 тис.м³/д), робочий тиск на усті свердловин коливається в межах 0,5-0,6 МПа (в середньому становить 0,57 МПа). За час розробки покладу пластовий тиск знизився з 5,39 МПа до 0,6 МПа. Середні значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта (ПЗП) дорівнюють $A=0,099$ МПа²·д/тис.м³, $B=3,75 \cdot 10^{-4}$ (МПа·д/тис.м³)².

Уточнені за промисловими даними початкові дренавані запаси газу становлять 4036 млн.м³. Поточний коефіцієнт газовилучення дорівнює 85,8%. Оцінений за промисловими даними (за „кривою середньої продуктивності“) кінцевий коефіцієнт газовилучення за існуючої системи розробки покладу становить 86,73%, що обґрунтовує необхідність проведення геолого-технічних заходів з його збільшення.

Для умов покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища оцінено вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення значень робочого тиску на усті свердловини, дебіту газу і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B .

Розрахунки виконано для різних значень тиску на усті свердловин P_y - 0,503; 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 МПа; дебіту газу q - 4,22; 4; 3; 2; 1; 0,5; 0,1 тис.м³/д і ступеня зменшення значень коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП A і B у 2; 4; 6; 8; 10 разів порівняно з фактичними значеннями.

У розрахунках використано наступні фактичні промислові дані: початковий пластовий тиск $P_{\text{поч}}=5,39$ МПа; поточний пластовий тиск $P_{\text{пл}}=0,6$ МПа; відносна густина газу - $\bar{\rho}_g = 0,559$; пластова температура $T_{\text{пл}} - 298$ К; температура газу на усті свердловини $T_y - 291$ К; поточний дебіт „середньої“ свердловини $q = 4,22$ тис.м³/д; поточний тиск на усті „середньої“ свердловини $P_y = 0,503$ МПа; глибина опускання НКТ $L=560$ м; внутрішній діаметр НКТ $d_{\text{вн}}=0,062$ м; коефіцієнт гідравлічного опору НКТ $\lambda=0,024$.

Коефіцієнт стисливості газу при різних тисках, температурах визначали за залежностями, наведеними в роботі [3].

У дослідженнях за заданими значеннями дебіту газу q і устьового тиску P_y визначали вибійний тиск $P_{\text{виб}}$ за формулою (4), а потім – пластовий тиск для заданих значень коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта за формулою:

$$P_{\text{пл}} = \sqrt{P_{\text{виб}}^2 + A \cdot q + B \cdot q^2} \quad (17)$$

За значеннями пластового тиску визначали коефіцієнт газовилучення за формулою (1).

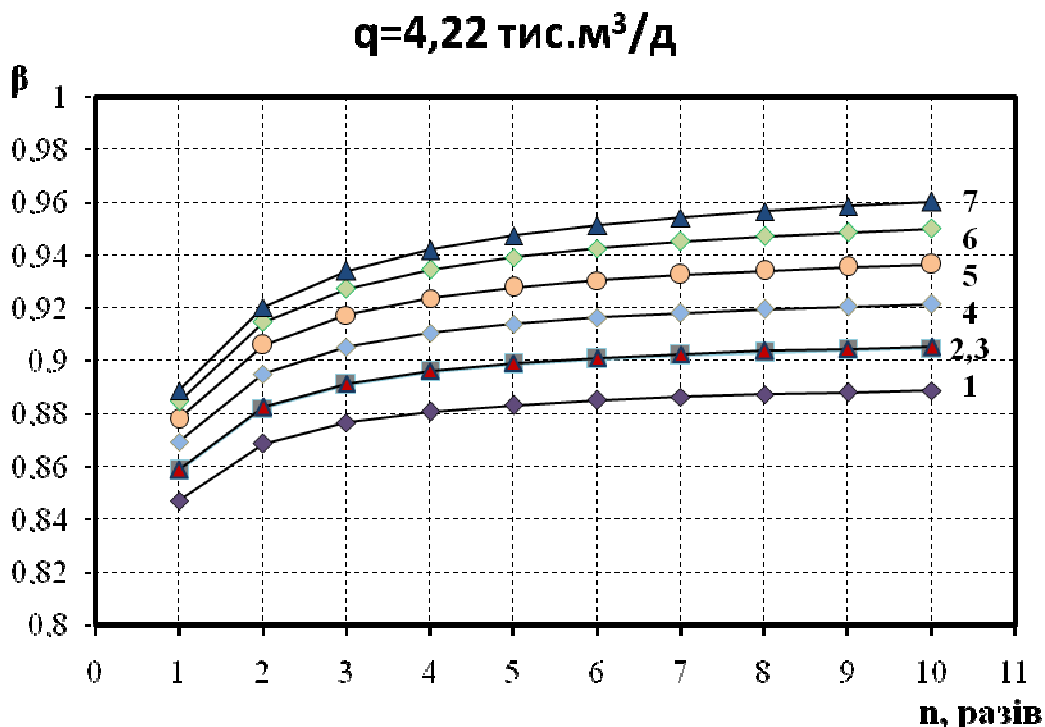
За результатами виконаних розрахунків побудовано залежності кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта для різних значень дебіту газу і устьового тиску, які для дебітів газу 4,22; 2; 1; 0,5; 0,1 тис.м³/д зображено на рис. 1-5.

Згідно з результатами розрахунків зменшення в комплексі значень всіх досліджуваних параметрів призводить до збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення. Вплив зниження тиску на усті свердловини на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення зростає із зменшенням значення мінімально рентабельного дебіту газу і збільшенням ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B . Вплив зменшення значення мінімально рентабельного дебіту газу на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення зростає зі зменшенням тиску на усті свердловини і збільшенням ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B .

Із аналізу розрахункових даних видно, що із зменшенням тиску на усті темп збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення поступово знижується. Зниження тиску на усті свердловини найбільш істотно впливає на значення кінцевого коефіцієнта газовилучення на завершальній стадії розробки покладу в умовах низьких дебітів газу.

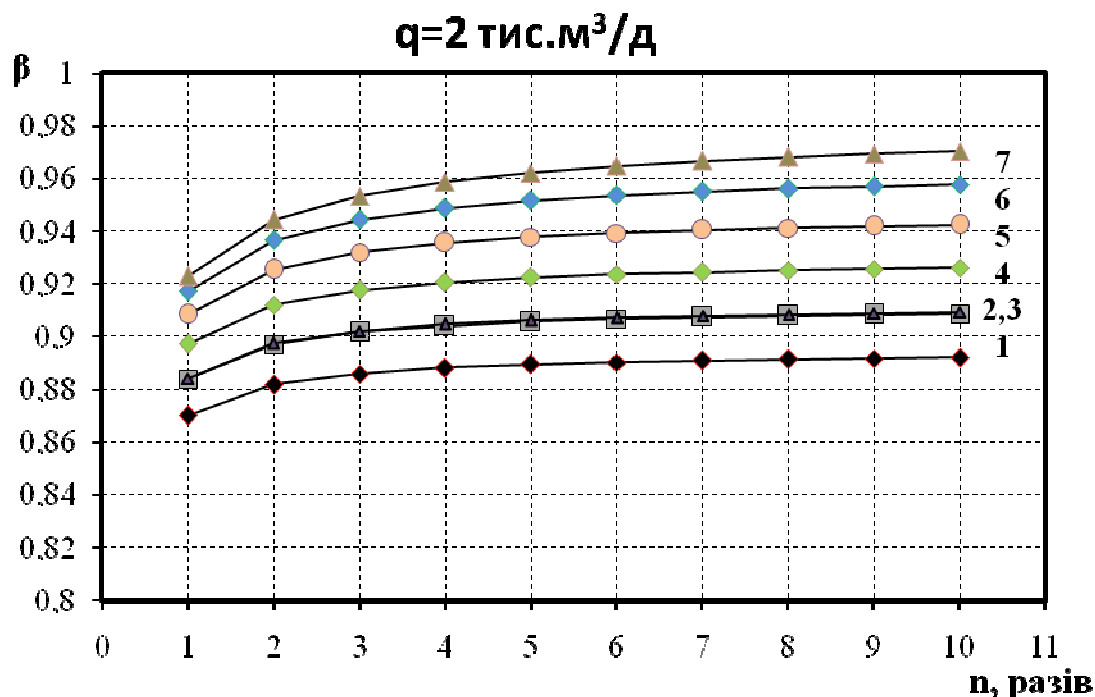
Тому, дуже важливим для отримання високих значень кінцевого коефіцієнта газовилучення є максимальне зниження тиску на усті свердловини і експлуатація свердловини з економічно рентабельним мінімальним дебітом газу.

Аналіз залежностей кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B та тиску на усті свердловин свідчить, що для умов покладу горизонту НД-4 Опарського родовища кінцевий коефіцієнт газовилучення істотно збільшується при зменшенні значень A і B до 4-х разів. Подальше зменшення A і B впливає менш суттєво. Так, при зменшенні значень коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП A і B у чотири рази кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється в таких межах: при дебіті газу 4,22 тис.м³/д і тиску на усті 0,1 МПа – 88,87-94,2%, при дебіті газу 0,1 тис.м³/д і тиску на усті 0,503 МПа – 91,04-91,16%, при дебіті газу 0,1 тис.м³/д і тиску на усті 0,1 МПа – 97,6-98,08%. При зменшенні значень коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП в 10 разів кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється в таких межах:



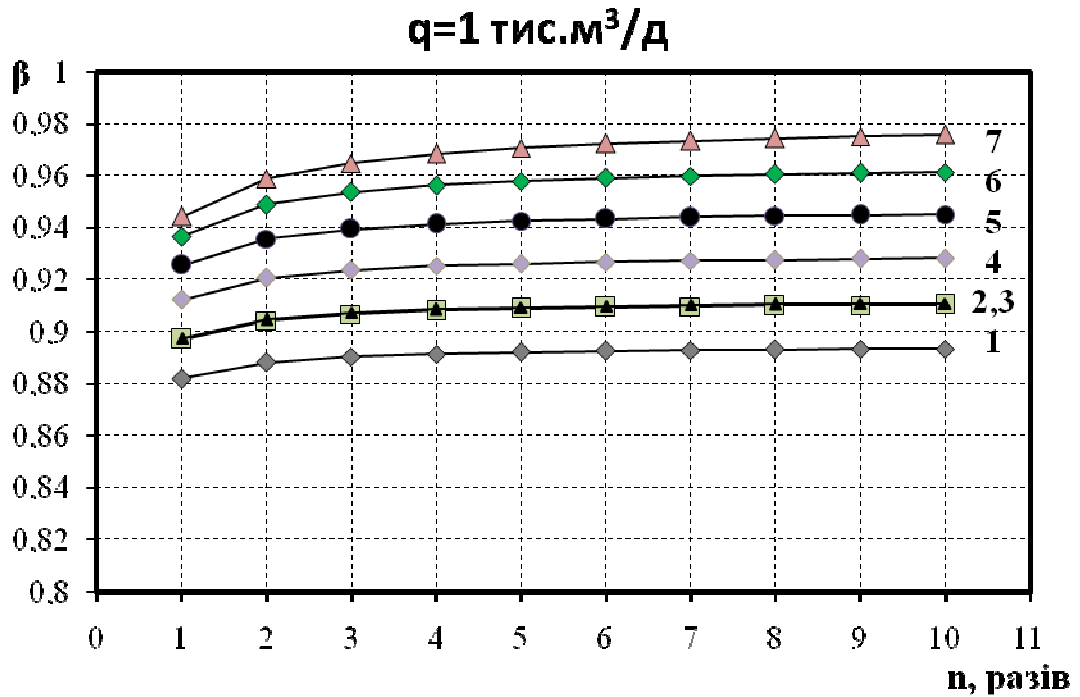
1 – 0,6; 2 – 0,503; 3 – 0,5; 4 – 0,4; 5 – 0,3; 6 – 0,2; 7 – 0,1 МПа

Рисунок 1 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовиділення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 4,22 тис.м³/д і різних значень тиску на усті свердловин



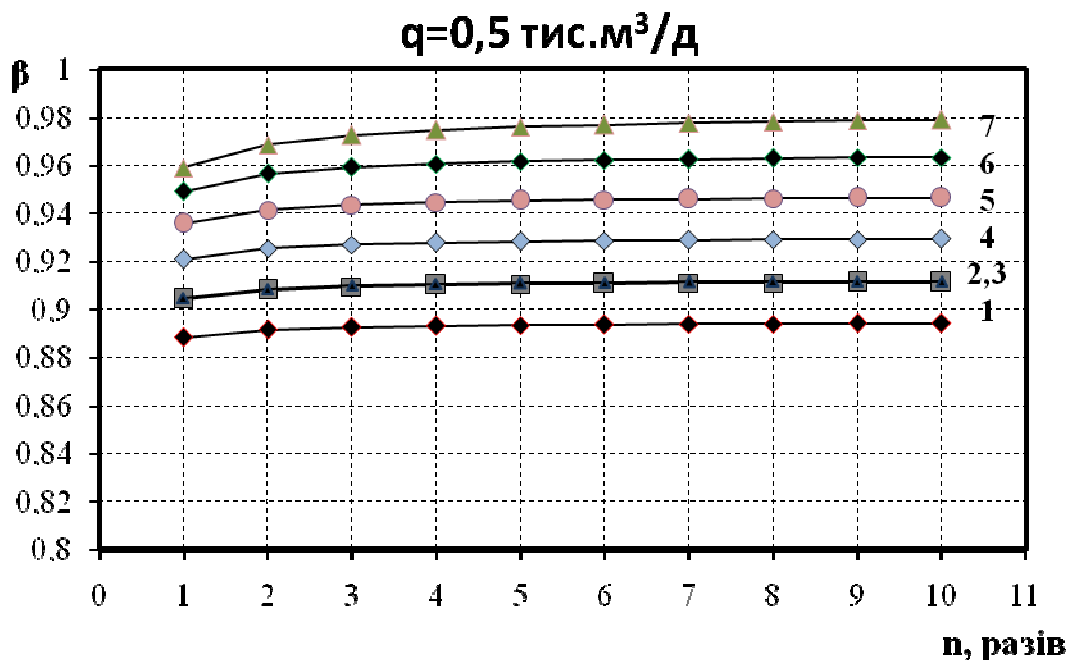
1 – 0,6; 2 – 0,503; 3 – 0,5; 4 – 0,4; 5 – 0,3; 6 – 0,2; 7 – 0,1 МПа

Рисунок 2 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовиділення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 2 тис.м³/д і різних значень тиску на усті свердловин



1 – 0,6; 2 – 0,503; 3 – 0,5; 4 – 0,4; 5 – 0,3; 6 – 0,2; 7 – 0,1 МПа

Рисунок 3 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 1 тис.м³/д і різних значень тиску на усті свердловин



1 – 0,6; 2 – 0,503; 3 – 0,5; 4 – 0,4; 5 – 0,3; 6 – 0,2; 7 – 0,1 МПа

Рисунок 4 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 0,5 тис.м³/д і різних значень тиску на усті свердловин

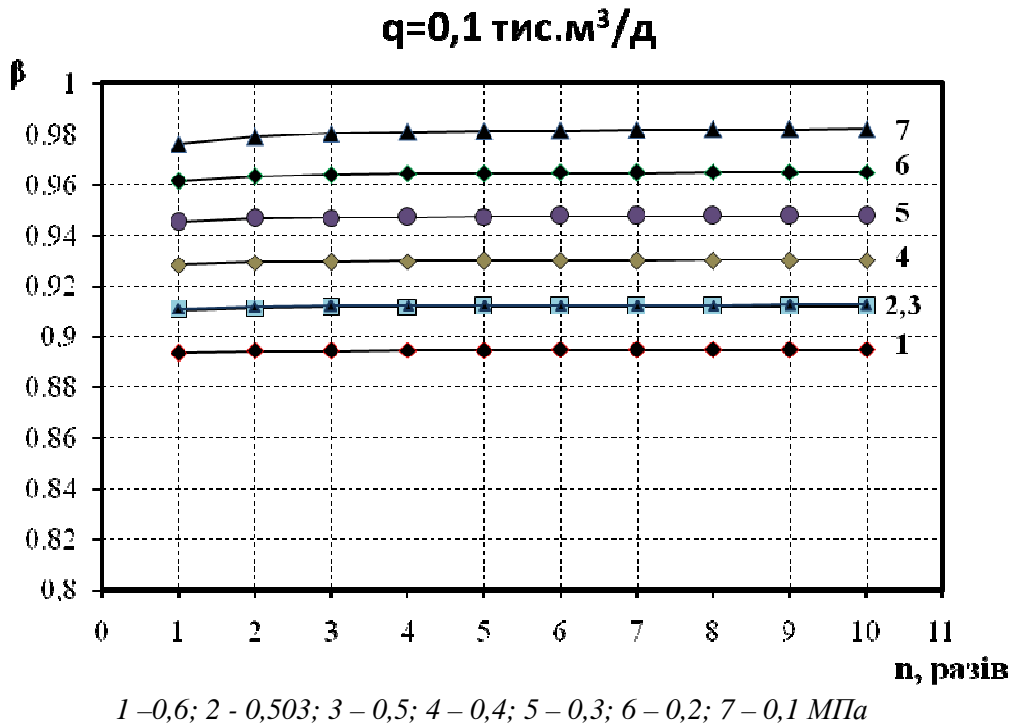


Рисунок 5 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 0,1 тис.м³/д і різних значень тиску на усті свердловин

при дебіті газу 4,22 тис.м³/д і тиску на усті 0,1 МПа – 88,87-96,2%,

при дебіті газу 0,1 тис.м³/д і тиску на усті 0,503 МПа – 91,04-91,19%,

при дебіті газу 0,1 тис.м³/д і тиску на усті 0,1 МПа – 97,6-98,19%.

При постійному устьовому тиску і зменшенні значень коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В в 10 разів кінцевий коефіцієнт газовилучення збільшується в середньому на 4-6 %. При однаковому зменшенні значень коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В кінцевий коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим менший тиск на усті свердловини. Зниження тиску на усті свердловин істотноше впливає на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення порівняно із зменшенням значень коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В.

Результати виконаних досліджень свідчать, що оброблення привибійної зони пласта з метою зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В доцільно проводити на ранніх стадіях розробки покладу в умовах високих дебітів газу. При низьких дебітах газу (в нашому випадку 0,1-0,3 тис.м³/д) зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В майже не впливає на значення кінцевого коефіцієнта газовилучення (див. рис. 4 і 5).

Запропонована математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового газу у виснажених газових покладах з газовим режимом розробки враховує поточний стан розробки газового покладу, характеристики привибійної зони пласта і технологічні параметри експлуатації свердловин. Дана модель дає змогу оцінити вплив окремих визначальних

чинників чи сукупності чинників на значення кінцевого пластового тиску і кінцевого коефіцієнта газовилучення і обґрунтувати найбільш перспективний метод збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення для умов конкретного покладу. Дослідження, виконані для умов покладу горизонту НД-4 Опарського родовища, свідчать про багатоваріантність рішень щодо збільшення видобутку газу на завершальній стадії розробки газових покладів.

У подальшому передбачається розширити спектр досліджень для умов геологічної будови і розробки інших газових покладів.

Література

- 1 Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
- 2 Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 3 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.08.13

Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Зарубіним Ю.О.
(ДП «Науканафтогаз»
НАК «Нафтогаз України», м. Київ)

УДК 550.832:622.276.4(722)

ЗАСТОСУВАННЯ ІНДИКАТОРНИХ ТА ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН НА РОДОВИЩАХ, ЩО РОЗРОБЛЯЮТЬСЯ З ПІДТРИМУВАННЯМ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

¹Д.Д. Федоришин, ²Р.І. Назорняк

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727123,
e-mail: geophys@nuing.edu.ua

²НДПІ ПАТ “Укрнафта”, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний Бульвар, 2,
тел. (03422) 46011, e-mail: ppt@ndpi.ukrnapfta.com

Розробка родовищ шляхом заводнення є актуальним рішенням для більшості родовищ, що знаходяться на пізній стадії розробки, тому важливим питанням є вивчення шляхів обводнення, відслідковування руху флюїду в пласті та закономірності розповсюдження колекторів в межах родовища. Контроль за заводненням – одна з найскладніших проблем розробки родовищ.

У статті розглядається застосування індикаторних та комплексних геофізичних досліджень свердловин з метою прийняття рішень з врегулювання розробки родовищ для подальшого підвищення ефективності вилучення вуглеводнів з покладів нафти і газу.

За результатами комплексних геофізичних досліджень у експлуатаційних свердловинах можна зробити висновки про інтервали поступлення води, межі перерозподілу пластового флюїду та виявити способи врегулювання розробки того чи іншого пласта з метою підвищення нафтовіддачі.

Ключові слова: свердловина, дослідження, індикатор, заводнення.

Разработка месторождений путем заводнения является актуальным решением для большинства месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, поэтому важным вопросом является изучение путей обводнения, отслеживание движения флюида в пласте и закономерности распространения коллекторов в пределах месторождения. Контроль за заводнением - одна из самых сложных проблем разработки месторождений.

В статье рассматривается применение индикаторных и комплексных геофизических исследований скважин с целью принятия решений по урегулированию разработки месторождений для дальнейшего повышения эффективности извлечения углеводородов из залежей нефти и газа.

По результатам комплексных геофизических исследований в эксплуатационных скважинах можно сделать выводы об интервалах поступления воды, границу перераспределения пластового флюида и наметить способы урегулирования разработки того или иного пласта с целью повышения нефтеотдачи.

Ключевые слова: скважина, исследования, индикатор, заводнения.

Field development by flooding is a topical solution for most mature production fields so an important issue is to explore ways of water intrusion, mobility control in the reservoir and reservoir distribution patterns within the field. Flooding control is one of the most difficult problems of mining.

The article deals with the application of indicator and integrated geophysical surveys to study field development for further improvement of hydrocarbon recovery efficiency.

The results of integrated geophysical surveys at production wells can be used for making conclusions about intervals of water inflow, boundary of formation fluid redistribution and for planning ways of oil production improvement.

Key words: well, research, indicator, flooding.

Підвищення нафтовіддачі та удосконалення методу заводнення продуктивних пластів – це один з головних напрямків науково-технічного прогресу в нафтовидобувній промисловості.

Ефективність видобування нафти з нафтоносних пластів сучасними промислово освоєними методами розробки в усіх нафтовидобувних країнах на сьогоднішній день вважається незадовільним, при тому що використання нафтопродуктів у всьому світі з кожним роком збільшується. Середня кінцева нафтовіддача пластів у різних країнах та регіонах становить від 25 до 40 %.

Сучасний етап розвитку нафтової промисловості характеризується ускладненням умов видобування та експлуатації більшості нафто-

вих родовищ, оскільки велика кількість родовищ вступила в пізню стадію розробки, яка характеризується різким зростанням обводнення продуктивних пластів експлуатаційних свердловин та інтенсивним зниженням кількісних показників видобутку нафти.

У зв'язку з вищевказаним актуальним питанням сьогодення постає застосування нових технологій контролю за вилученням вуглеводнів, які б дали можливість збільшити нафтовіддачу пластів, що вже розробляються, та з яких традиційними методами видобути значну кількість залишкових запасів вуглеводнів вже неможливо.

Характерною особливістю розробки покладів вуглеводнів нафтогазових родовищ є підтримування пластового тиску (ПТТ). При

цьому, головним методом дії на пласт є заводнення, що застосовується в широких промислових масштабах з 40-х років минулого століття [1].

Не зважаючи на широке застосування методів заводнення, закачування води в пласт є малоефективним, або взагалі неприпустимим для родовищ з складною геологічною будовою, або при вмісті в пластах високов'язких нафт. При в'язкості нафти 20 – 30 сантипуаз метод заводнення не дає позитивних результатів.

Також, до головних методів дії на пласт відносяться:

– підтримування тиску шляхом закачування газу (закачування повітря, сухого гаху, збагаченого газу та ін.);

– теплові методи дії (закачування в пласт гарячої води, пари, теплової обробка привибійної зони пласта, та ін.).

Одним з основних питань раціональної розробки нафтових родовищ з природнім водонапірним режимом, а також з застосуванням законтурного і внутрішньоконтурного заводнення є контроль та регулювання руху контурів нафтоносності.

При законтурному заводненні дія на пласт здійснюється через систему нагнітальних свердловин, які розміщені за зовнішнім контуром нафтоносності. Лінія нагнітальних свердловин розміщується приблизно на відстані 300 – 800 м від контуру нафтоносності для створення більш рівномірної дії на нього, попереджуючи утворення язиків обводнення та локальних проривів води в експлуатаційні свердловини.

Прискорення дії на поклад можна досягнути розміщенням нагнітальних свердловин на невеликій відстані від контуру нафтоносності, або навіть між зовнішнім та внутрішнім контурами нафтоносності, що називається приконтурним заводненням. При приконтурному заводненні, вірогідність утворення язиків обводнення та проривів води до окремих експлуатаційних свердловин збільшується.

При використанні внутрішньоконтурного заводнення, дія на пласт здійснюється через систему нагнітальних свердловин, що розміщені всередині контуру нафтоносності. Даний спосіб дії на поклад дозволяє найбільш інтенсивно нарощувати показники видобутку вуглеводнів.

Підвищення ступеня вилучення запасів вуглеводнів можна забезпечити шляхом детального вивчення геологічної будови та фільтраційної неоднорідності міжсвердловинного простору продуктивних колекторів. Це дозволяє прогнозувати та попереджувати причини розформування ділянок пласта, що не охоплені процесом витіснення нафти, і зон його випереджувального обводнення у високопроникних пропластках.

У процесі розробки нафтового родовища із застосуванням заводнення, внаслідок неоднорідності продуктивного колектора по товщині і по латералі, має місце нерівномірне витіснення нафти за рахунок утворення так званих конусів і язиків в процесі обводнення, а також випере-

джувальне переміщення води в різних за проникністю пластах. Поява води у нафті, навіть у великій кількості, не є показником вироблення запасів в зоні дренування експлуатаційної свердловини. В загальному випадку, навіть в однорідному пласті з достатньо великою вертикальною проникністю, спостерігається випереджальне обводнення в підошовній частині та відставання його в покрівельній за рахунок проявлення гравітаційних сил. У неоднорідному за проникністю пласті випереджувальне обводнення спостерігається у найбільш проникних прошарках. У розрізі, що містить декілька продуктивних пластів, під час їх спільної розробки з випереджуванням проходить обводнення пласта, що має кращі колекторські властивості незалежно від його місцезнаходження в розрізі.

Метою геофізичного контролю є отримання інформації про стан та зміни, які відбуваються в продуктивних пластах в процесі їхньої експлуатації.

Використання геофізичних методів дослідження свердловин дає можливість вирішувати наступні задачі:

– визначати положення та зміну положення ВНК і ГНК в процесі витіснення нафти з пласта;

– контролювати переміщення фронту вод, які нагнітаються в пласт;

– вивчати приймальність та віддачу свердловин (здатність пласта приймати воду, що закачується);

– встановлювати стан флюїдів у стовбурі свердловини;

– виявити місця поступлення в свердловину вод і перетоків нафти та води в затрубному просторі;

– оцінити технічний стан експлуатаційних та нагнітальних свердловин;

– вивчати режим роботи технологічного обладнання експлуатаційних свердловин;

– уточнювати геологічну будову та запаси нафти.

До кінця 40-х років минулого століття, ВНК вивчався в основному за даними електрокаротажу, який проводиться тільки в необсаджених свердловинах. Відповідно, отримана інформація свідчила тільки про початкове положення ВНК, контуру нафтоносності, нафтонасиченості та інтервалах перфорації. Переміщення внутрішнього контуру нафтоносності можливо було прослідкувати тільки за появою води в експлуатаційних свердловинах.

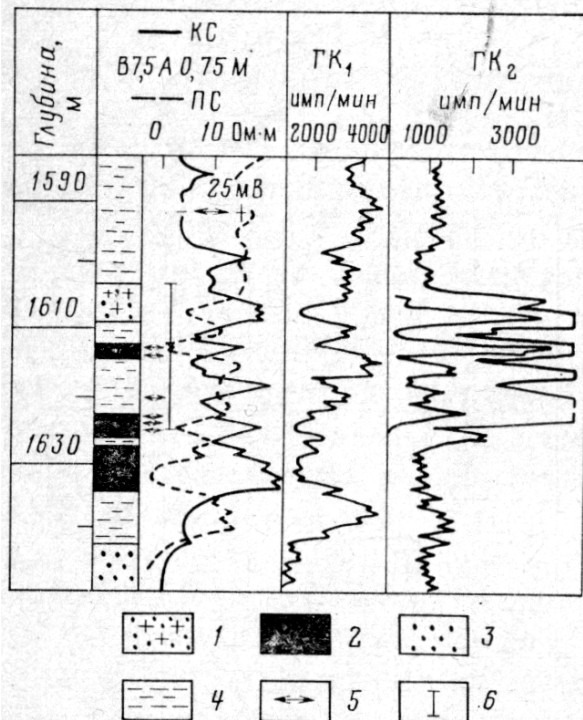
В 50-ті роки минулого століття з впровадженням радіоактивного каротажу, почвилась реальна можливість створювати способи розподілу нафтоносних і водоносних колекторів в обсаджених свердловинах. Однак, результати цих методів достовірні тільки в тому випадку, коли встановлено, що вода не поступає в свердловину з інших пластів внаслідок порушення колони свердловини.

При контролі за розробкою головною є відмінність за нейтронними властивостями мінералізованої пластової води. Найбільш сприятливі умови є в місцях з мінералізацією пласто-

вої води більше 100 г/л. Гірша ситуація виникає при мінералізації пластових вод 20-30 г/л. в даному випадку застосовують імпульсні нейтронні методи, які значно підвищують чутливість до нейтронних властивостей пласта.

Для оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей міжсвердловинного простору нафтових пластів найбільш інформативними є методи, які відображають безпосередній процес фільтрації рідини в пластових умовах, та дозволяють отримати узагальнену інформаційну картину про фільтраційні властивості значної частини пласта. До таких методів належать шумометрія, дебітометрія, витратометрія та ін..

Також часто вживаним є метод радіактивних ізотопів, який використовують для прослідкування руху флюїду в пласті в процесі розробки родовищ. Для цього найчастіше використовують водний розчин NaI, KI, NaBr, KBr, іodobензол та інші. Вимірювання інтенсивності γ -випромінювання по стовбуру експлуатаційної свердловини проводять до і після введення в нагнітаючий флюїд незначної кількості радіоактивної речовини. Інтерпретація результатів геофізичних вимірювань при роботі з радіоактивними ізотопами полягає у співставленні фактичних діаграм гамма-каротажу, отриманих в свердловині до та після введення в неї радіоактивних ізотопів. Таке співставлення дає можливість виявити ділянки геологічного розрізу, в яких відбувається проникнення активованої нагнітаючої рідини в пласт, а також наявність затрубної циркуляції [2].



1 – обводнені пісковики; 2 – нафтоносні пісковики; 3 – водонесні пісковики; 4 – глини; 5 – інтервали перфорації; 6 – інтервал затрубної циркуляції

Рисунок 1 – Визначення затрубного руху рідини методом радіоактивних ізотопів

До ряду важливих задач, що вирішуються методом радіоактивних ізотопів, відносять контроль за гідророзривом пласта. Для виділення ділянок пласта, в яких відбувся гідророзрив і утворилися зони тріщинуватості, в нього задалюють активованій ізотопами пісок. Ділянки пласта, в яких відбувся гідророзрив, визначають за підвищеними значеннями на кривій гамма поля, зареєстрованій після проведення гідророзриву та закачування активованого піску.

Одним з небагатьох методів вивчення фільтраційної неоднорідності міжсвердловинного простору є індикаторний метод – метод вивчення фільтраційних потоків із застосуванням мічених речовин.

Сучасні індикаторні дослідження (за останні 10 років) в нафтопромисловій практиці посіли важливе місце серед гідродинамічних методів контролю раціональної розробки покладів вуглеводнів. Широкого застосування індикаторні методи набули за кордоном, зокрема в Росії. Достатньо велика кількість сервісних компаній, науково-дослідних та виробничих інститутів проводять закачування індикаторів і надають рекомендації за результатами інтерпретації даних індикаторних досліджень. Наприклад, відділом підвищення нафтовіддачі пластів НДІ «СибГеоТех» (Росія), який займається вирішенням проблем дорозробки нафтових родовищ, інтенсифікацією видобутку нафти та обмеженням водоприпливу у видобувних свердловинах, індикаторні дослідження проводяться з метою визначення наявності каналів в пласті з аномально високими фільтраційними характеристиками та визначення таких параметрів, як оцінка швидкості фільтрації закачуваної води, об'єм та структура розподілу каналів. Також російськими спеціалістами «СевКавНИ-ПИгаз» представлена комплексна технологія індикаторних досліджень на об'єктах нафтової і газової промисловості, із застосуванням якої можна вирішити наступні задачі: ідентифікація свердловин з техногенними витокami газу або нафти з покладів; виявлення техногенних шляхів міграції газу чи нафти; встановлення міжпластових перетоків флюїдів; визначення зон обводнення природних сховищ газу тощо [3].

У 2005 – 2006 роках спеціалісти ТОВ «Новые технологии-Сервис» (Росія) проводили оцінку регіональних особливостей геологічної та літологічної будови продуктивних горизонтів, які впливають на передчасний прорив закачуваних агентів у видобувні свердловини, на основі гідродинамічних досліджень родовищ ВАТ «Самаранефтегаз» [4].

Таким чином, головним об'єктом вивчення фільтраційно-ємнісних характеристик продуктивних пластів із застосуванням індикаторного методу є неоднорідність міжсвердловинного простору нафтового покладу, яка обумовлена особливостями геологічної будови пласта, що пов'язана з розміщенням і режимом роботи свердловини та особливостями дії на пласт.

Відомо, що максимальну ефективність від заводнення нафтових покладів можливо отримати маючи необхідну інформацію про наприя-

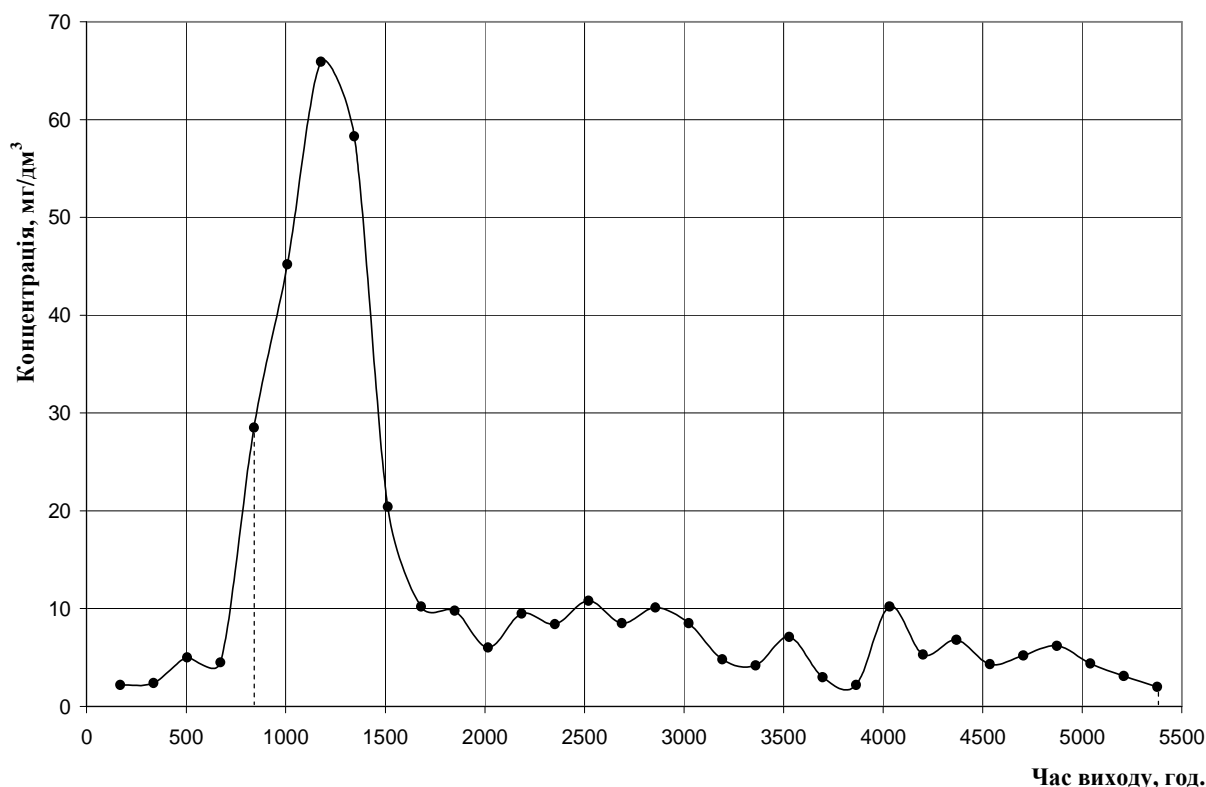


Рисунок 2 – Зміна концентрації індикатора в часі

мок та швидкість руху фронту вод, які витісняють вуглеводневу сировину. Контроль даних параметрів здійснюють за вищевказаними методами вирішуючи при цьому такі задачі:

- визначення:
 - наявності гідродинамічного зв'язку між нагнітальною та видобувними свердловинами родовища;
 - напрямку руху фронту вод, які нагнітають;
 - об'єму води, що надходить до видобувної свердловини від конкретної нагнітальної;
- виявлення:
 - ділянок, що неохоплені заводненням;
 - промитих зон;
 - заклонних перетоків;
 - зон, що потребують обмеження водоприпливу;
 - зон, що потребують втручання щодо вирівнювання фронту вод, які закачують у пласт.

Технологія проведення індикаторних досліджень включає в себе:

- розрахунок необхідної кількості індикаторної рідини;
- закачування індикаторної рідини;
- відбір проб продукції видобувних свердловин;
- проведення лабораторних аналізів та інтерпретацію результатів індикаторних досліджень [5].

До індикаторів широкого застосування на родовищах ПАТ “Укрнафта” відносять такі хімічні реагенти: аміачна селітра (NH_4NO_3), карбамід (NH_2CONH_2) та дигідроортофосфат натрію (NaH_2PO_4).

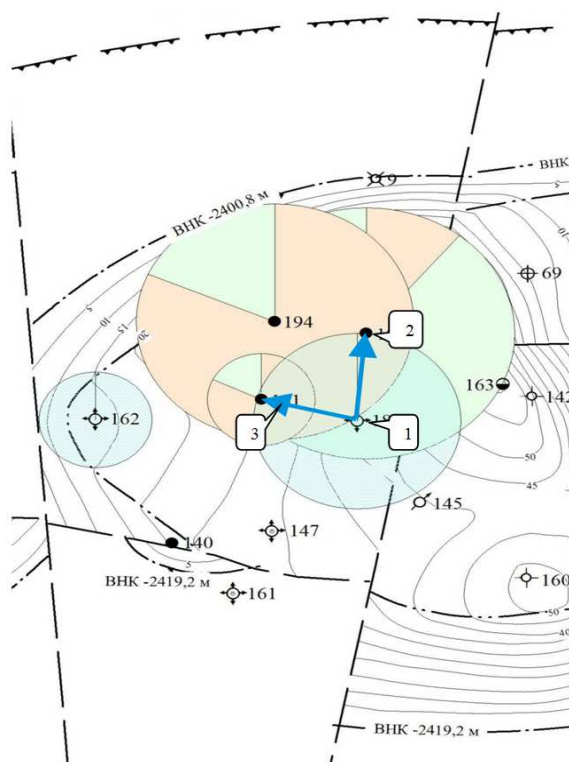


Рисунок 3 – Фрагмент карти розробки родовища

Під час обробки результатів індикаторних досліджень розрахунковим методом визначають такі параметри, як швидкість руху індикатора від нагнітальної свердловини до видобувних, ефективний поровий об'єм, умовну площу

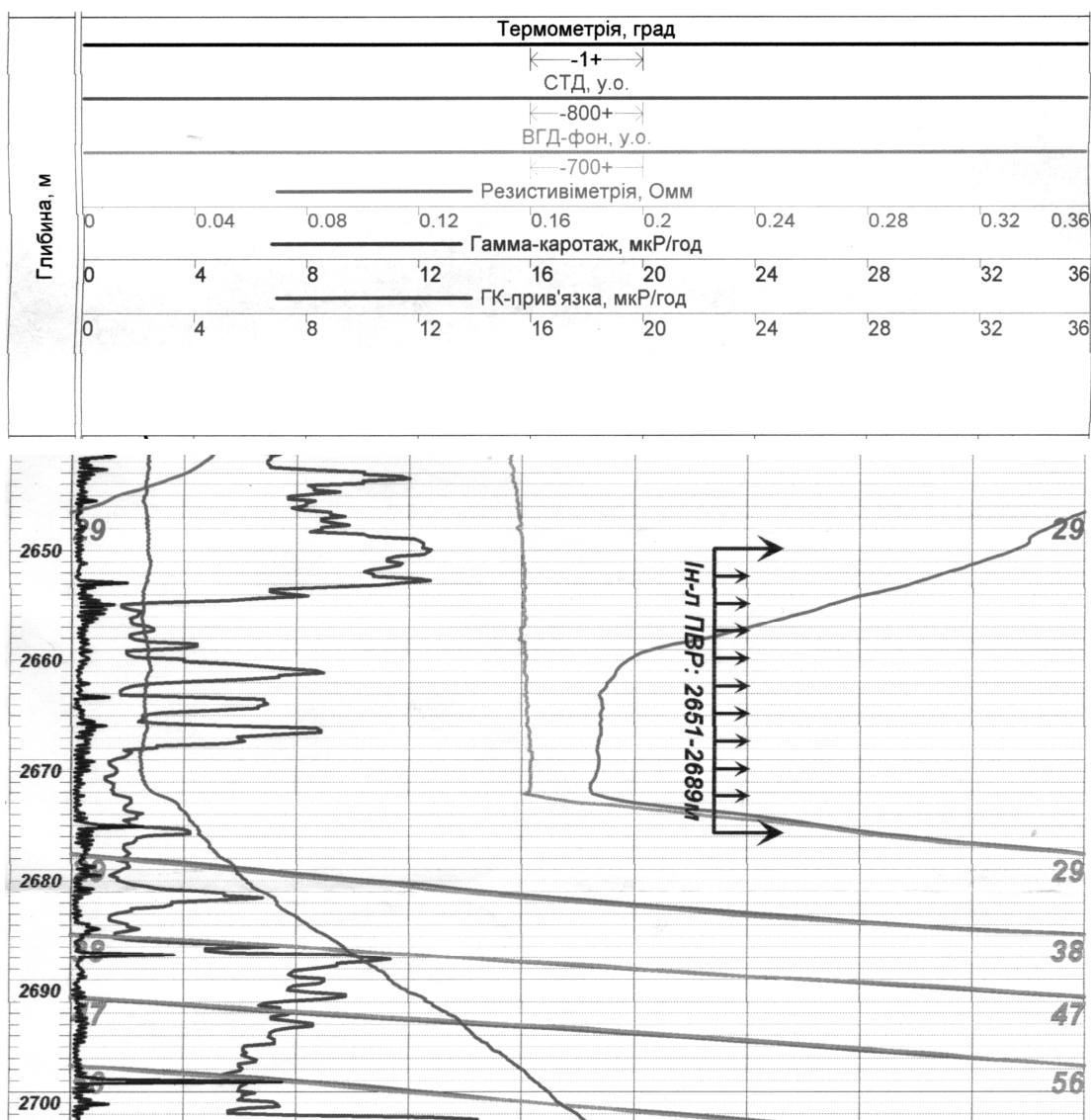


Рисунок 4 – Фрагмент діаграми каротажу гідродинамічних досліджень свердловини з метою визначення інтервалів поглинання

промітої зони, масу індикатора, що вийшов з продукцією видобувної свердловини, а також спостерігають зміну концентрації індикатора в часі (рис. 2).

Розглянемо результати індикаторних досліджень, проведених на одному з родовищ Передкарпатського прогину (рис. 3) [6].

Як індикаторну рідину у свердловині 1 використовували 10% розчин аміачної селітри. Наявність гідродинамічного зв'язку вивчали в блоці оточуючих видобувних свердловин.

Спільне використання геолого-геофізичних даних і результатів індикаторних досліджень дозволяє:

- суттєво підвищити достовірність інформації про будову нафтового покладу та кількісно оцінювати ємкісні і фільтраційні параметри тріщинуватих і пористих пластів;
- здійснювати контроль ефективності фізико-хімічної дії на пласт.

У нагнітальних свердловинах за результатами геофізичних досліджень необхідно встановити відповідність місця закачування індика-

торної рідини в пласт до такого, що попередньо передбачалось.

За термометричними дослідженнями у свердловині 1 встановлено, що поглинання відбувається в інтервалі 2658-2673 м при інтервалі перфорації 2651-2687 м, що відповідає 40% охоплення ефективної перфорованої частини продуктивного пласта (рис. 4). Цей факт підтверджено результатами гамма методів, резистивіметрії та дебітометрії.

Результати проведених лабораторних аналізів та спостереження зміни концентрації індикатора в пробах продукції видобувних свердловин показують наявність гідродинамічного зв'язку між нагнітальною свердловиною 1 і видобувними 2 та 3. Відсоток води, який поступив від нагнітальної свердловини до свердловини 2 під час проведення індикаторних досліджень, становить 31% від загального об'єму води в продукції видобувної свердловини, що може свідчити про наявність досить обширної промітої зони в напрямку даної свердловини [6].

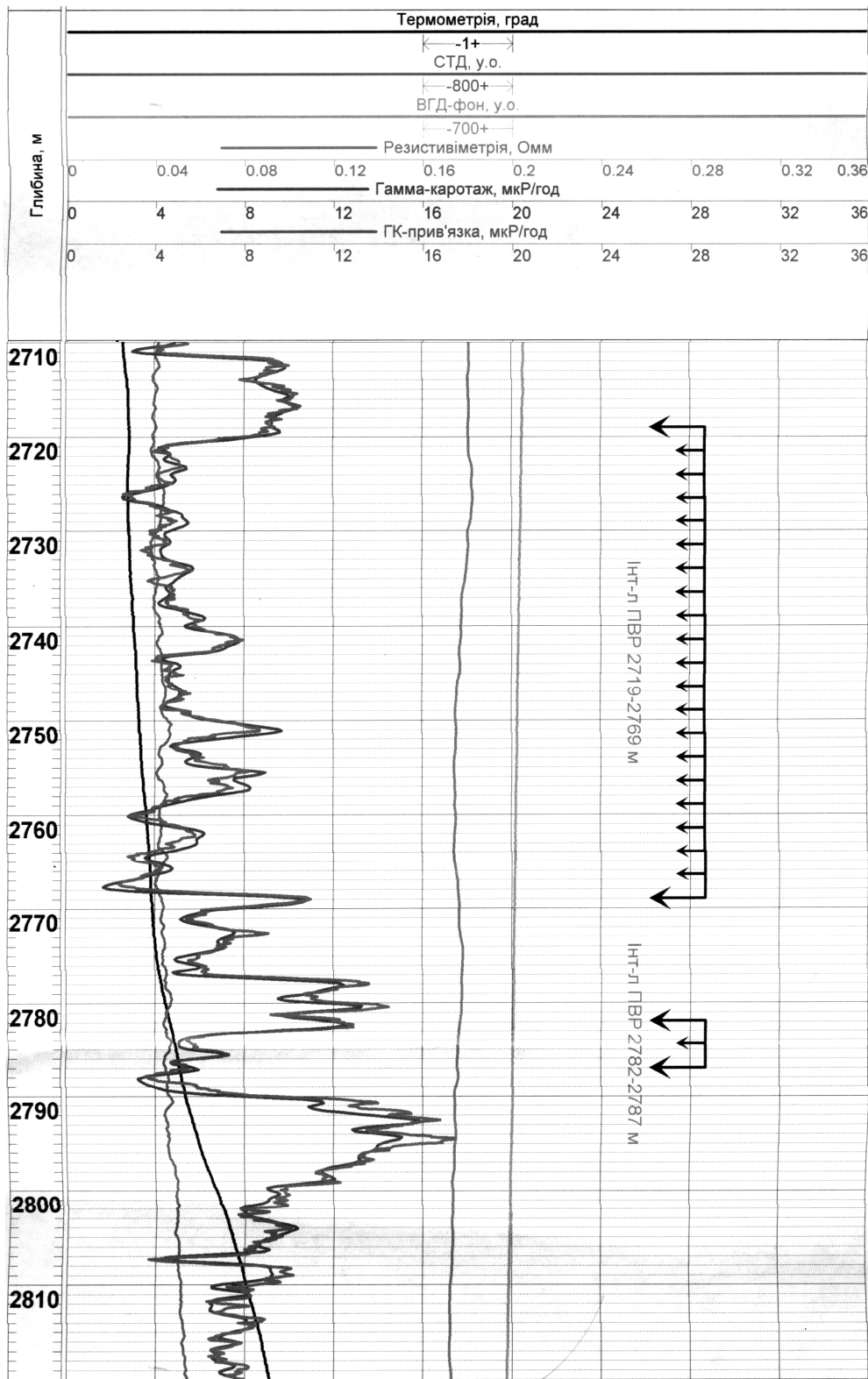


Рисунок 5 – Фрагмент діаграми каротажу гідродинамічних досліджень свердловини з метою визначення профілю припливу

Виділення обводнених інтервалів в обсаджених і перфорованих свердловинах – одна з найбільш важливих задач при геофізичному контролі за розробкою родовищ. Дослідження таких пластів є найбільш поширеними на родовищах і їхнє узагальнення дає можливість встановлювати характер та закономірності обвод-

нення продуктивних пластів по площі та дозволяє приймати оперативні рішення з регулювання технології розробки покладів.

Складність виділення обводнених продуктивних пластів за геофізичними методами обумовлена тим, що проти перфорованих пластів у стовбурі свердловини знаходиться неоднорі-

Література

дна за фізичними властивостями рідина, цементний камінь в цій ділянці може бути зруйнований, у тому числі і проти нафтоносною частини пласта, при цьому мінералізація вод, які обводнюють продуктивний пласт, змінюється в часі.

На рисунку 5 зображено фрагмент каротажу гідродинамічних досліджень свердловини 2.

На кривій термометрії в інтервалі 2770-2777 м відмічається від'ємна аномалія, викликана роботою перфорованого інтервалу (приплив нафти з водою та газу). Починаючи з глибини 2777 м спостерігається зміна градієнта температури (підвищення), ймовірно викликана поступленням пластової води у свердловину, а на результатах резистивіметрії на даній глибині відмічається підвищення її мінералізації. Тобто, за результатами комплексних геофізичних досліджень у експлуатаційних свердловинах можна зробити висновки про інтервали поступлення води, границю перерозподілу пластового флюїду та намітити способи врегулювання розробки того чи іншого пласта з метою підвищення нафтовіддачі.

Одним зі способів збільшення охоплення пластів заводненням є створення технологій, які змінюють напрямок руху потоку вод, що нагнітаються за рахунок збільшення фільтраційного опору обводнених частин пласта шляхом нагнітання в нього таких реагентів, які в промитій зоні, змішуючись з пластовою водою, створюють різні тампонуєчі пробки. В високо обводненому пропластку створюється гідроізолюючий екран, який відхиляє потоки води, що нагнітається в пласт, в нафтонасичений прошарок, в свою чергу збільшуючи степінь нафтовилучення.

Загалом, опираючись на результати комплексних геофізичних та індикаторних досліджень свердловин, проведено ряд обробок привибійної зони пласта, що дало позитивний ефект. Зокрема, на Струтинському родовищі в одній з видобувних свердловин здійснено обробку привибійної зони пласта з використанням рідкого скла та біополімерів, в результаті чого додатково видобуто 125,48 т нафти та 50,87 тис. м³ газу; в іншій застосовували технологію обмеження водопритоку з використанням полімерної системи на основі лужного реагенту, що дозволило додатково видобути 393,78 т нафти та 174,7 тис. м³ газу.

Як було сказано, розробка родовищ шляхом заводнення з метою підтримування пластового тиску набула широкого застосування на родовищах ПАТ "Укрнафта". Впровадження індикаторних досліджень та зіставлення їхніх результатів з даними комплексних геофізичних досліджень, зокрема методу радіоактивних ізотопів, дозволяє вивчити шляхи обводнення, прослідкувати рух флюїду в пласті в процесі розробки, закономірності розповсюдження колекторів в межах родовища, що, в кінцевому результаті, дає інформацію про стан тієї чи іншої ділянки пласта, яка потребує втручання для подальшого збільшення ефективності роботи свердловини.

1 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник / В.С. Бойко. – К.: ІСДО, 1995. – 496 с.

2 Итенберг С.С. Геофизические исследования в скважинах / С.С. Итенберг, Т.Д. Дахкильгов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.

3 Комплексная технология трассерных исследований на объектах нефтяной и газовой промышленности [электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.sevcavnipigaz.ru/Chapters/Repair/Technology/22.htm>: ОАО «СевКавНИПИ-газ».

4 Оценка региональных особенностей геологического и литологического строения продуктивных горизонтов, влияющих на преждевременный прорыв закачиваемых агентов в добывающие скважины на основе гидродинамических исследований месторождений ОАО «Самаранефтегаз» // Итоговый отчет. ООО «Новые Технологии-Сервис». – Самара. – 2006.

5 Технологія контролювання розповсюдження води від нагнітальних до видобувних свердловин індикаторним методом: СОУ 11.1-00135390-054:2009. – НДПІ ВАТ "Укрнафта", 2009. – 53 с.

6 Вивчення гідродинамічного зв'язку і швидкості фільтрації вод між нагнітальними і видобувними свердловинами родовищ НГВУ "Долина нафтогаз", що розробляються з ППТ: звіт про НТП / НДПІ ПАТ "Укрнафта"; кер. Дівончук А.І. – Івано-Франківськ, 2011. – 125 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
03.09.13

Рекомендована до друку професором Бойком В.С. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором Лизуном С.О. (Інститут економіки, природокористування та сталого розвитку НАН України, м. Київ)

УЗАГАЛЬНЕНА МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ЗАТРАТ, ОБУМОВЛЕНИХ РОБОТОЮ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ПРИ РОТОРНОМУ СПОСОБІ БУРІННЯ

I. I. Чудик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727137,
e-mail: chudoman@ukr.net

Розглядаються важливі питання підвищення техніко-економічних показників і енергоефективності буріння нафтових і газових свердловин за рахунок вдосконалення технічних засобів і науково-методичних основ їх проектування і вибору. Охарактеризовано вплив конструктивних особливостей бурильної колони на процес передачі по ній механічної енергії при роторному способі буріння свердловини. Проаналізовано світовий досвід вирішення питань проектування, вибору і експлуатації бурильної колони під час роторного способу буріння вертикальних, похило-скерованих і горизонтальних свердловин. Визначено основні підходи і методики, які використовуються при проектуванні конструкцій бурильних колон і встановлено критерії, що є визначальними при їх виборі для різних задач спрямованого буріння. Запропоновано методи для дослідження процесу взаємодії бурильної колони з фільтраційною кіркою стінки свердловини, розрахунку сил притискання бурильних замків до неї і визначення їх впливу на осеве переміщення труб в свердловині в умовах згину і кручення в гірничій виробці для визначення загальних енергетичних затрат процесу. Для поглиблення рівня досліджень вдосконалено математичну модель бурильної колони шляхом врахування в ній замків, адгезійного і фрикційного тертя труб до стінки свердловини і фільтраційної кірки, згинального моменту і крутного моментів, характерних особливостей роторного способу буріння.

Ключові слова: бурильна колона, проектування, сила, вісь, опір, свердловина

Рассматриваются важные вопросы повышения технико-экономических показателей и энергоэффективности бурения скважин за счет совершенствования технических средств и научно-методических основ их проектирования и выбора. Охарактеризованы влияние конструктивных особенностей бурильной колонны на процесс передачи по ней механической энергии при роторном способе бурения скважины. Проанализированы мировой опыт решения вопросов проектирования, выбора и эксплуатации бурильной колонной роторного способа бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Определены основные подходы и методики, используемые при проектировании конструкций бурильных колонн и установлены критерии, которые являются определяющими при их выборе для различных задач направленного бурения. Предложены методы для исследования процесса взаимодействия бурильной колонны с фильтрационной коркой стенки скважины, расчета сил прижима бурильных замков к ней и определение их влияния на осевое перемещение труб в скважине в условиях изгиба и кручения в горной выработке для определения общих энергетических затрат процесса. Для углубления уровня исследований усовершенствована математическая модель бурильной колонны путем учета в ней замков, адгезионного и фрикционного трения труб к стенке скважины и фильтрационной корки, изгибающего момента и крутящего моментов, характерных особенностей роторного способа бурения.

Ключевые слова: бурильная колонна, проектирование, сила, ось, сопротивление, скважина

The article deals with the important issues of improving of technical and economic performance and energy efficiency of oil and gas well drilling by improving technical means and scientific and methodological bases of their design and selection. The influence of design features of the drill string onto the process of mechanical energy transmission along it in rotary drilling has been characterized. The international experience of solving different design, selection and operation issues of the drill string during rotary drilling of vertical, directional, and horizontal wells has been analyzed. The main approaches and techniques used for designing structures of drill strings have been defined and criteria that are essential for their selection for different directional drilling tasks have been determined. Some study methods of interaction between the drill string and filter cake of the borehole wall, calculation of the tool joints pressing forces to it and determination of their influence onto the axial pipe movement inside the well under bending and torsion conditions in the mine working to determine the overall energy consumption of the process have been developed. In order to enhance the study level of the drill string mathematical model by taking into account its tool joints, adhesive and frictional pipes rubbing with the borehole wall and filter cake, bending moment and torque which are characteristic peculiarities of the rotary drilling have been developed.

Key words: drill string, designing, force, axis, resistance, well

Вступ. Споживання енергії в світовому об'ємі оцінюється витратами умовного палива в нафтовому еквіваленті. При цьому домінуючими джерелами енергії є нафта і газ так як світові технології в основному спроектовано під них. До переліку найбільш енерговитратних держав світу відноситься Україна. Це обумовлено тим, що практично у всіх галузях промис-

ловості та народного господарства використовується морально застаріле і енергоємне обладнання та технології його експлуатації. Ця багатofакторна проблема обумовлює потребу в модернізації всіх галузей промисловості (в тому числі і нафтогазової) та переходу на енергоефективну техніку та технології. В нафтогазовидобувній промисловості це явище вбачається в

розробці перспективних нафтогазових покладів на суші і морі.

На сьогодні для освоєння таких покладів використовують технології похило-скерованого і горизонтального буріння свердловин. Найбільш складним і витратним процесом спорудження свердловин такого профілю є буріння, ефективність якого значною мірою залежить від надійності і довговічності бурового обладнання та інструменту, а також ефективності технологій їх експлуатації.

Аналіз стану проблеми досліджень. Бурильна колона (БК) є одним із найбільш складних і основних об'єктів управління в свердловині. Вона є складною трубною конструкцією, яка спущена в свердловину і виконує при роторному способі буріння такі функції:

- передає обертовий момент від ротора до долота;
- подає до вибою промивний агент;
- підводить до долота гідравлічна потужність;
- під дією власної ваги забезпечує вдавлювання долота в гірську породу вибою;
- подає до вибою свердловини долота і вибійні двигуни, забезпечує транспортування їх на денну поверхню;
- виконує аварійні та інші спеціальні роботи в стовбурі свердловини;
- забезпечує дотримання відповідної траєкторії буріння.

При бурінні свердловини роторним способом БК знаходиться в складному напруженому стані в таких умовах передає обертання від ротора до долота. При цьому на неї діють [1]:

- осьова сила розтягу від дії сил власної ваги і перепаду тиску на долоті, яка максимальна у верхньому перерізі.
- осьова сила стиску, яка виникає від осьового навантаження в нижньому перерізі.
- крутий момент, який призводить до появи в БК дотичних напружень, максимальні значення якого у верхньому перерізі.
- знакозмінні напруження, які виникають від обертання зігнутої БК і викликають втому її з'єднань і елементів.
- напруження, що виникають від поперечного і поздовжнього згину БК.
- динамічні навантаження, які виникають у процесі роботи долота на вибої.
- інерційні навантаження, які виникають при спуско-підймальних операціях та інше.

За таких умов БК знаходиться в постійному контакті із стінкою свердловини. При цьому на тертя між ними, особливо при бурінні свердловини, як при обертанні так і при осьовому її переміщенні витрачається енергія, яка могла би бути спрямована саме на поглиблення вибою.

Актуалізація проблеми досліджень. Великим об'ємом вітчизняних і зарубіжних досліджень процесів деформації і роботи БК в стовбурі свердловини [1-5] встановлено, що під дією вищенаведених факторів відбувається суттєва зміна її енергопередавальних характеристик.

Останніми дослідженнями [6-11 і ін.] описуються різноманітні математичні моделі БК в свердловинах різного профілю. В них прослідковується вивчення окремих техніко-технологічних аспектів експлуатації БК в вертикальних, похило-скерованих і горизонтальних свердловинах з акцентом на енергозатрати. Не зважаючи на достатньо широке вивчення питання проектування і вибору і експлуатації БК, актуальною на сьогодні залишається проблема формування вдосконаленого і одночасно узагальненого підходу для визначення впливу на енергопередавальні функції БК умов деформації її верхньої частини (над компоновкою низу бурильної колони).

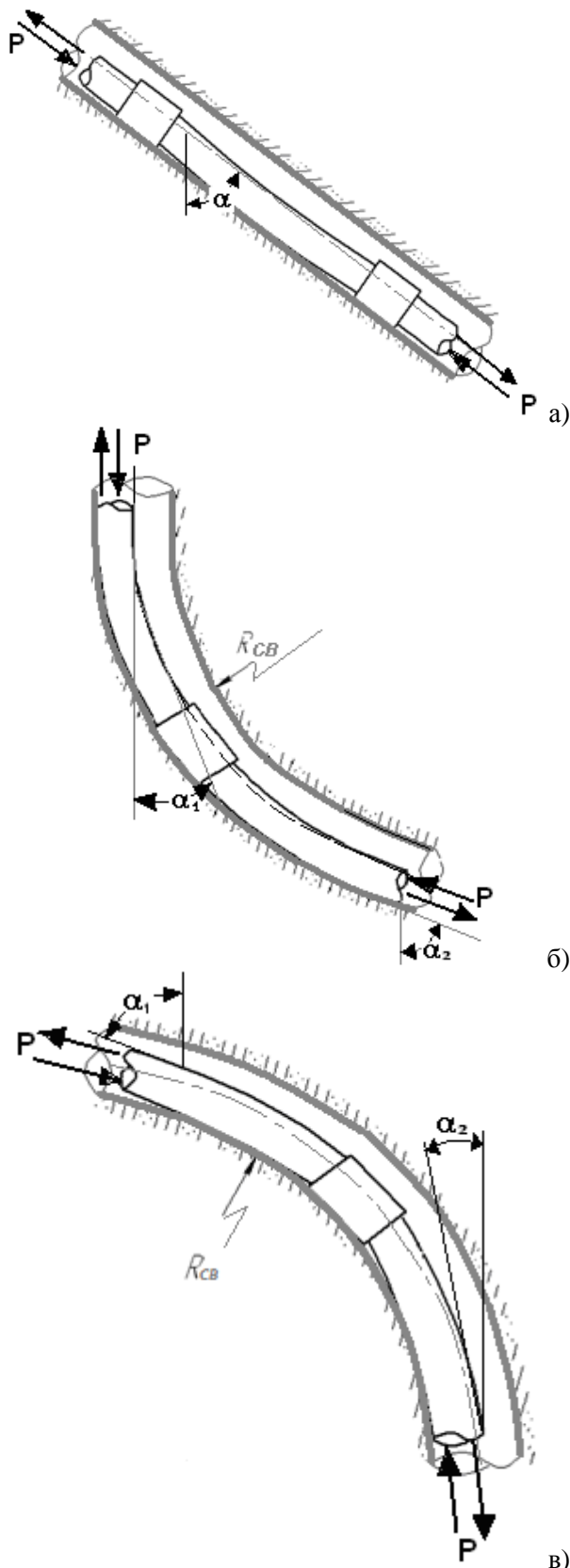
Мета дослідження полягає в розробленні комплексної методики розрахунку енергетичних витрат пов'язаної із експлуатацією верхньої частини БК (над компоновкою низу) на основі результатів ряду попередніх авторських досліджень.

Для реалізації поставленої мети автором ставляться такі **науково-практичні завдання**:

1. Розроблення методу розрахунку площі контакту БК зі стінкою свердловини і фільтраційною кіркою (ФК) на ній.
2. Розроблення методу розрахунку сил притискання елементів БК до стінок свердловини з врахуванням особливостей контактування її елементів з ГП і ФК на ній.
3. Розроблення методу розрахунку енергетичних затрат на обертання БК в стовбурі під час роторного способу буріння свердловини, яка знаходиться під дією зовнішніх силових факторів без врахування середовища бурового розчину (БР).
4. Розроблення методу розрахунку енергетичних затрат на подолання опору БР та деформації згину БК при її крученні в стовбурі свердловини довольної кривизни.
5. Розроблення методу розрахунку енергетичних затрат на обертання БК, яка знаходиться у викривленому стовбурі свердловини під навантаженням поперечних і поздовжніх сил та розподіленого навантаження.

Реалізація завдання дослідження № 1. Стовбур скерованої свердловини має складну просторову конфігурацію з ділянками різної інтенсивності викривлення, довжини, форми і розмірів поперечного перерізу. Це обмежує деформацію БК, її обертання і осьове переміщення внаслідок контактування труб. Для дослідження енергетичних витрат при обертанні і осьовому переміщенні БК в стовбурі свердловини пропонуються розрахункові схеми, зображені на рис. 1, а), б), в) із врахуванням наступних умов [6, 8, 9]:

- свердловина є умовно циліндрично-поперечного перерізу;
- контакт БК зі стінками свердловини відбувається по тілу труби та бурильному замку (БЗ);
- елементи БК контактують з фільтраційною кіркою (ФК) і буровим розчином (БР).



α_i – zenітні кути стовбура свердловини;
 R_{CB} – радіус викривлення стовбура свердловини;
 P – осьове навантаження на БК за відповідними напрямками дії

Рисунок 1 – Схеми взаємодії БК зі стінками викривленого стовбура свердловини

Результатами аналітичних досліджень доведено, що скерованій свердловині тертя БК до стінки свердловини суттєво залежить від площі контактування труб і БЗ з ФК [6].

При бурінні похило-прямолинійних та горизонтальних частин стовбура свердловини під дією розподіленого навантаження і сил гравітації БК опирається на нижню стінку свердловини. Внаслідок того, що основна частина БК (окрім компоновки низу і обважнених труб) складається із труб в яких БЗ є більшими по діаметру від тіла труб під дією поперечних і повздовжніх сил, вона втрачає прямолинійну форму і деформується, контактуючи при цьому із ФК окремими частинами своєї поверхні (рис. 2).

Для умов, коли БК розташована в стовбурі свердловини без порушення цілісності її стінок і жолобів на них взаємодія її елементів із стінкою свердловини характеризується розрахунковою схемою, зображеною на рис. 3, [6]. Вона відображає геометричні параметри взаємодії БК із ФК в поперечному перерізі стовбура свердловини.

У відповідності до рис. 2 для визначення параметрів взаємодії елементів БК до ФК на стінках свердловини використовуються наступні залежності:

$$\alpha = \arccos \left[\frac{D_{CB}(D_{CB} - d_{БК}) - 2f(D_{CB} - f)}{(D_{CB} - 2f)(D_{CB} - d_{БК})} \right]; \quad (1)$$

$$\varphi = \arcsin \left[\frac{(D_{CB} - d_{БК}) \sin(\alpha)}{d_{БК}} \right]; \quad (2)$$

$$\psi = \arccos \left[\frac{(D_{CB} - 2f - 2\Delta)}{(D_{CB} - 2f)} \right]; \quad (3)$$

$$\eta = \arccos \left[\frac{(d_{БК} - 2f - 2\Delta)}{d_{БК}} \right]; \quad (4)$$

$$(D_{CB} - 2f)^2 (2\psi - \sin(2\psi)) - d_{БК}^2 (2\eta - \sin(2\eta)) - 2((d_{БК})^2 ((\varphi\pi/90) - \sin(2\varphi)) - (D_{CB} - 2f)^2 \times ((\alpha\pi/90) - \sin(2\alpha))) = 0, \quad (5)$$

де D_{CB} - діаметр свердловини;

$d_{БК}$ - зовнішній діаметр БК;

f - товщина ФК;

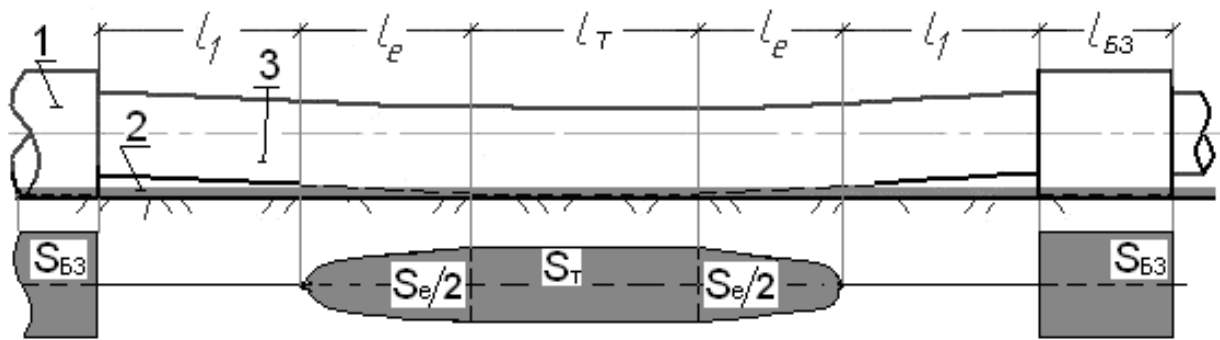
Δ - зазор, величина якого потребує визначення у відповідності до розрахункової схеми (рис. 3);

У відповідності до розрахункової схеми з використанням залежності (5) шляхом підстановки в неї співвідношень (1)-(4) визначається величина Δ :

Довжина зони охоплення відповідних елементів БК ФК згідно рис. 3 визначається:

$$l_{K(БТ)} = \frac{\eta_{БК} \pi d_{БК}}{360}; \quad (6)$$

$$l_{K(БЗ)} = \frac{\eta_{БЗ} \pi d_{БЗ}}{360}, \quad (7)$$



1 – бурильний замок; 2 – фільтраційна кірка; 3 – тіло труби

l_T – довжина зони контактування тіла БТ із ФК; l_1 – частина БТ, яка не контактує з ФК; l_R – частина БТ, яка контактує із ФК по твірній; l_e – перехідна частина БТ, яка контактує із ФК

Рисунок 2 – Розрахункова схема взаємодії бурильної труби з ФК на стінці свердловини

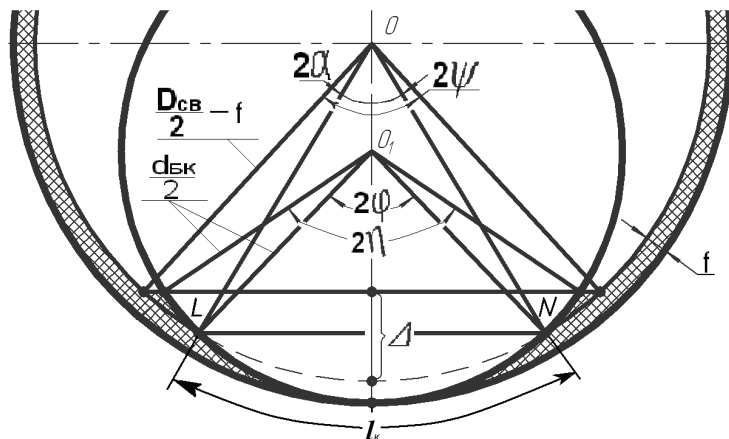


Рисунок 3 – Розрахункова схема контактування БК з ФК на стінці свердловини умовно циліндричної форми

де $\eta_{БК}$ і $\eta_{БЗ}$ - величини кутів η , обчислені відповідно для умов взаємодії тіла БК і її замка відповідно;

$d_{БЗ}$ - діаметр бурильного замка зовнішній.

Площі контактування елементів БК (для однієї труби) із стінкою свердловини визначаються:

$$S_T = l_{K(БТ)} \cdot l_T, \quad (8)$$

$$S_{БЗ} = l_{K(БЗ)} \cdot l_{БЗ}, \quad (9)$$

де l_T і $l_{БЗ}$ - параметри, отримані з рис. 2.

$$S_e = 4 \int_0^a \int_0^b \sqrt{1 - \left(\frac{x}{a}\right)^2} \sqrt{\frac{a^4 b^4 \left[1 - \left(\frac{x}{a}\right)^2 - \left(\frac{y}{b}\right)^2\right] + [x^2 b^4 + y^2 a^4] c^2}{a^4 b^4 \left[1 - \left(\frac{x}{a}\right)^2 - \left(\frac{y}{b}\right)^2\right]}} dy dx, \quad (10)$$

де a, b, c – довжини еліпсоїда відповідно $a = BB''$, $b = AB$, $c = f$, які визначаються з геометричних співвідношень.

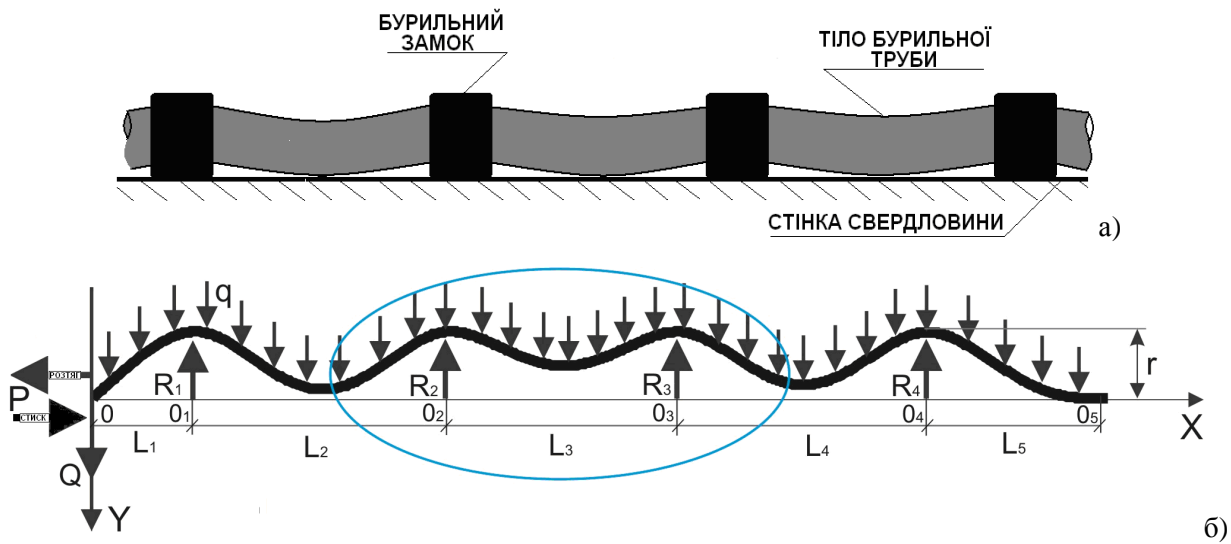
В результаті розрахунків за запропонованим методом, отримуємо низку даних, необхідних для реалізації наступної задачі дослідження.

Реалізація завдання дослідження № 2.

Під дією техніко-технологічних чинників верхня частина БК за рахунок великої довжини і відносно малої жорсткості на згин при взаємодії із стінкою свердловини втрачає прямолінійну форму стійкості. Внаслідок цього змінюються умови її роботи і енергопередавальні функції, які обумовленні збільшенням сил осьового опору переміщення і моментів обертання в стовбурі свердловини. В обох випадках вони характеризуються силами притискання елементів БК (БЗ) до стінок свердловини. Для їх визначення при будь-якій кривизні совбура свердловини доцільно використовувати вдосконалену математичну модель [9, 10], в якій враховується:

- наявність БЗ в складі БК, як елементів з більшим від неї зовнішнім діаметром;
- згин БК під дією поперечного розподіленого навантаження у апсидальній площині;
- відсутність відцентрових сил через низькі швидкості обертання БК та великі поперечні навантаження;
- сили тертя і адгезійного прилипання у місцях контактування елементів БК із стінкою свердловини.

Згідно з рис. 4, (б) l_i – довжина однієї бурильної труби (БТ), а Q і R_i – реакції опор від притискання БЗ до стінки свердловини.



напряг дії сили $P \rightarrow$ - стиск БК;

напряг дії сили $P \leftarrow$ - розтяг БК

Рисунок 4 – Розрахункова схема БК у стовбурі скерованої свердловини

Для кожної з ділянок БК, довжиною L_i характерним є таке диференційне рівняння:

$$EI_n \left(d^2 y_n / dx_n^2 \right) = - \left[P - (n-1)qL - F_{OC.ОП_i} \right] y_n(x_n) + Q(x_n + \sum_{i=1}^{n-1} L_i) - R_1(x_n + \sum_{i=1}^{n-2} L_i) - R_2 \left(x_n + \sum_{i=1}^{n-3} L_i \right) - R_3(x_n + \sum_{i=1}^{n-4} L_i) - R_4(x_n + \sum_{i=1}^{n-5} L_i) + q \left[\frac{(n-1)L \left[((n-1)/2)L + x_n \right] + x_n^2 / 2}{2} \right], \quad (11)$$

де EI_n і q - жорсткість на згин БК і її жорсткість на згин;

P - осьове навантаження, яке діє на БК;

n - кількість БТ в ділянці БК, яка розглядається;

L - довжина однієї БТ з врахуванням БЗ;

$F_{OC.ОП_i}$ - сила опору осьового переміщення БК у стовбурі свердловини, характерна для кожної з БТ.

Як було встановлено [9] сили опору осьового переміщення БК у стовбурі свердловини, які обумовлені тертям і адгезійним прилипанням елементів БК до ФК з наближенням до долота поступово зменшують величину силу P . Внаслідок цього відбувається зміна форми пружної осі БК, а отже, і сили притискування її елементів до стінок свердловини та площі їх контактування із ФК, яка обчислюється за залежностями (8) і (10) з використанням наступних граничних умов:

$$\left\{ \begin{aligned} a &= \left(\frac{D_{CB}}{2} - f \right) \sin \left[\arccos \left(\frac{\left(\frac{D_{CB}}{2} - f \right)^2 + \frac{D_{CB}}{2} \left(\frac{D_{CB}}{2} - d_{БК} \right)}{(D_{CB} - d_{БК}) \times \left(\frac{D_{CB}}{2} - f \right)} \right) \right] \\ b &= \sqrt{R_{BT}^2 - \left(\sqrt{R_{BT}^2 - (L^2/4)} + (d_{БЗ}/2) - f \right)^2}; \\ R_{BT} &= 1/y''(L_1). \end{aligned} \right. \quad (12)$$

Врахування в математичній моделі БК умов (12) дає змогу провести розрахунок сил тертя з уточненнями величини осьового навантаження на долоті і сил притискування БЗ до стінок свердловини R_i . Двічі проінтегрувавши рівняння (11), отримуємо функції зміни прогинів осі БК з її довжиною:

$$y_n(x_n) = A_{1n} \sin(k_n x_n) + A_{2n} \cos(k_n x_n) + (13) \\ + \frac{Q(x_n + \sum_{i=1}^{n-1} L_i) - R_1(x_n + \sum_{i=1}^{n-2} L_i) - R_2 \left(x_n + \sum_{i=1}^{n-3} L_i \right) + P - (n-1)qL \cos(\alpha) - F_{OC.ОП_i}}{P - (n-1)qL \cos(\alpha) - F_{OC.ОП_i}} + \frac{\left[-R_3(x_n + \sum_{i=1}^{n-4} L_i) - R_4(x_n + \sum_{i=1}^{n-5} L_i) + q \left[(n-1)L \left[(n-1)L/2 + x_n \right] + \left(x_n^2 / 2 \right) - k_n^{-2} \right] \sin(\alpha) \right]}{P - (n-1)qL \cos(\alpha) - F_{OC.ОП_i}}$$

де A_{1n} і A_{2n} - сталі інтегрування.

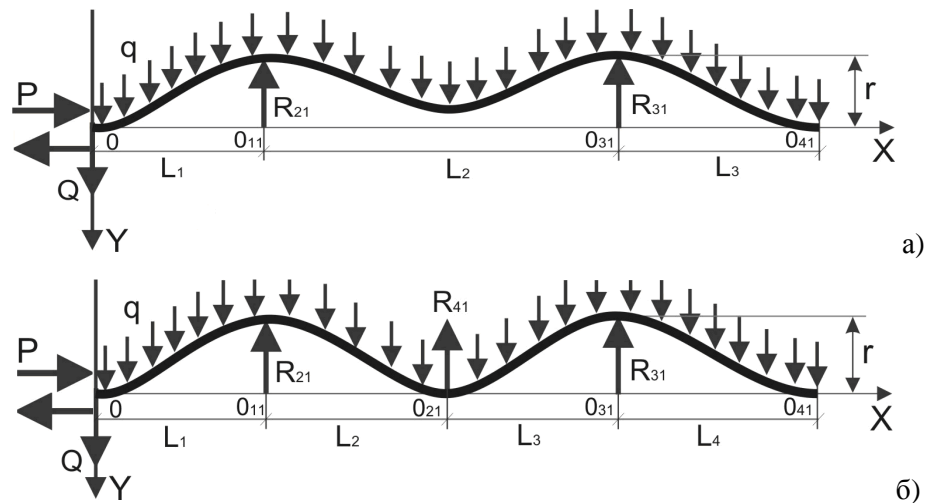


Рисунок 5 – Уточнені розрахункові схема БК у стовбурі свердловини

Функції зміни кутів повороту осі БК з її довжиною:

$$y_n^I(x_n) = A_{1n}k_n \cos(k_n x_n) - A_{2n}k_n \sin(k_n x_n) + \frac{Q - R_1 - R_2 - R_3 - R_4 + q x_n}{P - (n-1)qL \cos(\alpha) - F_{OC.OП_i}} \quad (14)$$

Функції зміни згинальних моментів осі БК з її довжиною:

$$M_n(x_n) = \left[\begin{array}{l} k_n^2 \left[-A_{1n} \sin(k_n x_n) - \right. \\ \left. -A_{2n} \cos(k_n x_n) \right] + \\ \left. + \frac{q \sin(\alpha)}{P - (n-1)qL \cos(\alpha) - F_{OC.OП_i}} \right] EI_n \quad (15)$$

Деформація пружної осі БК у стовбурі свердловини описується граничними умовами:

$$\left\{ \begin{array}{l} x_1 = 0 \Rightarrow y_1(0) = 0 \\ \text{При } 1 \leq i \leq 4 \\ \left. \begin{array}{l} x_{i+1} = 0 \\ x_i = L \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} y_i'(L) = y_{i+1}'(0) \\ y_i(L) = r \\ y_{i+1}(0) = r \end{array} \right. \\ \\ \left. \begin{array}{l} x_n = L \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} y_n'(L) = 0 \\ y_n(L) = 0 \\ M_n(L) = 0 \end{array} \right. \end{array} \quad (16)$$

де r_3 - радіальний зазор між осями бурильного замка і БК.

За складеною по граничних умовах (16) системою рівнянь, визначаються величини R_i постійні інтегрування A_i та прогини пружної осі БК. Далі за результати розрахунку розглядаються тільки сили притискування БЗ до стінки свердловини R_2 і R_3 , з вибраної окремо частини схеми (виділено овалом на рис. 3). За величинами прогину БК по відношенню до осі свердловини проводиться уточнення розрахункової схеми БК для визначення сил притискування елементів БК до стінок свердловини, як зображено на рис. 4. Потім проводиться її розрахунок з

використанням методу диференціальних рівнянь у відповідності до граничних умов (17). Це дає змогу враховувати вплив правої і лівої частин БК (від тієї, яка розглядається), без моделювання її граничними умовами.

$$\left\{ \begin{array}{l} x_1 = 0 \Rightarrow y_1(0) = 0; \quad y_1'(0) = \arccos[L_1/R_{CB}] \\ \\ \text{При } 1 \leq i \leq 4 \\ \left. \begin{array}{l} x_{i+1} = 0 \\ x_i = L \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} y_i'(L_i) = y_{i+1}'(0) \\ y_i(L_i) = r \\ y_{i+1}(0) = r \end{array} \right. \\ \\ \left. \begin{array}{l} x_n = L_n \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} y_n'(L_n) = \arccos[L_n/R_{CB}] \\ y_n(L_n) = 0 \\ y_n''(L_n) = 0 \end{array} \right. \end{array} \quad (17)$$

де R_{CB} - радіус викривлення стовбура свердловини.

Для випадку розташування БК у інтервалах набору і спаду зенітного кута вивчення умови взаємодії елементів її стисненої чи розтягнутої частин проводиться з використанням розрахункових схем, зображених на рис. 5, а) і б), за відповідних радіальних зазорів r_i , які визначається:

$$\text{точки } O \text{ і } O_{41}: \quad r = 0; \quad (18)$$

$$\text{точки } O_{11} \text{ і } O_{31}: \quad r = -(d_{БЗ} - d_{БТ})/2 \pm R_{CB}(1 - \cos[L_1/R_{CB}]); \quad (19)$$

$$\text{точка } O_{21}: \quad r = \pm R_{CB}(1 - \cos[(L_1 + L_2)/R_{CB}]). \quad (20)$$

Примітка: знак “+” у залежностях (18)-(20) враховується для умов, коли БК знаходиться в інтервалі набору зенітного кута, а знак “-” для ділянки, коли БК знаходиться в інтервалі зменшення зенітного кута.

Використання запропонованого методу дає можливість встановити залежність між осьюовою і поперечними силами, які діють на БК та роз-

мірами труб, параметрами проектного профілю, в якому вони знаходяться, силами опору фрикційного і адгезійного тертя та забезпечити можливість реалізації наступної задачі дослідження, зокрема по величині P .

Реалізація завдання дослідження № 3.

Під час роторного способу буріння свердловини під впливом осевого навантаження P , поперечних сил і інших факторів на різних ділянках свердловини, обертання БК в стовбурі свердловини в більшості випадків можливе, [7, 8]:

1. Навколо власної спіральної-зігнутої осі:
 - із ковзаннями відносно стінок свердловини;
 - без ковзання із зворотнім перекошуванням по стінках свердловини.
2. Навколо осі свердловини.

Енерговитрати на обертання БК навколо власної осі визначаються:

$$E_{BK_1}(L_i) = U(L_i) + A(L_i), \quad (21)$$

де $U(L_i)$ - потенціальна енергія деформації

БК [7, 8] довжиною $\sum_{i=1}^n L_i$;

$A(L_i)$ - робота сил тертя між БК та стінками свердловини [7, 8].

$$U(L_i) = \frac{8EI_i \pi^4 r^2 \sum_{i=1}^n L_i}{(\Delta_c^2 + 4\pi^2 r^2)^2}, \quad (22)$$

де Δ_c - крок гвинтової лінії БК.

$$\Delta_c = \pi \sqrt{\frac{8EI_i}{P}}. \quad (23)$$

Робота сил тертя між БК до стінки свердловини визначаються [7]:

$$A(L_i) = \frac{\pi P^2 r d_{BK} \mu \sum_{i=1}^n L_i}{4EI_i}. \quad (24)$$

μ - коефіцієнт тертя БК до стінки свердловини.

Енерговитрати на обертання БК навколо власної осі свердловини визначаються:

$$E_{BK_1}(L_i) = \pi \sum_{i=1}^n L_i r \left(\frac{8EI_i \pi^3 r}{(\Delta_c^2 + 4\pi^2 r^2)^2} + \frac{d_{BK} P^2 \mu}{4EI_i} \right). \quad (25)$$

Енергія, необхідна для обертання БК навколо осі свердловини, [7]:

$$E_{BK_2}(L_i) = \left[\frac{P^2}{4EI_i} + (q/g)\omega^2 \right] r \mu \pi D_{CB} \sum_{i=1}^n L_i. \quad (26)$$

Граничні значення параметрів як зміни форм обертання БК у стовбурі свердловини визначаються:

$$P_{кр} = 2 \sqrt{\frac{\left(\frac{8EI_i \pi^3 r}{(\Delta_c^2 + 4\pi^2 r^2)^2} - \frac{(q/g)\omega^2 \mu D_{CB}}{\mu(D_{CB} - d_{BK})} \right) EI_i}{\mu(D_{CB} - d_{BK})}}; \quad (27)$$

$$\omega_{кр} = \sqrt{\frac{\left[\frac{EI_i^2 g}{2EI_i + P^2 r} - \mu g \pi \right] P^2 r}{2\pi \mu EI_i D_{CB}}}; \quad (28)$$

$$\mu_{кр} = \frac{EI_i^2 P^2 r g}{\left((2EI_i^2 + P r^2)^2 \times \left[2\omega^2 q EI_i D_{CB} + P^2 r \pi g \right] \right)}, \quad (29)$$

ω - кутова швидкість обертання БК.

Якщо $P_x < P_{кр}$, $\omega_x < \omega_{кр}$, $\mu_x < \mu_{кр}$ - відбувається обертання БК навколо осі свердловини; при $P_x > P_{кр}$, $\omega_x > \omega_{кр}$, $\mu_x > \mu_{кр}$ - навколо власної осі.

За аналогією (25)-(26) для незакріпленого інтервалу свердловини енергія на обертання БК з подоланням адгезійного тертя до ФК визначається:

$$E_{BK_1}^I(L_i) = \left[\frac{P^2 r \mu \sum_{i=1}^n L_i}{4EI_i} + A_{dg} S \right] \pi d_{BK} + \frac{8EI_i \pi^2 r^2 \sum_{i=1}^n L_i}{(h^2 + 4\pi^2 r^2)^2}; \quad (30)$$

де A_{dg} - показник адгезійної міцності ФК на зсув;

S - сумарна площа контакту БК з ФК.

h - крок гвинтової спіралі БК.

$$E_{BK_2}^I(L_i) = \left(\left[\frac{P^2 r \mu \sum_{i=1}^n L_i}{4EI_i} + A_{dg} S \right] \pi + \frac{(q/g)\omega^2 r \mu \sum_{i=1}^n L_i}{4EI_i} \right) D_{CB}. \quad (31)$$

Наведений аналітичний метод дає змогу провести розрахунок енергетичних витрат на обертання БК в умовах тертя БТ до ГП і ФК у прямолінійному стовбурі свердловині, заповнений БР без врахування його лобового в'язкого опору, визначення впливу якого приведено в наступному етапі дослідження.

Реалізація завдання дослідження № 4.

Під час обертання БК в свердловині в середовищі БР між ними виникає тертя, на подолання якого також витрачається енергія, що може бути критерієм оцінки умов і характеру обертання

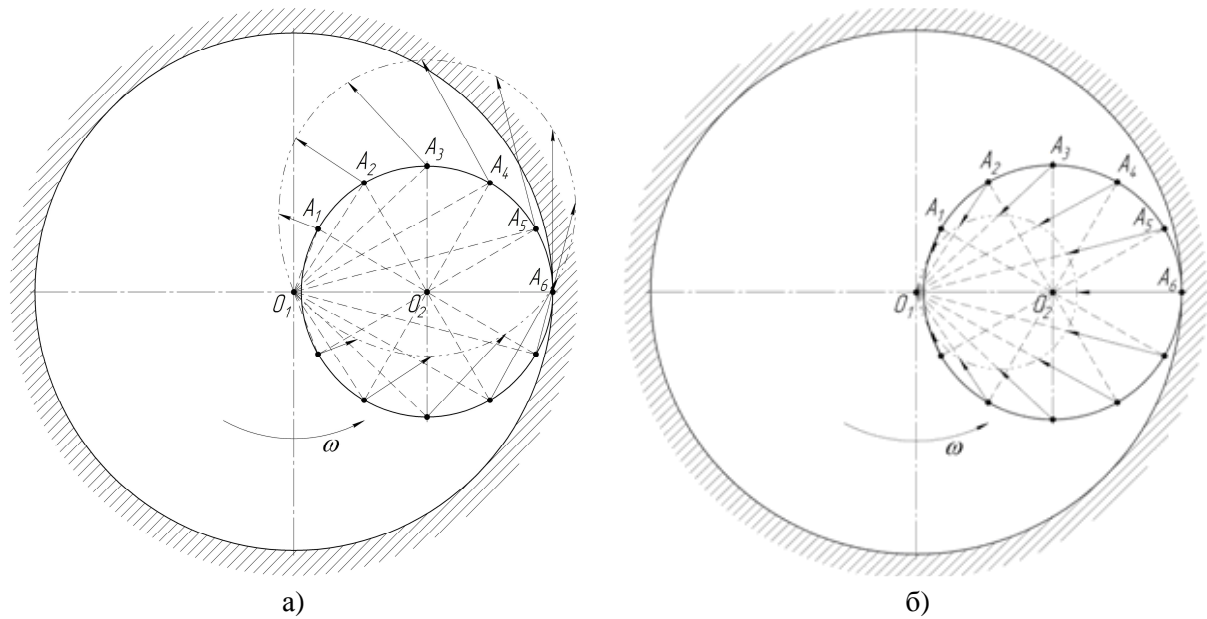


Рисунок 6 – Плани швидкостей та доцентрових прискорень при обертанні БК навколо осі свердловини в середовищі БР

ня. Для визначення енергії, необхідної для його подолання під час обертання БК навколо власної осі (з врахуванням БЗ), концентрично розташованої в стовбурі свердловини прийнятною є наступна залежність [11]:

$$E_{BP1} = \frac{2\pi^2 \eta}{D_{CB}^{-2} \left(\sum_{i=1}^n L_i \right)^{-1}} \left(\frac{\left[\omega - \left(\frac{\tau_0}{\eta} \right) \ln \left(\frac{d_{B3}}{D_{CB}} \right) \right]}{(D_{CB}^2 - d_{B3}^2) d_{B3}^{-2}} + \frac{\left[\omega - \left(\frac{\tau_0}{\eta} \right) \ln \left(\frac{d_{BK}}{D_{CB}} \right) \right]}{(D_{CB}^2 - d_{BK}^2) d_{BK}^{-2}} \right) \quad (32)$$

де τ_0 , і η – початкове напруження зсуву між шарами БР та його пластична в'язкість.

При обертанні БК навколо осі свердловини виникає опір БР та збільшення моменту опору на роторі. Цей процес полягає в обтіканні БК розчином, яка для нього є жорсткою перешкодою. При цьому величина питомого навантаження на обтічну рухоми трубку систему [11] визначається:

$$P_i(v) = \frac{1}{4} \rho_{BR} d_{BK} \left[2C_1 V_i^2(v) + C_2 \pi d_{BK} a_i(v) \right], \quad (33)$$

де ρ_{BR} - густина БР;

C_1 і C_2 - відповідно коефіцієнти швидкісного та інерційного опору при обтіканні БК БР: $C_1 = 1.86 \div 3.47$; $C_2 = 0.66 \div 2$;

$V_i(v)$, $a_i(v)$ - швидкість та доцентрове прискорення обтікання БК БР.

$$V_i(v) = \omega r_i^*(v), \quad (34)$$

$$a_i(v) = \omega^2 r_i^*(v), \quad (35)$$

де $r_i^*(x)$ - функція зміни радіуса обертання БК навколо осі свердловини, [11].

$$r_i^*(v) = \sqrt{2d_{BK} \left[1 + \cos(v_i) \right] \left(\frac{d_{BK}}{2} - \frac{D_D}{2} \right) + R_{CB}^2}, \quad (36)$$

де ϑ_i - кути $O_1 O_2 A_i$, рис. 6.

Енергія, необхідна для подолання опору при обертанні БК в БР навколо осі свердловини визначається:

$$E_{BP}(x) = 2\pi \sum_{i=1}^n L_i \int_0^\pi P_i(v) r_i^*(v) dv. \quad (37)$$

Наведений аналітичний метод дає змогу проводити розрахунок енергетичних витрат при обертанні прямолінійної частини БК з врахуванням основного чинника – лобового опору в'язкого БР і її деформації.

Реалізація завдання дослідження № 5.

При обертанні БК під дією крутного моменту відбувається її закручування. При цьому вона втрачає стійкість, прогинається і відбувається контактування її елементів зі стінкою свердловини, збільшення моменту опору під час обертання та потенціальної енергії деформації БК, величина якої описується залежністю [11]:

$$U_0 = U_{3\Gamma} + U_{KP} + U_{OC}, \quad (38)$$

де $U_{3\Gamma}$, U_{KP} , U_{OC} – потенціальна енергія деформації БК при її згині, крученні і дії осьових сил стискування і розтягу.

Дальше з врахуванням $U_{3\Gamma}$, U_{KP} , U_{OC} отримуємо:

$$U_0 = \sum_{i=1}^n L_i \left[\frac{M_{KP}^2}{2GJ_i} + \frac{M_{3\Gamma}^2}{EI_i} + \frac{P^2}{ES_{BK}} \right]. \quad (39)$$

де GJ_i - жорсткість БК при крученні;

$S_{БК}$ - площа поперечного перерізу БК.

Для обертання БК на кут Θ у викривленому стовбурі свердловини, необхідно виконати роботу $A_{ОБ}$, величина якої визначається:

$$A_{ОБ} = \frac{(M_{Д} + M_{БК} + M_{В} + \Delta M_{КР})^2 \sum_{i=1}^n L_i}{2GJ_i}, \quad (40)$$

де $M_{БК}$ - сумарні втрати крутного моменту на тертя БК (включаючи КНБК) до стінок свердловини;

$M_{В}$ - момент опору обертання БК в опорі вертлюга;

$M_{Д}$ - момент опору обертання долота;

$\Delta M_{КР}$ - додатковий момент на подолання опору, який обумовлений деформацією БК.

Вага розтягнутої частини БК сприймається опорою вертлюга і величина моменту тертя визначається:

$$M_{В} = \left[\sum_{i=1}^m L_i \bar{q}\beta + \frac{\pi d^2}{4} P_H \right] r_o \mu_o + r_y F_y, \quad (41)$$

де m - кількість секцій розтягнутої частини БК;

d , P_H - діаметр каналу стовбура вертлюга і тиск помпування БН у ньому;

\bar{q} - усереднена вага погонного метра розтягнутої частини БК;

r_o , r_y - відповідно, радіуси тертя головної опори вертлюга і ущільнень;

μ_o - коефіцієнт тертя в головній опорі вертлюга;

F_y - сила опору в ущільненнях радіальних опор вертлюга.

Виразивши $M_{ЗГ}$ та $L_{БК}$ через радіус викривлення стовбура свердловини за умови, що $R_{БК} = R_{СВ}$, встановлено:

$$\frac{(\Delta M_{КР} + [M_{Д} + M_{БК} + M_{В}])^2}{2GJ_i} = \frac{M_{КР}^2}{2GJ_i} + \frac{EI_i}{R_{БК}^2} + \frac{P^2}{ES_{БК}}. \quad (42)$$

Замінивши $M_{КР} = [M_{Д} + M_{БК} + M_{В}]$ при розв'язанні рівняння (42) отримуємо залежність для визначення величини приросту крутного моменту обертання навантаженої осью силою БК у викривленому стовбурі свердловини:

$$\Delta M_{КР} = - (M_{Д} + M_{БК} + M_{В}) + \sqrt{(M_{Д} + M_{БК} + M_{В})^2 + 2GJ_i \left(\frac{EI_i}{R_{БК}^2} + \frac{P^2}{ES_{БК}} \right)}. \quad (43)$$

У статті висвітлено нову комплексну методику розрахунку енергетичних витрат пов'язаних із експлуатацією верхньої частини БК (над КНБК) з врахуванням наступних параметрів: площа взаємодії елементів БК з ФК на стінках свердловини; різні форми обертання труб навколо осі свердловини; наявність при обертанні лобового опору БР, адгезійного і фрикційного тертя труб до стінки свердловини; викривлення стовбура свердловини і дії згинального моменту на колону труб; наявності в конструкції БК як труб різних типорозмірів так і бурильних замків, дію на БК осьового стискаючого, розтягуючого і поперечного навантаження, закручування БК від дії крутного моменту при різних режимах буріння.

З використанням даної методики поетапно можна встановити вплив залежності зміни площі контактування елементів БК з ФК при довільних співвідношеннях $D_{Д}/d_{БЗ}$, довжині колони труб; визначити розподілену силу притискання труб БК до стінки свердловин на ділянках з різною інтенсивністю викривлення при довільному осьовому стискаючому та розтягаючому навантаженні на неї; визначити залежність величини крутного моменту від дії сукупності таких параметрів як радіус викривлення стовбура свердловини, типорозмір колони труб, дію на неї осьового і розподіленого навантаження, притискання її елементів до стінки свердловини.

Література

- 1 Александров М.М. Силы сопротивления при движении труб в скважине [Текст] / М. М. Александров. – М.: Недра, 1978. – 207 с.
- 2 Дейли И. Измерение сил, действующих на колонну бурильных труб и ее элементов движения в процессе бурения [Текст] / Дейли, Дейринг, Пафф, Орлофф, Линн // Тр. АОИМ. Конструирование и технология машиностроения. – 1968. – №2. – С. 24-34.
- 3 Янтурин А. Исследование деформации бурильной колонны в процессе бурения [Текст] / А. Ш. Янтурин: – автореф. дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 1975. – 26 с.
- 4 Подавалов Ю. Исследование распределения крутящего момента по длине сжатой части бурильной колонны при роторном бурении [Текст] / Ю. А. Подавалов. // Труды ВНИИТ-нефть. –1978. Вып. 10. – Куйбышев., – С. 57-62.
- 5 Султанов Б. Работа бурильной колонны в скважине [Текст] / [Б. З. Султанов, Е. И. Ишемгузин, М. Х. Шаммасов, В. Н. Сорокин]. – М.: Недра, 1973. – 217 с.
- 6 Чудик І.І. Розрахунок контактних зон бурильних труб зі стінками свердловини і фільтраційною кіркою [Текст] / І.І. Чудик, В.В. Буй // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 4 (25). – С. 84-88.

7 Чудик І.І. Методика розрахунку енергії деформації та обертання бурильної колони у вертикальному стовбурі свердловини [Текст] / І.І. Чудик, В.В. Гриців // Нафтогазова енергетика. – 2008. – № 2(7). – С. 60-64.

8 Чудик І.І. Дослідження впливу деяких техніко-технологічних чинників на холосте обертання бурильної колони [Текст] / І.І. Чудик // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2008. – № 2(18). – С. 76-80.

9 Чудик І.І. Математична модель розрахунку взаємодії бурильної колони із горизонтальним та викривленим стовбурами свердловини [Текст] / І.І. Чудик. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – № 1(30). – 2009. – С. 32-37.

10 Чудик І.І. Метод розрахунку сил притискання бурильної колони до стінок свердловини довільної кривизни [Текст] / І.І. Чудик // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – № 2(24). – С. 32-36.

11 Чудик І.І. Дослідження процесів обертання бурильної колони у викривленій свердловині в середовищі бурового розчину / І. І. Чудик, Т. Г. Лавинюкова, Я. С. Гриджук, В. М. Гнатківський // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. Сборник научных трудов. – 2011. – Вып. 14. – С. 102-109.

Стаття надійшла до редакційної колегії

03.09.13

*Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Бондаренком М.О.
(Інститут надтвердих матеріалів
ім. В.М.Бакуля НАН України, м. Київ)*

ДОСЛІДЖЕННЯ ВЗАЄМНОГО ВПЛИВУ ІНГІБІТОРІВ КОРОЗІЇ ТА ІНГІБІТОРІВ ВІДКЛАДЕННЯ СОЛЕЙ НА ЇХ ЗАХИСНІ ВЛАСТИВОСТІ

Р.М. Кондрат, М.О. Псюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727141,
e-mail: re ngr @ n u n g . e d u . u a

Проаналізовано основні ускладнення, що виникають за різних умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин. Розглянуто шляхи вирішення проблеми несумісності інгібіторів корозії та відкладення солей при експлуатації свердловин і при розробленні та промислового впровадженні комплексних інгібіторів для боротьби з вуглекислотою корозією, обводненням газових і газо-конденсатних свердловин, відкладеннями солей і гідратуутворенням. Наведено результати лабораторних досліджень з вивчення впливу інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії і впливу інгібіторів корозії та інших хімічних агентів на ефективність інгібіторів відкладення солей. Наведено діаграми, що побудовані за результатами лабораторних досліджень з визначення ступеня захисту інгібіторів корозії при додаванні до них інгібіторів відкладення солей та лабораторних досліджень з визначення ефективності інгібіторів відкладення солей при додаванні до них інгібіторів корозії. Обґрунтовано ефективні композиції хімічних агентів для розроблення комплексного інгібітору.

Ключові слова: обводнення газових і газоконденсатних свердловин, вуглекислота корозія, гідратуутворення, відкладення солей, газ, конденсат, поверхнево-активна речовина, інгібітор корозії, інгібітор відкладення солей, комплексний інгібітор, несумісність хімічних агентів.

Проанализированы основные осложнения, которые возникают при разных условиях эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Рассмотрены пути решения проблемы несовместимости ингибиторов коррозии и отложения солей при эксплуатации скважин и при разработке и промышленном внедрении комплексных ингибиторов для борьбы с углекислотной коррозией, обводнением газовых и газоконденсатных скважин, отложениями солей и гидратообразованием. Приведены результаты лабораторных исследований по изучению влияния ингибиторов отложения солей на защитное действие ингибиторов коррозии и влияния ингибиторов коррозии и других химических агентов на эффективность ингибиторов отложения солей. Приведены диаграммы, построенные по результатам лабораторных исследований по определению степени защиты ингибиторов коррозии при добавлении к ним ингибиторов отложения солей и лабораторных исследований по определению эффективности ингибиторов отложения солей при добавлении к ним ингибиторов коррозии. Обоснованы эффективные композиции химических агентов для разработки комплексного ингибитора.

Ключевые слова: обводнение газовых и газоконденсатных скважин, углекислотная коррозия, гидратообразование, отложение солей, газ, конденсат, поверхностно-активное вещество, ингибитор коррозии, ингибитор отложения солей, комплексный ингибитор, несовместимость химических агентов.

The analysis of basic complications under different conditions of operation of gas and gas condensate wells has been done. The ways of solving the problem of incompatibility of corrosion and scale inhibitors have been considered while well operating and developing and industrial introducing of complex inhibitors for control of carbon dioxide corrosion, flooding of gas and gas condensate wells, salt deposition, and hydrate formation. The results of laboratory experiments connected with influence of scale inhibitors onto protective action of corrosion inhibitors and influence of corrosion inhibitors and other chemical agents onto efficiency of scale inhibitors have been provided. The diagrams built in accordance with the laboratory experiments results to determine the corrosion inhibitors protection efficiency after scale inhibitors addition and laboratory experiments concerning the determination of scale inhibitors protection efficiency after corrosion inhibitors addition have been provided. Effective compositions of chemical reagents for complex inhibitor work up have been developed.

Key words: gas and gas condensate wells flooding, carbon dioxide corrosion, hydrate formation, salt deposition, gas, condensate, surfactant, corrosion inhibitor, scale inhibitor, complex inhibitor, incompatibility of chemical reagents

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями. Основними ускладненнями, що виникають в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин, є їх обводнення, відкладення солей, гідратуутворення та корозія свердловинного обладнання. Ці ускладнення призводять до суттєвого зниження дебіту свердловин. Для більшої частини газових і газоконденсатних свердловин характерним є обводнення, що може призвести до їх самоглушіння. За наявності інших видів ускладнення під час експлуатації обводнених сверд-

ловин ситуація погіршується. Досить часто експлуатація свердловин ускладнюється корозією свердловинного обладнання і відкладенням солей. За даними Російського союзу хіміків щорічні втрати внаслідок корозії в країнах СНД складають 60 – 80 млрд. доларів. Відкладення солей у свердловинному обладнанні призводить до суттєвого зниження дебітів свердловин. Отже, необхідно постійно застосовувати методи боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин для забезпечення їх стабільної експлуатації.

За різних умов експлуатації свердловин (високі тиски, температури, вміст у продукції свердловини корозійноагресивних компонентів – CO_2 і H_2S , наявність умов для відкладення солей та гідратутворення, характер та ступінь обводнення свердловин, що характеризується значенням водяного фактора) здійснюють вибір найбільш доцільного і ефективного методу для боротьби з наявними ускладненнями.

Основними методами захисту свердловинного обладнання від корозії є: використання корозійно-стійких сталей і сплавів, застосування металічних і неметалічних покриттів, хімічний метод (застосування інгібіторів корозії), катодний і протекторний захист, обмеження швидкості руху газорідного потоку (дебітів газу). Методи запобігання і боротьби з відкладеннями солей поділяються на технологічні, фізичні і хімічні.

Одним з найбільш ефективних і доцільних методів боротьби з вказаними вище ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин є хімічний метод. Він полягає у використанні різних хімічних реагентів для боротьби з ускладненнями. Даний метод є відносно дешевим і простим у застосуванні (для боротьби з ускладненнями немає потреби у використанні складної техніки і пристроїв), що підтверджується багаточисленними дослідженнями [1-3]. Цей метод є найбільш поширеним в промисловості. Досить перспективним напрямком цього методу є розроблення і впровадження комплексних інгібіторів.

Серйозною проблемою під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин є несумісність інгібіторів корозії та відкладення солей, тобто значне зниження ефективності інгібітору корозії після додавання до нього інгібітору відкладення солей. Небажаним наслідком несумісності хімічних реагентів є збільшення витрати дорогих хімічних реагентів та зростання витрат на проведення заходів з боротьби із вказаними ускладненнями (відкладення солей в стовбурі свердловини і корозійне руйнування газопромислового обладнання). У зв'язку з цим при розробленні комплексних інгібіторів необхідно дотримуватись такої вимоги: підбирати такі інгібітори відкладення солей, щоб вплив їх на захисну дію інгібіторів корозії був мінімальний, тобто важливим завданням є вибір таких компонентів комплексного інгібітору, щоб вони при додаванні до розчину не призводили до суттєвого погіршення властивостей інших компонентів (реагентів), що входять до складу цього комплексного інгібітору. Для вирішення цієї проблеми необхідно проводити лабораторні дослідження впливу додавання інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії, а також дослідження впливу інгібіторів корозії та інших хімеагентів на ефективність інгібіторів відкладення солей.

Огляд останніх досліджень і публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми. В роботі [4] наведено результати лабораторних досліджень з вивчення корозій-

ної активності кислотних розчинів, що використовуються для інгібування і боротьби з відкладеннями солей. Були проведені дослідження з визначення корозійної активності 0,5 %-ного розчину нітрлотриметилфосфонові кислоти (інгібітор ИСБ-1), що являє собою інгібітор корозії та відкладення солей у пластовій воді (об'єктом дослідження були свердловини Гаймурзінського нафтового родовища). Для лабораторних досліджень використовувались сталеві зразки-свідки (з насосно-компресорних труб згідно АРІ 5СТ (ГОСТ 633-80)). Дослідження проводились гравіметричним методом, тобто визначали втрату ваги зразків-свідків у контрольному середовищі (пластова вода) і у досліджуваному середовищі (пластова вода з ИСБ-1). В результаті проведених досліджень встановлено, що із збільшенням тривалості випробувань втрата ваги зразків, що знаходяться в контрольному середовищі, завжди більша, ніж у пластовій воді з інгібітором корозії. Додавання ИСБ-1 протягом 18 місяців випробувань сповільнює процес корозії в 2,2 рази. Протягом часу проведення лабораторних досліджень рН середовища контрольного розчину поступово знижувався (в 1,5 рази порівняно з початковим значенням), тоді як у пластовій воді з інгібітором рН середовища практично не змінився і склав в середньому 4,87.

В [5] наведено результати лабораторних досліджень з вивчення впливу різних хімічних реагентів (деемульгаторів, поверхнево-активних речовин (ПАР) та інгібіторів корозії) на ефективність інгібіторів відкладення солей НТФ, ДПФ-1 і СНПХ-5301. Зокрема, досліджувались деемульгатори дисольван 4411, дипроксамін 157, R-11, прогамін ДЕМ 15/100, проксамін 385, ПАР МЛ-72, МЛ-80 та інгібітори корозії "Север-1", "Нафтохім-3", СНПХ-4601 [6] та інші. Вивчення впливу наведених вище деемульгаторів, поверхнево-активних речовин та інгібіторів корозії на ефективність інгібіторів відкладення солей проводилось за методикою оцінки ефективності інгібіторів відкладення солей, що наведено в [7] (визначається захисний ефект (в %) за різницею мас осадів, що випали із контрольного та інгібірованого зразків розчину хімеагенту в пластовій воді, відібраній з конкретної свердловини).

З результатів цих лабораторних досліджень видно, що деемульгатори негативно впливають на інгібітори відкладення солей (знижують ефективність інгібіторів відкладення солей). Так, деемульгатор проксамін 385 знижує ефективність інгібіторів відкладення солей на 3–6 %, реагент R-11 – на 6–12 %, а реагент прогамін ДЕМ 15/100 – на 2–4 %. На відміну від деемульгаторів, ПАР (МЛ-72, МЛ-80) та інгібітори корозії "Север-1", "Нафтохім-3" і СНПХ-4601 нейтрально або позитивно впливають на процес запобігання відкладення солей та ефективність інгібіторів відкладення солей. ПАР МЛ-72 і МЛ-80 не змінюють захисний ефект інгібіторів відкладення солей (нейтральний вплив), а додавання інгібіторів корозії "Север-1", "Нафтохім-3"

(РД 39–0147103–306–88) призводить до збільшення ефективності інгібіторів відкладення солей на 1 – 4 % (позитивний вплив).

З метою вивчення взаємного впливу інгібіторів корозії (“Азол-5010”, “КорМастер-1035” і СНПХ-1004) та відкладення солей (“Акватек-511М”) в роботі [8] наведено результати експериментів з оцінки зміни ефективності сповільнення відкладення карбонату кальцію і корозійної дії водного середовища на свердловинне обладнання (для умов ООО “РН-Юганскнефтегаз”) за присутності даних хімреагентів у водному середовищі.

Ефективність інгібітору відкладення солей “Акватек-511М” в присутності інгібіторів корозії “КорМастер-1035”, “Азол-5010” і СНПХ-1004 оцінювали по сповільненню відкладення карбонату кальцію на моделях пластової води Приобського родовища ООО “РН-Юганскнефтегаз”, на якому свердловини та нафтопромислове обладнання піддаються інтенсивній дії відкладення солей і корозії. Дослідження з визначення ефективності інгібітору відкладення солей “Акватек-511М” проводили при температурі 40 °С, що є найбільш характерним для нафтопроводних комунікацій та умов пунктів підготовки нафти, на моделях пластової води з різним вмістом осадоутворюючих іонів та різною схильністю пластової води до відкладення карбонату кальцію.

Ефективність інгібування (у відсотках) визначали за формулою:

$$E_{\text{інг.в.с.}} = \frac{C_p - C_x}{C_0 - C_x} \cdot 100, \quad (1)$$

де C_p, C_x, C_0 – вміст катіонів Ca^{2+} в розчині з інгібітором відкладення карбонату кальцію після проведення досліду, в розчині без інгібітору та у вихідному розчині відповідно, мг/л;

$E_{\text{інг.в.с.}}$ – ефективність інгібування, %.

За результатами проведених дослідів зроблено такі висновки:

1) в присутності інгібіторів корозії “Азол-5010”, СНПХ-1004 і “КорМастер-1035” ефективність запобігання відкладення карбонату кальцію інгібітором відкладення солей “Акватек-511М” знижується, причому в присутності інгібітору корозії СНПХ-1004 ефективність інгібування відкладення солей знижується на менше значення порівняно із інгібіторами корозії “Азол-5010” і “КорМастер-1035”. При концентрації хімреагенту “Акватек-511М”, що становить 30 мг/л і вище, для моделі пластової води із вмістом іонів Ca^{2+} 300 мг/л його ефективність перевищує 90 %;

2) в присутності інгібітору корозії “КорМастер-1035” ефективність запобігання відкладення карбонату кальцію реагентом “Акватек-511М” знижується на 49–68 % залежно від складу моделі пластової води;

3) в присутності інгібітору корозії “Азол-5010” ефективність запобігання відкладення карбонату кальцію інгібітором відкладення солей “Акватек-511М” знижується на 35 – 58 % залежно від складу моделі пластової води;

4) зі збільшенням насиченості водного середовища карбонатом кальцію ефективність інгібування відкладення солей в присутності інгібіторів корозії знижується в більшій мірі.

В [8] наведено також результати експериментів з оцінки зміни ефективності інгібіторів корозії “КорМастер-1035”, “Азол-5010”, СНПХ-1004 в присутності інгібітору відкладення солей “Акватек-511М”. Дослідження проводились гравіметричним методом з використанням зразків-свідків, виготовлених із сталі Ст.20 у вигляді прямокутних пластинок розміром $5 \times 1 \times 0,1$ см. Досліджувана концентрація інгібіторів корозії становила 30 мг/л.

Ефективність захисної дії інгібіторів корозії розраховували за формулою:

$$Z_{\text{інг.кор.}} = \frac{V_{\text{к.0.}} - V_{\text{к.}}}{V_{\text{к.0.}}} \cdot 100, \quad (2)$$

де $V_{\text{к.0.}}, V_{\text{к.}}$ – швидкість корозії відповідно у контрольному середовищі (без інгібітору корозії) та інгібірованому середовищі, г/(м²·год);

$Z_{\text{інг.кор.}}$ – ефективність захисної дії інгібітору корозії, %.

З результатів проведених досліджень впливає, що в присутності інгібітору відкладення солей “Акватек-511М” захисна дія інгібіторів корозії, “Азол-5010” і “КорМастер-1035” збільшилась, а СНПХ-1004 – знизилась. Ефективність захисної дії наведених інгібіторів корозії в присутності інгібітору відкладення солей “Акватек-511М” при досліджуваній концентрації становить 71 % для “Азол-5010”, 58 % для “КорМастер-1035” і 66 % – для СНПХ-1004.

Значна кількість публікацій як вітчизняних, так і зарубіжних дослідників присвячена розробці композицій хімреагентів, які би забезпечували захист свердловинного обладнання одночасно від корозії та відкладення солей, за результатами вивчення впливу поверхнево-активних речовин та інгібіторів корозії на ефективність інгібіторів відкладення солей та впливу хімреагентів на ефективність інгібіторів корозії. Зокрема, в [9-10] вказується на те, що композиції водорозчинних поліакрилатів з хімреагентом ОЕДФЦ забезпечують не лише надійний захист сталі від корозії, але і ефективно запобігають відкладенню солей. Крім того, досліджена здатність композиції на основі анавідіна (фосфат полігексаметиленгуанідиний) з лігносульфонатним інгібітором корозії, окислювачем та іншими додатками (композиція ИФХАН-43) значно сповільнювати корозію обладнання і запобігати відкладенню солей. Ця композиція зберігає високі захисні властивості навіть в присутності нафтоводяних або конденсатноводяних емульсій і сірководню, підтверджує те, що композицію ИФХАН-43 можна застосовувати для захисту як обладнання нафтопереробних заводів, так і свердловинного обладнання.

В [11] вказується на те, що ООО “ИНКОР-МЕТ” (Росія, м. Ростов-на-Дону) випускає двофункціональний інгібітор відкладення солей і

корозії ВНПП-ОС-3 (ТУ 2439-015-57518521-05). Хімреагент ВНПП-ОС-3 розроблений для використання в нафтогазовидобувній промисловості для боротьби із відкладеннями солей під час експлуатації нафтових і газових свердловин та захисту обладнання від корозії. Робоча концентрація ВНПП-ОС-3 – 10–50 мг/дм³. При цій концентрації реагент забезпечує ступінь захисту сталі Ст. 3 до 95 % (в розчині 3 % мас. NaCl). ООО “ИНКОРМЕТ” випускає також інгібітор корозії комплексної дії “ФЛОЕТ-ИБ” (ТУ 2458-003-75005788-2004), що призначений для захисту трубопроводів та обладнання нафтових і газових свердловин від корозії в середовищах, що містять сірководень та вуглекислоту, і для боротьби з відкладеннями солей під час експлуатації нафтових і газових свердловин. Інгібітор “ФЛОЕТ-ИБ” може також використовуватись для запобігання асфальтосмолопарафінових відкладень. Рекомендована концентрація хімреагенту “ФЛОЕТ-ИБ” для захисту обладнання свердловин від корозії та запобігання і боротьби з відкладеннями солей становить 50 г/м³.

В [12] наведено характеристику реагенту Корректор (ТУ РБ 29003723.001-99), що являє собою інгібітор корозії та відкладення солей. Як інгібітор корозії реагент має властивості інгібіторів плівкоутворюючого типу, а також анодного і катодного типу. Він адсорбується на поверхні металів і утворює між металом і водою гідрофобну плівку, що перешкоджає проникненню до поверхні металу корозійно-агресивних речовин. Як інгібітор відкладень солей реагент Корректор взаємодіє з уже існуючими відкладеннями солей (накипу), і в результаті проходження реакції обміну та лужного гідролізу він переводить їх із твердого стану в стан шламу, що не злипається і легко вилучається. Постійне додавання інгібітору корозії та відкладення солей Корректор (насосами-дозаторами) або періодичне запомповування його в середовище, де має місце відкладення солей перешкоджає утворенню нових відкладень солей або істотно знижує швидкість їхнього утворення. Виробник реагенту Корректор – ООО АГАТ-АТ (Білорусія). Реагент випускають і постачають споживачам в концентрованому вигляді – з концентрацією 350 – 375 г/л активної діючої речовини.

В [13] наведено характеристику реагенту поліфункціональної дії КИСК (КИСК-1, КИСК-2), що випускається НВО “Агротех” (Росія).

Реагенти КИСК (ТУ 2415-007-76499798-2009) – це інгібітори поліфункціональної дії нового покоління (інгібітори відкладення солей і корозії), основу яких складають композиції органофосфонатів та їх комплексонатів із солями полівалентних металів. Реагент КИСК-1 є комплексним інгібітором відкладення солей і корозії і являє собою водний розчин натрієвих солей органічних фосфонових кислот, серед яких переважають нітрилотриметилфосфонова (НТФ), метилімінодиметилфосфонова (МИДФ) і гексаметилендіамінтетраметилфосфонова (ГМДФ) кислота та їх комплексонатів з цин-

ком. Реагент КИСК-2 є комплексним інгібітором відкладення солей і корозії і являє собою водний розчин натрієвих солей органічних фосфонових кислот, серед яких переважає оксиділендіфосфонова кислота (ОЕДФ) та їх комплексонатів з цинком у композиції із сульфідом натрію.

Поліфункціональність реагенту КИСК визначається властивостями речовин-комплексонів, що входять до його складу:

- адсорбуються на активних центрах мікрозародків солі, що кристалізується, перешкоджають їхньому подальшому росту і запобігають тим самим утворенню відкладень солей (накипу);

- утворюють на поверхні металу захисну плівку, що перешкоджає процесам електрохімічної корозії і піттингоутворенню;

- мають біоцидні властивості і придушують розвиток мікроорганізмів у широкому діапазоні рН середовища.

Реагент КИСК за своєю ефективністю перевершує вітчизняні реагенти ОЕДФ, НТФ, ПАФ-13, ИОМС та їх цинкові солі.

В [14] вказується на те, що для захисту обладнання свердловин від корозії та відкладення солей можуть використовуватись інгібуючі композиції, до складу яких входять азотвмісні піни. Тривалість захисного ефекту після проведення оброблень газоконденсатної або нафтової свердловини цими інгібуючими композиціями в 2,3 – 2,9 рази більша, ніж після оброблення звичайними інгібіторами корозії.

В [15] наведено характеристики інгібіторів корозії, розроблених УкрНДІгаз – “И1” (водорозчинний інгібітор, що містить до 95 % активної речовини), “И2 – И11” (інгібітори, що володіють захисними властивостями за концентрації 1 – 1,5 мг/л), “1 НКО” (водооливорозчинний інгібітор), які в комбінації з поверхнево-активними речовинами та розчинниками можуть використовуватись для захисту свердловин та їх шлейфів від корозії, гідратуутворень і твердих малодисперсних забруднень. Ці реагенти недорогі, нетоксичні, негорючі, нелеткі і не поступаються кращим світовим аналогам.

В [16] наведено умови і технологію застосування складу для одночасного інгібування корозії, запобігання відкладенню солей і асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ) під час експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин, компонентами якого є (мас. %) : інгібітор відкладення солей 1 – 4 (оксиділендіфосфонова або нітрилотриметилфосфонова кислота); інгібітор АСПВ твердого стану 29 – 36 (ИПП-2 сополімер на основі вінілацетату або ИПП-3 сополімер на основі акриламід); інгібітор корозії твердого стану 12 – 18 (ИКБ-4 або ИКБ-2 (ИКБ-6В)); кубовий залишок виробництва первинних амінів C₁₇ – C₂₀ – решта. Особливістю запропонованого складу є те, що він забезпечує високий рівень захисту від корозії свердловинного обладнання, відкладень солей та від АСПВ протягом тривалого часу за різної обводненості пластових флюїдів.

В [17] наведено характеристики і технологію застосування комплексного інгібітору для винесення пластової води, захисту свердловинного обладнання від сірководневої корозії, боротьби з гідрато-утвореннями та відкладеннями солей для умов Оренбурзького ГКР.

В [18] наведено характеристику комплексного інгібітору, розробленого Харківським політехнічним інститутом, до складу якого входять спіновач АО, карбамід (сечовина) та інгібітор гідратоутворення – хлористий кальцій.

В роботі [19] вказується на можливість застосування для одночасного захисту свердловинного обладнання від корозії та відкладення солей композицій, що містять 0,7...0,8 % ПАР неонулу і мікродози інгібіторів відкладення солей біфункціональної дії, що мають комплексні властивості (володіють високою поверхневою активністю, запобігають відкладення солей та інгібують корозійну активність). Композиції ПАР з інгібіторами відкладення солей характеризуються стабільністю за різних термобаричних умов та економічністю.

Виділення невирішеної раніше частини загальної проблеми та постановка завдання. В зв'язку з тим, що в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на родовищах НГВУ "Полтава-нафтогаз" характерні такі ускладнення, як вуглекислотна корозія, гідратоутворення, обводнення свердловин та відкладення солей в умовах високих тисків (5 – 40 МПа) і температур (90 – 120 °С), то виникла необхідність у розробленні комплексного інгібітору для ефективної боротьби з наведеними вище ускладненнями для конкретних умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин (високі тиски, температури, вміст CO₂ в продукції свердловин, ступінь обводнення свердловин – високий водяний фактор та ін.). При розробленні комплексного інгібітору важливою проблемою є обґрунтування таких компонентів комплексного інгібітору, щоб вони при додаванні до розчину не призводили до суттєвого погіршення властивостей інших компонентів (реагентів), що входять до складу комплексного інгібітору. В тому числі, необхідно підібрати та обґрунтувати такі інгібітори відкладення солей, щоб вплив їх на захисну дію інгібіторів корозії був мінімальний, а також підібрати та обґрунтувати такі інгібітори корозії та інші хімреагенти, щоб їх додавання до інгібіторів відкладення солей не призводило до суттєвого зниження їх ефективності.

Вплив інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД досліджувався в роботі [20]. Проте, виникла необхідність розширення досліджень, тобто дослідити більшу кількість реагентів, а саме : інгібітори відкладення солей КТІ-С, поліакрилат натрію, СОНСОЛ-3000 (3003М), інкредол-1 та інгібітори корозії (ПАР) сульфенол, савенол SWP і карбозолін-О.

Викладення основного матеріалу дослідження з обґрунтуванням одержаних наукових результатів. Для вирішення вказаної вище проблеми лабораторією підвищення газоконденсатовилучення із пластів (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) проведено дослідження з обґрунтування найбільш ефективних реагентів з метою розроблення комплексного інгібітору для боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин (в тому числі лабораторні дослідження впливу додавання інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії, а також дослідження впливу інгібіторів корозії та інших хімреагентів на ефективність інгібіторів відкладення солей).

Для запобігання і боротьби з відкладеннями солей у свердловинному обладнанні використовується значна кількість хімреагентів. До інгібіторів відкладення солей, що застосовуються на промислах вже тривалий час, відносяться поліфосфат натрію (ПФН), фосфорований триетаноламін (ФТЕА), нітрилотриметилфосфоновна кислота (НТФ), реагенти КТІ-С, поліакрилат натрію та інші.

Хімреагенти, що почали застосовуватись відносно нещодавно, – це СНПХ, Додіген, Додіскейл, СОНСОЛ-3000, СОНСОЛ-3003М, інкредол-1 та двофункціональні реагенти ОПТИОН-313, ЭКТОСКЕЙЛ-450, АФОН 230-23А, КИСК-1 та інші.

У лабораторії підвищення газоконденсатовилучення із пластів (ІФНТУНГ) проведено дослідження з визначення ступеня захисту інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД окремо і з додаванням до них інгібіторів відкладення солей КТІ-С, поліакрилату натрію, СОНСОЛ-3000 (3003М), інкредол-1. Дослідження проводились гравіметричним і аналітичним методами. При проведенні досліджень за першим методом визначали швидкість корозії (масометричний показник швидкості корозії) K_m (в г/(м² год)), далі визначали ступінь захисту Z_k (у відсотках) і після цього розраховувався глибинний показник швидкості корозії P_k (в м/год) [21]. При проведенні досліджень за аналітичним методом визначали відносну швидкість корозії K_a (в г/(м² год)). І аналогічно, як і для гравіметричного методу, визначали ступінь захисту Z_k і глибинний показник швидкості корозії P_k [21]. Для проведення досліджень використовувались стандартні зразки-свідки, виготовлені із сталі Ст.20 та зразки мінералізованої пластової води із свердловин газових і газоконденсатних родовищ, що розробляються НГВУ "Полтаванфтогаз".

Масометричний показник швидкості корозії розраховувався за формулою:

$$K_m = \frac{m_0 - m}{S \cdot \tau} \cdot 100, \quad (3)$$

де m_0, m – маса вихідного зразка-свідка та зразка-свідка після проведення досліду і вилучення продуктів корозії, г;

S – площа поверхні зразка-свідка, м²;

τ – тривалість проведення досліду, год.

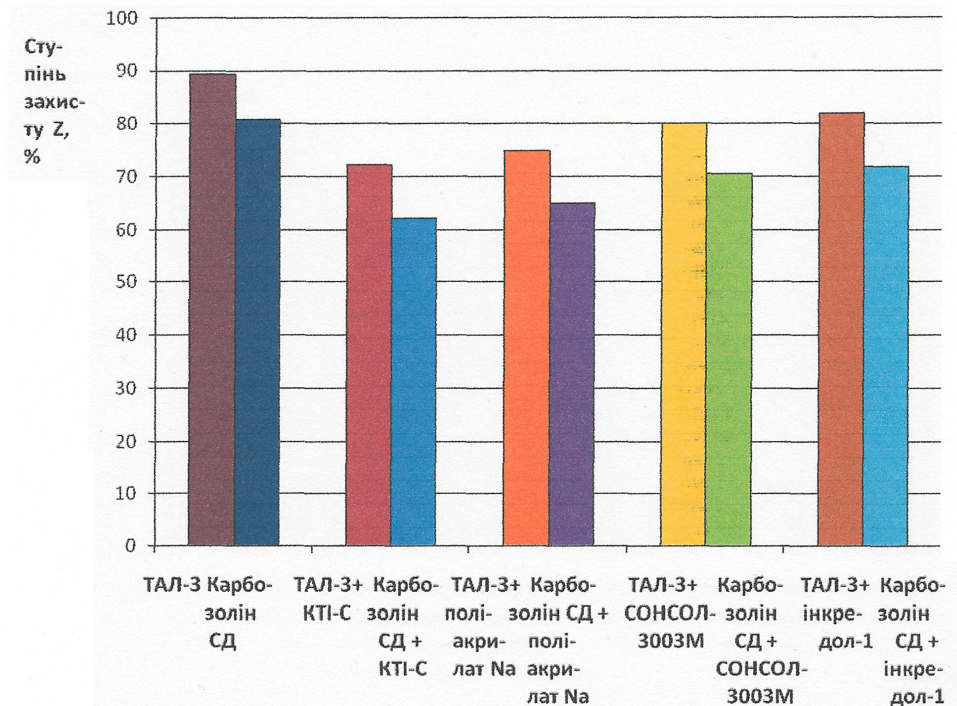


Рисунок 1 – Результати лабораторних досліджень з визначення ступеня захисту інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД при додаванні до них інгібіторів відкладення солей КТИ-С, поліакрилату натрію, СОНСОЛ-3003М та інкредол-1

Ступінь захисту інгібітору корозії $Z_{\text{інг.кор.}}$ розраховували за формулою (2).

Глибинний показник швидкості корозії P_K розраховували за формулою:

$$P_K = \frac{8,76 \cdot K_M}{\rho_M}, \quad (4)$$

де ρ_M – густина металу, g/cm^3 ;
8,76 – перевідний коефіцієнт.

Відносну швидкість корозії K_a визначали за формулою:

$$K_a = \frac{C \cdot Q}{S_k}, \quad (5)$$

де K_a – відносна швидкість корозії, $g/(m^2 \cdot год)$;
 C – загальний вміст іонів заліза в рідинному середовищі, g/l ;

Q – витрата рідини (води, вуглеводневого конденсату) в розрахунковій точці, $l/год$;

S_k – площа поверхні контакту металу з аналізованим рідким середовищем, m^2 .

За результатами проведених досліджень встановлено, що інгібітор відкладення солей КТИ-С знижує ступінь захисту інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозоліну СД (концентрація 0,5 % мас.) на 17,2 і 18,5 % відповідно; інгібітор відкладення солей поліакрилат натрію знижує ступінь захисту ТАЛ-3 і карбозоліну СД на 14,5 і 15,7 % відповідно; інгібітор відкладення солей СОНСОЛ-3003М знижує ступінь захисту ТАЛ-3 і карбозоліну СД на 9,3 і 10,2 % відповідно і додавання інгібітору відкладення солей інкредол-1 знижує ступінь захисту ТАЛ-3 і карбозоліну СД на 7,4 і 8,9 % відповідно.

На рис. 1 зображено результати лабораторних досліджень з визначення ступеня захисту інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД при додаванні до них інгібіторів відкладення солей КТИ-С, поліакрилату натрію, СОНСОЛ-3000 (3003М), інкредол-1.

Отримані результати вказують на те, що для запобігання і боротьби з корозією обладнання та відкладеннями солей під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин доцільно одночасно з інгібіторами корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД застосувати хімреагенти СОНСОЛ-3003М та інкредол-1.

Крім того, проведено лабораторні дослідження з вивчення впливу ПАР (сульфонол і савенол SWP) та інгібіторів корозії ТАЛ-3, карбозолін СД і карбозолін-О на ефективність інгібіторів відкладення солей КТИ-С, поліакрилат натрію та “Коразол-1” (інгібітор двофункціональної дії).

На рис. 2 зображено результати лабораторних досліджень з визначення ефективності інгібіторів відкладення солей КТИ-С, поліакрилат натрію та “Коразол-1” при додаванні до них інгібіторів корозії сульфонолу і савенолу SWP.

За результатами проведених лабораторних досліджень можна зробити висновок, що ПАР сульфонол і савенол SWP зменшують захисний ефект інгібіторів відкладення солей КТИ-С, поліакрилат натрію та Коразол-1” відповідно на 3,6 %, 5,1 % і 7,3 % для сульфонолу і на 2,4 %, 3,7 % і 6,1 % для савенолу SWP, а інгібітори корозії ТАЛ-3, карбозолін СД і карбозолін-О збільшують захисний ефект інгібіторів відкладення солей КТИ-С, поліакрилату натрію та “Коразол-1” відповідно на 3,5%, 7,2%

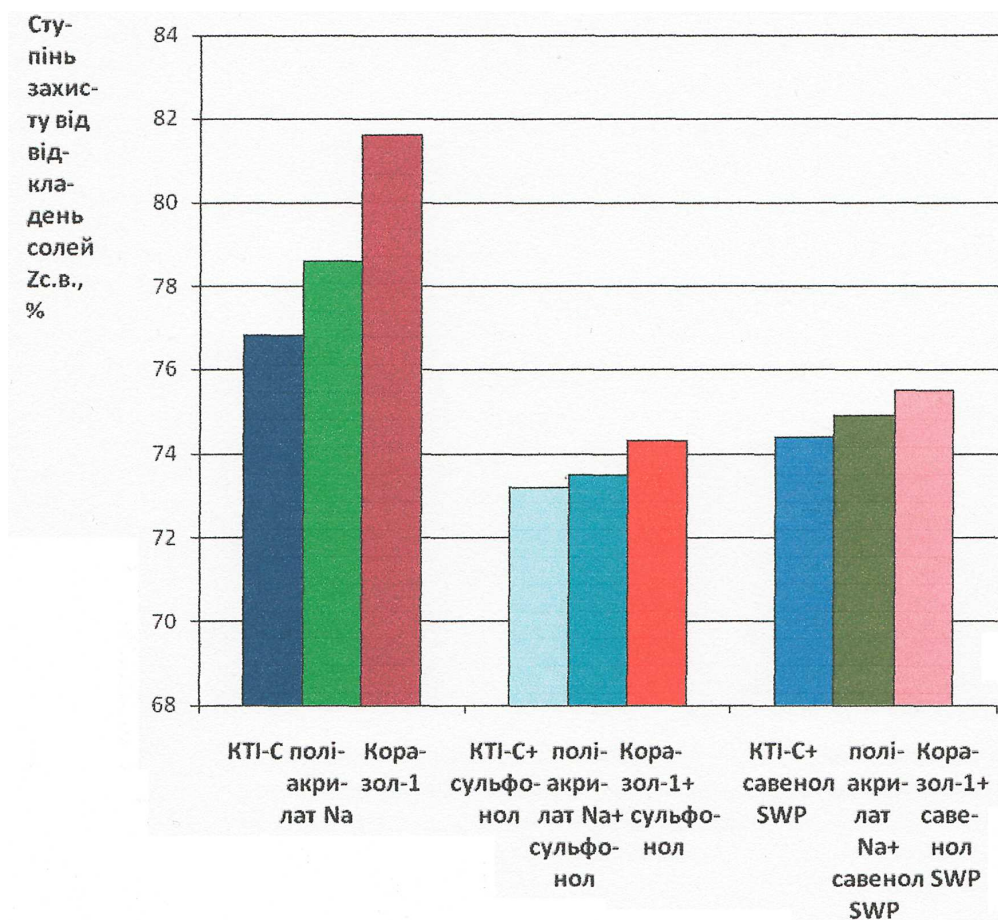


Рисунок 2 – Результати лабораторних досліджень з визначення ефективності інгібіторів відкладення солей КТИ-С, поліакрилату натрію та “Коразолу-1” при додаванні до них інгібіторів корозії сульфону і савенолу SWP

і 5,4 % (середні значення для трьох інгібіторів корозії). Це вказує на те, що найбільш ефективними композиціями при розробленні комплексного інгібітору є, в першу чергу, інгібітор корозії карбозолін СД і “Коразол-1”, а також ПАР савенол SWP та інгібітор відкладення солей поліакрилат натрію.

Висновки з даного дослідження і перспективи подальшої роботи у даному напрямку. При розробленні комплексних інгібіторів необхідно дотримуватись вимоги: необхідно підібрати такі інгібітори відкладення солей, щоб вплив їх на захисну дію інгібіторів корозії був мінімальним, тобто необхідно виявити і обґрунтувати такі компоненти комплексного інгібітору, щоб вони при додаванні до розчину не призводили до суттєвого погіршення властивостей інших компонентів (реагентів), що входять до складу цього комплексного інгібітору. Вирішення цієї проблеми неможливе без лабораторних досліджень впливу додавання інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії, а також дослідження впливу інгібіторів корозії та інших хімічних реагентів (ПАР) на ефективність інгібіторів відкладення солей.

За результатами проведених досліджень встановлено, що для запобігання і боротьби з корозією обладнання та відкладеннями солей

під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин доцільно одночасно з інгібіторами корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД застосувати хімічні реагенти СОНСОЛ-3003М та інкредол-1.

Другим важливим висновком, зробленим за результатами проведених лабораторних досліджень з вивчення впливу ПАР та інгібіторів корозії на ефективність інгібіторів відкладення солей КТИ-С, поліакрилат натрію та “Коразол-1”, є те, що ефективними композиціями з-поміж випробуваних нами хімічних реагентів при розробленні комплексного інгібітору є, в першу чергу, ПАР савенол SWP та інгібітор відкладення солей поліакрилат натрію, а також інгібітор корозії карбозолін СД і “Коразол-1”.

Лабораторні дослідження з вивчення впливу додавання інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії, а також дослідження впливу інгібіторів корозії та інших хімічних реагентів (ПАР) на ефективність інгібіторів відкладення солей дають змогу пришвидшити і оптимізувати процес розроблення комплексних інгібіторів.

В подальших дослідженнях передбачається розширити асортимент можливих хімічних реагентів для створення комплексного інгібітору і провести дослідно-промислові випробування розроблених комплексних інгібіторів.

Література

- 1 Шарипов А.Х. Анализ ингибиторной защиты / А.Х.Шарипов // Газ. пром-сть. – 1990. – № 2. – С. 47 – 49.
- 2 Воробьёв А.П. Ингибиторная защита на нефтяных месторождениях и повышение её эффективности / А.П.Воробьёв, Ю.В.Фёдоров, Г.Р.Ольхов // Науч.-произв. достиж. нефт. пром-сти в нов. условиях хозяйствования. Трансп. нефти, защита от коррозии и охрана окруж. среды. – 1989. – № 2. – С. 11 – 13.
- 3 Легезин Н.Е. Ингибиторы коррозии в процессах добычи и внутрипромыслового транспорта газа / Н.Е.Легезин. // Разраб. газоконденсат. месторожд. : Междунар. конф., Краснодар, 29 мая – 2 июня, 1990: Докл. Секц. 5. – Краснодар, 1990. – С. 29 – 33.
- 4 Антипин Ю.В. Влияние ингибитора отложения солей на коррозию насосно-компрессорных труб / Ю.В.Антипин, Н.Л.Виноградова, О.И.Целиковский // Пробл. нефти и газа : Тез. докл. респ. науч.-техн. конф. Башк. обл. правл. науч.-техн. о-ва работн. нефт. и газ. пром-сти. Уфим. нефт. ин-т. – Уфа, 1990. – С. 17 – 18.
- 5 Сучков Б.М. Интенсификация работы скважин. / Б.М.Сучков. – Москва–Ижевск: НИЦ “Регулярная и хаотическая динамика”; Институт компьютерных исследований, 2007. – 612 с.
- 6 Тудрий Г.А. Новый реагент комплексного действия СНПХ-4601 / [Г.А.Тудрий, Н.И.Рябинина, А.С.Назмутдинова и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 4. – С. 67.
- 7 Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего / Г.З.Ибрагимов, В.А.Сорокин, Н.И.Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
- 8 О совместимости ингибиторов в процессах добычи нефти / С.С.Ситдинов, А.Г.Телин, В.В.Рагулин и др. // Научно-технический вестник ОАО “НК “Роснефть”. – 2012. – № 1. – С. 34 – 36.
- 9 Ингибирование коррозии низкоуглеродистой стали в мягких водах анавидином / А.А.Чиркунов, Ю.И.Кузнецов, В.П.Томин. // Коррозия: материалы, защита. – 2007. – № 4. – С. 18 – 23.
- 10 Защита низкоуглеродистой стали в водных растворах лигносульфонатными ингибиторами / А.А.Чиркунов, Ю.И.Кузнецов, М.А.Гусакова // Защита металлов. – 2007. – Т. 43. – № 4. – С. 396 – 401.
- 11 <http://www.inkormet.ru/protection.htm>.
- 12 Принцип работы реагента Копректор. <http://agat-at-net.ru/news/2012-05-23/novost-4>.
- 13 Ингибиторы коррозии и солеотложений. http://isestais.ucoz.ua/news/ingibitory_korrozii/2013-02-06-88.
- 14 Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен / Р.Ф.Габдуллин, Р.Р.Мусин, Ю.В.Антипин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. С. 102 – 105.
- 15 Васильченко А.А. Комплект ингибиторов коррозии / А.А.Васильченко, М.В.Боровик // Науч.-техн. сб. – 1996. – № 11 – 12. – С. 67 – 68. Сер. Геол., бурение, разраб. и эксплуат. газ. и газоконденсат. месторожд. на суше и на шельфе.
- 16 А.с 1543052 СССР. МКИ⁴ Е 21 В 37/06, С 09 К 3/00, С 23 Р 11/08. Состав для обработки обводнённых пластовых флюидов / Лялина Л.Б., Исаев М.Г., Южанинов П.М., Черкасов А.Д., Рунец С.А.; Перм. к-и. и проект. ин-т нефт. пром-сти. – № 4298497/23-03; заявл. 08.07.87; опубл. 15.02.90, Бюл. № 6.
- 17 Петришак В.С. Совершенствование технологии эксплуатации обводнённых газовых скважин в условиях солеотложений и сероводородной коррозии газопромыслового оборудования (на примере Оренбургского газоконденсатного месторождения): дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. : 05.15.06 (Скважинная разработка нефтегазовых месторождений) / Петришак Василий Степанович. – Ивано-Франковск, 1986. – 208 с.
- 18 Технологическая инструкция на приготовление и применение комплексного ингибитора. – Харьков: ХПИ им. В.И.Ленина, 1988. – 125 с.
- 19 Лабораторные исследования комплексной технологии повышения нефтеотдачи пластов и ингибирования солеотложений / Гусев С.В., Салмин А.В., Коваль Я.Г., Валиева К.А., Гусев А.В., Кольчугин И.С., Балакин В.М. // Нефт. и газ. пром-сть. Сер. Нефтепромысл. дело. – 1992. – № 5. – С. 14 – 17.
- 20 Псюк М.О. Дослідження впливу інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД. / М.О.Псюк // Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі : Міжнародна науково-технічна конференція, Івано-Франківськ, 3 – 6 жовтня 2012 р. : тези доповідей. – Івано-Франківськ, 2012. – С. 277 – 279.
- 21 Саакян Л.С. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии : Справочник рабочего / Л.С.Саакян, А.П.Ефремов, И.А.Соболева и др. – М.: Недра, 1985. – 206 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

02.09.13

Рекомендована до друку

канд. техн. наук **Марчук Ю.В.**

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

професором **Дорошенко В.М.**

(Управління геології і розробки родовищ нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)

ВДОСКОНАЛЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ДВООПОРНИХ НЕОРІЄНТОВАНИХ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

І. І. Чудик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727137,
e-mail: chudoman@ukr.net

Розглядаються важливі питання підвищення техніко-економічних показників буріння нафтових і газових свердловин за рахунок вдосконалення технічних засобів і науково-методичних основ їх проектування і вибору. Охарактеризовано вплив конструктивних параметрів неорієнтованих компоновок низу бурильної колони з двома опорно-центрувальними елементами на статичні характеристики її взаємодії з вибоєм та стінками свердловини. Проаналізовано світовий досвід вирішення питань проектування, вибору і експлуатації неорієнтованих компоновок низу бурильної колони з двома опорно-центрувальними елементами. Визначено основні підходи і методики, які використовуються при проектуванні неорієнтованих компоновок низу бурильної колони з двома центраторами і критерії, що є визначальними при їх виборі для різних задач спрямованого буріння. Досліджено процес впливу на статичні характеристики взаємодії елементів неорієнтованої компоновки низу бурильної колони вала шпинделя вибійного двигуна. За результатами аналітичних досліджень на прикладі двоопорних конструкцій компоновок встановлено, що врахування в аналітичній схемі взаємодії нижньої частини бурильної колони з вибоєм і стінками свердловини різних за розмірами елементів компоновки, незалежно від їх довжини, ваги і жорсткості на згин, впливає на статичні характеристики їх взаємодії із стінками свердловини, а саме: на відхиляючу силу на долоті, кут його повороту і сили притискування центрувальних елементів до стінок свердловини.

Ключові слова: бурильна колона, проектування, сила, вісь, опір, свердловина

Рассматриваются важные вопросы повышения технико-экономических показателей бурения скважин за счет совершенствования технических средств и научно-методических основ их проектирования и выбора. Охарактеризованы влияние конструктивных параметров неориентированных компоновок низа бурильной колонны с двумя опорно-центрировочными элементами на статические характеристики ее взаимодействия с забоем и стенками скважины. Проанализированы мировой опыт решения вопросов проектирования, выбора и эксплуатации неориентированных компоновок низа бурильной колонны с двумя опорно-центрировочными элементами. Определены основные подходы и методики, используемые при проектировании неориентированных компоновок низа бурильной колонны с двумя центраторами и критерии, которые являются определяющими при их выборе для различных задач направленного бурения. Исследован процесс влияния на статические характеристики взаимодействия элементов неориентированной компоновки низа бурильной колонны вала шпинделя забойного двигателя. По результатам аналитических исследований на примере двухопорной конструкции компоновок установлено, что учет в аналитической схеме взаимодействия нижней части бурильной колонны с забоем и стенками скважины различных по размерам элементов компоновки, независимо от их длины, веса и жесткости на изгиб, влияет на статические характеристики их взаимодействия с стенками скважины, а именно: на отклоняющую силу на долоте, угол его поворота и силы прижима центрирующих элементов к стенкам скважины.

Ключевые слова: бурильная колонна, проектирование, сила, ось, сопротивление, скважина

The article deals with the important issues of increasing technical and economic parameters of drilling oil and gas wells by improving facilities and scientific and methodological bases of their design and choice. The influence of structural parameters of undirected bottom hole assembly with two supporting and centering elements onto the static characteristics of its interaction with the well bottom and walls has been characterized. International experience of resolving such issues as design, selection and operation of undirected bottom hole assembly with two supporting and centering elements has been analyzed. The main approaches and techniques used for designing of undirected bottom hole assembly with two centralizers and criteria that are essential for their selection for different directional drilling tasks have been determined. The process of bottom hole drive shaft influence onto the static characteristics of the undirected bottom hole assembly elements interaction has been studied. The results of analytical studies on the example of two-support undirected bottom hole assembly have shown that taking into account the bottom hole assembly interaction with well bottom and walls of different bottom hole assembly element sizes, regardless their length, weight and bending stiffness in the analytical scheme affects the static characteristics of their interaction with the walls of the well, namely the bit deflection force, its rotation angle and centering elements pressing force to the walls of the well.

Key words: drill string, designing, force, axis, resistance, well

Вступ. Сучасні темпи економічного, науково-технічного та соціального розвитку людства зумовили різке підвищення попиту на нафту й газ і збільшили об'єми їх споживання. Першочергово освоювалися ті родовища, на яких в найкоротші терміни розгорталися бурові роботи і розпочиналося видобування вуглевод-

нів із продуктивних покладів з максимальною віддачею. Це поступово призвело до зростання кількості розроблених і вичерпаних родовищ. З часом їх кількість збільшилася та зросли глибини залягання нафти і газу. Необхідність розгортання бурових робіт постала в рекреаційних зонах, морських акваторіях, зонах континента-

льного шельфу, на родовищах скупчення покладів вугільного і сланцевого газу. При цьому основним шляхом вирішення проблем, пов'язаних із їх розробкою, залишилося буріння похило-скерованих свердловин. При бурінні ПСС найбільш відповідальним етапом із циклу її будівництва є дотримання заданої траєкторії. Воно забезпечується використанням спеціальних технічних засобів – неорієнтованих компонок низу бурильної колони (КНБК).

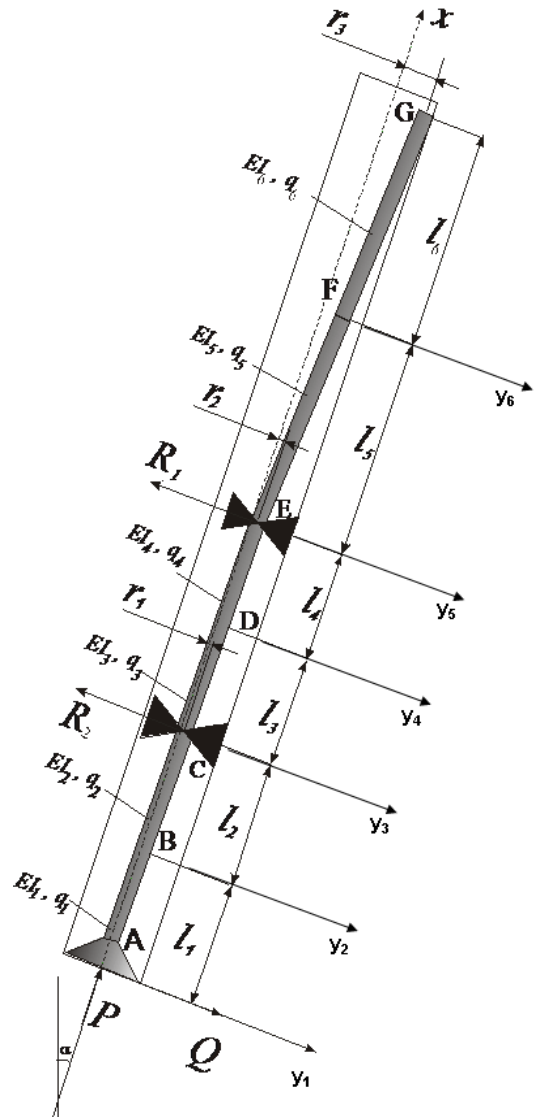
Аналіз стану проблеми. В практиці буріння ПСС широкого розповсюдження набули неорієнтовані КНБК з двома опорно-центруючими елементами (ОЦЕ). Їх використовують для управління зенітним кутом та стабілізації азимута стовбура таких свердловин. При цьому, від них вимагається велика ефективність і надійність в роботі, що залежить, насамперед, від конструктивних параметрів елементів компоновки. Тому для досягнення того чи іншого результату при бурінні ПСС слід підбирати компоновку, враховуючи реальну її конструкцію. В роботах [1-4 і ін.], які присвячені розрахунку неорієнтованих КНБК їх математичні моделі, є спрощеними і узагальненими. Тому є необхідність розробки математичної моделі розрахунку КНБК з врахуванням їх деталізованої конструкції і умов роботи в стовбурі свердловини. Це дозволить здійснювати правильний вибір діаметрів центраторів і місця їх встановлення для вирішення тієї чи іншої задачі. Тому проблема вдосконалення методу проектування неорієнтованих КНБК є актуальною і потребує подальшого розвитку.

Для реалізації цієї актуальної задачі ставиться *мета роботи*, яка полягає у підвищенні ефективності буріння свердловин шляхом вдосконалення методики проектування двоопорних неорієнтованих КНБК. При цьому *об'єктом дослідження* є неорієнтована двоопорна КНБК, а *предметом дослідження* – статичні характеристики взаємодії її елементів з вибоєм та стінками свердловини. *Методи дослідження* призначені для реалізації поставленої мети дослідження є теорія пружності, математичне моделювання і програмування.

Реалізація поставленої мети. Розглянемо неорієнтовану двоопорну КНБК, яка розташована в похило-спрямованому стовбурі свердловини, (рис. 1). Її розрахункова схема складається із шести ділянок різної ваги погонного метра та жорсткості на згин, на межі контакту 2 – і і 3 – і і 4 – і та 5 – і яких встановлено центратори. Крива *ABCDEF*GF представляє собою пружну вісь компоновки, де точка *A* відповідає долоту, *B*, *D* і *F* – точкам спряження ділянок різної жорсткості, *C* і *E* – місця встановлення центраторів і *G* – верхній точці дотику КНБК зі стінкою свердловини.

Окрім того, приймається, що:

- стінки свердловини не деформуються і є прямолінійними;
- центр долота і стовбура свердловини знаходяться в одній точці;



- q_i – вага погонного метра ділянок КНБК;
- EI_i – жорсткість на згин ділянок КНБК;
- Q – відхиляюча сила на долоті;
- P – осьова сила на долоті;
- R_i – реакції на ОЦЕ;
- r_1, r_2 – радіальні зазори між ОЦЕ і стінками свердловини;
- r_3 – радіальний зазор між елементами КНБК і стінками свердловини в верхній точці контакту низу бурильної колони зі стовбуром свердловини

Рисунок 1 – Розрахункова схема неорієнтованої КНБК із двома ОЦЕ

- відцентрові сили відсутні за рахунок невеликих швидкостей обертання бурильної колони при роторному способі буріння; їх відсутність спостерігається у разі використання вибійних двигунів;
- згин колони відбувається в одній площині (за рахунок неперпендикулярності свердловини); у місцях контакту КНБК зі стінкою свердловини відсутні сили тертя;
- ОЦЕ не зношуються і розглядаються як точкові опори.

$$r_1 = r_2 = \frac{D_D - D_{OP}}{2}; \quad (1)$$

$$r_3 = \frac{D_D - D_G}{2}, \quad (2)$$

де D_D – діаметр долота;

D_{OP} – діаметр опори (центратора чи калібратора);

D_G – зовнішній діаметр елемента КНБК у точці G ;

α – zenітний кут нахилу осі свердловини.

Аналiтичне дослідження сил, що впливають на викривлення свердловини у випадку використання ступінчастих двоопорних КНБК за рахунок великих значень zenітного кута, зводиться до розрахунку плоскої задачі методом диференціальних рівнянь. Згідно наведеної розрахункової схеми (рис. 1), отримуємо такі диференціальні рівняння.

Для ділянки АВ:

$$EI_1 \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -P y_1(x_1) + Q x_1 + \frac{q_1 x_1^2 \sin(\alpha)}{2}. \quad (3)$$

Для ділянки ВС:

$$EI_2 \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -[P - q_1 l_1 \cos(\alpha)] y_2(x_2) + Q(l_1 + x_2) + \left(\frac{q_1 l_1^2}{2} + q_1 l_1 x_2 + \frac{q_2 x_2^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (4)$$

Для ділянки CD:

$$EI_3 \frac{d^2 y_3}{dx_3^2} = - \left[P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha) \right] y_3(x_3) + Q \left(\sum_{i=1}^2 l_i + x_3 \right) - R_2 x_3 + \left(\sum_{i=1}^2 \frac{q_i l_i^2}{2} + x_3 \sum_{i=1}^2 q_i l_i + q_1 l_1 l_2 + \frac{q_3 x_3^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (5)$$

Для ділянки DE:

$$EI_4 \frac{d^2 y_4}{dx_4^2} = - \left[P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha) \right] y_4(x_4) + Q \left(\sum_{i=1}^3 l_i + x_4 \right) - R_2 (l_3 + x_4) + \left(\sum_{i=1}^3 \frac{q_i l_i^2}{2} + x_4 \sum_{i=1}^3 q_i l_i + q_1 l_1 \sum_{i=2}^3 l_i + q_2 l_2 l_3 + \frac{q_4 x_4^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (6)$$

Для ділянки DE:

$$EI_5 \frac{d^2 y_5}{dx_5^2} = - \left[P - \sum_{i=1}^4 q_i l_i \cos(\alpha) \right] y_5(x_5) + Q \left(x_5 + \sum_{i=1}^4 l_i \right) - R_1 x_5 - R_2 \left(x_5 + \sum_{i=3}^4 l_i \right) + \left(\sum_{i=1}^4 \frac{q_i l_i^2}{2} + l_3 \sum_{i=1}^2 q_i l_i + l_4 \sum_{i=1}^3 q_i l_i + x_5 \sum_{i=1}^4 q_i l_i + q_1 l_1 l_2 + \frac{q_5 x_5^2}{2} \right) \sin(\alpha); \quad (8)$$

Для ділянки FG:

$$EI_6 \frac{d^2 y_6}{dx_6^2} = - \left[P - \sum_{i=1}^5 q_i l_i \cos(\alpha) \right] y_6(x_6) + Q \left(x_6 + \sum_{i=1}^5 l_i \right) - R_1 (x_6 + l_5) - R_2 \left(x_6 + \sum_{i=3}^5 l_i \right) + \left(\sum_{i=1}^5 \frac{q_i l_i^2}{2} + l_3 \sum_{i=1}^2 q_i l_i + l_4 \sum_{i=1}^3 q_i l_i + x_6 \sum_{i=1}^5 q_i l_i + l_5 \sum_{i=1}^4 q_i l_i + q_1 l_1 l_2 + \frac{q_6 x_6^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (9)$$

Двічі проінтегрувавши диференціальні рівняння (3)–(9), отримуємо функції зміни величини прогинів осі КНБК відносно осі свердловини на всіх шести відповідних ділянках:

$$y_1(x) = A_1 \sin(k_1 x_1) + A_2 \cos(k_1 x_1) + \frac{Q x_1}{P} + \left(\frac{q_1 x_1^2}{2P} - \frac{q_1}{k_1^2 P} \right) \sin(\alpha); \quad (10)$$

$$y_2(x) = B_1 \sin(k_2 x_2) + B_2 \cos(k_2 x_2) + \frac{Q(x_2 + l_1)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} + \frac{\frac{q_2 x_2^2}{2} + \frac{q_1 l_1^2}{2} + q_1 l_1 x_2 - \frac{q_2}{k_2^2}}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} \sin(\alpha); \quad (11)$$

$$y_3(x_3) = C_1 \sin(k_3 x_3) + C_2 \cos(k_3 x_3) + \left\{ Q \left(x_3 + \sum_{i=1}^2 l_i \right) - R_2 x_3 + \left[\sum_{i=1}^2 \frac{q_i l_i^2}{2} + x_3 \sum_{i=1}^2 q_i l_i + \frac{q_3 x_3^2}{2} + q_1 l_1 l_2 - \frac{q_3}{k_3^2} \right] \sin(\alpha) \right\} \times \left\{ P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha) \right\}^{-1}; \quad (12)$$

$$y_4(x_4) = D_1 \sin(k_4 x_4) + D_2 \cos(k_4 x_4) + \frac{Q(x_4 + \sum_{i=1}^3 l_i) - R_2(x_4 + l_3)}{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)} + \left\{ \sum_{i=1}^3 \frac{q_i l_i^2}{2} + q_1 l_1 \sum_{i=2}^3 l_i + x_4 \sum_{i=1}^3 q_i l_i + q_2 l_2 l_3 + \frac{q_4 x_4^2}{2} - \frac{q_4}{k_4^2} \right\} \times \left\{ P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha) \right\}^{-1} \times \sin(\alpha); \quad (13)$$

$$y_5(x_5) = E_1 \sin(k_5 x_5) + E_2 \cos(k_5 x_5) + \frac{Q(x_5 + \sum_{i=1}^4 l_i) - R_1 x_5 - R_2(x_5 + \sum_{i=3}^4 l_i)}{P - \sum_{i=1}^4 q_i l_i \cos(\alpha)} + \left\{ \sum_{i=1}^4 \frac{q_i l_i^2}{2} + q_1 l_1 l_2 + l_3 \sum_{i=1}^2 q_i l_i + l_4 \sum_{i=1}^3 q_i l_i + x_5 \sum_{i=1}^4 q_i l_i + \frac{q_5 x_5^2}{2} - \frac{q_5}{k_5^2} \right\} \times \left\{ P - \sum_{i=1}^4 q_i l_i \cos(\alpha) \right\}^{-1} \times \sin(\alpha); \quad (14)$$

$$y_6(x_6) = F_1 \sin(k_6 x_6) + F_2 \cos(k_6 x_6) + \frac{Q(x_6 + \sum_{i=1}^5 l_i) - R_1(x_6 + l_5)}{P - \sum_{i=1}^5 q_i l_i \cos(\alpha)} - R_2(x_6 + \sum_{i=3}^5 l_5) + \left(\sum_{i=1}^5 \frac{q_i l_i^2}{2} + l_3 \sum_{i=1}^2 q_i l_i + l_4 \sum_{i=1}^3 q_i l_i \right) \sin(\alpha) + \frac{(l_5 \sum_{i=1}^4 q_i l_i + x_6 \sum_{i=1}^5 q_i l_i + q_1 l_1 l_2 + \frac{q_6 x_6^2}{2} - \frac{q_6}{k_6^2}) \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^5 q_i l_i \cos(\alpha)}. \quad (15)$$

Функції, що описують зміну величин кутів повороту осі КНБК відносно осі свердловини для кожної з її ділянок, відповідно записуються:

$$y_1^I(x_1) = A_1 k_1 \cos(k_1 x_1) - A_2 k_1 \sin(k_1 x_1) + \frac{Q}{P} + \frac{q_1 x_1}{P} \sin(\alpha); \quad (16)$$

$$y_2^I(x_2) = B_1 k_2 \cos(k_2 x_2) - B_2 k_2 \sin(k_2 x_2) + \frac{Q + (q_1 l_1 + q_2 x_2) \sin(\alpha)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)}; \quad (17)$$

$$y_3^I(x_3) = C_1 k_3 \cos(k_3 x_3) - C_2 k_3 \sin(k_3 x_3) + \frac{Q - R_2 + (\sum_{i=1}^2 q_i l_i + q_3 x_3) \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)}; \quad (18)$$

$$y_4^I(x_4) = D_1 k_4 \cos(k_4 x_4) - D_2 k_4 \sin(k_4 x_4) + \frac{Q - R_2 + (\sum_{i=1}^3 q_i l_i + q_4 x_4) \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)}; \quad (19)$$

$$y_5^I(x_5) = E_1 k_5 \cos(k_5 x_5) - E_2 k_5 \sin(k_5 x_5) + \frac{Q - R_1 - R_2 + (\sum_{i=1}^4 q_i l_i + q_5 x_5) \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^4 q_i l_i \cos(\alpha)}; \quad (20)$$

$$y_6^I(x_6) = F_1 k_6 \cos(k_6 x_6) - F_2 k_6 \sin(k_6 x_6) + \frac{Q - R_1 - R_2 + (\sum_{i=1}^5 q_i l_i + q_6 x_6) \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^5 q_i l_i \cos(\alpha)}. \quad (21)$$

Функції, що описують зміну величин згинальних моментів по осі КНБК, для кожної з її ділянок записуються так:

$$M_1(x_1) = \left[-A_1 k_1^2 \sin(k_1 x_1) - A_2 k_1^2 \cos(k_1 x_1) + \frac{q_1}{P} \sin(\alpha) \right] EI_1; \quad (22)$$

$$M_2(x_2) = \left[-B_1 k_2^2 \sin(k_2 x_2) - B_2 k_2^2 \cos(k_2 x_2) + \frac{q_2 \sin(\alpha)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} \right] EI_2; \quad (23)$$

$$M_3(x_3) = \left[-C_1 k_3^2 \sin(k_3 x_3) - C_2 k_3^2 \cos(k_3 x_3) + \frac{q_3 \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)} \right] EI_3; \quad (24)$$

$$M_4(x_4) = \left[-D_1 k_4^2 \sin(k_4 x_4) - D_2 k_4^2 \cos(k_4 x_4) + \frac{q_4 \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)} \right] EI_4 ; \quad (25)$$

$$M_5(x_5) = \left[-E_1 k_5^2 \cos(k_5 x_5) - E_2 k_5^2 \sin(k_5 x_5) + \frac{q_5 \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^4 q_i l_i \cos(\alpha)} \right] EI_5 ; \quad (26)$$

$$M_6(x_6) = \left[-F_1 k_6^2 \cos(k_6 x_6) - F_2 k_6^2 \sin(k_6 x_6) + \frac{q_6 \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^5 q_i l_i \cos(\alpha)} \right] EI_6 , \quad (27)$$

де $A_b, B_b, C_b, D_b, E_b, F_b$ – сталі інтегрування;
 k_i – коефіцієнти, які залежать від осьової сили на долоті та жорсткості на згин елементів КНБК [5].

Взаємодія неорієнтованих двоопорних КНБК із вибоєм та стінками свердловини характеризується такими граничними умовами:

- при $x_1=0$ $y_1(0)=0$;
- при $x_1=l_1$ і $x_2=0$ $y_1(l_1)=y_2(0)$ та $y_1'(l_1)=y_2'(0)$;
- при $x_2=l_2$ і $x_3=0$ $y_2(l_2)=r_1$, $y_3(0)=r_1$ та $y_2'(l_2)=y_3'(0)$;
- при $x_3=l_3$ і $x_4=0$ $y_3(l_3)=y_4(0)$ та $y_3'(l_3)=y_4'(0)$;
- при $x_4=l_4$ і $x_5=0$: $y_4(l_4)=r_2$, $y_5(0)=r_2$ та $y_4'(l_4)=y_5'(0)$;
- при $x_5=l_5$ і $x_6=0$ $y_5(l_5)=y_6(0)$ та $y_5'(l_5)=y_6'(0)$;
- при $x_6=l_6$ $y_6(l_6)=r_3$, $y_6'(l_6)=0$, $y_6(l_6)=0$.

Згідно з граничними умовами:

- r_1, r_2 – радіальні зазори між 1-ою та 2-ою опорами і стінками свердловини (1);
- r_3 – радіальний зазор між елементом КНБК і стінкою свердловини в точці G (2).

Вихідними даними для розв'язання системи рівнянь є:

- діаметри долота та ОЦЕ;
- зенітний кут нахилу осі свердловини;
- осьова сила на долоті (осьове навантаження);
- довжини, вага погонного метра і жорсткості на згин кожної з ділянок низу бурильної колони.

Розв'язком даної задачі є значення невідомих величин, основними з яких є: Q, R_1, R_2, l_6 та постійні інтегрування $A_b, B_b, C_b, D_b, E_b, F_b$. Отримані значення дають можливість обчислити також значення прогинів та кутів повороту пружної осі КНБК по відношенню до осі свердловини.

Одним із основних питань, яке цікавило автора досліджень, є виявлення впливу на силові параметри взаємодії елементів неорієнтованих двоопорних компоновок з вибоєм та стін-

ками свердловини окремих невеликих ділянок (вал шпинделя вибійного двигуна), які не враховувалися в роботах [1-4].

За результатами проведених аналітичних і експериментальних [6] досліджень за наведеним підходом відхиляючої сили на долоті для КНБК з двома ОЦЕ було встановлено (рис. 2), що наявність вала шпинделя вибійного двигуна теж впливає на Q . При відстані між опорами 6 – 14 м вдосконалення аналітичної схеми дослідження КНБК зумовлює збільшення відхиляючої сили на долоті на 9%. Зростання довжини компоновки за рахунок зміни місця розташування верхнього ОЦЕ зменшує вплив вала шпинделя вибійного двигуна на Q до 2% і вказує на недоцільність врахування ділянок малої довжини при розрахунку КНБК із двома опорами.

Подальші дослідження довели, що для КНБК з двома ОЦЕ врахування в її математичній моделі вала шпинделя вибійного двигуна також вносить зміни в значення реакцій на нижній (рис. 3) та верхній опорах (рис.3), зокрема при збільшенні віддалі ними. Як бачимо, реакція на ОЦЕ за наявності в КНБК вала шпинделя вибійного двигуна, визначена на основі розв'язку диференціальних рівнянь, є меншою від результатів експерименту [6] на величину 5%, а без вала – більшою на 9%. З цього випливає, що наявність вала шпинделя вибійного двигуна не так суттєво впливає на зміну величини R , як на відхиляючу силу на долоті.

На верхньому ОЦЕ сила R його взаємодії із стінкою свердловини відрізняється від результатів експериментальних досліджень [6] з максимальною величиною різниці 13%. Причому наявність вала шпинделя вибійного двигуна практично не впливає на її зміну.

Як бачимо за мінімальної відстані між центрувальними пристроями, при якій відбувається взаємодія нижнього ОЦЕ із стінками свердловини, результати аналітичних досліджень практично збігаються між собою і з експериментальними даними [6]. При збільшенні відстані між ОЦЕ різниця зростає і є максимальною в момент дотику компоновки із нижньою стінкою свердловини.

Максимальне значення цієї реакції на верхньому ОЦЕ відповідає моменту, коли КНБК між центраторами прогинається і лягає на нижню стінку свердловини. Така тенденція до зміни реакції на верхньому ОЦЕ є характерною і для одноопорних КНБК. Сила спочатку спадає, і при деякій відстані між ОЦЕ вона стає мінімальною, а потім далі зростає і стає максимальною за рахунок збільшення довжини КНБК тоді, коли між центрувальними пристроями появляється ще одна точка контакту за рахунок провисання.

Величина відхиляючої сили на долоті не є єдиним критерієм оцінки тенденції викривлення стовбура свердловини при бурінні неорієнтованими КНБК. Значною мірою на викривлення стовбура впливає кут повороту долота [3]. Для оцінки ефективності впливу наявності вала шпинделя вибійного двигуна в аналітичній

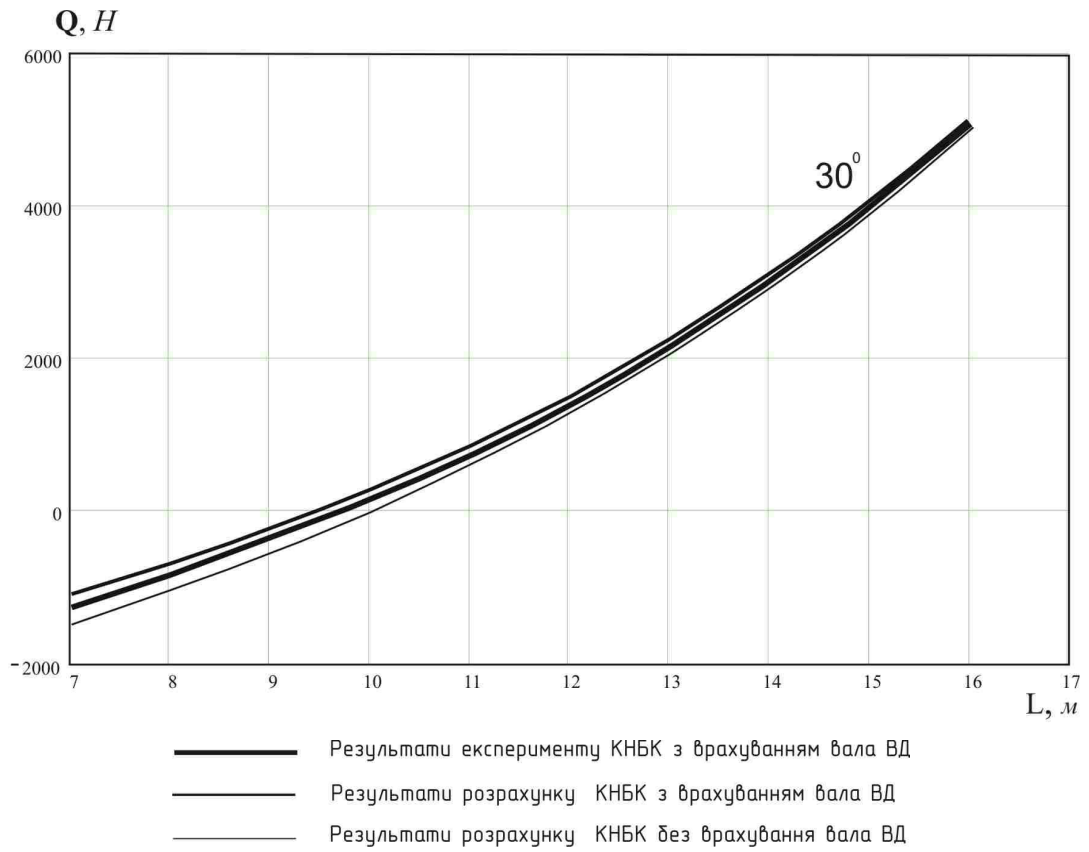


Рисунок 2 – Залежність зміни відхиляючої сили на долоті від відстані між долотом та ОЦЕ для двоопорної КНБК

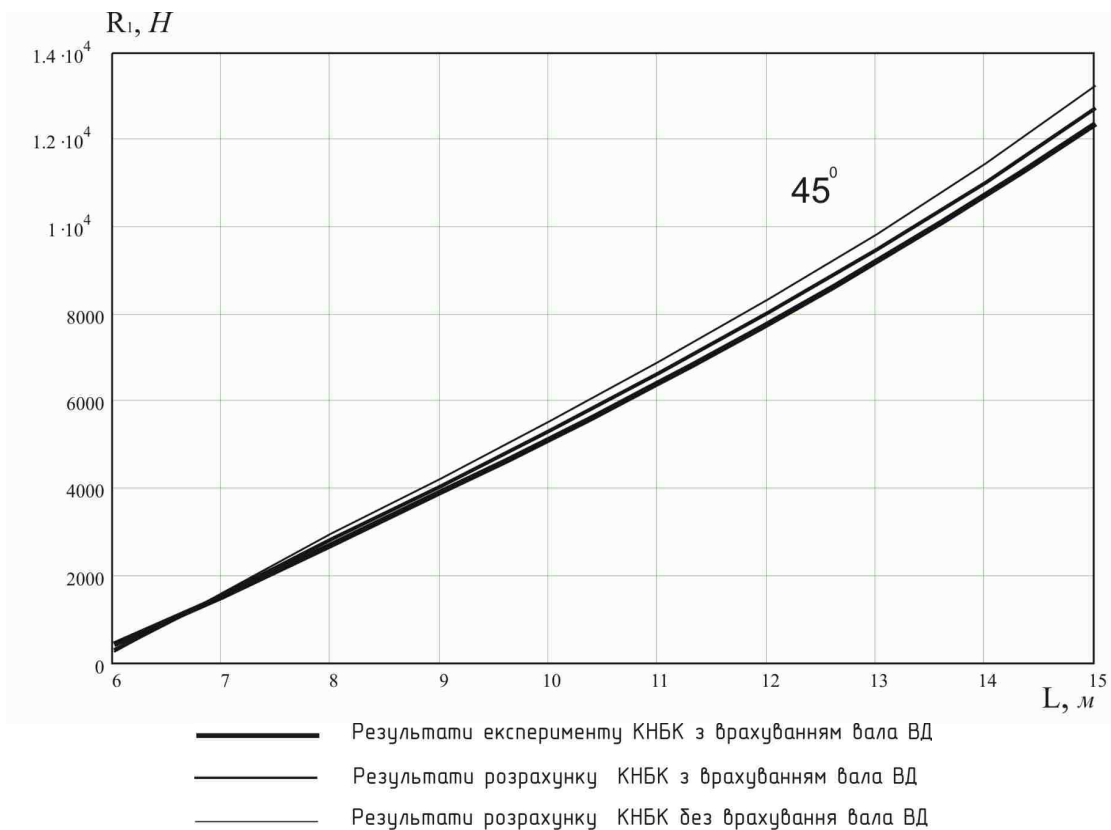


Рисунок 3 – Зміна реакції на нижньому ОЦЕ для двоопорної КНБК

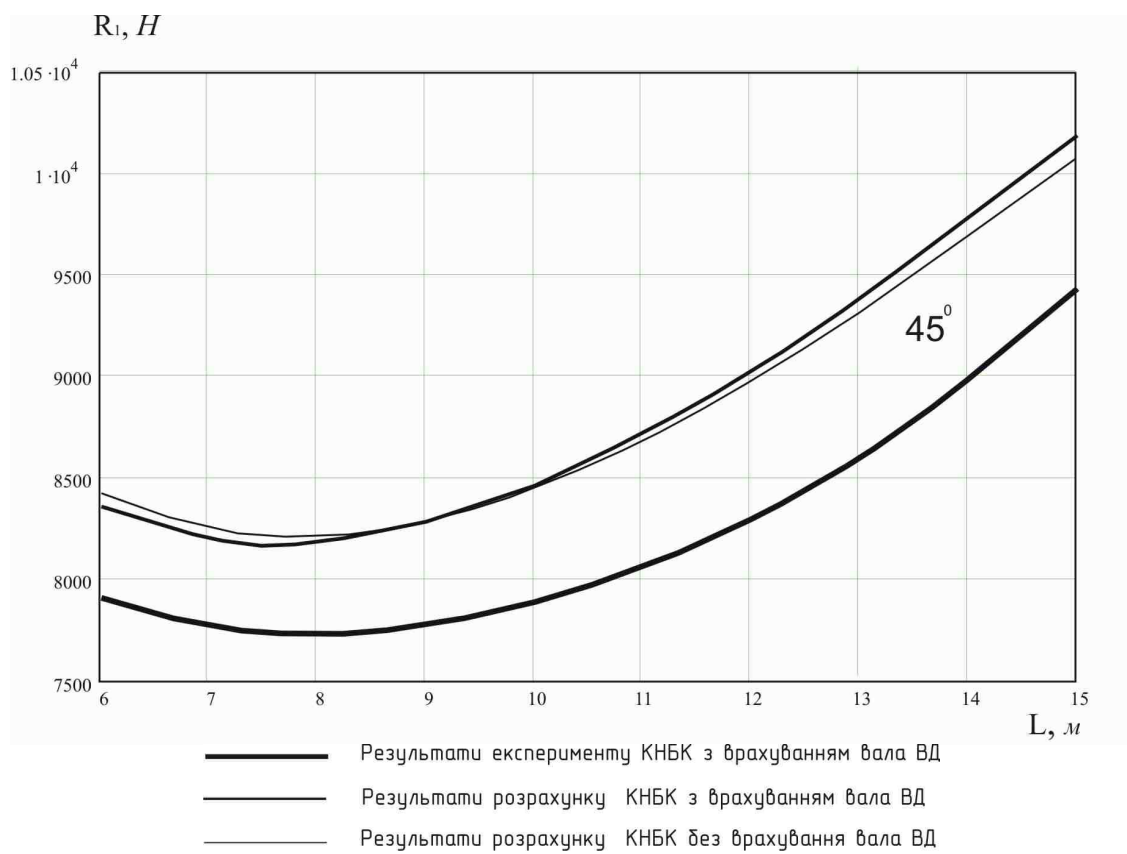


Рисунок 4 – Зміна реакції на верхньому ОЦЕ для двоопорної КНБК

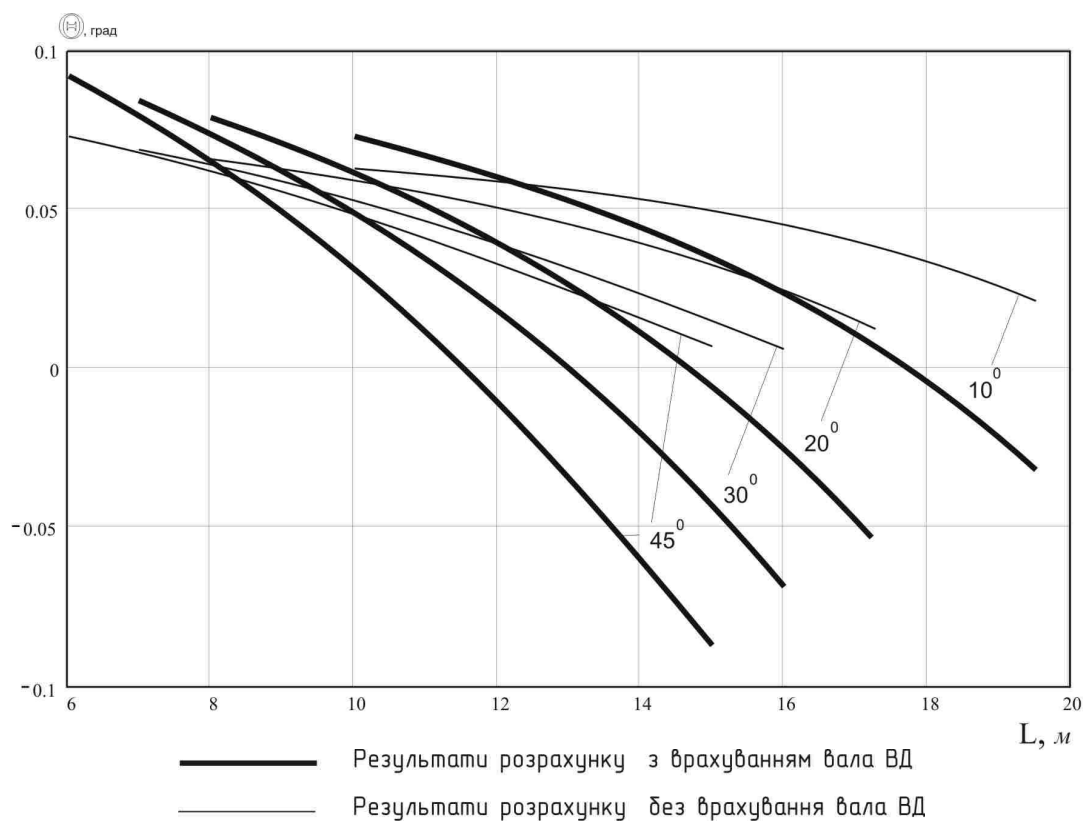


Рисунок 5 – Залежність зміни кута повороту долота від відстані між ОЦЕ для двоопорної неорієнтованої КНБК

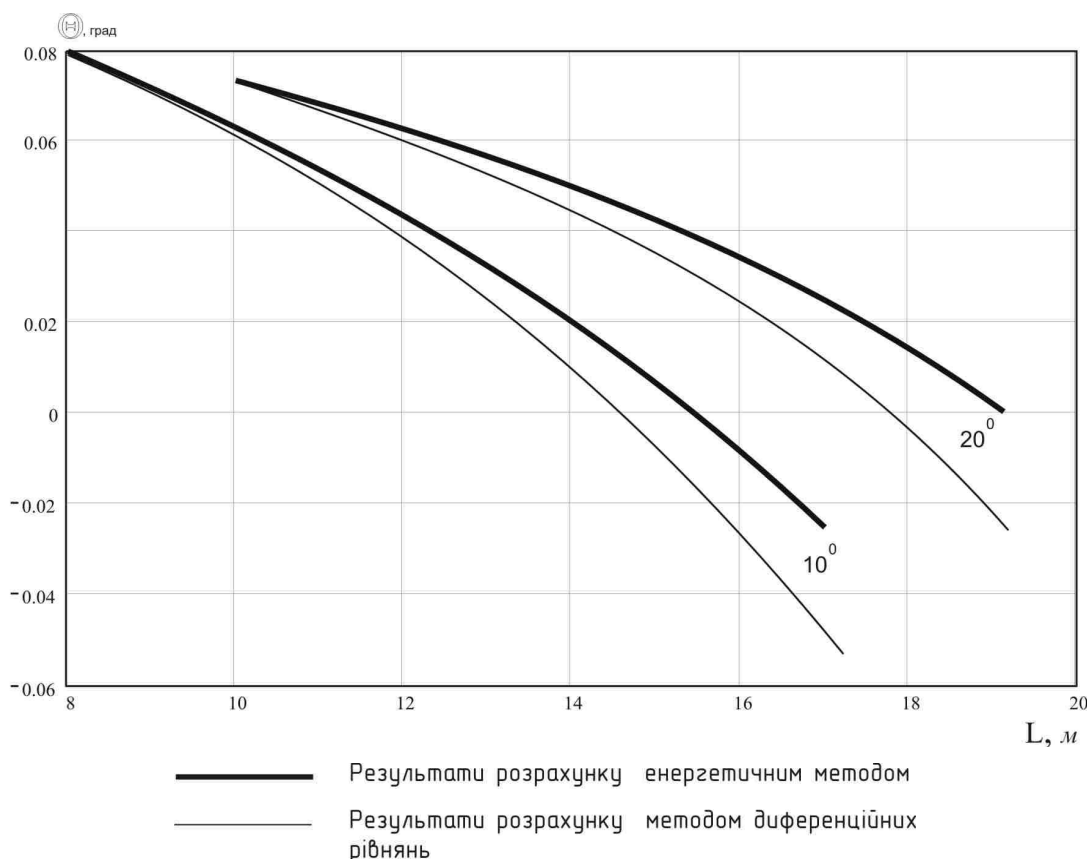


Рисунок 6 – Залежність зміни кута повороту долота від відстані між ОЦЕ для двоопорної неорієнтованої КНБК

схемі КНБК на кут повороту долота проведено теоретичні дослідження

На рис. 5 зображено залежність кута повороту долота для двоопорних конструкцій неорієнтованої КНБК за наявності в аналітичній моделі вала шпинделя вибійного двигуна і без нього. У результаті отримано, що наявність вала при розрахунку такої конструкції також спричинює значну зміну кута повороту долота Θ . При малих відстанях між першим і другим центраторами (до 8, 10, 11 і 12 м) відповідно при значеннях зенітного кута нахилу осі свердловини 45° , 30° , 20° , 10° різниця в значеннях Θ є незначною і не перевищує 8%. Подальше збільшення віддалі між ОЦЕ зумовлює суттєве зростання різниці між значеннями Θ до величини 45%. Як видно з графічної залежності (рис. 5), різниця в значеннях кутів повороту долота залежить і від зенітного кута нахилу стовбура свердловини. Чим більшою є величина зенітного кута, тим більша різниця між значеннями Θ . Це зумовлено тим, що зі збільшенням зенітного кута нахилу зростає вплив поперечної складової ваги ділянки КНБК між ОЦЕ, що обумовлює зміну статичної рівноваги як цілої конструкції, так і взаємодію долота із вибоєм свердловини.

При дослідженні зміни кута повороту долота, що при врахуванні в математичній моделі неорієнтованої КНБК з двома ОЦЕ вала шпинделя вибійного двигуна значення Θ (рис. 6), обчислені згідно з запропонованим у статті

підході і енергетичним методом [7], відрізняються між собою в середньому на 10%.

Зі збільшенням відстані між центраторами різниця між значеннями зростає. Це свідчить про те, що при невеликих відстанях між опорами значення кутів повороту долота, визначені енергетичним методом, з достатньою точністю співпадають із значеннями, отриманими методом диференціальних рівнянь.

Висновки

1. За результатами аналітичних досліджень вдосконалено метод розрахунку неорієнтованих багатоеlementних КНБК двома ОЦЕ шляхом деталізації і конструкції і її врахування в математичній моделі. З використанням даної методики підтверджено, що детальне врахування особливостей конструкції (ділянок малої довжини) впливає на статичні характеристики їх взаємодії із стінками свердловини, а саме: на відхиляючу силу на долоті, кут його повороту і сили притискування центральних елементів до стінок свердловини.

2. За результатами теоретичних досліджень встановлено, що:

а) наявність вала шпинделя вибійного двигуна в аналітичній схемі КНБК з двома ОЦЕ при незначній відстані між опорами (6 – 14 м) збільшує відхиляючу силу на долоті до 9%. При подальшому збільшенні цієї віддалі за ра-

хунок зміни місця розташування верхнього ОЦЕ вплив вала шпинделя вибійного двигуна на Q зменшується до 2 %, що свідчить про нецільність врахування ділянок малої довжини при розрахунку КНБК із двома опорами;

б) реакція на нижньому ОЦЕ при врахуванні в складі неорієнтованої КНБК вала шпинделя вибійного двигуна є меншою від експериментальних даних на 5 %, а без вала – більшою на 9 %. На зміну сили взаємодії верхньої опори зі стінкою свердловини наявність вала вибійного двигуна не впливає і відрізняється від результатів експериментальних досліджень з допустимою величиною різниці 13 %;

в) для двоопорних конструкцій КНБК при малих віддальх між ОЦЕ (до 8, 10, 11 і 12 м відповідно за значеннь Zenітного кута нахилу осі свердловини 45° , 30° , 20° , 10°) різниця між значеннями є незначною (не перевищує 8 %). Подальше збільшення віддалі між ОЦЕ зумовлює зростання різниці між значеннями θ (до величини 45 %).

Література

1 Гречин Е. Г. Разработка и исследование методов проектирования и работы неориентируемых компоновок низа бурильной колонны: автореф. дис. на соиск. науч. ст. д-ра технических наук: спец. 25.00.15. “Технология бурения и освоения скважин” / Е. Г. Гречин. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2009. – 47 с.

2 Григулецкий В. Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны [Текст] / В. Г. Григулецкий, В. Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 304 с.

3 Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодкий, Б. З. Султанов – М.: Недра, 1997. – 651 с.

4 Султанов Б. З. Работа бурильной колонны в скважине / Б. З. Султанов, Е. И. Ишемгузин, М. Х. Шаммасов, В. Н. Сорокин. – М.: Недра, 1973. – 217 с.

5 Івасів В. М. Розрахунок компоновок низу бурильної колонни (КНБК) з двома центраторами / В. М. Івасів, І. І. Чудик, А. В. Козлов, В. Г. Глушич // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2002. – № 2(3). – С. 15 – 16.

6 Експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бурильної колонни / Крижанівський Є. І., Чудик І. І., Яворський М. М., Івасів В. М. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 4(9) – С. 121 – 123.

7 Метод визначення стійкості неорієнтованих КНБК з двома ОЦЕ / Івасів В. М., Чудик І. І., Артим В. І., Яворський М. М. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 2(11). – С. 20 – 24.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
06.09.13*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Бондаренком М.О.
(Інститут надтвердих матеріалів
ім. В.М.Бакуля НАН України, м. Київ)*

Наука — виробництву

УДК 552.578: 553.982

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД

С.В. Кривуля¹, В.М. Владика², М.Ю. Нестеренко², Р.С. Балацький²

¹Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІгаз),
61010, Харків, вул. Красношкільна набережна, 20, тел. (057) 7304602,
e-mail: ukrniigaz@ukrpost.net

²Львівський комплексний науково-дослідний центр УкрНДІгазу
790026, Львів, вул. Стрийська, 144, тел. (032) 2632179, e-mail: lkndc1@rambler.ru

Для дослідження впливу тампонажного розчину, який використовувався для глушіння свердловин на фільтраційно-ємнісні властивості та структуру порового простору глибокозалягаючих порід-колекторів візейського ярусу Семиренківського газоконденсатного родовища, запропоновано методику експериментального визначення погіршення колекторських властивостей привибійної зони пласта проникненням фільтрату бурового розчину.

У зразках проводилося визначення абсолютної газопроницності, пористості та ефективної (фазової) проникності згідно відповідних методик визначення вказаних параметрів. Після дії на зразки буровим розчином знову вимірювалась ефективна проникність та визначався коефіцієнт відновлення проникності, як відношення газопроницності (фазової) зразка після дії тампонажного розчину до початкової (ефективної).

Виявлено, що дія тампонажного розчину призводить до погіршення фазової газопроницності порід в 1,3-10 разів, а, отже, і зменшення продуктивності свердловин. Фільтрат бурового розчину найбільш інтенсивно поступає у породу протягом 40-50 год.

Ключові слова: порода-колектор, фазова газопроницність, відкрита пористість, кратність промивання пор.

Для исследования влияния тампонажного раствора, который использовался для глушения скважин на фильтрационно-емкостные свойства и структуру порового пространства глубокозалегающих пород-коллекторов визейского яруса Семиренковского газоконденсатного месторождения, предложена методика экспериментального определения ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны пласта проникновением фильтрата бурового раствора.

У образцах определялась абсолютная газопроницаемость, пористость и эффективная (фазовая) проницаемость согласно соответствующих методик определения указанных параметров. После воздействия на образцы буровым раствором снова измерялась эффективная проницаемость и определялся коэффициент восстановления проницаемости, как отношение газопроницаемости (фазовой) образца после воздействия тампонажного раствора к начальной (эффективной).

Выведено, что действие тампонажного раствора приводит к ухудшению фазовой газопроницаемости пород в 1,3-10 раз, а значит и уменьшение производительности скважин. Фильтрат бурового раствора наиболее интенсивно поступает в породу в течение 40-50 часов.

Ключевые слова: порода-коллектор, фазовая газопроницаемость, открытая пористость, кратность промывки пор.

To study the influence of plugging solution, used for wells killing, onto porosity and permeability properties and pore space structure of the deep-seated Visean stage reservoir rocks of the Semyrenkivske gas condensate field, it has been suggested to utilize the method of experimental determination of the reservoir properties worsening of the bottom hole zone due to drilling mud filtrate invasion.

The calculation of the absolute gas permeability, porosity and effective (phase) permeability of the samples before and after the drilling mud effect has been conducted in accordance with the appropriate methods of determination of such parameters. After that the factor of permeability recovery has been calculated as a ratio of the sample gas permeability (phase) after plugging solution effect to the initial (effective) permeability.

It has been found that the effect of plugging solution leads to a deterioration of the phase rock permeability by 1.3-10 times and thus well productivity reduces; mud filtrate inflow into the rock is the most intensive for 40-50 h.

Keywords: reservoir rock, phase gas permeability, effective porosity, pore cleaning frequency

Загальний огляд питання

Будівництво нафтогазових свердловин призводить до порушення природної рівноваги флюїдонасичення продуктивних пластів. Змінюється баланс складових гірського тиску, характер насичення порового простору порід у привибійній зоні внаслідок проникнення фільтрату, твердої фази промивальних, тампонажних і технологічних рідин, проходять інші процеси, зумовлені їх фізико-хімічною взаємодією з породою і пластовими флюїдами, які значною мірою погіршують колекторські властивості порід. При цьому продуктивність свердловин за даними промислових досліджень у разі неякісного розкриття пластів чи дії тампонажних розчинів під час ремонтних робіт у свердловинах зменшується на порядок від природної. Отже, збереження природних властивостей продуктивних пластів є надзвичайно важливим питанням будівництва, ремонту і відновлення свердловин, оскільки саме отримання продукції є кінцевим результатом, за яким визначається ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Вплив промивальних і тампонажних рідин на продуктивні пласти зумовлений проникненням у поровий простір колектора фільтрату і дисперсної фази, набуханням глинистого цементу, утворенням твердих осадів та емульсій під час взаємодії з пластовою чи залишковою водою, зменшенням ефективного об'єму пор внаслідок прояву капілярних і електростатичних явищ тощо. Ці процеси залежно від часу дії рідини певною мірою погіршують природні фільтраційно-емісійні властивості колекторів.

Під час взаємодії фільтрату розчину з пластовою водою утворюються важко розчинні осадки, які закупорюють поровий простір колектора у привибійній зоні. Частіше за все утворюються осадки $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Mg}(\text{OH})_2$, CaCO_3 , MgCO_3 при реакції лугів, якщо вони присутні в промивній рідині з хлоридами Ca^{++} і Mg^{++} пластових вод. Під дією надлишкового тиску в пласт, складений пісковиками, на різну глибину проникає не лише фільтрат, але й тверді частки розчину (до 20 мм). Зі збільшенням проникності порід негативний вплив твердої фази розчину збільшується, а для колекторів порового типу нафтогазоносних регіонів України за проникності $270 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (мД) і нижче закупорювальна дія практично відсутня [1, 2].

Досліди, проведені з вивчення характеру закупорювання глинистими частинками промивальної рідини порового простору штучного порового середовища засвідчили, що глинисті частки в пори радіусом менше 5 мкм не проникають, 5-7,5 мкм закупорюють повністю, більше 15 мкм – частково [3]. Тому, власне, структура порового простору конкретно досліджуваних порід колекторів після блокування порових каналів твердою фазою розчину і визначає ефективну (фазову) проникність, а, отже, і їх продуктивність. За даними гідродинамічних досліджень ряду об'єктів візейських відкладів Свиридівського, Червонозаводського, Мехедівсь-

кого та Луценківського родовищ глибина забруднення становить 2,9–18,8 м. Час прориву газу (отримання припливу) через забруднену зону пласта і звільнення її від фільтрату залежно від депресії змінюється від 2,3 до 405 год [4].

Розрахована за кривими капілярного тиску залежність відносних фазових проникностей для газу і води (рис. 1) вказує на те, що при водонасиченні порід близько 70% для газу вона наближається до нуля, а для води – при $K_v \approx 30\%$ (властиве породам-колекторам з абсолютною газопроникністю $24,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і відкритою пористістю 11,3%).

Динаміка вилучення газу (рис. 2) відображається наступним чином: при відкритій пористості (K_p) 4% коефіцієнт газовилучення (β_r) становить біля 0,60; при $K_p=6\%$, $\beta_r = 0,75$; при $K_p=10\%$, $\beta_r = 0,8$. При відкритій пористості порід понад 10% коефіцієнт газовилучення практично не змінюється (0,81-0,82).

Для виявлення впливу промивальних (тампонажних) рідин на потенційно можливі припливи газу найбільший практичний інтерес становить вплив розмірів зони проникнення фільтрату і депресії на пласт на час її розформування. У роботі [5] для глибокозалегаючих теригенних колекторів візейського і турнейського ярусів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) запропоновано номограму, яка дає змогу, знаючи радіус зони проникнення фільтрату, фазову проникність і депресію на пласт у процесі випробування свердловини, оперативно оцінити час розформування привибійної зони (час одержання припливу газу). Так, для порід відкритою пористістю 7-8% і фазовою проникністю $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ залежно від радіусу зони проникнення фільтрату і депресії на пласт час отримання продукції в процесі випробування може змінюватися від 6 хв до 4 діб і більше. При цьому кожен ефективний метр товщини пласта теоретично може віддавати газу від 20 до 62 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$.

Варто зазначити, що наведена у роботі [5] номограма не враховує ступеня закупорювання привибійної зони внаслідок проникнення у пласт колоїдної та тонкодисперсної фаз промивальної (тампонажної) рідини, деформації порід у привибійній зоні, впливу залишкової води та випадання конденсату на фазову проникність. Це призводить до зниження проникності порід для газу, тому „істинний” період одержання припливу може бути значно довшим в часі.

З метою вивчення гідродинамічних умов розформування привибійної зони газонасиченого пласта внаслідок блокади фільтратом у свій час було проведено спеціальні експерименти на зразках керну в умовах, що імітують пластів. При цьому було виділено два режими розформування для глибокозалегаючих колекторів ДДЗ: перший відповідає граничним значенням проникності у межах $(0,1-0,7) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і пористості понад 5%, другий – проникності менше $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і пористості до 5%. При цьому найменші градієнти тиску прориву газу для

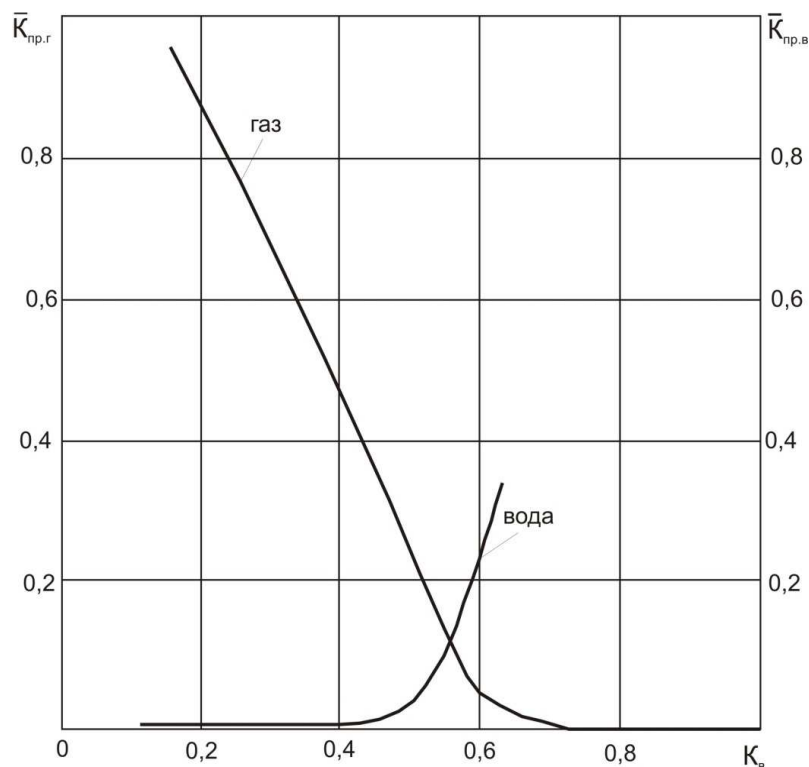


Рисунок 1 – Залежність відносних фазових проникностей для газу і води від водонасичення для порід-колекторів верхньовізейського віку Семирєнківського газоконденсатного родовища

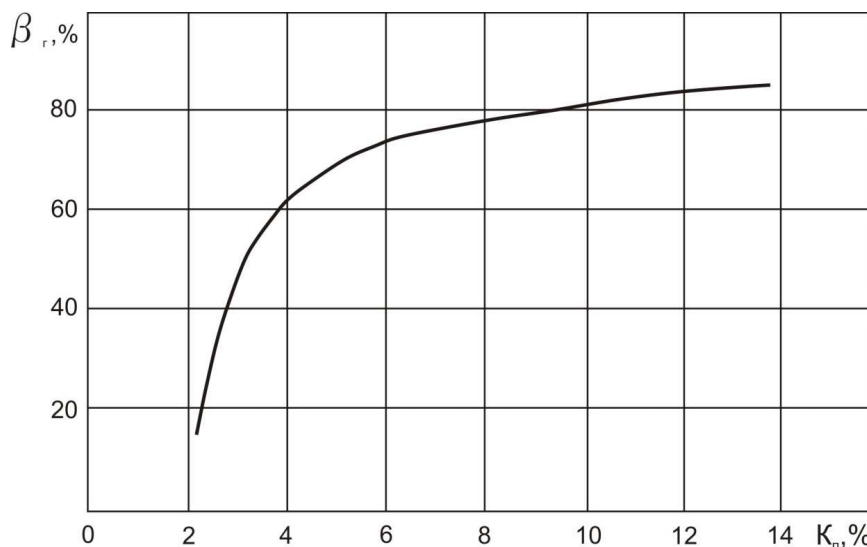


Рисунок 2 – Динаміка вилучення газу в залежності від пористості порід верхньовізейського віку Семирєнківського газоконденсатного родовища

першого режиму становлять (3-5) МПа/м і слабо залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей порід, тоді як для другого характерні значно вищі градієнти – (5-10) МПа/м [6]. Приймаючи до уваги, що у радіусі 1-5 м градієнт тиску прориву газу за результати промислових досліджень стрімко змінюються від (15,4-4) до (2,05-0,51) МПа/м [5], то цілком імовірно, що через недостатній градієнт тиску (депресію на пласт) розформування зони проникнення може затягнутись у часі або з технологічних причин неможливе взагалі.

Розмаїття геологічних умов залягання продуктивних пластів визначає необхідність проведення лабораторних досліджень з прогнозування дії вибраних технологій розкриття чи освоєння на зміну їх фізичних властивостей.

Об’єкт досліджень

Керновий матеріал відібраний із порід-колекторів візейського ярусу свердловин 16 (інтервал 5302-5317 м) і 64 (інтервал 5381-5386) Семирєнківського газоконденсатного родовища ДДЗ.

Завданням дослідження було експериментальне вивчення впливу тампонажного розчину певної рецептури, на погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, а, отже, і зменшення дебітів свердловин.

Методика лабораторних досліджень

Із кернавого матеріалу паралельно нашаруванню порід вирізали циліндричні зразки діаметром 3 см і довжиною 3 см. Потім зразки відмивали від солей у дистильованій воді під вакуумом, висушували при температурі 105°C до постійної маси; відмивали від нафтопродуктів у спиртобензольній суміші і потім знову висушували. Від процедури гарячого екстрагування зразків у спирто-бензольній суміші ми відмовилися, оскільки вона призводить до вимивання залишкового бітуму, а, отже, і штучного завищення відкритої пористості, абсолютної і ефективної проникності, залишкового водонасичення і змочуваності порід [5].

Висушені зразки по чергово поміщали в кернотримач фільтраційної установки, де на них створювали ефективний тиск ($P_{\text{еф}}$) 45 МПа. Більший ефективний тиск, який відповідав би природнім глибинам залягання порід не створювався з тієї причини, що проникність при $P_{\text{еф}}$ більше 30 МПа практично не змінюється.

Після вимірів абсолютної газопроникності зразки по чергово поміщали в кернотримач газозовольметричної установки, де на них вимірювали їх відкриту пористість газозовольметричним методом ($K_{\text{пгв}}$). Потім зразки знову висушували, зважували і насичували під вакуумом моделлю пластової води загальною мінералізацією NaCl 145 г/л і визначали відкриту пористість за водою ($K_{\text{пв}}$).

Після відбраковування некондиційних зразків для подальших досліджень із дослідженої вибірки (31 зразок) (відібрано лише 6, оскільки вони мали відкриту пористість понад 6,5% і абсолютну газопроникність понад $0,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Зазначені показники для пісковиків вехньовізейського ярусу Семиренківського газоконденсатного родовища є граничним і прийняті за основу в підрахунку запасів вуглеводнів.

На відібраних кондиційних чотирьох зразках після їх насичення водою моделювали залишкове водонасичення [7] при різних тисках витіснення. За результатами проміжних визначень водонасичення $K_{\text{вп}}$ від тиску p будували залежність $K_{\text{вп}}=f(p)$, за якою за характерним значенням $K_{\text{вп}}$ визначали залишкове водонасичення $K_{\text{зв}}$. Після цього вимірювали їх ефективну (фазову) газопроникність при кінцевому значенні водонасичення, отриману на п'ятому режимі центрифугування (5000 об/хв). Кожен зразок із залишковою водою по чергово виймали з ексикатора, поміщали в кернотримач фільтраційної установки і під тиском 8 МПа (для двох зразків) та 35 МПа (для решти) із поршневого розділювача на верхній торець зразка подавали тампонажний розчин, який використовують для глушіння свердловин (градієнт тиску становив відповідно 266,7 та 1166 МПа/м). При цьому за показами механічного пресу в часі

фіксували об'єм прокачаного через ефективний поровий простір фільтрату (кратність промивання пор τ , як відношення об'єму прокачаного фільтрату $V_{\text{ф}}$ до ефективного об'єму пор $V_{\text{пор.еф}}$) (протитиск газу в ефективному поровому об'ємі зразків керна не моделювався). Після прокачування через пісковики 5,8-15,2 об'ємів фільтрату з протилежного торця під тиском 14 МПа (градієнт тиску становив 466 МПа/м) подавали газоподібний агент (азот), при цьому верхній торець зразка попередньо очищували ножем від твердої фази тампонажного розчину.

Після контрольних вимірів фазової газопроникності зразок залишали в кернотримачі протягом 5-12 годин під внутрішньопоровим тиском азоту 14 МПа, а потім повторно вимірювали фазову газопроникність за різних перепадів тиску. Стабілізоване значення $K_{\text{пр}}$ (після дії фільтрату і твердої фази тампонажного розчину) брали за основу у розрахунках. За критерій оцінки зміни властивостей порід беруть, як правило, коефіцієнт відновлення проникності, який дорівнює відношенню газопроникності (фазової) зразка після дії тампонажного розчину до початкової (ефективної) виміряної після залишкового водонасичення [4].

Після завершення цієї технологічної операції кожен зразок по чергово зважували і визначали вагу із урахуванням наявності у поровому просторі залишкового фільтрату і твердих частинок тампонажного розчину, якими був частково забитий верхній торець зразка. При цьому визначали також вплив зазначеного явища на зміну структури порового простору за методикою [8].

Отримані результати досліджень та їх обґрунтування.

Абсолютна газопроникність дослідженої вибірки зразків змінюється від $0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $6,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; відкрита пористість за газозовольметричним методом – від 4,1% до 11,8%. Спостерігається систематичне недонасичення порід моделлю пластової води, при цьому відкрита пористість відрізняється в декілька разів. Тому у визначенні значення залишкового водонасичення необхідно вводити поправку на недонасичення $K_{\text{пгв}}/K_{\text{пв}}$. Відкориговані значення $K_{\text{зв}}$ змінюються від 14,6% до 19,9%, тобто коефіцієнт газонасичення досліджених порід перебуває в межах 80-85%. Оскільки відібрані на подальші дослідження 6 зразків перебувають у одному класі проникності $(1-10) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, то і суттєвих відмінностей у вмісті субкапілярних пор не спостерігається. Так, на частку надкапілярних залежно від $K_{\text{пр}}$ пор припадає 23-41%, капілярних – 35-53%, субкапілярних – 21-25%. Пори радіусом менше 0,4 мкм заповненні залишковою водою і участі у фільтрації газу не приймають, тобто газонасиченнями є пори радіусом 0,4-6,6 мкм і вище. Параметр неоднорідності загальний (1,4-3,3) і ефективний (0,8-2,3) суттєво не відрізняється, що вказує на відносну стабільність умов осадонагромадження порід (табл. 1).

Таблиця 1 – Розподіл і процентний вміст порових каналів порід-колекторів свердловини 16 Семирєнківська

№ з/п	Лабораторний номер зразка	Інтервал відбирання керна, м	Розподіл порових каналів (у початковому стані)										Параметр неоднорідності		
			процентний вміст					радіус пор., мкм					ефективний р	загальний Р _Σ	
			надкапілярних K _а	капілярних K _{др}	субкапілярних K _с	надкапілярних K _а	капілярних K _{др}	субкапілярних K _с	надкапілярних K _а	капілярних K _{др}	субкапілярних K _с				
			4	5	6	7	8	9							
1	1/1	5302 – 5317 (0,09 м)	23,0	52,0	25,0	>5,0	0,5-5,0	<0,5						2,3	3,4
2	2/1	--/-- (0,16 м)	23,0	53,0	24,0	>5,2	0,4-5,2	<0,4						2,3	3,3
3	5/1	--/-- (0,12 м)	26,0	50,0	24,0	>5,8	0,4-5,8	<0,4						1,9	2,8
4	5/2	--/-- (0,12 м)	38,0	41,0	21,0	>5,2	0,4-5,2	<0,4						1,1	1,6
5	2/2	--/-- (0,16 м)	38,0	37,0	25,0	>5,2	0,4-5,2	<0,4						0,9	1,6
6	2/3	--/-- (0,16 м)	41,0	35,0	24,0	>6,6	0,5-6,6	<0,5						0,8	1,4

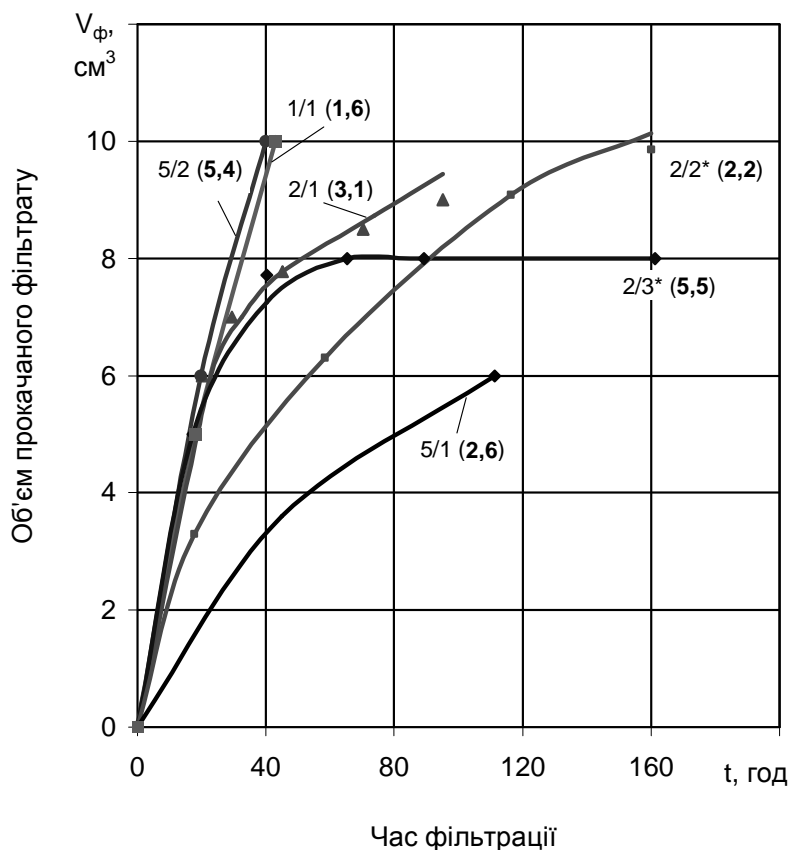
Продовження таблиці 1

№ з/п	Лабораторний номер зразка	Інтервал відбирання керна, м	Розподіл порових каналів (після впливу тампонажного розчину)										Параметр неоднорідності		
			процентний вміст					радіус пор., мкм					ефективний р	загальний Р _Σ	
			надкапілярних K _а	капілярних K _{др}	субкапілярних K _с	надкапілярних K _а	капілярних K _{др}	субкапілярних K _с	надкапілярних K _а	капілярних K _{др}	субкапілярних K _с				
			12	13	14	15	16	17							
1	2	3	32,0	40,0	28,0	>4,9	0,3-4,9	<0,3						1,2	2,1
2	2/1	--/-- (0,16 м)	34,0	20,0	46,0	>5,1	0,6-5,1	<0,6						0,6	1,9
3	5/1	--/-- (0,12 м)	30,0	42,0	28,0	>5,4	0,3-5,4	<0,3						1,4	2,3
4	5/2	--/-- (0,12 м)	34,0	37,0	29,0	>5,1	0,3-5,1	<0,3						1,1	1,9
5	2/2	--/-- (0,16 м)	31,0	43,0	26,0	>5,2	0,3-5,2	<0,3						1,4	2,2
6	2/3	--/-- (0,16 м)	30,0	39,0	31,0	>5,4	0,3-5,4	<0,3						1,3	2,3

Таблиця 2 – Результати експериментів з визначення впливу тампонажного розчину на фазову газопроникність порід-колекторів візейського ярусу Семиренківського газоконденсатного родовища

Лабораторний номер зразка	Коефіцієнт газопроникності, 10^{-15} м^2		Час фільтрації розчину t , год	Об'єм прокачаного фільтрату $V_{\text{ф}}$, см^3	Кратність промивання пор τ	Фазова газопроникність після дії розчину $K_{\text{пр.ф}}$, 10^{-15} м^2	Кратність зменшення газопроникності n	Вміст твердої фази розчину у ефективному об'ємі пор, г/см^3
	абсолютної $K_{\text{пр}}$	ефективної $K_{\text{пр.е}}$						
1/1	1,7	1,6	140,0	10,5	10,0	0,16	10,0	0,1005
2/1	3,5	3,1	156,6	22,0	15,2	0,85	4,08	0,1054
5/1	2,9	2,6	111,3	6,0	5,8	0,95	2,7	0,1022
5/2	6,3	5,4	43,0	10,0	5,8	4,1	1,32	0,0703
2/2*	2,6	2,2	162,0	9,5	9,0	1,0	2,2	0,1064
2/3*	6,4	5,5	161,3	8,0	9,5	0,81	6,8	0,1398

Примітка: * зірочкою позначені зразки, у які тампонажний розчин подавався при тиску 8 МПа, для решти зразків - 35 МПа



шифр кривих: номери зразків, у дужках – коефіцієнт ефективної газопроникності, $n \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; зірочкою позначені зразки, у які тампонажний розчин подавався при тиску 8 МПа, для решти зразків – 35 МПа

Рисунок 3 – Динаміка проникнення фільтрату тампонажного розчину через породи-колектори залежно від проникності

Результати експериментів з вивчення впливу тампонажного розчину на фазову газопроникність порід-колекторів свердловин Семиренківського газоконденсатного родовища (табл. 2) засвідчили про її суттєвий вплив залежно від часу фільтрації розчину і об'ємів прокачаного фільтрату.

При цьому фазова газопроникність зменшується від 1,3 до 10 разів. Зафіксовано залишковий вміст твердої фази тампонажного розчину у порах, який змінюється від 0,0703 до 0,1398 г/см³ ефективного (газонасиченого) об'єму породи, тобто становить близько 70-140 кг/м³ у ефективному об'ємі пор колектора.

Отримані повторно криві капілярного тиску після дії тампонажного розчину засвідчили, що при цьому знижується не лише фазова проникність, а й суттєво спотворюється структура порового простору порід (див. табл. 1) за рахунок блокування твердою фазою тампонажного розчину порових каналів і подальшої зміни частки надкапілярних, капілярних і субкапілярних пор у порівнянні з початковим станом.

За динамікою проникнення тампонажного розчину через досліджені зразки (рис. 3) не можна зробити однозначних висновків щодо об'єму прокачаного фільтрату тампонажного розчину у часі, оскільки породи-колектори пе-

ребувають у вузькому діапазоні зміни ефективної газопроникності $(1-10) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Найбільш інтенсивно фільтрат поступає в породу протягом 40-50 год. Не зазначено також і закономірності зміни об'ємів прокачаного фільтрату в часі залежно від тиску нагнітання (8 і 35 МПа).

Отже, досліджений тампонажний розчин після його дії на породу-колектор суттєво впливає на фазову газопроникність, а отже, і продуктивність свердловин. Тому перспективним напрямком подальших досліджень є підбір найбільш оптимальних рецептур тампонажного розчинів, які би мінімально виявляли закупорювальну дію порід-колекторів у присвердловинній зоні пласта під час глушіння свердловин.

Література

- 1 Ясашин А.М. Вскрытие, опробование и испытание пластов / А.М. Ясашин. – М.: Недра, 1979. – 344 с.
- 2 Иванюта М.М. Пути повышения качества вскрытия продуктивных горизонтов и исследования углеводородных систем / М.М. Иванюта // Вскрытие продуктивных горизонтов и исследование углеводородных систем: Сб. науч. тр. – Львов: УкрНИГРИ, 1985. – С. 3-9.

3 Антонишин Т.И. Зависимость результатов испытания скважин от коллекторских свойств продуктивных горизонтов Талалаевской группы месторождений / Т.И. Антонишин, О.М. Гуневская // Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение нефтегазовых скважин: Тез. докл. Всесоюзн. науч.-техн. конф. (Ивано-Франковск, октябрь, 1982). Ивано-Франковск, 1982. – С. 128-129.

4 Федюшин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення: Монографія / В.О. Федюшин. – К.:УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

5 Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: Монографія / М.Ю. Нестеренко. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

6 Нестеренко Н.Ю. Изучения условий расформирования зоны проникновения газонасыщенных низкопористых коллекторов / Н.Ю. Нестеренко // Геология нефти и газа. – 1996. – № 11. – С. 28-32.

7 Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків: ГСТУ 41-00032626-00-025-2000 / М.Ю. Нестеренко, М.М. Багнюк, Д.М. Євдокимов та ін. – К.: Мінекоресурсів України, 2001. – 19 с.

8 Визначення параметрів порового простору порід-колекторів. Методичні вказівки: СОУ 73.1-41-08.11.09:2007 / М.Ю. Нестеренко, А.А. Хома, Г.П. Боднарчук та ін. – К.: Держгеолслужба. – 2007. – 13 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
18.08.13*

*Рекомендована до друку
професором **Маєвським Б.И.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Лур'є А.І.**
(УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування», м. Київ)*

МЕХАНІЗМ ПРОЦЕСУ ЕЛЕКТРОІСКРОВОГО ЛЕГУВАННЯ ІЗ ГАЗОВИМ ОСАДЖЕННЯМ

О.С. Завойко, С.М. Новіков

¹ Чернівецьке відділення НТУ "ХПІ", м. Чернівці, вул. Головна, 203а, тел. (03722) 72902

² Чернівецький національний університет імені Юрія Федьковича, 58012, м. Чернівці, вул. Коцюбинського, 2, тел. (03722) 44834

Досліджено новий спосіб фізико-технічної обробки і зміцнення поверхонь за допомогою комбінування двох технологічних процесів – електроіскрового легування і газового осадження на сталеву поверхню.

Ці два процеси розвивають основи матеріалознавства та поглиблюють теорію електропереносу електродних матеріалів на сталеву основу, а також розширяють можливість застосування газових середовищ для отримання нових покриттів, пов'язаних з новими механічними і фізико-хімічними процесами їх застосування.

Електроіскрове легування дає можливість: значно підвищити зносостійкість і твердість металевих поверхонь деталей машин і технологічного оснащення з метою збільшення їх довговічності і заміни спеціальних сталей менш дефіцитними або більш дешевими; змінити електричні властивості струмопровідних поверхонь, зменшити перехідні опори електричних контактів, їх зношеність; збільшити шорсткість металічних поверхонь, наносити проміжні та перехідні шари для полегшення лужіння і процесу пайки, підвищити корозійну та вогнетривку стійкість, а також відновлювану властивість як деталей машин при ремонті, так і вимірних інструментів; отримувати омичні та випрямляючі контакти на напівпровідниках (нанесені покриття мають досконалий і міцний зв'язок з основним металом підкладки, оскільки супроводжуються високореакційними та дифузійними процесами).

Для вдосконалення процесу електроіскрового легування і отримання високої продуктивності при механізації та якості покриттів розроблено нову класифікацію джерел живлення для установок, які ще не діяли до цього часу і будуть використовуватися надалі в Україні.

Ключові слова: електроіскрове легування, поліконденсація, полікристалізація, газове осадження, реакційно-дифузійний процес, карбонітридні фази.

Исследован новый способ физико-технической обработки и упрочнения поверхностей с помощью комбинирования двух технологических процессов – электроискрового процесса легирования и газового осаджения на стальную поверхность.

Эти два процесса развивают основы материаловедения и углубляют теорию электропереноса электродных материалов на основу сталей, а также расширяют возможности применения газовых сред для получения новых покрытий, связанными с новыми механическими и физико-химическими процессами их применения.

Электроискровое легирование позволяет: значительно повысить износостойкость и твердость металлических поверхностей деталей машин и технологической оснастки с целью увеличения срока их эксплуатации и замены спецсталей менее дефицитными, изменить электрические свойства токоведущих поверхностей, изменить переходные сопротивления электрических контактов, их износ, способствовать нанесению промежуточных и переходных слоев, увеличить коррозионную и температурную стойкость, а также восстановительную способность при ремонте, получать омические и выпрямляющие контакты на полупроводниках (нанесенные покрытия имеют совершенную и крепкую связь с основным металлом подкладки, поскольку сопровождаются высокорекреакционными и диффузионными процессами).

Для совершенствования процесса электроискрового легирования и получения высокой производительности при механизации и качества покрытий разработана новая классификация источников питания для установок, котовые не действовали до времени, но будут использоваться на Украине.

Ключевые слова: электроискровое легирование, поликонденсация, поликристаллизация, газовое осаднение, реакционно-диффузионный процесс, карбонидные соединения.

This article considered the new bacik phizical-technical obtained and strengthening with help double procesis electric lightning ligature and gas connection condensation on steel in the new picture.

This two process penetration the theory binding material, electrodynamic frictional indaction electrode material on steel basic and developed practical making gas solution dipping with the obtained new composite types will continue of protective coatings based on metals with new mechanical and phizical-chemical process of need.

Special priority rating in future research will be given to working out theoretical bases and production processes of obtaining high-strength materials reinforced with metal and ways of predetermining lasting stress-strain characteristics with a view to establishing principles of designing composite materials with clear-cut anisotropic characteristics, outlining new spheres of national economy which could use composite materials; theoretical and experimental research in materials for outer space; stadying process which take place in materials under the effect of vacuum, low temperatures, various types of radiation and meteoritic particles; developing materials for space engineering, machine interpolice contact ligature in steel.

The chapter of the article will inform the reader of how new protective ligature coatings prolong service life of machines, mechanisms, instruments and other equipment, and will tell you about the main task materials and their use in systems and structures that determine the level of the modern scientific and technical progress of the obtained in new equipment, power-plant.

Key words: process electric lightning ligature, gas condensation, binding material, electrodynamic frictional induction, protective coating, high-strength material.

Вступ

Електроіскрове легування супроводжується різноманітними фізико-хімічними перетвореннями [1].

Основний ефект отримується через вірність вибору електричних параметрів режиму обробки, конструкції установки, легуючих матеріалів електродів та міжелектродного середовища, реакційної системи застосованих газів (легуючих – CO₂, NC, C₂H₄, повітря; несучих – H₂, N, Ar).

Електроіскрове легування дозволяє: значно підвищити зносостійкість і твердість металічних поверхонь деталей машин і технологічної оснастки з метою збільшення їх довговічності і заміни спеціальних сталей менш дефіцитними.

Існує декілька моделей процесу електроіскрового переносу одних матеріалів на інші, що пояснюють окремі експериментальні факти [2, 3, 4].

Основні методи дослідження та нова класифікація джерел живлення установок (електроіскрових апаратів)

Основною метою даної роботи є отримання зносостійких покриттів на основі вуглецевих сталей У10 за допомогою електроіскрового легування сумісно з процесом газового осадження у контрольованій газовій атмосфері (аргон, водень).

Як електродні матеріали використовувалися: T20K4 та W(CO)6.

Більшість дослідників процесу електроіскрового переносу матеріалу аноду на катод у газовому середовищі розповсюджують (іноді невірно) закономірності процесу електроіскрової розмірної обробки в середовищі рідкого діелектрика на процес електроіскрового легування, тоді як процеси, що проходять при електроіскровому легуванні в газовому середовищі (аргон, водень, кисень, азот, вуглекислий газ, криптон, аміак, пропан-бутан) набагато складніший, адже в цьому випадку діє контакт електродів.

Електричний струм у газах – газовий розряд – складне фізико-хімічне явище, значно відмінне від потоку в твердих і рідких провідниках. За нормальної температури й тиску в газі дуже мало вільних заряджених частинок (іонів, електронів), тому повітря зазвичай поводить себе як ізолятор. Однак під дією різних фізико-хімічних чинників (факторів високої температури, сильного електричного поля, ультрафіолетового випромінювання тощо) в повітряному середовищі з'являються вільні електрони, додатні і від'ємні іони, присутність яких надає газу властивості електропровідності [5].

Процес виникнення електронів у нейтральному середовищі називається його іонізаці-

єю. Для того, щоб у газі міг проходити струм провідності пов'язаний з переносом заряду, заряджені частинки повинні утворюватися в газі шляхом руйнування нейтральних атомів і молекул або поступати в газ ззовні – з оточуючих газ твердих і рідких тіл чи газових сумішей.

Якщо процес руйнування нейтральних молекул газу називається іонізацією, то процес випускання (витоку) заряджених частинок твердими, рідкими, газоподібними речовинами – емісією. Обидва ці процеси проходять під дією зовнішніх фізико-хімічних факторів: прикладеної до газу напруги і пройденого через газ (суміш газів) струму. Якщо струм у газі викликаний зовнішніми чинниками, то розряд називається несамостійним. Якщо для підтримання струму необхідна певна кількість заряджених частинок і вони утворюються в газі або отримуються із оточуючих газ тіл (електродів), завдяки прикладеній до газу напруги і протікаючому через газ струму, то такий розряд називається самостійним. Струм у газі може бути незмінним за величиною і напрямком, а може змінюватися з часом і за напрямком. При зміні струму одночасно змінюється механізм процесу утворення заряджених частинок у потоці газу, а отже й електроперенос, тоді розряд називається неупорядкованим (невстановленим). Серед неупорядкованих форм розряду важливе місце займає процес переходу розряду із несамостійного в самостійний. Такий процес називають пробоем газового проміжку, або збудженням газового розряду. За час руху електрону між зіткненнями з нейтральними частинками газу він набуває доповнювальну енергію і, якщо його енергія буде достатньою для іонізації частинок газу, то кількість частинок (іонізованих) у газі буде збільшуватись, а в напрямі від катода до аноду буде проходити електронний потік (лавіна), залишаючи після себе малорухомі додатні іони, що утворюють додатний просторовий заряд. Треба врахувати ту обставину, що іонізація молекул газу проходить при їх зіткненнях не тільки з електродами, але й додатними іонами, а під дією бомбардування катода додатними іонами виникає доповнююча (вторинна) емісія електронів [1, 5].

Пояснення процесу перенесення анодної речовини на катод за умови електромеханічного контакту враховує всі відомі ефекти і чинники: температуру, електроопір, густину струму, теплопровідність, теплоту плавлення і випаровування, ефект Нотінгама, температурну залежність автоелектронної емісії, силові поля магнітного поля, електродинамічні, статичні сили, процеси інверсії, конверсії, попереднього насичення тощо [1, 5].

Зі збільшенням тривалості імпульсів зростає загальна кількість елементарних актів пере-

несення, насичення, ерозії, народження і знищення емісійних центрів. Для утворення нових емісійних центрів (виникнення інтенсивної автоелектронної емісії) необхідно збільшення потенціалу катодного факелу відносно катоду [8]. Коли руйнується емісійний центр, його приповерхневий розплавлений об'єм застигає і переходить в твердий стан при напруженості електричного поля, що дорівнює нулеві ($E=0$). Характерний час такого процесу [1]:

$$t = h \cdot \sqrt{\frac{\delta}{\alpha_H}}, \quad (1)$$

де δ_H – коефіцієнт поверхневого натягу,
 h – висота виступу.

За час самоликвідації затвердіють лише виступи висотою, яка не перевищує [1]

$$h = \frac{\lambda^2 \cdot T_{пл}^2}{\delta \cdot \epsilon_{плт}} \alpha_H, \quad (2)$$

де $\epsilon_{плт}$ – питома теплота плавлення.

Зазвичай на поверхні електродів присутні ізоляційні плівки та різні неметалічні включення. В результаті вибухових процесів на катоді через хмаринку іонізованих парів виникає катодний факел – плазмове утворення. В такому стані попереду руху – електрони з енергією 70–80 eV, за ними слідує іони легких елементів, далі іони матеріалу аноду (Fe^+ , Ni^+ , W^+ тощо), адсорбованих газів та різних забруднень (H_2 , O_2^+ , Si^+). Швидкість іонів суттєво відмінна – найбільша вона у водню, найменша у важких іонів, наприклад, W^+ рухається зі швидкістю 8–11 км/с.

Перерозподіл швидкостей розширення катодного факелу та руху фронтальної частини плазми як результат газодинамічних реакційних процесів описано в роботі [1].

При електроіскровому легуванні металічних поверхонь надійний результат залежить від ряду взаємозв'язаних умов, таких як інтенсивність процесу (кількості матеріалу, перенесеного на облицювальну поверхню за одиницю часу), величини енергії, що виділяється в міжелектродному проміжку, частоти слідування імпульсів, від легуючого і легованого матеріалу, легуючого газу і газу-носія, що використовується при введенні їх у міжелектродний простір ззовні.

Характер електропереносу контактів досліджувався за допомогою макро-, мікроструктурного, мікродюретричного аналізів, скануючої електронної мікроскопії робочої поверхні, а також шліфів, виготовлених на косому і прямому зрізах робочого шару і його зколі.

Продукти ерозії вивчалися за допомогою оптичного спектрального і рентгенівського аналізів. При цьому слід зазначити, що високі швидкості охолодження вторинної сформованої структури сприяє диспергуванню оплавлених тугоплавких зон, що свідчить про зниження ерозії при переважному переносі матеріалу електроду-аноду у паровій фазі.

На робочій поверхні електродів в процесі вибухового руйнування емісійних центрів спо-

стерігається: домішкова плівка; раковини, що обумовлені вибуховим випаровуванням, окремі мікротріщини, що викликані термічною втомою матеріалу.

Для вдосконалення процесу електроіскрового легування і отримання високої продуктивності та якості покриттів розглянемо розроблену класифікацію джерел живлення установок, які діяли до цього часу і будуть використовуватися надалі (рис. 1).

На сьогоднішній день рівень автоматизації електроіскрового легування залишається на низькому рівні. Проблема, яку потрібно було вирішити, має комплексний характер і розподіляється на такі чотири основні складові:

1) розробка систем джерел живлення для електроіскрового легування;

2) розробка комплексу системної просторової орієнтації електродів відносно складнопрофільної оброблюваної поверхні;

3) розробка програмного забезпечення для коректування технологічного процесу електроіскрового легування матеріалів з наперед заданими властивостями досконалості структур та текстур;

4) розробка і впровадження зовнішніх чинників: легуючих газів і газів-носіїв для супроводження процесу легування електродними матеріалами основи сталей та напівпровідникових матеріалів.

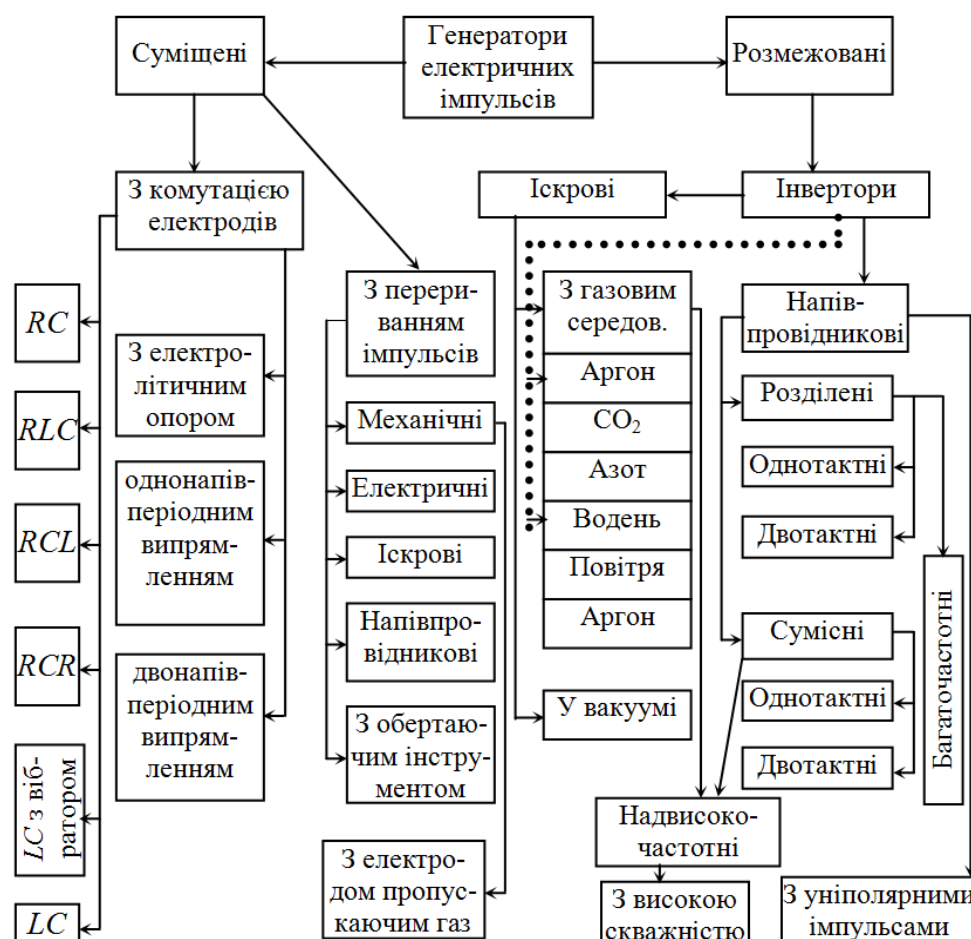
До першої групи відносяться пошуки у напрямку зростання потужності генераторів, розширення частотних характеристик, зменшення силових контурів генераторів, розширення можливостей отримання різних по величині і формі імпульсів, досягнення гнучкості регулювання амплітуди і жорсткості системи. (б) Результати теоретичних робіт в цьому напрямку дали можливість їх широкого впровадження у виробництво.

Першопочаткові системи першої групи базувалися на традиційних, досконало розроблених методах стабілізації напруги, струму, потужності міжелектродного проміжку (регулювання швидкості подачі, зміщення електроду), що дало змогу обробляти тільки тіла з єдиним параметром – шляхом обертання деталі правильної форми (диск, циліндр, вал тощо) у площині. При цьому в одних установках легування здійснювалось електромагнітними вібробудувачами, закріпленими у супорті станка, в інших – обертальними дисками електротримачів із закріпленими в них легуючими електродами – обертальними головками.

За призначенням і характером визначених вимог системи автоматичної орієнтації електродів у просторі відносно поверхні деталі, друга складова підрозділяється на такі види:

– однокоординатні системи, які автоматично коректують положення електроду у напрямку, перпендикулярному до оброблюваної поверхні (розроблена значна кількість регулюючих систем);

– двокоординатні автоматичні системи, що забезпечують необхідне поперечне і вертикальне переміщення електродів;



Крамками виділена схема ділянки легування використаних газів: аргон, водень

Рисунок 1 – Класифікація генераторів електричних імпульсів

– трикоординатні системи орієнтації, що забезпечують поперечне, осьове і кутове положення електроду відносно площини (конфігурації) обробки у функції кривизни легуючого профілю за наперед заданими програмними характеристиками (Ельфа – 754);

– комбіновані системи орієнтації електродів у газовому середовищі із автоматичним налаштуванням на контрольовані системи осадження газових сумішей при поліконденсації на основу металів.

Проблема реалізації системи третьої складової поки що не вирішена тому, що потребує створення для контролю за параметрами відповідних давачів, аналізаторів за критеріями якості і досконалості структур в процесі легування. При цьому складно виділити збурення і відхилення в системі, їх сумісну дію на кінцевий результат та параметри процесу легування.

Особливостями четвертої складової проблеми є використання зовнішніх чинників (електромагнітних полів, тисків газів, реактивно діючих флюсів, тощо), які суттєво змінюють властивості міжелектродного простору, ускладнюючи або прискорюючи процес електропеченосу електродних речовин, конденсуючих парів розтоплених металів, кристалізуючи на поверхні деталей інтерметаліди, карбіди та напівпровідникові з'єднання [4, 5, 7, 8].

Результати експериментів і їх обговорення

Розглянемо схему, за якою проведено дослідження з легування металокерамічного сплаву на поверхню вуглецевої сталі У10 (рис. 2). Дослідження проводилось на лабораторній установці ЛЕГ-1 зі застосуванням визначених в [1] режимів, але з використанням газу-носія: аргону, водню.

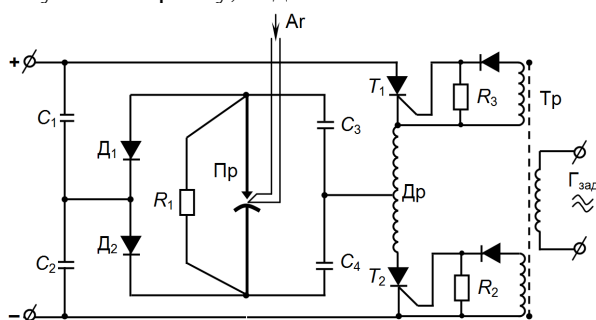


Рисунок 2 – Принципова електрична схема тиристорного генератора на основі послідовного інвертора джерела струму установки ЛЕГ-1

Попередньо отримані результати досліджень підтвердили висновки про те, що у загальному випадку осадженню електроіскрового

покриття на катоді передусе ерозійне руйнування його поверхні. Після цього порції розплаву, що переносяться із аноду, послідовно, із кожним циклом розряду взаємодіють із розплавом матеріалу у катодних впадинах.

Рідкофазна взаємодія електродних матеріалів визначає високу міцність зчеплення із підкладиною, властиву електроіскровим шарам [9]. При цьому осадження покриття проходить тільки в межах еродованих околиць на катоді, але верхній шар покриття, що виступає над висхідною поверхнею катоду (підкладини), практично відповідає складу аноду.

У принциповій схемі джерела живлення електроіскрової механізованої установки ЛЕГ-1 імпульси струму розрядного контуру (на схемі виділено жирною лінією) не проходять ані по керованих кремнієвих вентилях, ані по некерованих. Генератор є послідовним інвертором, який утворений конденсаторами C_1 і C_2 , дроселем ДР і тиристорами T_1 і T_2 . Навантаженням інвертора є міст, плечі якого утворені накопичувальними конденсаторами C_3 і C_4 і вентилями D_1 і D_2 . У діагональ мосту включений іскровий проміжок Пр, шунтований резистором R_1 . Управління тиристорами здійснюється від малопотужного генератора, прямокутні імпульси напруги якого подаються на обмотку трансформатора Тр. Із вторинних витків трансформатора протифазні сигнали подаються на запуск тиристорів. Отже, управляючий імпульс відкриває тиристор T_1 , при цьому в ланцюгу протікає струм, що викликає на дроселі Др е.р.с., яка замикає тиристор T_2 . Внаслідок симетрії схеми аналогічний процес проходить при подачі управляючого імпульсу на тиристорі T_2 .

Генератор, зібраний за цією схемою, здійснює перетворення енергії постійного струму в енергію уніполярного імпульсного струму, що виділяється в іскровому проміжку. Частота проходження імпульсів дорівнює подвоєній частоті задаючого генератора $\Gamma_{зад}$. До міжелектродного проміжку підводиться газ-носієй (аргон, водень) через центральну осьову частину легуючого електроду так, що складаються певні умови направленого переносу від аноду на катод (деталь). Подібні схеми, які діють в реакційних системах газового осадження у вакуумних установках типу ВУ-1М, УВН-2,5-6,5.

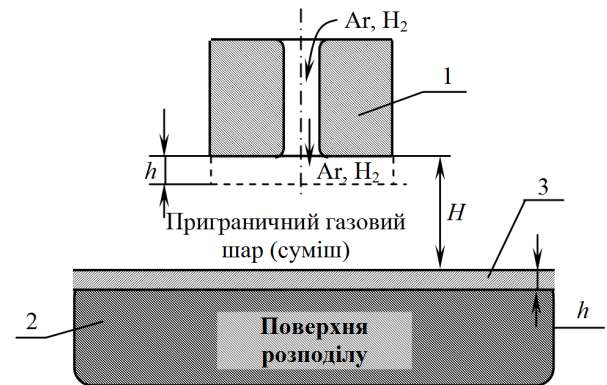
За нашою методикою розраховано параметри технологічного процесу електроіскрово-газового переносу електродного матеріалу із металокерамічного сплаву Т20К4 та з карбонілу вольфраму $W(CO)_6$.

Кількісну оцінку електричної ерозії контактів проводили за визначеними характеристиками: маси електродної речовини m (у грамах), видаленої із робочої поверхні; швидкості ерозії γ (у г/с); коефіцієнта електропереносу χ (у г/кулон, або ат/ел. заряд) за методикою, описаною в [1].

Порівняльні характеристики наведено на рис. 4, 5, 6. Використання іскрового (тліючого) розряду в процесі переносу і кристалізації на деталі в газовій фазі сприяє прискоренню процесу і покращує якість осаджуваних шарів.

Прискорення процесу пояснюється кращою іонізацією газового середовища і перенесенням парів аноду на катод (осадженню), при цьому карбоніл вольфраму $W(CO)_6$ розкладається у тліючому розряді газового проміжку за присутністю водню при тиску 0,5 атм і густині струму 500 мА/см².

До переваги цього методу можна віднести можливість попереднього очищення поверхні оброблюваного виробу від окисних і інших забруднень катодним розпиленням і водневим відновленням електроіскровим методом, що суттєво покращує зчеплення покриття з основою і впливає на щільність, густину і досконалість текстури. Енергія активації процесу термодифузії вольфраму через газовий міжелектродний простір в аргонному середовищі вища, ніж для покриттів, отриманих без накладання електроіскрового (тліючого) розряду в повітряному просторі. Експериментально формування металічних шарів при піролізі карбонілу вольфраму проводилось у реакційно-термічних електроімпульсних умовах (рис. 3).



1 – електродний матеріал : Т20К4, $W(CO)_6$, анод;
2 – вуглецева інструментальна сталь У10, (зразок),
(катод); 3 – відкладений (легований) електроіскровим способом шар (при використанні Т20К4 в умовах аргону – 120÷240 мкм, при використанні $W(CO)_6$ в умовах водню – 180÷200 мкм), h_1 – об'єм витраченого аноду в процесі відкладання шару при електроіскровому процесі, h_2 – об'єм відкладеного шару сконденсованої газової суміші електродного (анодного, катодного) матеріалу та газу-носія, H – приграничний об'єм газопарової суміші електродного матеріалу аноду, катоду, газу-носія і повітря

Рисунок 3 – Схема термо-, електро-, газореакційного розкладу електродних матеріалів

Порівнявши результати роботи [1] і новостворену схему проведення досліду, можна зробити висновок, що показники продуктивності дещо зростають, а якість отриманого шару значно відрізняється структурою, так і за характеристиками [4, 5].

Фазовий склад шару модифікованої поверхні за даними мікрорентгеноспектрального аналізу із скануванням в перерізі через межу розподілу, порівнювали із складеною діаграмою стану Fe-C-W-N легованого в повітряному, аргонному і водневому середовищі.

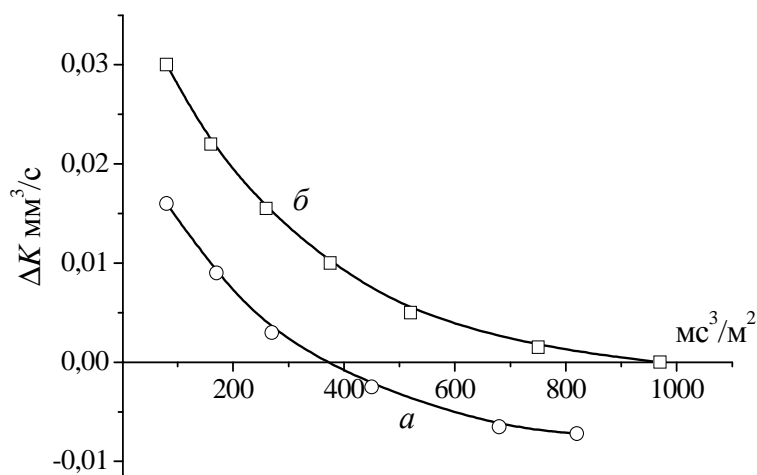


Рисунок 4 – Залежність питомого переносу матеріалу на катод із сталі У10 від часу легування сплавом Т20К4 в повітряному середовищі (а) і в аргонному середовищі (б) при 4-ому режимі роботи установки ЛЕГ-1 ($I_{к.з.}=50 \text{ А}$, $U=50 \text{ В}$, $C_1=1200 \text{ мкФ}$, $C_2=1200 \text{ мкФ}$, $f=400 \text{ Гц}$) за схемою рис. 2

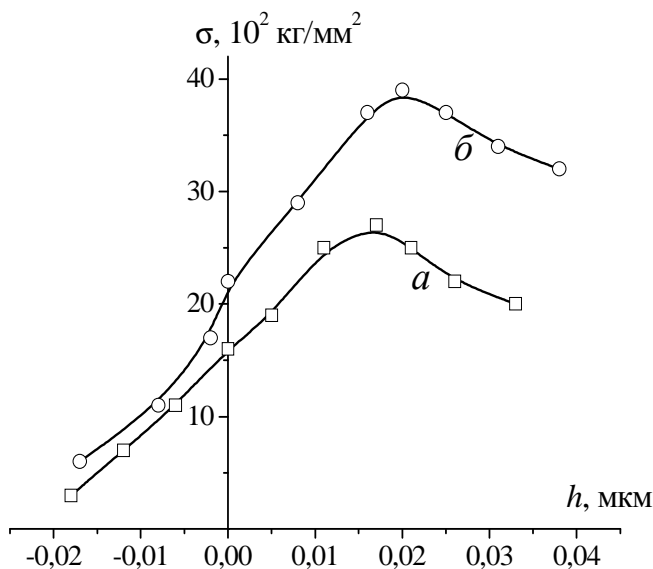


Рисунок 5 – Розподіл твердості в поверхневому шарі сталі У10 після легування електродом Т20К4 в повітряному (а) і аргонному середовищі (б) за режимом, вказаному на рис. 4

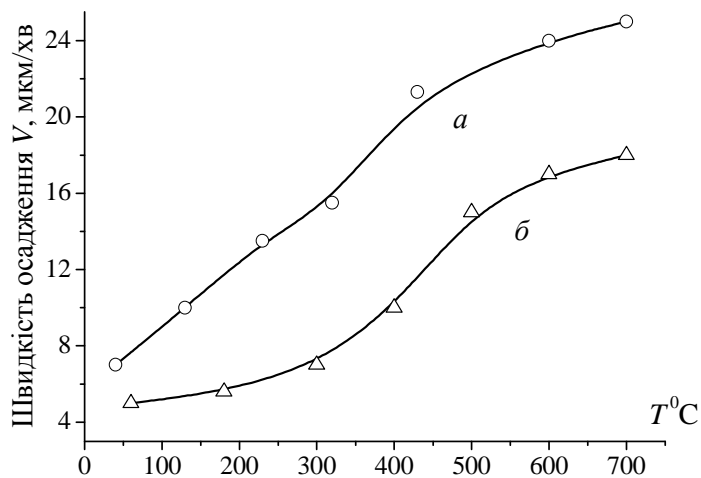


Рисунок 6 – Залежність швидкості електромасопереносу карбонілу вольфраму $W(\text{CO})_6$ від температури підкладки сталі при тисках водню 1,5 атм (а), 0,5 атм (б)

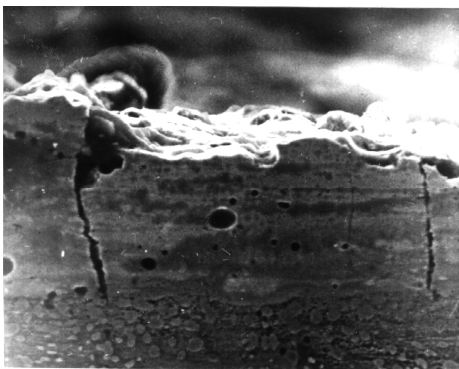


Рисунок 7 – Мікроструктура покриття, нанесеного на сталь У8 сплавом Т20к4 на 5-му режимі установки ЛЕГ-1

На поверхні вуглецевої сталі У10 в процесі співударів з потоком неідеальної імпульсно-іскрової плазми вибухів утворюються шари із фазовим складом карбонітридного характеру:

ϵ -Fe₂₋₃(NC), γ -фази, Fe₃C.

Залізо та вольфрам утворюють за різних термодинамічних умов декілька інтерметалідних фаз при 1040°C: Fe₂W (λ -фаза), Fe₂W₂ (ϵ -фаза) із раніше виділених ϵ -фази та δ -фази ($\delta+\epsilon\rightarrow\lambda$). При більш форсованих режимах $I_{к.з.}>100$ А в легованому шарі виявляються кристали ϵ -Fe₂W₂, Fe₁₀W₃. При легуванні електродами Т20К4 в середовищі аргону утворюються дві зони (рис. 7). Перша – ділянка з великими зернами довільної форми, величиною 150ч270 мкм, твердістю 3700ч4200 кг/мм² із вкрапленнями подрібнених дисперсних частинок другої фази. Друга – має твердість подібну до даних роботи [4] – 780-900 МПа, в якій по всьому об'єму зустрічаються частинки карбідних включень із твердістю до 400 МПа, величиною 80-100 мкм. Зауважимо, що легування в середовищі аргону в поверхневих шарах, зміщених електроіскровим способом, містить значно меншу кількість мікротріщин, відколів, дислокаційних виходів (приблизно на 20%), але й підвищує швидкість перенесення легуючого матеріалу на підкладку сталі У10,[4].

Аналіз результатів дослідження та рекомендації

Введення вільного газового аргону у склад суміші розтопленого і випаруваного в міжелектродному середовищі матеріалу змінює фазовий склад отриманого покриття – з'являється TiC, значно зменшується вміст W₂C.

Введення вільного газового водню для легування поверхні вуглецевої сталі У10 електродами із карбонілу вольфраму представлено на рис.3. Враховуючи особливості переносу розтопленого в середовищі водню карбонілу вольфраму зазначимо, що легування проводилось у протоці газу при тиску 1,5 МПа, при температурі підкладки від 300°C до 500°C, (питома енергія активації лежить в межах 1,2·10¹⁴ Дж/моль).

Починаючи з 350°C лежить область, де визначальним процесом є дифузія парів карбоні-

лу. При мас-спектроскопічному дослідженні термо-реактивно-імпульсного розкладу у водневому середовищі карбонілу вольфраму встановлено, що в початковий момент швидкість переносу невелика, а після того, як шар досягає певної величини, вона зростає і залишається постійною протягом певного часу легування. Це пояснюється каталітичною активністю шару.

Для того, щоб відрегулювати потрібну концентрацію паро-газової суміші міжелектродного з'єднання поблизу поверхні, необхідно підтримування на певних рівнях енергії розрядного проміжку, температури, тиску несучого (легуючого) газу і концентрації носіїв у розрядному реакційно-імпульсному об'ємі. За цих відпрацьованих режимах може здійснюватись процес легування поверхні з досконалою структурою і високим зчепленням.

Висновки

Розглянуто реакційну систему електропереносу при взаємодії електроіскрового імпульсного розряду в середовищі, заповненому газами-носіями (азот, водень, аргон). Визначено перспективи використання легуючих газів на електроіскрових установках різного типового складу.

В процесі дослідження розроблено інтегрований підхід до вирішення проблем електроіскрового легування поверхонь із застосуванням нового комплексного способу обробки – осадження електродних матеріалів із парогазової фази на підставі застосування газів-носіїв і електроімпульсно-іскрового переносу.

Поглиблено теорію електропереносу електродних матеріалів та залишено на подальший розвиток процес поліконденсації елементів у газових середовищах та у вакуумі.

Більш досконалий і детальний розгляд процесів термо-електро-газодинамічного розкладу карбідів і карбонілів металів (Ti, W, Mo, Ta, V, Re, і т.д.), що контролюються дифузією парогазової суміші її концентрацією і тиском, викликає безсумнівний інтерес в межах даної тематики, подальших досліджень.

Література

1 Завойко О.С. Теоретичні основи електро-технології зміцнення металів./ О.С. Завойко. – Чернівці: Рута, 2003. – С. 8-24.

2 Сизоненко О.Н. Влияние высоковольтного электрического разряда на поверхностные явления в дисперсных системах // Международная конференция "Современное материаловедение: достижения и проблемы", Украина, Киев, 26-30 сентября 2005. – Киев: Академпериодика, 2005. – С. 336.

3 Источники питания для электроискрового легирования / Институт прикладной физики. – Кишинев: Штиинца, 1978. – С. 64.

4 Завойко О.С. Закономерности формирования упроченного слоя в углеродистых сталях металлокерамическими сплавами в процессе

електроискрового легирования / О.С. Завойко, В.З. Цальй // Международная конференция "Современное материаловедение: достижения и проблемы", Украина, Киев, 26-30 сентября 2005. – Киев: Академперіодика, 2005. – С. 536.

5 Завойко А.С. Электродинамические факторы в мостиковом переносе при электроискровом легировании / О.С. Завойко, С.Н. Новиков // Международная конференция "Современное материаловедение : достижения и проблемы", Украина, Киев, 26-30 сентября 2005. – Киев: Академперіодика, 2005. – С. 520.

6 Завойко О.С. Теорія міжатомних перетворень покриттів, металів і сплавів фізичного матеріалознавства, т. 1/ О.С. Завойко. – Чернівці: Рута, 2009. – С. 183.

7 Завойко О.С. Теоретичне матеріалознавство в теоріях міжатомних перетворень покриттів, металів, сплавів, т. 4 / О.С. Завойко. – Чернівці: Рута, 2012. – С. 101-103.

8 Сливков И.Н. Процессы при высоком напряжении в вакууме / И.Н. Сливков. – М.: Энергоиздат, 1986. – С. 68-74.

9 Электроискровое легирование металлических поверхностей / Под ред. Ю.Н. Петрова. – Кишинев: Штиинца, 1985. – С. 196.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.09.13*

*Рекомендована до друку
професором **Крилем Я.А.***

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

*д-ром фіз.-мат. наук **Гасюком І.М.***

*(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

ПІДВИЩЕННЯ ЯКІСНИХ ПОКАЗНИКІВ ВСТАВНОГО ПОРОДОРУЙНІВНОГО ОСНАЩЕННЯ ШАРОШОК ТРИШАРОШКОВИХ БУРОВИХ ДОЛІТ

¹Р.С. Яким, ²Ю.Д. Петрина, ²І.С. Яким

¹ Дрогобицький державний педагогічний університет ім. Івана Франка,
82100, м. Дрогобич, вул. І.Франка, 24, тел. 067 9070484, e-mail: Jakym.r@online.ua

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 43024,
e-mail: public@nimg.edu.ua

Дослідження має на меті вирішення проблеми підвищення якісних показників вставного породоруйнівного оснащення шарошок тришарошкових бурових доліт. Дослідження проводились в умовах реального виробництва бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, комплексним застосуванням експериментальних лабораторних, стендових і натурних експлуатаційних випробовувань. Теоретично і експериментально обґрунтовано розроблені підходи у вдосконаленні комплексного підвищення якісних показників вставного породоруйнівного оснащення шарошок бурових доліт на етапах проектування, конструювання і виготовлення. Розв'язано задачу вдосконалення способу вибору натягу у з'єднанні „зубок-шарошка”, що враховує фізико-механічні показники матеріалів та конструкторсько-технологічні параметри спряжених поверхонь. Також обґрунтовано новий підхід у вдосконаленні конструкції хвостовиків вставок, що дає економію матеріалів, підвищення якості й технологічності формоутворення отворів у шарошках під вставне породоруйнівне оснащення.

Ключові слова: вставні породоруйнівні зубки, натяг, з'єднання „зубок-шарошка”

Целью исследования есть решение проблемы повышения качественных показателей вставного породоразрушающего вооружения шарошек трехшарошечных буровых долот. Исследования осуществляли в условиях реального производства буровых долот, при математическом планировании экспериментов, комплексным использованием экспериментальных лабораторных, стендовых и натурных эксплуатационных испытаний. Теоретически и экспериментально обоснованы разработанные подходы в совершенствовании комплексного повышения качественных показателей вставного породоразрушающего вооружения шарошек трехшарошечных буровых долот на этапах проектирования, конструирования и изготовления. Решено задачу совершенствованием способа выбора натяга в соединении „зубок-шарошка”, который учитывает физико-механические показатели материалов и конструкторско-технологические параметры сопряженных поверхностей. Также обосновано новый подход в совершенствовании конструкции хвостовиков вставок, что дает экономию материалов, повышение качества и технологичности формирования отверстий в шарошках под вставное породоразрушающее вооружение.

Ключевые слова: вставные породоразрушающие зубки, натяг, соединение „зубок-шарошка”

The problem of quality improvement of inserted rock-cutting elements of the three-cone drill bits is resolved. The study has been carried out under conditions of a real production of drill bits with the mathematical planning of experiments and complex utilization of experimental laboratory, bench and full-scale operating tests. The developed approaches to complex quality improvement of the inserted rock-cutting elements of the three-cone drill bits at stages of designing, engineering and manufacturing are theoretically and experimentally grounded. The problem is solved by improving the method of tension choosing in the "tooth-cone" joint. This method includes physical and mechanical properties of the materials and design-technological parameters of the joined surfaces. A new approach to improving shank inserts design has been also grounded. This approach allows saving of materials, improving of quality and technological effectiveness of holes formation in the cones for inserted rock-cutting elements.

Key words: inserted rock-cutting teeth, tension, "tooth-cone" joint

Ефективність буріння тришарошковими буровими долотами у більшості визначається якісними показниками породоруйнівного оснащення. Для буріння твердих, твердих абразивних, міцних та особливо міцних гірських порід шарошки таких доліт виконуються з вставним породоруйнівним оснащенням – твердосплавними зубками. Породоруйнівне оснащення шарошок доліт працює у край важких умовах за дії високих динамічних навантажень, корозивних абразивних середовищ, підвищених температур тощо. У результаті породоруйнівне оснащення зазнає руйнувань через: абразивний знос, тріщиноутворення й відколювання фраг-

ментів шарошки чи породоруйнівних зубків, випадання твердосплавних вставок тощо. Одночасно якісні показники вставного породоруйнівного оснащення шарошок мають першочергове значення, не тільки з огляду на високі експлуатаційні вимоги до тришарошкових бурових доліт, а й на їх собівартість, зумовлену застосуванням цінних матеріалів. Це ставить комплекс вимог до матеріалів, конструкції, технології виготовлення породоруйнівного оснащення доліт. Зауважимо, що ці вимоги досить важко, а подекуди неможливо задовольнити одночасно. Тому існує проблема підвищення якісних показників вставного породоруйнівного

го оснащення шарошок бурових доліт, яка вирішується різними шляхами.

За останні роки проблемі вдосконалення і підвищення довговічності вставного породоруйнівного оснащення приділено велику увагу в роботах [1-12] та ін. Значна частина досліджень присвячена розв'язанню проблеми підбору і розробки матеріалів для вставних зубків [1-3] та ін. Відомі роботи з розробки технології виготовлення комбінованих зубків [4, 5]. За останні роки розроблено основні підходи до вдосконалення конструкції вставного породоруйнівного оснащення з метою підвищення ефективності буріння [6-9]. Сьогодні також багато уваги приділяється вдосконаленню технології пресування твердосплавних зубків у шарошки [8-12]. Аналіз цих та багатьох інших робіт, а також вивчення практики виготовлення тришарошкових бурових доліт на долотних заводах свідчить, що проблему необхідно вирішувати комплексно. Тут добре зарекомендував себе процесний підхід [9, 13, 14], який дозволяє на довиробничих і виробничих етапах вирішувати широкий спектр задач з етичних позицій множин конструкторських, технологічних, функціонально-експлуатаційних, економічних показників якості. Тим не менше існує низка ще не вирішених взаємопов'язаних задач оптимізації фізико-механічних, конструкторсько-технологічних параметрів з'єднання „зубок-шарошка”, а також вдосконалення технологічних процесів формоутворення отворів під хвостики твердосплавних зубків і складальних операцій. Залишаються дискусійними також питання конструктивної досконалості хвостовиків вставних зубків.

Виходячи з вище викладеного, ціллю даного дослідження є вдосконалення комплексного підходу у підвищенні якісних показників вставного породоруйнівного оснащення шарошок тришарошкових бурових доліт на етапах проектування, конструювання і виготовлення. Відтак задача дослідження полягає у підвищенні довговічності вставного твердосплавного оснащення вдосконаленням методу вибору натягу у з'єднанні „зубок-шарошка” залежно від фізико-механічних показників матеріалів та конструкторсько-технологічних параметрів спряжених поверхонь.

Вирішення окресленої задачі дослідження здійснювали на базі ТОВ „УніБурТех”, яке спеціалізується на виготовленні тришарошкових бурових доліт. Шарошки доліт виготовляли за існуючою заводською технологією з долотних сталей, що піддаються хіміко-термічній обробці на основі цементації, гартування, відпуску. Формоутворення отворів здійснювали на верстаті моделі MCV500 згідно існуючої технології, яка докладно описана в [15].

Встановлення геометричних розмірів отворів застосовується пневмокомпаратор „Western L-10”, що забезпечує допуск 0,05мм на діаметр статистичної групи вимірювання. Цей прилад призначений для неконтактного заміру діаметрів отворів з точністю до 2,5мкм. Діаметри зубків вимірювали за допомогою горизонтально-

го проекційного оптиметра ОГЭ-1, шкала якого має ціну поділки рівну 1мкм.

Якість твердосплавних зубків оцінювали неруйнівним контролем партій твердосплавних зубків вимірюванням коерцетивної сили магніто-метричним методом із застосуванням приладу ИКС-968 (рис. 1). Суть методу полягає у намагнічуванні твердосплавного зубка в постійному магнітному полі до стану магнітного насичення і вимірювання напруги зворотного напрямку, необхідного для повного розмагнічування зубка. Дані вимірювань коерцетивної сили зв'язують з еталонними значеннями, встановленими для різних твердих сплавів.



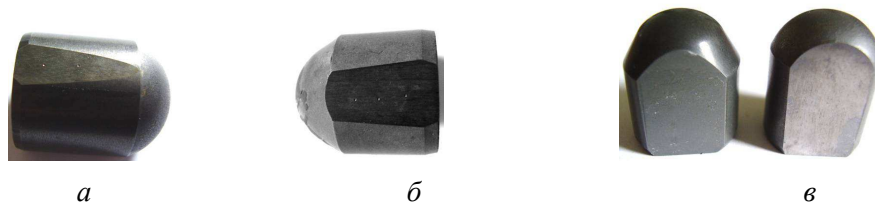
Рисунок 1 – Прилад ИКС-968 і випробувані на коерцетивну силу твердосплавні зубки

Застосовуючи стандартні методики встановлювали якість розподілу твердості та показники мікроструктури на спеціально підготовлених темплетях твердосплавних зубків (рис. 2). Також на спеціально підготовлених темплетях з шарошки (рис. 3) вивчали якість отворів під вставки і з'єднання „зубок-шарошка”.

Пресування зубків у тіло шарошки здійснювали за допомогою спеціального заводського устаткування згідно методики описаної в [15].

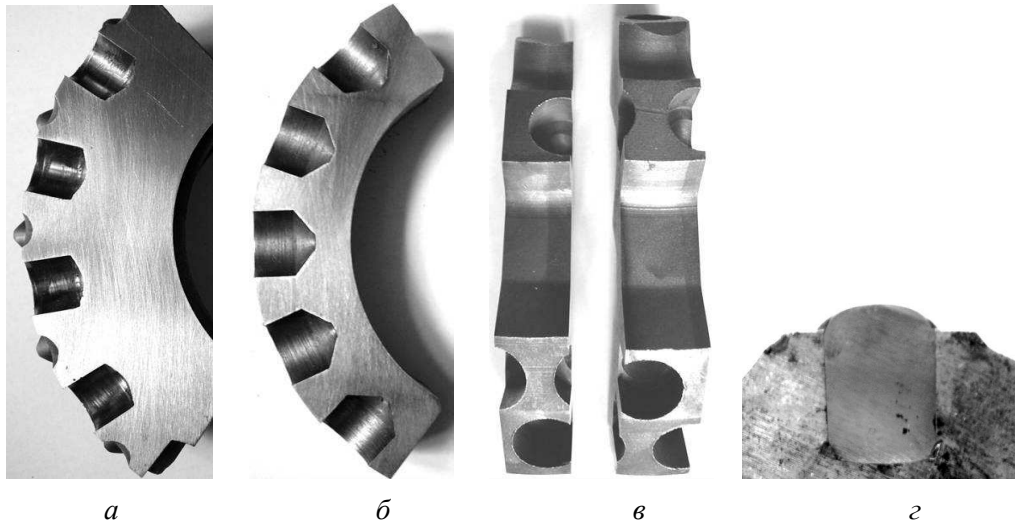
Аналізом встановлено, що фізико-механічні показники матеріалів шарошок і вставних зубків, а також технологія виготовлення отворів, конструкторські параметри спряжених поверхонь визначають характер пошкоджень і руйнувань породоруйнівного оснащення. Зокрема, при недостатній міцності вінців шарошки відбувається оголення вставних зубків і їх випадання (рис. 4, а). У випадку високої крихкості шарошок спостерігається відколювання фрагментів вінців та зубків (рис. 4, б-д). Одночасно зауважено різний характер руйнування твердосплавних вставних зубків. Це пояснюється неоптимальним натягом у спряженні з'єднання „зубок-шарошка” [9, 11, 16, 17].

Виходячи з відомих формул опору матеріалів, нерухомість пресового з'єднання забезпечується створенням натягу з відповідним розподілом напружень в тілі зубка і спряжених шарах тіла шарошки. Тому вплив механічних показників матеріалів зубка та шарошки на величину сил контактного зв'язку і натяги в з'єднанні оцінювали на основі відомих формул Ляме [16, 17]:



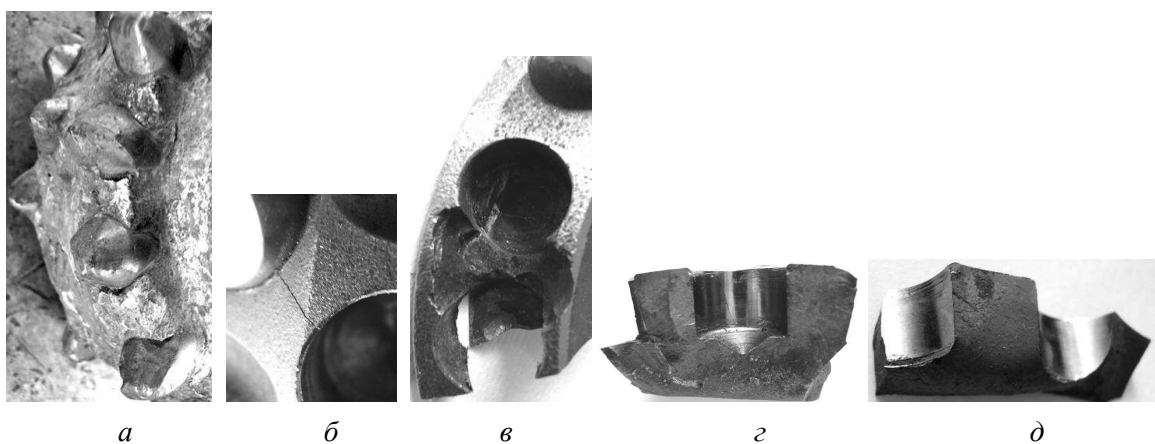
a – твердосплавний зубок, випробуваний на пошарову твердість на глибину до 1мм від поверхні,
б – твердосплавний зубок, випробуваний на пошарову твердість на глибину 2-3мм від поверхні,
в – твердосплавні зубки з полірованою і травленою площиною у поздовжньому перерізі

Рисунок 2 – Темплети для досліджень твердосплавних зубків



a – вінець шарошки з демонтованим одним рядом твердосплавних зубків (поперечний розріз шарошки),
б – вінець шарошки з просверденими отворами під твердосплавні зубки перед розвірчуванням і зенкеруванням (поперечний розріз шарошки),
в – поздовжні розрізи шарошок з готовими отворами під твердосплавні зубки,
г – твердосплавний зубок у вінці шарошки (поперечний переріз вінця шарошки)

Рисунок 3 – Темплети для досліджень якості з'єднання „зубок-шарошка”



a – оголення зубків по вінцю шарошки,
б – тріщини між отворами під вставні зубки в тілі вінця шарошки,
в – відколювання фрагменту вінця між двома отворами під вставні зубки,
г, д – відколені фрагменти вінців шарошки

Рисунок 4 – Типові руйнування вінців шарошок оснащених вставними зубками

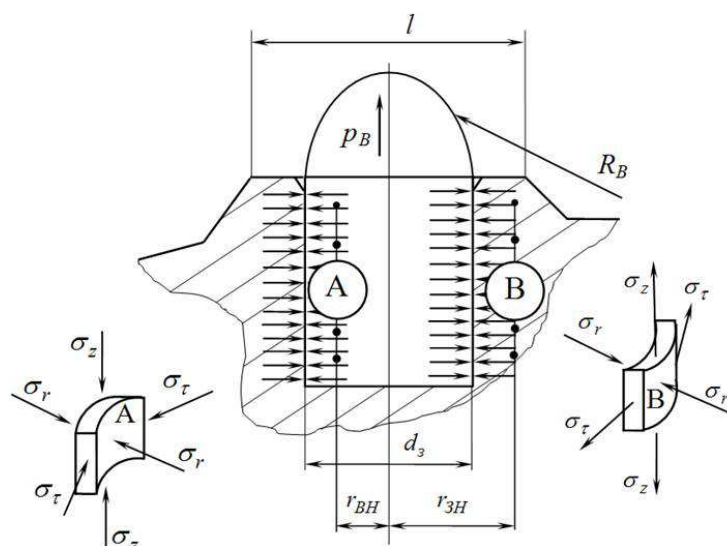


Рисунок 5 – Схеми напружень і зусиль, що визначають надійність з’єднання зубка і шарошки на вінці шарошки

Таблиця 1 – Головні напруження в спряжених ділянках з’єднання „зубок-шарошка”

Напруження в тілі	вінця шарошки	хвостовика зубка
Формули визначення	$\sigma_\tau = -\sigma_r = p_k \frac{r_3^2}{r_i^2}, \sigma_z = -f\sigma_r = fp_k \frac{r_3^2}{r_i^2}$	$\sigma_\tau = \sigma_r = -p_k, \sigma_z = -fp_k$

$$p_k = \frac{N}{d_3} \left(\frac{1 - \mu_z}{E_3} + \frac{1 + \mu_{ш}}{E_{ш}} \right)^{-1}, \quad (1)$$

де d_3 – діаметр зубка (мм);
 N – величина натягу при посадці зубка в шарошку (мм);
 μ_z – коефіцієнт Пуассона для матеріалу хвостовика зубка (для твердого сплаву 0,24),
 $\mu_{ш}$ – коефіцієнт Пуассона для сталі шарошки (0,3);
 E_3 – модуль пружності для матеріалу хвостовика зубка ($5,6 \cdot 10^5$ МПа);
 $E_{ш}$ – модуль пружності для матеріалу шарошки.

Висота спряженої поверхні з’єднання „зубок-шарошка” дорівнює $(0,8 - 1,0)d_3$. У конструкціях породоруйнівного оснащення для доліт типу ОК найбільша частина хвостовика контактує з серцевиною шарошки, менша – з тілом вінця (рис. 5). У такому випадку напружений стан тіла вінця і шарошки будуть відмінними. У долотах типу ТКЗ практично весь хвостовик зубка контактує з серцевиною вінця шарошки.

Після складання з’єднання, у матеріалах спряжених деталей створюються такі напруження (σ_r – радіально-стискаючі, σ_τ – тангенціальні, σ_z – поздовжньо-осьові), які визначають зусилля випресування зубка (p_B) за дії реакції вибою (R_B) (рис. 5). Відповідно напруження в з’єднанні визначаються згідно формул

[16] (табл. 1). Тут r_3 – радіус зубка, r_i – радіус від осі симетрії посадки до розглядуваної точки, f – коефіцієнт тертя зубка до стінки отвору в шарошці.

Оскільки коефіцієнт тертя дає можливість врахувати вплив геометричних параметрів і жорсткості елементів з’єднання на несучу здатність і міцність з’єднання, згідно [18], при розрахунках прийнято $f = 0,1 \div 0,15$. При цьому можливі підвищення коефіцієнта тертя вище вказаних значень будуть сприятливо впливати на підвищення запасу надійності з’єднання. Для розрахунків ми приймали $f = 0,1$.

З виразів головних напружень (табл. 1) видно, що тіло зубка є у стані стиснення, а тіло шарошки зазнає напруження стиску (σ_r) і напруження розтягу (σ_z, σ_τ). Оскільки робоча поверхня зубка вільна від дії цих напружень, то після посадки створюється пружне переміщення зубка вздовж своєї осі. Це спричинює виникнення повздовжніх напружень стиску в тілі зубка і розтягу в тілі шарошки. Значення цих напружень у основному визначаються коефіцієнтом тертя між тілом зубка і шарошки.

Отже, згідно тих же відомих положень опору матеріалів встановлювали вимоги до величини натягу для нашого випадку. Для цього застосовано теорію міцності про питому потенціальну енергію зміни форми, де два напружених стани є однаково небезпечними, якщо кількість потенціальної енергії зміни форми, що накопичується в одиниці об’єму, для них однакова. Відповідно до цього є однакова небезпека

Таблиця 2 – Умови міцності для з'єднання „зубок-шарошка”

Умова міцності	для шарошки	для зубка
Формули визначення	$\sigma_1 = \sigma_\tau \Big _{r_i=r_3} = p_k,$ $\sigma_2 = \sigma_z \Big _{r_i=r_3} = fp_k,$ $\sigma_3 = \sigma_\tau \Big _{r_i=0} = -p_k,$ $\sigma_{EKB}^{ш} = \frac{T_{ш} \sqrt{1-f^2}}{d_3} \times$ $\times \left(\frac{1-\mu_3}{E_3} + \frac{1+\mu_{ш}}{E_{ш}} \right)^{-1} \leq [\sigma_P]_{ш},$	$\sigma_1 = \sigma_z = fp_k,$ $\sigma_2 = \sigma_\tau = \sigma_3 = \sigma_r = -p_k,$ $\sigma_{EKB}^z = \frac{T_3(1-f)}{d_3} \times$ $\times \left(\frac{1-\mu_3}{E_3} + \frac{1+\mu_{ш}}{E_{ш}} \right)^{-1} \leq [\sigma_P]_z,$

Таблиця 3 – Залежність значення коефіцієнта поправки від діаметрів зубків і твердості вінців шарошки

Діаметри зубків, мм	Твердість вінців шарошки, HRC	Коефіцієнт $K_{П}$	Твердість вінців шарошки, HRC	Коефіцієнт $K_{П}$
10	56-57	1,4 – 1,5	58-61	1,8 – 2,0
12	56-57	1,15 – 1,2	58-61	1,3 – 1,4
14	56-57	1,1 – 1,11	58-61	1,2 – 1,22

двох напружених станів – складного та одноосового, для яких розрахунково-еквівалентне напруження σ_{EKB} має вигляд [16]:

$$\sigma_{EKB}^i = \left(\frac{1}{2} \left[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2 \right] \right)^{\frac{1}{2}} \leq [\sigma_P]_i, \quad (2)$$

де $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – головні напруження на контактній поверхні спряження;

$[\sigma_P]_i$ – допустиме напруження на розтяг для спряжених матеріалів.

Отже згідно табл. 1 та (2) за [16] попередити руйнування деталей можливо накладанням умов поданих в табл. 2. Тут $T_{ш}, T_3$ – поля допусків отвору шарошки та зубка відповідно.

Відповідно натяг у посадці повинен обмежуватися граничними значеннями напружень матеріалів деталей. Враховуючи відому залежність

$$T_N = N_{max} - N_{min} = T_{ш} + T_3,$$

натяг мав би визначитися з відомого рівняння [16]:

$$T_N = d_3 \left(\frac{[\sigma_P]_{ш}}{\sqrt{1-f^2}} + \frac{[\sigma_P]_z}{1-f} \right) \times \left(\frac{1-\mu_3}{E_3} + \frac{1+\mu_{ш}}{E_{ш}} \right).$$

Тим не менше приведений вираз не враховує такий чинник як поверхнева твердість шарошки у місці посадки. Важливість такого чин-

ника обґрунтована в роботах [19-21]. Твердість поверхневих шарів вінців шарошки для різних за призначенням доліт є різною. Вінці шарошок виконуються в одному випадку без цементації (забезпечується захистом спеціальною обмазкою перед ХТО), в іншому випадку цементуються. У всіх випадках шарошки піддаються гартуванню. Відповідно маємо два випадки твердості розглядуваних поверхонь – HRC56-57 та HRC58-63. Для врахування цього, співставленням існуючих в заводській практиці вимог щодо параметрів посадки з результатами дослідження А. І. Беляєва [19], слід у розрахунки натягу ввести коефіцієнт поправки, позначимо його $K_{П}$. Цей коефіцієнт повинен враховувати діаметр вставних зубків, а також те, що натяг повинен зменшуватися пропорційно зі збільшенням твердості поверхневих шарів. Експериментально встановлено, що твердосплавні зубки не зазнають руйнувань у 90% коли значення $K_{П}$ знаходиться у межах які подано в табл. 3

Отже, натяг визначиться з співвідношення

$$T_N = \frac{d_3}{K_{П}} \left(\frac{[\sigma_P]_{ш}}{\sqrt{1-f^2}} + \frac{[\sigma_P]_z}{1-f} \right) \times \left(\frac{1-\mu_3}{E_3} + \frac{1+\mu_{ш}}{E_{ш}} \right). \quad (3)$$

Враховуючи що $[\sigma_P]_{ш} < [\sigma_P]_z$, можна констатувати, що в тілі шарошки навколо спряження виникає напруження більше за границю плинності. Тому величина натягу повинна обґрунтовуватися для попередження трі-

Таблиця 4 – Максимальні радіальні, поздовжні та тангенціальні напруження в спряженні з'єднання „зубок-шарошка”

Напруження	для шарошки	для зубка
Формули визначення	$\begin{cases} \sigma_1 = \sigma_r = p_k(l) \frac{l^2 + d_3}{l^2 - d_3} \\ \sigma_2 = \sigma_z = -f\sigma_r = fp_k(l) \\ \sigma_3 = \sigma_r = -p_k(l) \end{cases}$	$\begin{cases} \sigma_1 = \sigma_z = -fp_k(l) \\ \sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_r = \sigma_t = -p_k(l) \end{cases}$

щиноутворення. Відтак контактний тиск на рівні висоти виступу вінця шарошки (1) встановиться з

$$p_k(l) = \frac{N}{d_3} \left(\frac{1 - \mu_3}{E_3} + \frac{l^2 + d_3 + \mu_{uw}}{l^2 - d_3 + E_{uw}} \right)^{-1}, \quad (4)$$

де l – ширина вінця шарошки.

Максимальні радіальні, поздовжні та тангенціальні напруження в спряженні отримують із залежностей згідно [16], які подано в табл. 4.

Тоді розрахунково-еквівалентні напруження набудуть вигляду:

$$\sigma_{EKB}^{uw} = \frac{p_k(l)}{\sqrt{2}} = \left[\left(\frac{l^2 + d_3 - f}{l^2 - d_3} \right)^2 + (1 - f)^2 + \left(\frac{l^2 + d_3}{l^2 - d_3} - 1 \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \leq [\sigma_P]_{uw}; \quad (5)$$

$$\sigma_{EKB}^z = P_k(l)(1 - f) \leq [\sigma_P]_z. \quad (6)$$

Аналогічно, за таких умов допустимий натяг рівний

$$T_N = \frac{d_3}{K_{II}} \times$$

$$\times \left[\frac{\sqrt{2}[\sigma_P]_{uw}}{\sqrt{\left(\frac{l^2 + d_3 - f}{l^2 - d_3} \right)^2 + (1 - f)^2 + \left(\frac{l^2 + d_3}{l^2 - d_3} - 1 \right)^2}} + \frac{[\sigma_P]_z}{1 - f} \right] \times \left(\frac{1 - \mu_3}{E_3} + \frac{l^2 + d_3 + \mu_{uw}}{l^2 - d_3 + E_{uw}} \right).$$

Для шарошок, де $l = 1,5d_3$, розрахунок допустимого натягу спрощений

$$T_N = \frac{d_3}{K_{II}} \times$$

$$\times \left[\frac{\sqrt{2}[\sigma_P]_{uw}}{\sqrt{(2,6 - f)^2 + (1 - f)^2 + 2,56}} + \frac{[\sigma_P]_z}{1 - f} \right] \left(\frac{1 - \mu_3}{E_3} + \frac{2,6 + \mu_{uw}}{E_{uw}} \right). \quad (7)$$

Знаючи значення $[\sigma_P]$, μ , E для матеріалів шарошок та зубків, застосовуючи потужності програмного продукту Mathcad, можна легко вести проектування конструкції посадки зубків у шарошку.

Отже, для проектування посадок для вставного породоруйнівного оснащення типу ТКЗ слід вести за формулою (7), де отримується натяг більший за величину допустимого отриманого згідно формули (3). Натомість для проектування натягів для вставного породоруйнівного оснащення типу ОК слід застосовувати формулу (3).

Для практичних розрахунків замість допустимого напруження можна застосувати відомі значення границі плинності

$$[\sigma_P] = \frac{\sigma_T}{k_T},$$

тоді розрахункова формула для встановлення допустимого натягу в посадці матиме вигляд

$$N_{\partial} = \frac{d_3}{k_T K_{II}} \left(\frac{\sigma_{Tuw}}{\sqrt{1 + f^2}} + \frac{\sigma_{Tz}}{1 - f} \right) \times \left(\frac{1 - \mu_3}{E_3} + \frac{1 + \mu_{uw}}{E_{uw}} \right), \quad (8)$$

де k_T – коефіцієнт запасу міцності.

Величину сили, яка необхідна для демонтажу зубка з отвору в шарошці за натягу (8), можна отримати з відомого рівняння, яке в нашому випадку матиме вигляд

$$P_B = \pi f p_k d_3 h_z = \frac{\pi f d_3 h_z}{k_T} \times \left(\frac{\sigma_{Tuw}}{\sqrt{1 + f^2}} + \frac{\sigma_{Tz}}{1 - f} \right), \quad (9)$$

Таблиця 5 – Механічні властивості сталей шарошок і твердих сплавів зубків, необхідні для розрахунків

Матеріал	Модуль пружності E , МПа	Границя плинності σ_T , МПа	Коефіцієнт Пуассона μ
14ХНЗМА	$2,1 \cdot 10^5$	886	0,3
16ХНЗМА	—	834	—
17НЗМА	—	745	—
20ХНЗА	—	750	—
ВК8-ВК	$5,8 \cdot 10^5$	1800	0,21

Таблиця 6 – Вплив коефіцієнта запасу міцності й натягу на напружений стан у спряжених ділянках зубка зі сплаву ВК8-ВК й отворів у шарошці зі сталі 14ХНЗМА

d_3 , мм				Коефіцієнт запасу міцності, k_T		
				1,25	1,50	1,75
10	Натяг, мм			0,120	0,100	0,088
	Напруження, МПа	σ_r	-1588,87	-1324,06	-1165,17	
		σ_τ	$\pm 1588,87$	$\pm 1324,06$	$\pm 1165,17$	
		σ_z	158,89	132,41	116,52	
12	Натяг, мм			0,185	0,154	0,132
	Напруження, МПа	σ_r	-2041,25	-1699,21	-1456,46	
		σ_τ	$\pm 2041,25$	$\pm 1699,21$	$\pm 1456,46$	
		σ_z	204,13	169,92	145,65	
14	Натяг, мм			0,220	0,183	0,157
	Напруження, МПа	σ_r	-2080,66	-1730,73	-1484,84	
		σ_τ	$\pm 2080,66$	$\pm 1730,73$	$\pm 1484,84$	
		σ_z	208,07	173,07	148,48	

де h_3 – висота спряжених поверхонь хвостовика зубка і отвору шарошки.

Для прикладу покажемо описаний в [16] вплив коефіцієнта запасу міцності на параметри посадки коли зубок виготовлено зі сплаву ВК8-ВК, а шарошка з долотних сталей, що широко застосовуються у долотобудуванні. Коерцитивна сила таких зубків складала 95-100 ерс-тед, твердість HRA87,5, середній розмір зерна 3,5-4,5мкм.

При розрахунках прийнято $\varnothing 10\text{мм} - K_{II} = 1,45$, $\varnothing 12\text{мм} - K_{II} = 1,13$, $\varnothing 14\text{мм} - K_{II} = 1,11$. Згідно з [22, 23] механічні властивості матеріалів шарошки і зубка (табл. 5), відтак отримані розрахункові дані посадки зубків декількох діаметрів у тіло шарошки за різних значень коефіцієнту запасу міцності (табл. 6).

Отже, підбираючи запас міцності в посадці, можна прогнозувати силу натягу, жорсткість та надійність цього з'єднання (рис. 6). При цьому слід враховувати, що спряженні „зубок-отвір” при натягах, які відповідають зонам пружної деформації, коефіцієнт тертя (зчеплення) незначно змінюється, а при переході у зону пружно-пластичної деформації коефіцієнт тертя зі збільшенням натягу збільшується [24].

Одночасно граничні величини натягу у спряженні „зубок-отвір” обмежуються: мінімальна – міцністю зчеплення, максимальна – появою тріщин навколо отвору. Тим не менше огляд вставного породоруйнівного оснащення відпрацьованих доліт свідчить, що поряд з випаданням зубків через мінімальні натяги маємо різний характер руйнування твердосплавних зубків. Для виявлення причин цього явища на ВАТ „ДДЗ” було підготовлено партії доліт з верхнім максимальним натягом у з'єднанні „зубок-отвір”, що у середньому дорівнював 0,23мм, 0,19мм, 0,16мм (згідно з технологією виготовлення вінці шарошок захищені від цементатії).

Якісним аналізом породоруйнівного оснащення відпрацьованих доліт виявлено типовий характер руйнування для кожної партії доліт (рис. 7).

Отже, при середньому натягу 0,23мм у з'єднанні „зубок-отвір” зубок зазнає недопустимі внутрішні напруження, що прискорюють його руйнування (рис. 7, а-д). Тут спостерігається інтенсивне тріщиноутворення і зубок буквально розсипається (рис. 7, в, з), у результаті фрагменти хвостовика завальцьовуються у тіло шарошки (рис. 7, д), що призводить до повної зупинки проходки долота.

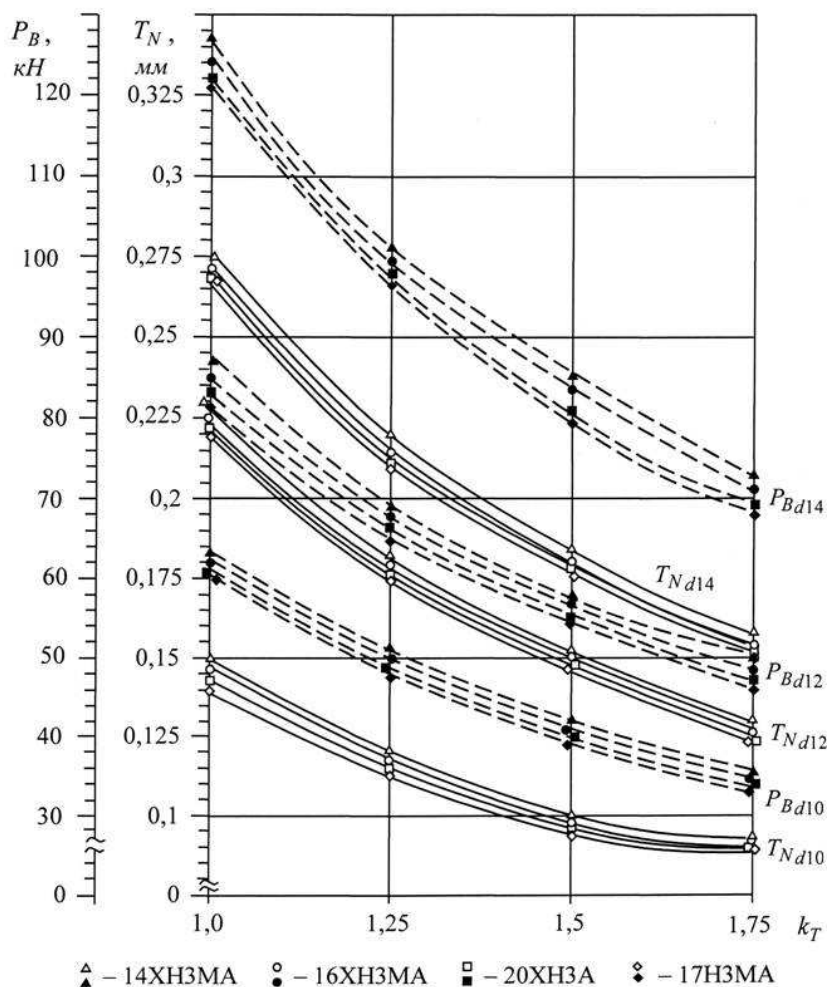


Рисунок 6 – Взаємозв’язок між коефіцієнтом запасу міцності тіла шарошки з різних марок долотних сталей, величиною оптимального натягу в пресовому з’єднанні „зубок-шарошка”, та силою випресовування зубків діаметрами 10мм, 12мм, 14мм (зубки виготовлені зі сплаву ВК8-ВК)

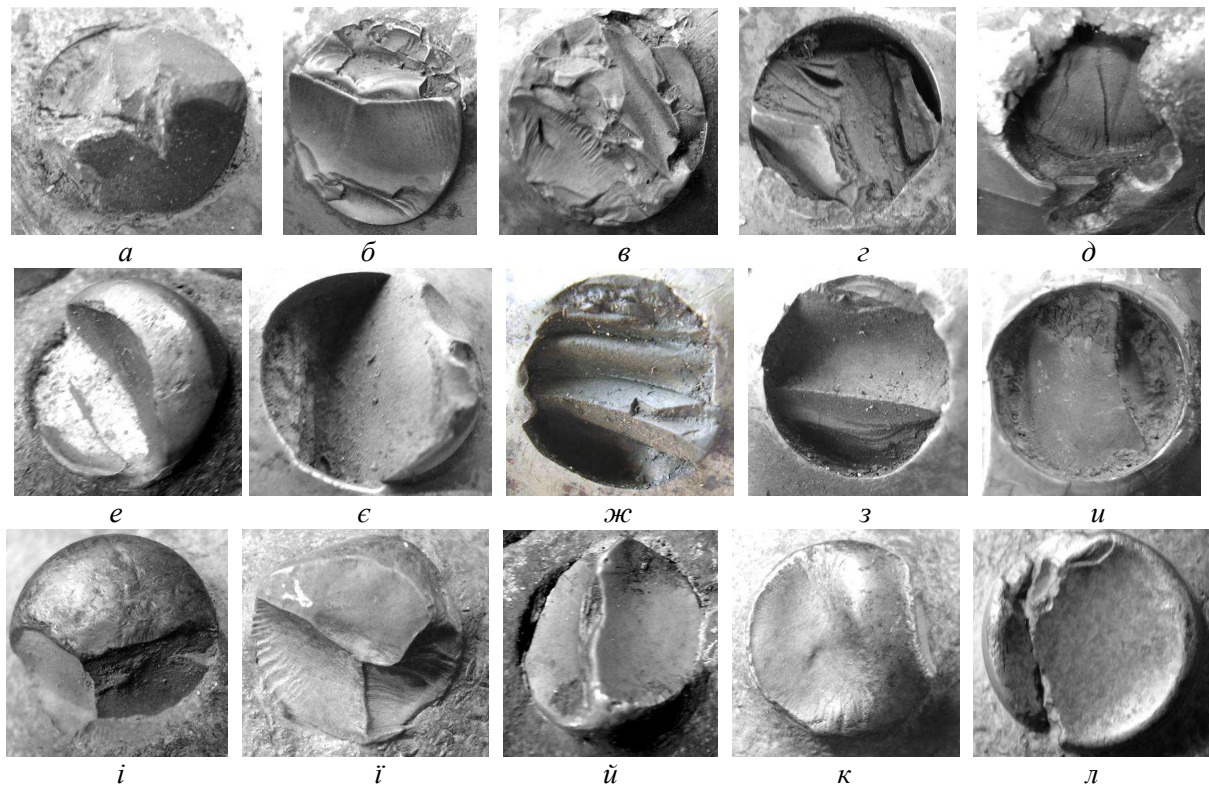
Середній натяг 0,19мм у з’єднанні „зубок-отвір” також веде до прискороного руйнування твердосплавних зубків (рис. 7, e-u). Хоч тут не так інтенсивно проходять руйнування, але результат подібний – зубки руйнуються урівень тіла вінця шарошки (рис. 7, ж-и) і маємо повну втрату здатності руйнувати породу вибою долотом.

Середній натяг 0,16мм у з’єднанні „зубок-отвір” дає можливість очікувати найкращі показники по довговічності твердосплавного вставного оснащення (рис.7, i-л). Тут залежно від міцності твердого сплаву зубка і характеру навантаження зі сторони вибою відбувається, або самозаточування зубків (рис. 7, i-й), або відколювання вражаючої частини зубків (рис. 7, к-л).

При оцінці довговічності вставного породоруйнівного оснащення визначальним є трищинистійкість твердосплавних зубків, тому однозначну відповідь на питання про оптимальні натяги потрібно шукати у встановленні оптимальних напружень, виходячи з конкретних фізико-механічних показників тіла вінця шарошки і хвостовика зубка. Зокрема, для вирішення цього питання в [19, 20] запропоновано

зменшувати внутрішні напруження в зоні виходу зубка у з’єднанні „зубок-шарошка” шляхом прорізування вінців шарошки коло зубків канавками на глибину цементованого шару, а також формування замкової канавки на зубку. Однак цілком позбутись на практиці негативних наслідків підвищення концентрації напружень в ділянці виходу зубка з шарошки є проблематично. Тому при підборі коефіцієнту запасу міцності, отже, і величини натягу, необхідно враховувати і вплив реакції вибою на напружений стан зубка.

Загалом, порівнюючи дані отримані в [16] із залежностями, поданими на рис. 6, можна констатувати, що сталь 14ХНЗМА забезпечує найкращі показники для надійного кріплення вставних зубків і відтак довговічності вставного породоруйнівного оснащення шарошок. Одночасно зауважено, що високі значення натягу в з’єднанні „зубок-шарошка” ведуть до руйнування твердосплавних зубків при високій твердості вінців шарошок, що було виявлено при стендових випробуваннях доліт. Важливим є те, що введення поплавкового коефіцієнту $K_{\text{п}}$ дає змогу максимально наблизити розрахункові дані для попередження виникнення недопус-



*а-д – руйнування від вершини з утворенням великої кількості тріщин в зубку,
 е-и – руйнування від вершини з утворенням декількох тріщин в зубку,
 і-й – руйнування від вершини з самозаточуванням зубків,
 к-л – руйнування сколюванням породоруйнуючої частини зубків*

Рисунок 7 – Типові руйнування серійних твердосплавних вставних зубків

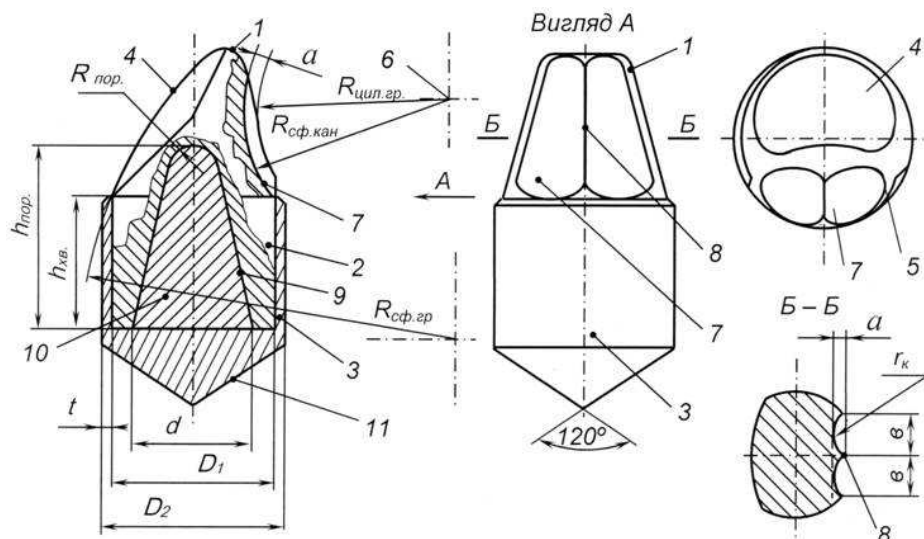
тимо високих значень натягів при проектуванні посадок „зубок-отвір”, які ведуть як до тріщиноутворення в тілі вінців шарошок, або в твердосплавному зубку. Ще одним важливим пунктом у призначенні параметрів посадки є розподіл твердості від поверхні вінця шарошки у серцевину. Так, з плавним зменшенням твердості від HRC62-57 (на поверхні зміцненого шару вінця шарошки), до HRC40-35 (твердості на дні отвору під вставний зубок, що відповідає значенням твердості серцевини шарошки), міцність спряження „зубок-отвір” підвищується [24, 25]. При цьому збільшується величина граничного натягу, внаслідок чого може бути розширений допуск посадки.

Зауважимо, що конструкторські параметри отворів також суттєво впливають на призначення посадок. Цю проблему вирішують технологічними способами. Зокрема свердління, підбір дна, розвірчування і зенкерування отворів під вставні зубки ведеться з одного установу із застосуванням спеціалізованого інструменту. На етапі підготовки виробництва здійснюється формування селективних груп зубків, відповідно до значень розмірів отворів у вінцях шарошки. На етапі складання з'єднання „зубок-шарошка” застосовується теплове і швидкісне пресування [15].

Кардинально усунути проблеми, пов'язані з технологічною складністю формоутворення отворів під вставні зубки можна конструктор-

ськими способами, а саме вдосконаленням конструкції хвостовика [17, 26-28]. Наприклад, для підвищення ефективності черпакоподібних зубків розроблено нову конструкцію хвостовика, що реалізує ефект оптимізації жорсткості системи „шарошка-зубок-порода” і створює можливість підвищення міцності з'єднання „зубок-шарошка” шляхом збільшення площі спряжених поверхонь зубка та отвору в шарошці. На розроблену нових конструкцій черпакоподібних породоруйнівних зубків отримано патент на винахід [27], де ґрунтовно описані їх конструкції та принцип роботи. Тим не менше, апробація і випробовування розробленої конструкції черпакоподібного зубка [27] виявила, що така конструкція не може бути застосована у випадках коли треба суттєво підвищити виліт вставного зубка, також конструкція не забезпечує необхідної стійкості до руйнування зубка при його пресуванні в тіло шарошки. Але найбільш проблематичним є те, що конструкція вимагала збільшення розтрат цінного твердого сплаву, що робило економічно не виправданим впровадження у виробництво. Тому на основі існуючих критеріїв міцності та проведених лабораторних випробовувань розроблено нову конструкцію (рис. 8) [28].

Згідно з винаходом, циліндричний твердосплавний хвостовик виконується з конусоподібною порожниною із заокругленою вершиною $R_{пор} = 2,5$. Діаметр основи d і глибина $h_{отв}$



1 – уражаюча головка, 2 – хвостовик, 3 – втулка, 4 – задня сферична випукла грань, 5 – передня вгнута грань, 6 – вісь симетрії передньої сферичної вгнутої грані, 7 – канавки, 8 – ребра канавок, 9 – конусоподібна порожнина, 10 – матеріал, що заповнює порожнину хвостовика, 11 – конусна основа

Рисунок 8 – Конструкція одного з зчепкоподібних зубків згідно з винаходом [27]

конусоподібної порожнини 9 визначається з співвідношень [28]:

$$\frac{D_1}{d} = 2, \quad \frac{h_{омв}}{h_{хв}} = 1,37 \dots 1,39,$$

де D_1 – діаметр хвостовика зубка, мм,

$h_{омв}$ – глибина порожнини в тілі зубка,

$h_{хв}$ – висота хвостовика зубка, яка заповнена матеріалом, що володіє границею пружності і тріщиностійкістю вищою за матеріал тіла зубка, крім цього хвостовик додатково споряджений втулкою, що має в основі конус, виконується з втулкою, розміри якої відповідають співвідношенням:

$$0,69 < \frac{D_1}{D_2} < 1; \quad 0,4 \leq D_1 N_1 / D_2 N_2 \leq 0,5,$$

де D_1 – діаметр внутрішньої поверхні втулки,

D_2 – діаметр зовнішньої поверхні втулки,

N_1 – натяг, що забезпечується внутрішньою поверхнею втулки діаметром D_1 ,

N_2 – натяг, що забезпечується зовнішньою поверхнею втулки діаметром D_2 .

Порожнина 9, для забезпечення міцності хвостовика 2, заповнюється матеріалом, що має границю пружності і в'язкість руйнування вищі за матеріал тіла зубка.

Для ефективного зниження небезпечних напружень в контакті „зубок-шарошка”, підвищення площі спряження і надійності з'єднання „зубок-шарошка” хвостовик 2 зубка під вакуумом запресовується у циліндричну втулку 3, що має основу 11 у вигляді конуса при вершині 120° . Розміри втулки 3 відповідають співвідношенням [28]:

Товщина t стінки втулки 3 і її зовнішній діаметр D_2 є величинами різного порядку, що

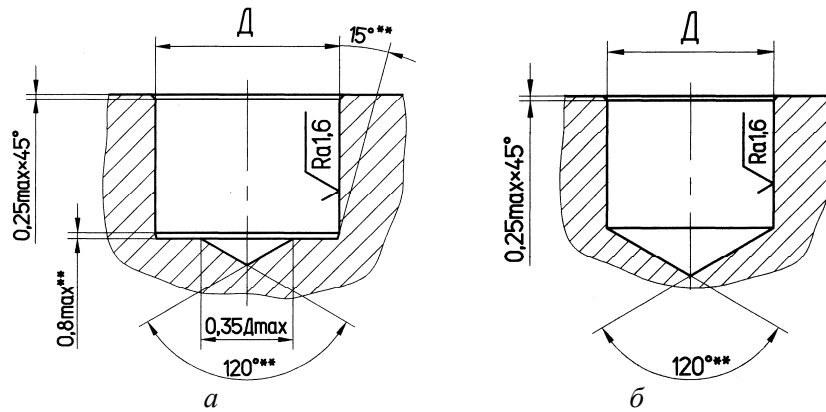
визначає втулку 3 тонкостінною. Для ефективного зчеплення хвостовика з тілом шарошки втулка 3 виготовляється з сталі, яка йде на виготовлення шарошки.

Виконання хвостовика зубка з втулкою, що має в основі конус, дозволяє не тільки оптимізувати жорсткість системи „шарошка-зубок-порода”, а й створює можливості підвищення міцності з'єднання „зубок-шарошка” шляхом збільшення площі спряжених поверхонь зубка та отвору в шарошці. Також втулка, виконуючи роль проміжного елемента між твердосплавним хвостовиком і сталлю тіла шарошки долота, усуває ризик крихкого руйнування хвостовика в умовах дії значних динамічних навантажень.

Отже, відкриваються можливості для збільшення вильоту вставного зубка і підвищення його впливу на породу вибою. Виконання в зубку циліндричного хвостовика з конусоподібною порожниною, що заповнюється матеріалом, який володіє границею пружності і в'язкістю руйнування вищою за матеріал тіла зубка, дозволяє не тільки підвищити пружність і міцність тіла зубка, а й економити цінний твердий сплав з якого виготовляють зубки. Міцність і жорсткість зубків при згинальних навантаженнях забезпечується пружним сердечником, що заповнює порожнину твердосплавного зубка.

Пропонована конструкція також, при значній економії цінних твердих сплавів, забезпечує збільшення вильоту зубка, а відтак підвищення ефективності та енергії впливу породоруйнівного оснащення шарошки на породу вибою.

За рахунок застосування втулки зменшуються витрати на дорогий спеціальний різальний інструмент для формування високоточних отворів в тілі шарошки, а також усунути проблему руйнування зубків при їх пресуванні.



a – отвір для серійних зубків,
б – отвір для черпакоподібних зубків, з підвищеною швидкістю вильоту
Рисунок 9 – Конструкція отворів під посадку зубків у тіло шарошки долота

Також можна ефективно підвищити якість та знизити затрати при формоутворенні отворів під такі зубки, оскільки в базовий процес передбачає застосування дорогого спеціального різального інструмента для підбирання дна отвору і його розвірчування (рис. 9).

Для запобігання прокручування породоруйнівних вставок можна застосувати технологію пайки, тим більше, що максимальний контакт по спряжених поверхнях „хвостовик-отвір” максимально сприяє утворенню тонкого рівномірного шару припою, що забезпечує надійність паяного з’єднання.

У результаті здійснених досліджень теоретично і експериментально обґрунтовано розроблені підходи у вдосконаленні комплексного підвищення якісних показників вставного породоруйнівного оснащення шарошок бурових доліт на етапах проектування, конструювання і виготовлення. Розв’язано задачу вдосконалення способу вибору натягу у з’єднанні „зубок-шарошка”, що враховує фізико-механічні показники матеріалів та конструкторсько-технологічні параметри спряжених поверхонь. Також обґрунтовано новий підхід у вдосконаленні конструкції хвостовиків вставок, що дає економію матеріалів, підвищення якості й технологічності формоутворення отворів у шарошках під вставне породоруйнівне оснащення. Запропонована конструкція зубка бурового долота з хвостовиком, що реалізує ефект економії цінних твердосплавних матеріалів та підвищує техніко-економічні показники виготовлення шарошок доліт захищена патентом на винахід.

Створено нові підходи у підвищенні якісних показників вставного породоруйнівного оснащення тришарошкових бурових доліт, апробовано в умовах реального виробництва і прийнято до подальшого вдосконалення якості й підвищення конкурентоздатності доліт.

Надалі перспективним є розроблення нових матеріалів та конструкцій породоруйнівного оснащення шарошок для одночасного зниження собівартості та підвищення якісних експлуатаційних показників тришарошкових бурових доліт.

Література

1 A Study of Drilling Performance of Energy Balanced Roller Cone Bit / S.L. Chen, J. Dahlem, C. Rayburn / SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, (9-11 September 2003, Jakarta, Indonesia). – Jakarta: Copyright Society of Petroleum Engineers, 2003. Paper Number 80493-MS.

2 Bybee K. Drilling Performance of an Energy-Balanced Roller-Cone Bit. / Bybee K. // Journal of Petroleum Technology. – 2003. – № 12 (December). – P. 49-50.

3 Сальников М.А. Разработка буровых твёрдых сплавов с повышенными характеристиками пластичности и трещиностойкости на основе высокотемпературных карбидов вольфрама: автореф. дис. на соиск. научн. степ. канд. техн. наук: спец. 05.02.01 „Материаловедение (машиностроение)” / М. А. Сальников. – Самара, 2009. – 24 с.

4 Артим В.І. Підвищення працездатності шарошкових доліт, оснащених вставними композиційними зубками: дис... кандидата техн. наук: 05.15.07. „Машини та агрегати нафтової та газової промисловості” / Володимир Іванович Артим. – Івано-Франківськ, 1999. – 153 с.

5 Пітулей Л.Д. Технологічне забезпечення віброармування зубків бурового інструменту”: дис. кандидата техн. наук: спец. 05.02.08 „Технологія машинобудування” / Лоліта Дмитрівна Пітулей. – Івано-Франківськ, 2008. – 237 с.

6 Богомолів Р.М. Методи підвищення ефективності розрушення горних порід при буренні скважин шарошечними долотами: дис. ... доктора техн. наук: 25.00.15 / Богомолів Родион Михайлович. – М., 2001. – 434 с.

7 Долгушин В.В. Развитие методологии моделирования процессов технологии бурения и скважинных механизмов автореф. дис. на соискание ученой степени доктора техн. наук: спец. 25.00.15. „Технологія бурення і освоєння скважин” / В. В. Долгушин. – Тюмень, 2008. – 52 с.

- 8 Підвищення якості кріплення твердосплавного озброєння шарошкових доліт / Є. І. Крижанівський, І. В. Воєвідко, Г. С. Веселовський, Р. Й. Гук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 4(29). – С. 17 – 21.
- 9 Яким Р.С. Науково-прикладні засади підвищення довговічності тришарошкових бурових доліт: дис. ... доктора техн. наук: 05.05.12 / Яким Роман Степанович. – Івано-Франківськ, 2012. – 293 с.
- 10 Сизова Е.И. Повышение долговечности шарошечных долот совершенствованием технологии запрессовки твердого сплава / Е.И. Сизова // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2006. – №4. – С. 225-229.
- 11 Кремлев В.И. Повышение долговечности буровых шарошечных долот на основе совершенствования технологии сборки и упрочнения шарошек с твердосплавными зубками: автореф. дис. на соискание научн. степени канд. техн. наук: спец. 05.02.08 „Технология машиностроения” / В. И. Кремлев. – Самара, 2009. – 20 с.
- 12 Акудинов Д.В. Повышение прочности прессовых соединений за счет использования явления схватывания при ультразвуковой запрессовке зубков шарошек буровых долот: автореф. дис. на соискание научн. степени канд. техн. наук: спец. 05.02.08 „Технология машиностроения” / Д. В. Акудинов. – Самара, 2012. – 20 с.
- 13 Яким Р.С. Формування якості та експлуатаційних показників тришарошкових бурових доліт на усіх етапах їх створення / Р.С. Яким, Ю.Д. Петрина, І.С. Яким // Прогресивні технології і системи машинобудування: міжнародний зб. наукових праць. – Донецьк: ДонНТУ, 2011. – Вип. 42. – С. 309 – 314.
- 14 Яким Р. С. Забезпечення якості тришарошкових бурових доліт на етапах їх життєвого циклу / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина, І. С. Яким // Прогресивні технології і системи машинобудування: міжнародний зб. наукових праць. – Донецьк: ДонНТУ, 2012. – Вип. 1,2 (43). – С. 338 – 342.
- 15 Яким Р.С. Науково-практичні основи технології виготовлення тришарошкових бурових доліт та підвищення їх якості і ефективності: монографія / Р.С.Яким, Ю.Д.Петрина, І.С.Яким. – Івано-Франківськ: Видання ІФНТУНГ, 2011. – 384 с.
- 16 Петрина Ю.Д. Аналіз надійності з'єднання „зубок-шарошка” в тришарошкових бурових долотах / Ю. Д. Петрина, Р. С. Яким, Т. Б. Пасинович // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 1 (26). – С.48–54.
- 17 Яким Р.С. Вдосконалення конструкції вставного твердосплавного оснащення тришарошкових бурових доліт / Р.С. Яким, Ю.Д. Петрина, Т.Б. Пасинович // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2009. – № 4 (22). – С. 83 – 91.
- 18 Орлов П.И. Основы конструирования. Справочно-методическое пособие: в 3-х кн. / П. И. Орлов: кн. 1. – [2-е изд. перераб. и доп.]. – М.: Машиностроение, 1977. – 623 с.
- 19 Беляев А.И. Исследование технологического процесса сборки шарошек буровых долот с твердосплавным вооружением: дис... кандидата техн. наук / Андрей Игоревич Беляев. – М, 1977. – 200 с.
- 20 Крылов К.А. Повышение долговечности и эффективности буровых долот / К.А. Крылов, О.А. Стрельцова. – М.: Недра, 1983. – 206 с.
- 21 Матлин М.М. Исследование зависимости действительного натяга от параметров пресового соединения / М.М. Матлин, Е.Н. Казанкина, В.А. Казанкин // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2010. – Вып. 4. – № 4 (64). – С.110 – 121.
- 22 Долговечность шарошечных долот / [Жидовцев Н.А., Кершенбаум В.Я., Гинзбург Э.С. и др.]. – М.: Недра, 1992. – 272 с.,
- 23 Лошак М.Г. Прочность и долговечность твердых сплавов. / Лошак М.Г. – К.: Наукова думка, 1984. – 328 с.
- 24 Гусейнов А.А. Исследование напряженного состояния прессовых соединений типа „штырь-отверстие” и пути повышения его прочности: дис. ... кандидата техн. наук (нет шифра спец.) / Гусейнов А. А. – Баку, 1971. – 145 с.
- 25 Петрина Ю.Д. Вплив фізико-механічних властивостей сталі шарошки на міцність з'єднання „шарошка-зубок” в тришарошкових бурових долотах / Ю.Д. Петрина, Р.С. Яким, Т.Б. Пасинович // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. –№ 3 (24). – С.73–78.
- 26 Яким Р.С. Основоположні засади вдосконалення конструкції вставного твердосплавного оснащення тришарошкових бурових доліт / Р. С. Яким // Нафтогазова енергетика. – 2011. – № 1 (14). – С.22–28.
- 27 Пат. 85941 МПК E21B 10/16, Зубок шарошки бурового долота. / Ю.Д.Петрина, Р.С.Яким, Т.Б.Пасинович (Україна); заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а 2007 07134; заявл. 25.06.07; опубл. 10.03.2009, Бюл. № 5.
- 28 Пат. 99966 С2 Україна МПК E21B 10/16 (2006.01) Зубок шарошки бурового долота. / Р.С.Яким, Ю.Д.Петрина, І.С.Яким (Україна); заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а 201015147; заявл. 16.12.2010; опубл. 25.10.2012, Бюл. № 20.

Стаття надійшла до редакційної колегії
11.09.13

Рекомендована до друку
професором **Крилем Я.А.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Гладким Я.М.**
(Хмельницький національний університет,
м. Хмельницький)

АНАЛІЗ УМОВ РОБОТИ ЦИЛІНДРОПОРШНЕВОЇ ПАРИ ТА СПОСІБ ВИГОТОВЛЕННЯ БІМЕТАЛЕВИХ ЦИЛІНДРОВИХ ВТУЛОК ДЛЯ БУРОВИХ НАСОСІВ ОДНОСТОРОННЬОЇ ДІЇ

¹І.Ф. Концур, ¹В.І. Артим, ¹Б.Д. Сторож, ¹Т.В. Яценко, ²М.Я. Чичула

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42171, e-mail: tarasyatsenko@i.ua

² ДП „CNGS Engineering”, 95034, м. Сімферополь, вул. Куйбишева, 2, тел. (065) 2529139, e-mail: yar159753@yandex.ru

Розкрито механізм руйнування циліндропоршневої пари бурових насосів односторонньої дії, що застосовуються в світовій практиці при бурінні свердловин на нафту та газ. Встановлено основні методи підвищення довговічності циліндропоршневої пари на основі огляду досліджень температурного режиму, механічних властивостей еластичних деталей. Проаналізовано способи отримання циліндрових втулок існуючих бурових насосів. Досліджено методи виготовлення біметалевих циліндрових втулок бурових насосів. Вибрано і теоретично обґрунтовано спосіб отримання біметалевих циліндрових втулок.

Для виготовлення втулок визначено детально за класичним методом квалітет точності обробки виробу, підібрано посадку пресового з'єднання, розраховано зусилля запресування втулки, температуру нагрівання зовнішньої втулки при тепловому монтуванні з'єднання з гарантованим натягом, визначено питомий тиск в посадочних поверхнях, еквівалентні напруження втулки по товщині стінки та коефіцієнт запасу міцності зовнішньої гільзи.

Ключові слова: буровий насос, циліндропоршнева пара, поршень, біметалева втулка, посадки з натягом.

Раскрыт механизм разрушения цилиндропоршневой пары буровых насосов одностороннего действия применяемых в мировой практике при бурении скважин на нефть и газ. Установлены основные методы повышения долговечности цилиндропоршневой пары на основе обзора исследований температурного режима, механических свойств эластичных деталей. Проанализированы способы получения цилиндрических втулок существующих буровых насосов. Исследованы методы изготовления биметаллических цилиндрических втулок буровых насосов. Выбран и теоретически обоснован способ получения биметаллических цилиндрических втулок.

Для изготовления втулок определены подробно по классическому методу квалітет точности обработки изделия, подобрано посадку пресового соединения, рассчитано усилия запресовки втулки, температуру нагрева внешней втулки при тепловом монтаже соединения с гарантированным натягом, определено удельное давление в посадочных поверхностях, эквивалентные напряжения втулки по толщине стенки и коэффициент запаса прочности внешней гильзы.

Ключевые слова: буровой насос, цилиндропоршневая пара поршень, биметаллическая втулка, посадки с натяжением.

The damage mechanism of single-acting mud pump cylinder-piston group used in world practice during drilling for oil and gas has been discovered. The basic methods for the cylinder-piston group durability increase based on the study review of temperature regime and mechanical properties of the elastic components have been developed. The ways of the existing mud pump cylinder liners obtaining have been analyzed. The study methods of manufacturing of the bimetallic mud pump cylinder liners have been examined. The method for producing bimetallic cylinder liners has been selected and theoretically grounded.

To produce liners, the accuracy degree of the product processing has been developed in detail in accordance with the classical method, the press joint seating fit has been selected, the liner press-fitting force and heating temperature of the outer liner when doing heat hook-up with guaranteed tightness, the mounting surface area pressure has been determined, the liner through-the-wall-thickness equivalent stresses and safety factor of the outer pipe sleeve have been calculated.

Keywords: mud pump, cylinder-piston group, piston, bimetal liner, interference fit.

Для раціональної експлуатації та розробки родовищ нафти і газу потрібно використовувати економічну і ефективну техніку і технології. Морально і фізично застарілу техніку необхідно замінювати на сучасну, яка б відповідала світовим зразкам.

Буровий насос є основною ланкою насосно-циркуляційного комплексу, що споживає значну частину енергії на буровій. Насос всмоктує промивальну рідину з приймальних ємно-

стей і нагнітає її в свердловину для забезпечення наступних функцій [1]:

- очищення вибою свердловини від вибуреної породи;
- транспортування шламу на поверхню;
- охолодження та змащування долота;
- утримання стінок свердловини;
- привода гідравлічних вибійних двигунів.

В даний час для подачі і приведення в рух промивальної рідини в насосно-циркуляційних

системах використовуються в основному дво-поршневі двосторонньої дії і трипоршневі односторонньої дії бурові насоси.

Враховуючи, що, з одного боку, умови роботи основного робочого органу в трипоршневому буровому насосі односторонньої дії полегшені внаслідок подачі змащувально-охолоджуючої рідини (ЗОР) в зону тертя, а з другого – стали важчими через збільшення частоти циклів прикладання навантаження, доцільний аналіз довговічності, переважаючих видів зношування і особливостей руйнування деталей циліндропоршневої пари (ЦПП).

Слід зауважити безперервний розвиток уявленнь про руйнування ЦПП в напрямку їх поглиблення і розширення. Механізм руйнування пари є дуже складним. З однієї сторони це абразивне зношування, з другої – втомне руйнування манжет поршня від циклічних напружень, яке підсилюється термохімічними процесами.

Серед багатьох видів руйнування ЦПП найбільш інтенсивним є абразивне зношування. Розрізняють два великих підтипи абразивного зношування пари: абразивним прошарком і абразивним струменем. Процес зношування ЦПП абразивним прошарком є також складним і багатостороннім [2]. Залежно від відносних розмірів радіального зазору пари і абразивних частинок, останні можуть кріпитися в гумі манжет поршня, вільно перекочуватись по поверхні тертя і переміщуватись з потоком рідини. Найбільшу небезпеку становлять міцно закріплені в гумі зерна абразиву, особливо ті з них, які притиснуті до поверхні тертя циліндрової втулки одностороннім нормальним зусиллям, яке дорівнює добутку напруження всебічного стиску в гумі на площі проекції зерна на поверхню тертя. Від нормальної сили залежить величина тангенціальної складової зусилля царапання, різання або переддеформування матеріалу – циліндрової втулки елементарним різцем або індентором, роль якого відіграють ребра і вершини зерна абразиву. Із збільшенням твердості і розміру абразивного зерна, а також нормальної і тангенціальної сил його взаємодії з поверхнею тертя циліндрової втулки, збільшується інтенсивність руйнування останньої. Внаслідок абразивного прошарку поверхня тертя манжет поршня руйнується в основному через гострі кромки ризок, які виникають на поверхні тертя циліндрової втулки.

Руйнування ЦПП абразивною струминою проходить або при надзвичайних витіках рідини з порожнини нагнітання циліндра в порожнину всмоктування, яке виникає після зношування пари абразивним прошарком, або в результаті почергового витіснення мастильною рідиною прошарка від одної манжети поршня до другої. Характерною особливістю другого підтипу руйнування абразивною струминою є те, що він має місце в основному, в насосах високого тиску.

Огляд досліджень температурного режиму, визначення видів зношування та особливостей руйнування деталей ЦПП свідчить, що біль-

шість експериментів проводились, в основному, на двопоршневих бурових насосах двосторонньої дії. Однією з важливих характеристик трипоршневих бурових насосів односторонньої дії є підвищена швидкохідність, яка викликає більш напружений режим роботи їх робочих органів, особливо під час перекачування під високим тиском високоабразивних промивальних рідин.

Дослідженнями [4] встановлено, що механічні властивості еластичних деталей можуть суттєво відрізнятись від механічних властивостей матеріалу, з якого вони виготовлені. Однією з причин такої різниці механічних властивостей деталей і матеріалу є фактор форми (відношення поверхні вулканізації деталі до її вільної бокової поверхні).

$$\Phi = \frac{S_0}{S_\sigma}, \quad (1)$$

де S_0 – поверхня вулканізації поршня;

S_σ – вільна бокова поверхня поршня.

Фактор форми суттєво впливає на можливість еластичних деталей деформуватися в радіальному напрямку. Чим менша вільна бокова поверхня поршня і чим більша площа при вулканізації, тим менша радіальна деформація вільних об'ємів гуми. В поршнях найбільш навантаженою поверхнею являється поверхня ущільнюючого зазору, де сумісно діють дотичні, розтягуючі напруження і найвища температура.

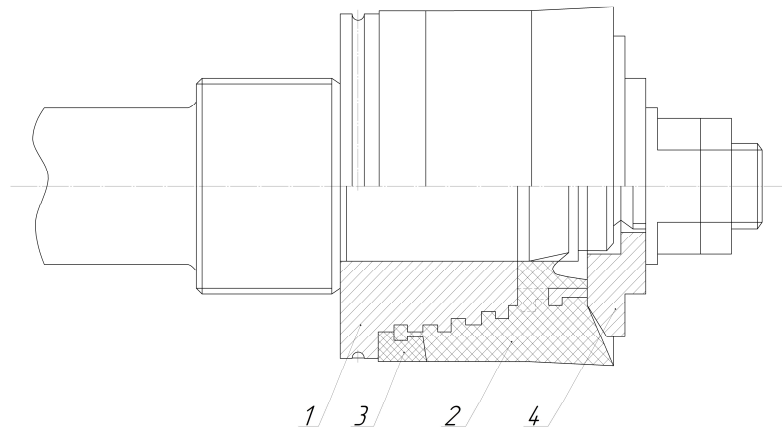
Методи підвищення довговічності ЦПП бурового насоса можна умовно розділити на три групи: конструктивні, технологічні, експлуатаційні.

Перші охоплюють цілий комплекс конструктивних рішень, зв'язаних з підводом мастила в зону тертя пари, із захистом від проникнення в неї абразивних частинок, з підбиранням конструкційних матеріалів, які забезпечують надійну герметичність і мінімальне зношування манжет поршня і внутрішніх поверхонь циліндрових втулок.

Суттєвим конструкційним параметром, що визначає ресурс пари є величина зазору між циліндровою втулкою і опорним буртом сердечника поршня. Із збільшенням цього зазору підвищується деформація гуми манжети поршня, що видавлюється в зазор, підвищується небезпека її руйнування. Згідно з дослідженнями [5], оптимальний діаметральний зазор в ЦПП повинен знаходитись в межах 0,15...0,2 мм.

Цікавий конструктивний метод підвищення довговічності пари – гідравлічний захист – був запропонований Я. С. Мкртичаном [3]. Суть методу полягає в подачі ЗОР в міжпоршневий простір під тиском, який дещо перевищує тиск нагнітання абразивновмістимого середовища. Цим досягається:

- а) усунення можливості проникнення абразивних частинок в зазор ЦПП;
- б) розвантаження манжети поршня від дії значного перепаду тиску рідини;
- в) змащування поверхонь тертя мастилом.



1 – металевий сердечник; 2 – привулканізована гума; 3 – підкладне пластмасове кільце; 4 – шайба

Рисунок 1 – Монолітний поршень

Але впровадження способу гідрозахисту викликає певні труднощі. Необхідний спеціальний гідроблок для мастильної рідини. При цьому вдвічі збільшується кількість поршнів і довжина циліндрової втулки, а також ускладнюється експлуатація насоса.

В основу технологічних методів підвищення довговічності ЦПП бурового насоса покладена ідея використання покриттів, а також поверхневого зміцнюючої технології, які забезпечують високу твердість поверхні тертя циліндрової втулки. Але, як свідчить практика, це не завжди буває достатньо для досягнення бажаних результатів. Експериментальні дослідження [3] сталевих циліндрових втулок, загартованих СВЧ і армованих бористим чавуном, свідчать, що збільшення їх поверхневої твердості практично не збільшує довговічність. Пояснюється це викришуванням частин бористого чавуну із дзеркала тертя втулки під дією абразивного прошарку і, особливо, абразивної струмини.

Більшу стійкість виявили боровані циліндрові втулки. Але не дивлячись на впровадження електродітного борування циліндрових втулок ефективність даного методу залишається кінцево не вирішеною. Деякі спеціалісти зауважують нестабільність властивостей борованого шару, його підвищену крихкість і малу глибину зміцнення, що обумовлює вихід з ладу борованих циліндрових втулок швидше цементованих.

Таким чином, підвищення твердості, явно, не може бути універсальним методом підвищення довговічності циліндрової втулки.

Було розроблено і впроваджено у виробництво поверхневе гартування СВЧ циліндрових втулок, виготовлених із сталі 70. Завдяки високій твердості (HRC 60...64), такі втулки мають підвищену довговічність навіть у важких умовах глибокого буріння.

З експлуатаційних методів підвищення довговічності ЦПП бурового насоса потрібно виділити два основних. Перший – полягає в зменшенні частоти ходів поршня. Як встановлено експериментально [5], зниження частоти ходів поршня не тільки запобігає появленню гідравлічного удару та кавітації в насосі, тобто по-

кращує його всмоктувальну спроможність, але й значно зменшує інтенсивність зношування.

Другий експлуатаційний метод підвищення довговічності пари – очищення промивальної рідини від абразивних частинок. Широко розповсюджений на практиці метод очищення промивальної рідини за допомогою вібросиття забезпечує високої сепарації. Значно ефективніше очищення досягається за допомогою гідроциклонів.

Аналіз запропонованих методів підвищення довговічності ЦПП бурового насоса свідчить, що при конструктивній, технологічній та експлуатаційній багатогранності всі вони основані в кінцевому рахунку на одній меті – зменшення інтенсивності зношування циліндрової втулки або поршня.

Потрібно зауважити, що сучасну конструкцію поршня бурового насоса односторонньої дії розроблено з врахуванням багатьох із перерахованих вище факторів [5], а саме:

- в опорній частині поршня знаходиться підкладне пластмасове кільце трапецевидного перерізу для недопущення видавлювання гумової манжети в зазор;

- кут нахилу конічної поверхні сердечника до осі поршня вибирається так, щоб фактор форми манжети збільшувався плавно до опорної частини поршня, при цьому зменшується середня контактна температура по довжині поршня;

- для кращого зчеплення гуми з металом при вулканізації на конічній поверхні сердечника виконують гребінку (рівномірно по довжині поверхні). Всі ребра, утворені перетином поверхні гребінки, округлюють.

Монолітний поршень (рис. 1) складається із металевого сердечника 1 з конічною гребінкою і привулканізованою гумовою манжетою 2 з підкладним пластмасовим кільцем 3, розміщеним в опорній частині. Конструктивними особливостями поршня є наявність у манжети внутрішньої губи, яка забезпечує герметичність посадочної циліндричної поверхні спряження зі штоком, і шайби 4, що додатково утримує манжету 2 від відриву з сердечника 1. Форма перерізу губи манжети поршня важлива, оскільки вона створює попередній натяг для недопущен-

ня витоку під час низького тиску і забезпечує початковий процес ущільнення при високому тиску. Потовщена і ущільнююча губа поршня трикутної форми найбільш раціональна. Потовщена губа має більший резерв матеріалу при її зношуванні, вона менше піддається релаксації. Оптимальний діаметральний натяг губи поршня знаходиться в межах 2...3 мм[5].

Ряд закордонних фірм виготовляють для бурових насосів втулки звичайної якості і високоякісні (біметалеві).

Біметалеві втулки складаються із зовнішнього корпусу та внутрішньої гільзи. Внутрішня поверхня гільзи є дзеркалом ковзання.

Існують наступні методи виготовлення біметалевих втулок:

- відцентровим горизонтальним або вертикальним литтям;
- електрошлаковим зварюванням;
- автоматичним зварюванням тиском;
- електродуговим (холодне, гаряче, напівгаряче) [6];
- електрошлаковим переплавом;

Для виготовлення біметалевих циліндрових втулок бурових насосів раціональним є використання посадок з гарантованим натягом. При цьому попередньо виготовлені деталі монтується за допомогою пресів (метод запресування) із використанням термічної дії – як правило, нагрівають корпус. Переваги таких методів:

- простота, технологічність і дешевизна з'єднання;
- висока точність центрування деталей;
- рівномірний розподіл навантаження в спряженні.

Однак конструкція біметалевої втулки для бурового насоса односторонньої дії потребує детального розроблення, а саме: необхідно визначити квалітет точності, підібрати посадку, розрахувати зусилля запресування, визначити питомий тиск, еквівалентні напруження та коефіцієнт запасу міцності зовнішньої втулки.

Першим і дуже відповідальним етапом вирішення завдання є, визначення зусилля запресування з'єднання з гарантованим натягом за формулою:

$$P = \pi \cdot d \cdot \ell \cdot q \cdot f, \quad (2)$$

де q – контактне навантаження на спряжених поверхнях;

d – номінальний діаметр спряження, мм;

ℓ – довжина з'єднання, мм;

f – коефіцієнт тертя між спряженими поверхнями, при складанні нагріванням або охолодженням приймається $f=0,12$, (а при запресуванні 0,06-0,12).

Температура нагрівання зовнішньої втулки при тепловому монтуванні з'єднання з гарантованим натягом :

$$t^o = \frac{N_{max} + \Delta}{\alpha \cdot d} \cdot 10^{-3} + t_c^o + t_n^o, \quad (3)$$

де N_{max} – максимальний натяг посадки з'єднання, мкм;

Δ – зазор, необхідний для зручності монтування з'єднання (приймаємо рівним 50-80 мкм);

α – коефіцієнт лінійного розширення (значення коефіцієнта приймається для сталі $12 \cdot 10^{-6} 1/град$, для чавуна $10,5 \cdot 10^{-6} 1/град$);

t_c^o – температура середовища, при якій проходить монтаж з'єднання;

t_n^o – зниження температури після нагрівання до моменту монтування з'єднання (приймається $30 - 50^oC$).

Контактне навантаження q на спряжених поверхнях деталей, з'єднаних з гарантованим натягом N визначається з формули Ляме [7]:

$$N = 10^3 \cdot q \cdot d \cdot \left(\frac{c_1}{E_1} + \frac{c_2}{E_2} \right), \quad (4)$$

де N – натяг, мкм;

q – контактне навантаження на спряжених поверхнях, МПа;

d – номінальний діаметр з'єднання, мм;

E_1, E_2 – модулі пружності спряжених деталей, МПа;

c_1 і c_2 – коефіцієнти, що визначаються за формулами (5), модуль пружності матеріалу для сталей приймається $E = 21 \cdot 10^4$ МПа, для чавунів – $E = 11 \cdot 10^4$ МПа.

$$c_1 = \frac{1 + \left(\frac{d_1}{d} \right)^2}{1 - \left(\frac{d_1}{d} \right)^2} - \mu_1; \quad c_2 = \frac{1 + \left(\frac{d}{d_2} \right)^2}{1 - \left(\frac{d}{d_2} \right)^2} + \mu_2, \quad (5)$$

де d_1 – діаметр отвору гільзи;

d_2 – зовнішній діаметр маточини;

μ_1, μ_2 – коефіцієнти Пуассона відповідно для матеріалу гільзи і зовнішнього корпусу.

Для сталей приймається $\mu = 0,28$, для чавунів $\mu = 0,25$.

При складанні запресуванням згладжуються нерівності поверхонь і відповідно зменшується натяг у з'єднанні.

Визначення зусилля від тертя в ЦПП біметалевої циліндрової втулки проводимо за формулою:

$$P_{TC} = \pi \cdot D_{II} \cdot l_m \cdot P_p \cdot \mu, \quad (6)$$

де P_p – робочий тиск в циліндрі, МПа;

D_{II} – діаметр поршня, м;

l_m – довжина гумової манжети, м;

μ – коефіцієнт тертя гуми по сталі ($\mu = 0,1$)

Необхідний розрахунковий натяг визначаємо за формулою:

$$\delta_p = p \cdot d \cdot \left(\frac{c_1}{E_1} + \frac{c_2}{E_2} \right), \quad (7)$$

де E_1, E_2 – модулі пружності деталей;

c_1, c_2 – коефіцієнти Ляме [7].

Дійсний натяг $\delta_o \geq \delta_p$.

При з'єднанні запресуванням:

$$\delta_o = \delta_p + 1,2(R_{z1} + R_{z2}), \quad (8)$$

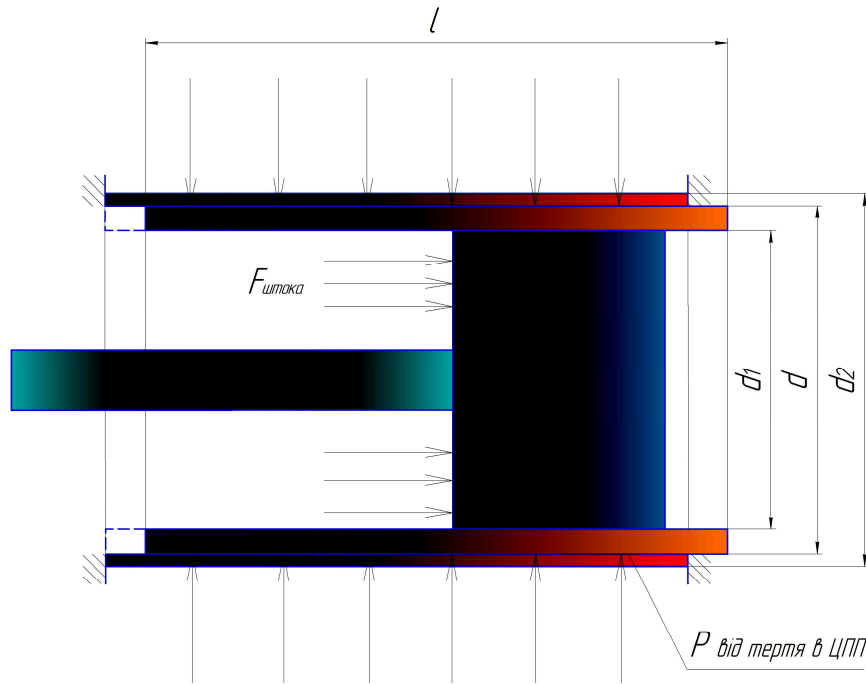


Рисунок 2 – Місце виникнення зусиль від тертя в ЦПП біметалевої циліндрової втулки

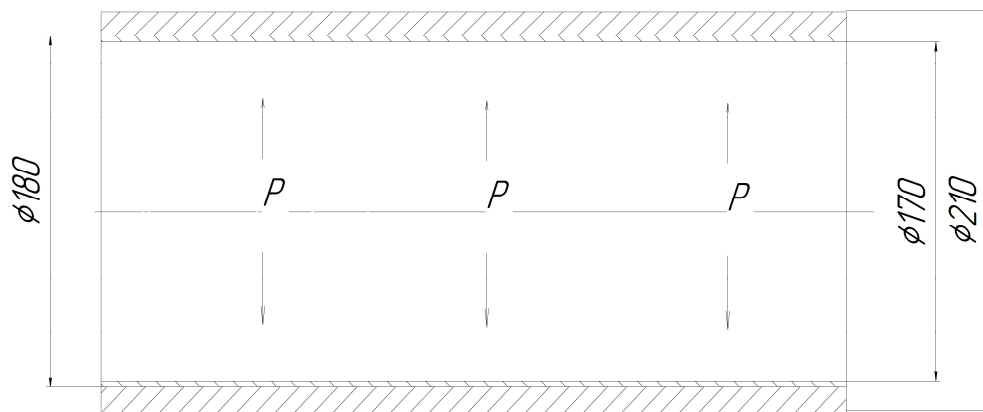


Рисунок 3 – Розрахункова схема циліндрової втулки

де R_{z1}, R_{z2} – висота мікронерівномірностей поверхонь деталей, R_{z1} і $R_{z2} \approx 2-8$ мкм.

При складанні нагріванням: $\delta_\delta = \delta_p$, за δ_δ – підбираємо посадку, для якої мінімальний натяг $N_{\min} \geq \delta_\delta$.

Еквівалентні напруження на внутрішній поверхні зовнішньої втулки визначаються за формулою:

$$\sigma_{екв} = \sigma_t - \sigma_r, \quad (9)$$

де σ_t , σ_r – відповідно колові і радіальні напруження на вказаній поверхні.

$$\sigma_t = q \cdot \frac{1 + \left(\frac{d}{d_2}\right)^2}{1 - \left(\frac{d}{d_2}\right)^2}, \quad (10)$$

$$\sigma_r = -q.$$

Коефіцієнт запасу міцності зовнішньої втулки визначається з формули:

$$\sigma_{екв} \leq \frac{\sigma_T}{n}, \quad (11)$$

де σ_m – границя плинності матеріалу диска, МПа;

n – коефіцієнт запасу міцності.

Розрахунок проводимо за формулою для товстостінних циліндрів

$$\sigma_\tau = \frac{r_1 P_1 - r_2 P_2}{r_1^2 - r_2^2} - \frac{r_1^2 \cdot r_2^2 (P_1 - P_2)}{r_2^2 - r_1^2} \cdot \frac{1}{r^2}, \quad (12)$$

$$\sigma_o = \frac{r_1 P_1 - r_2 P_2}{r_1^2 - r_2^2} - \frac{r_1^2 \cdot r_2^2 (P_1 - P_2)}{r_2^2 - r_1^2} \cdot \frac{1}{r^2}, \quad (13)$$

де σ_τ і σ_o – радіальні і тангенціальні напруження;

r_1 і r_2 – зовнішній і внутрішній радіуси циліндра;

P_1 і P_2 – внутрішній і зовнішній тиск;

Таблиця 1 – Результати розрахунку пресового з’єднання

Діаметр втулки, мм	Найбільше зусилля запресування, кН	Гарантоване осьове зусилля, яке витримує з’єднання, кН	Посадка, тип	Контактний тиск, МПа		Найбільше напруження стискування у втулці під час її запресування, МПа	Еквівалентні напруження, МПа	Коефіцієнт запасу міцності
				Nmax	Nmin			
Ø 120	139,1	30,5	Посадка з гарантованим натягом, $\frac{H8}{s7}$	7,1	1,5	70,9	21,1	2
Ø 130	148,1	32,5		7,0	1,5	69,9	22,8	
Ø 140	136,5	30,0		6,0	1,3	60,0	21,7	
Ø 150	133,5	35,3		5,5	1,4	54,9	22,6	
Ø 160	122,6	32,4		4,7	1,2	47,3	22,8	
Ø 170	117,8	35,8		4,3	1,3	42,9	25,2	
Ø 180	103,7	31,5		3,6	1,1	35,7	27,3	

r – радіус розрахункових точок. В нашому випадку $P_2 = 0$, максимальні напруження будуть на внутрішній стороні циліндра, тому $r < r_1$, а найбільш небезпечними будуть точки, що лежать на зовнішній поверхні циліндра. Оскільки діють два види напружень, то розрахунок краще вести за еквівалентним напруженням. Згідно з третьою теорією міцності $\sigma_{EKB} = \sigma_1 - \sigma_3$. В нашому випадку $\sigma_1 = \sigma_0$ і $\sigma_3 = \sigma_\tau$.

Зробивши перетворення і підставивши замість σ_1 і σ_2 , σ_0 і σ_τ їх значення отримуємо:

$$\sigma_{EKB} = \frac{2P}{1 - \left(\frac{r_1}{r_2}\right)^2} \leq [\sigma] \quad (14)$$

Матеріал циліндрової втулки - сталь 60, для якої $\sigma_B = 690$ МПа, $\sigma_T = 410$ МПа [8], де n – коефіцієнт запасу міцності (приймаємо $n=2$).

Тоді згідно з формулою 11 $[\sigma] = 90$ МПа.

Запишемо наступним чином:

$$\frac{2P}{r_2^2 - r_1^2} = r_2^2 [\sigma] \quad (15)$$

Перетворюючи даний вираз отримаємо:

$$r_2 = r_1 \sqrt{\frac{[\sigma]}{[\sigma] - 2P}} \quad (16)$$

Розраховуємо зовнішній діаметр циліндрової втулки при мінімальній товщині стінки:

$$S_{\min} = \frac{d_{3H} - d_{BH}}{2}, \quad (17)$$

де $d_{BH} = 180$ мм, $d_{30B} = 210$ мм.

Напруження в стінках циліндрів:

$$\sigma = \frac{1,3 \cdot r_3^2 + 0,4 \cdot r_{BH}^2}{r_3^2 - r_{BH}^2} \cdot P, \quad (18)$$

де P – тиск в циліндрі.

В результаті проведення статичного, контактного розрахунку на EOM за допомогою програм Math cad, Solid work, ANSYS отримали параметри пресового з’єднання біметалевих циліндрових втулок.

Бачимо, що температура нагрівання зовнішньої втулки буде максимальною при найменшому діаметрі $T_{нагр.} = f(D)$.

Розподіл тепла проходить із внутрішнім розташуванням індукованого соленоїда, що дає можливість ефективно нагріти охоплюючу поверхню.

Час є функцією від діаметра, тому в нашому випадку для найменшого діаметра, товщина стінки є найбільшою, відповідно час нагрівання буде максимальним.

Аналіз напружено-деформованого стану системи “втулка-втулка” при посадці з натягом проведемо за допомогою сучасної САПР ANSYS.

Припущення: унаслідок симетрії для розв’язання задачі (рис. 7) моделюється тільки один сектор (90 градусів). Для наочності і зручності візуальної оцінки і контролю задачі контактного типу береться перебільшена величина початкового проникнення, матеріал при цьому вважається лінійно пружним.

З метою можливості розв’язання на всіх типах навчальних версій використовується грубе розбиття (464 елементи і 576 вузлів), унаслідок чого ефекти концентрації напружень в районі зіткнення ребер втулки з втулкою не можуть бути виявлені.

Виявлено, що рівень нормальних напружень на краях, де проводилось зондування для побудови графічної залежності – значно нижчий, якщо навантаження сприймає втулка меншої товщини стінки.

Отже, досліджуваний метод виготовлення біметалевих циліндрових втулок для бурових насосів односторонньої дії свідчить про те, що:

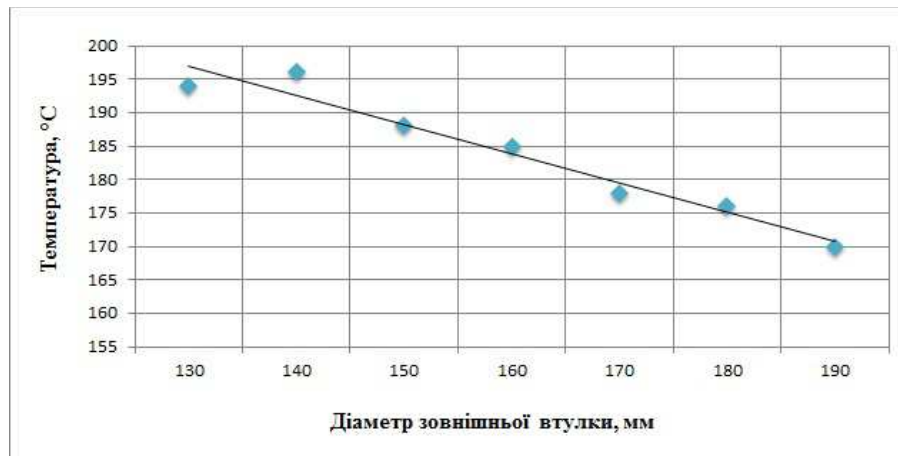


Рисунок 4 - Залежність температури нагріву зовнішньої втулки від її діаметра

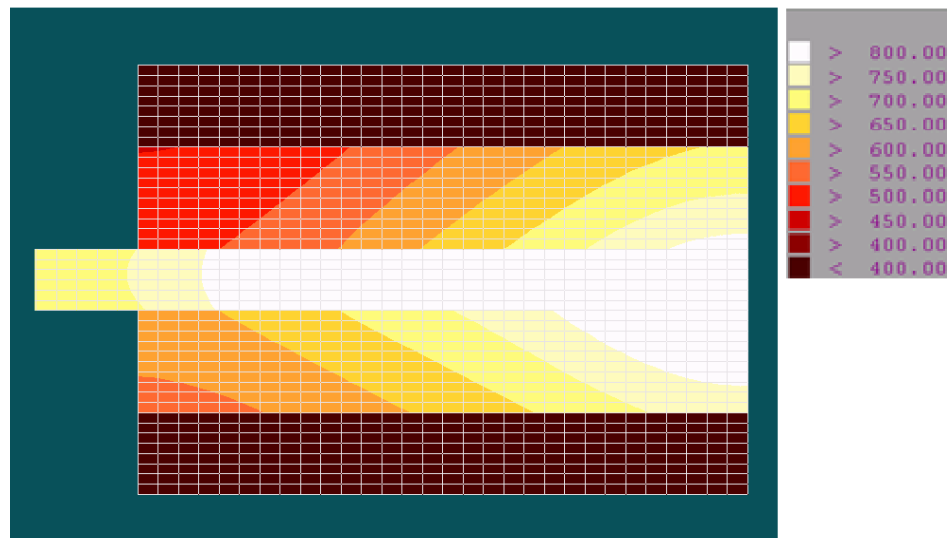


Рисунок 5 – Відображення процесу нагрівання втулки в умовах індукційної печі

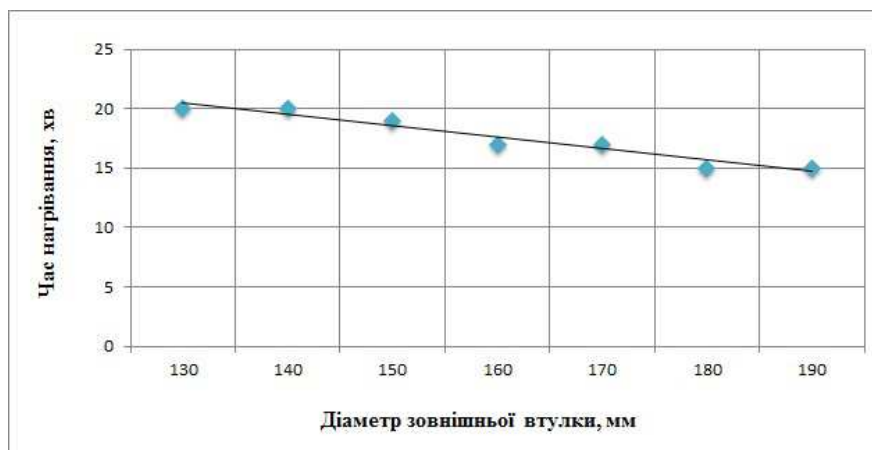


Рисунок 6 – Необхідний час на нагрівання втулки

– виготовлення біметалевих втулок в умовах середньо-серійного виробництва з найменшими затратами на механічну обробку цілком можливе;

– використання високоякісних біметалевих циліндрових втулок в бурових насосах різних модифікацій дасть змогу зменшити витрати на

поточний ремонт (ресурс втулки збільшиться в декілька разів [9]).

Подальші дослідження полягають у пошуку шляхів конструювання нової спеціалізованої установки для ізостатичного пресування біметалевих втулок.

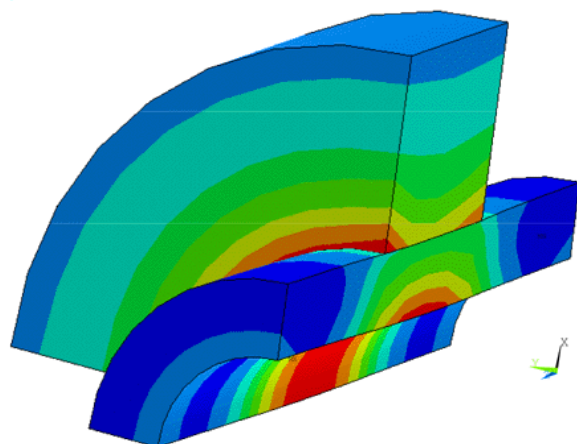


Рисунок 7 – Напружений стан системи „втулка-втулка”

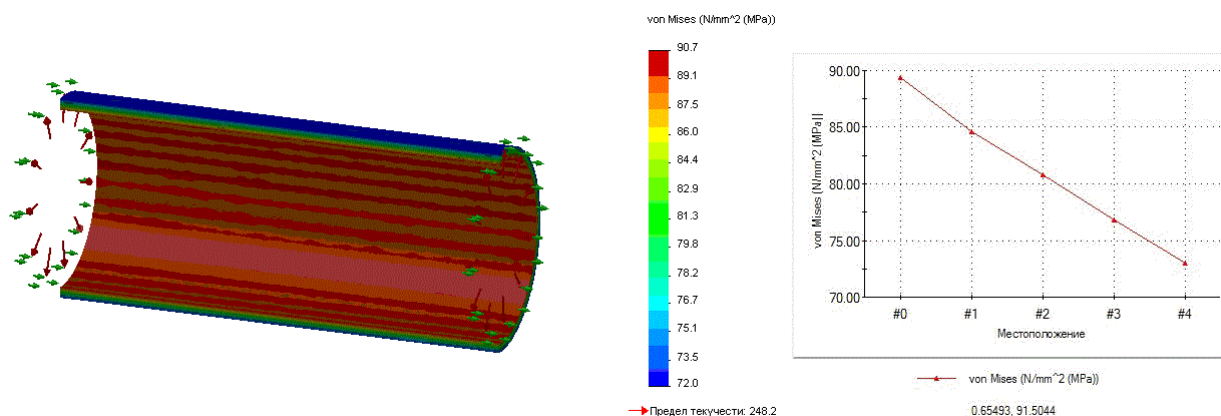


Рисунок 8 – Лінійний розподіл напруження зовнішньої втулки, що виникає при пресуванні

Література

1 Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы / Р.А. Баграмов. – М.: Недра, 1984. – 501 с.

2 Николич А.С. Поршневые буровые насосы / А.С. Николич. – М.: Недра, 1973. – 448 с.

3 Мкртычан Я.С. Повышение надежности эксплуатации буровых насосных установок. / Я.С. Мкртычан. – М.: Недра, 1978. – 268 с.

4 Резниковский М.М. Механические испытания каучука и резины / М.М. Резниковский, А.И. Лукомская. – М.: Химия, 1968. – 280 с.

5 Мкртычан Я.С. Повышение надежности трехпоршневых буровых насосов / Я.С. Мкртычан, Л.Н. Горонович, И.Ф. Концур. – М.: ВНИИ-ОЭНГ, 1981. – 90 с.

6 Гуменюк І.В. Технологія електродугового зварювання / І.В. Гуменюк, О.Ф. Іваськів, О.В. Гуменюк. – К.: Грамота, 2006. – 512 с.

7 Зябрева Н.Н. Сборник задач и примеров по курсу ВСТВ / Н.Н. Зябрева, М.Я. Шегал. – М.: Машгиз, 1963. – 273 с.

8 Писаренко Г.С. Опір матеріалів / Г.С. Писаренко, О.Л. Квітка, Е.С. Уманський. – К.: Вища шк.ола, 2004. – 655 с.

9 Нефтегазовое оборудование [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://bursnab.com/proizvodstvo>.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.08.13

Рекомендована до друку
професором **Копєєм Б.В.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Огородніковим П.І.**

(Міжнародний науково-технічний університет
ім. Ю. Бугая, м. Київ)

АНАЛІЗ ПРИЧИН ЗНИЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ МІЖПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ ТА ВИБІР СПОСОБІВ ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ

¹В.Б. Воловецький, ²О.М. Щирба, ³О.Ю.Витязь, ³Я.В. Дорошенко

¹ ГПУ “Шебелинкагазвидобування”, 63011, смт. Старий Мерчик, Валківського р-ну, Харківської обл., тел. (05753) 52378, e-mail: vvb11@ukr.net

² Український науково-дослідний інститут природних газів ПАТ “Укргазвидобування», 61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7304521, e-mail: omschyrba@ukr.net

³ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073, e-mail: vytyaz@nung.edu.ua

Здійснено аналіз існуючого стану міжпромислового газопроводу, яким газ з УКПГ-1 Сквирицького НГКР транспортується на УКПГ-2 Юліївського НГКР. Встановлено основні причини накопичення рідких забруднень у внутрішній порожнині міжпромислового газопроводу, причини зниження температури газу в газопроводі, що призводить до відкладення гідратів. Визначено гідравлічну ефективність міжпромислового газопроводу для двох режимів його роботи і встановлено, що необхідно очищувати внутрішню порожнину газопроводу. За результатами досліджень встановлено, що найефективнішим способом очищення внутрішньої порожнини міжпромислового газопроводу є очищення високошвидкісним потоком газу. У разі застосування цього способу обсяг забруднень винесених з порожнини міжпромислового газопроводу є максимальним. Розроблено схему очищення міжпромислового газопроводу високошвидкісним потоком газу. Теоретично та експериментально визначено місця відкладення гідратів у внутрішній порожнині газопроводу. Запропоновано ефективні способи усунення гідратоутворень у міжпромислових газопроводах.

За результатами розрахунку встановлено, що обсяг забруднень у внутрішній порожнині міжпромислового газопроводу залежить від режиму його роботи. Обґрунтовано необхідність забезпечення автоматичного контролю параметрів роботи міжпромислового газопроводу шляхом встановлення безпровідних датчиків тиску та температури на різних ділянках газопроводу, що дасть змогу постійно моніторити та оперативно вживати необхідні заходи для підтримання гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу на високому рівні. Запропоновано ряд інженерних рішень, впровадження яких дасть можливість підтримувати гідравлічну ефективність очищеного міжпромислового газопроводу, яким газ з УКПГ-1 Сквирицького НГКР транспортується на УКПГ-2 Юліївського НГКР, на високому рівні протягом тривалого часу.

Ключові слова: свердловина, газ, міжпромисловий газопровід, забруднення, накопичення рідини, гідратоутворення, метанол, давач тиску, давачі температури.

Осуществлен анализ существующего состояния междупромышленного газопровода, по которому газ с УКПГ-1 Сквирицького НГКР транспортируется на УКПГ-2 Юльевского НГКР. Установлены основные причины накопления жидких загрязнений во внутренней полости междупромышленного газопровода, причины снижения температуры газа в газопроводе, что приводит к отложению гидратов. Определена гидравлическая эффективность междупромышленного газопровода для двух режимов его работы и установлено, что надо очищать внутреннюю полость газопровода. По результатам исследований установлено, что наиболее эффективным способом очистки внутренней полости междупромышленного газопровода является очистка высокоскоростным потоком газа. В случае применения этого способа объем загрязнений вынесенных из полости междупромышленного газопровода является максимальным. Разработана схема очистки междупромышленного газопровода высокоскоростным потоком газа. Теоретически и экспериментально определены места отложения гидратов во внутренней полости газопровода. Предложены эффективные способы устранения гидратообразований в междупромышленных газопроводах.

По результатам расчета установлено, что объем загрязнений во внутренней полости междупромышленного газопровода зависит от режима его работы. Обоснована необходимость обеспечения автоматического контроля параметров работы междупромышленного газопровода путем установления беспроводных датчиков давления и температуры на различных участках газопровода, что позволит постоянно мониторить и оперативно принимать необходимые меры для поддержания гидравлической эффективности междупромышленного газопровода на высоком уровне. Предложен ряд инженерных решений, внедрение которых позволит поддерживать гидравлическую эффективность очищенного междупромышленного газопровода, по которому газ с УКПГ-1 Сквирицького НГКР транспортируется на УКПГ-2 Юльевского НГКР, на высоком уровне в течение длительного времени.

Ключевые слова: скважина, газ, междупромышленный газопровод, загрязнения, накопление жидкости, гидратообразования, метанол, датчики давления, датчики температуры.

The analysis of the current state of an intrafield pipeline that is used for gas transportation from the UKPG-1 of the Skvortsivske NHKR (oil-gas condensate field) to the UKPG-2 (gas processing plant) of the Yuliivske NHKR has been conducted. The basic reasons for accumulation of liquid contaminants in the inner cavity of the intrafield pipeline, causes of gas temperature lowering in the gas pipeline that may result in hydrates deposition have been determined. The intrafield gas pipeline hydraulic efficiency for two modes of its operation has been developed and the fact that the inner pipeline cavity should be cleaned has been found out. The study results have shown that the most effective way to clean the inside pipeline cavity is to clean it with a high-speed gas flow. In case of this method application the amount of pollutions taken out from the intrafield pipeline is maximal. The scheme of intrafield gas pipeline cleaning with the help of high-speed gas flow has been developed. The hydrate deposition places in the inner pipeline cavity have been found theoretically and experimentally. Effective ways to eliminate hydrate depositions in the intrafield pipelines have been suggested.

The calculations results have revealed the fact that the amount of pollutions in the inner intrafield gas pipeline cavity depends on the mode of operation. The necessity of ensuring automatic control of the intrafield gas pipeline parameters by installing wireless pressure and temperature sensors in different parts of the gas pipeline that will help to continually monitor and promptly take necessary measures to maintain the intrafield gas pipeline hydraulic efficiency at a high level. A number of other engineering solutions, implementation of which will maintain hydraulic efficiency of the cleared intrafield gas pipeline that transports gas from the UKPG-1 of the Skvortsivske NHKR to the UKPG-2 of the Yuliivske NHKR at a high level for a long time.

Key words: well, gas, intrafield gas pipeline, pollutions, liquid accumulation, hydrates formation, methanol, pressure sensor, temperature sensor

Українська газотранспортна система є однією з найбільших у Європі. Вона призначена для постачання газу споживачам нашої держави та транзиту російського газу у країни Центральної і Східної Європи. Для підтримання працездатності і максимальної гідравлічної ефективності газотранспортної системи необхідно постійно моніторити її гідравлічний стан та оперативно вживати ефективні заходи для його покращення. Це дасть можливість Україні надалі залишатись головним транзитером російського газу.

Однією з важливих проблем, від правильного рішення якої залежать оптимальні техніко-економічні показники видобування і транспортування українського газу, є вибір методу підготовки газу на нафтогазовидобувних об'єктах на весь час розробки родовищ.

Від якості природного газу, який поступає з нафтогазовидобувних об'єктів, залежить робота газотранспортної системи в цілому. Подання некондиційного газу в газопровід хоча б з одного родовища призводить до погіршення якості усього транспортованого газу. Недостатня очистка газу є причиною зниження пропускної здатності газопроводів. Визначення причин неякісної підготовки газу, розроблення і впровадження нових технологічних процесів, направлених на покращення техніко-економічних показників установок підготовки газу до транспортування, дасть змогу підвищити гідравлічну ефективність газотранспортної системи загалом [1].

У зв'язку з нарощуванням потужності промислових і міжпромислових газопроводів часто відбувається забруднення газопроводів, зменшення їх пропускної здатності.

Забруднення у порожнині газопроводу зумовлено рядом причин: накопичення рідини (газового конденсату та пластової води), неефективне сепараційне обладнання, зміна складових газоконденсатної системи під час розробки газоконденсатного родовища на виснаженні, температурний режим, який сприяє конденсуванню рідини, відсутність швидкісного режиму руху потоку. Необхідно зауважити, що

наявність вздовж газопроводу місцевих опорів спричинює зміну температурного режиму, що призводить до випадіння важких фракцій із двофазового потоку. Роль таких місцевих опорів можуть виконувати самі рідинні накопичення у понижених місцях газопроводу. Наслідком накопичення рідини в порожнині газопроводів є збільшення гідравлічного опору окремих ділянок, що в підсумку є причиною зменшення видобування газу та його транспортування.

На промислах проблему очищення газопроводів від води, вуглеводневого конденсату, механічних домішок найчастіше розв'язують за допомогою:

- пристроїв постійної дії (стаціонарних);
- пристроїв періодичної дії (очисних поршнів, йоршів тощо);
- переведення газопроводу в режим самоочищення (продування газопроводу).

Для вирішення проблеми очищення газопроводу потрібно з'ясувати причини надходження рідини, визначити її кількість. Це дасть можливість контролювати будь-які зміни параметрів роботи під час експлуатації та своєчасно прийняти заходи для очищення газопроводу. Від якості очищення внутрішньої порожнини газопроводу залежить його гідравлічна ефективність. Тому необхідно прагнути довести ефективність газопроводу після очищення до 100 %. З практичного досвіду відомо, щоб отримати хороший результат, необхідно декілька разів проводити очищення внутрішньої порожнини газопроводу, а також можна поєднувати різні способи очищення.

Дана актуальна проблема пов'язана з вивченням гідродинаміки газорідинних сумішей. Гідродинаміку газорідинних сумішей вивчали Мамасєв В.А., Кутателадзе С.С., Телетов С.Г., Франклєв Ф. І., Делей Ж.М., Марон В.І., Сахаров В.А., Мохов М.А., Капцов І.І., Одішарія Г.Є., Гусейнов Ч.С., Уолліс Г., Хьюїт Д., Холл-Тейлор Н., Баттерворс Д. та ін. [2, 3].

Метою даної роботи є розроблення заходів з підвищення пропускної здатності міжпромислового газопроводу, запобігання виникнення аварійних ситуацій, які зумовлені накопичен-

ням рідини та відкладанням гідратів, зменшення втрат тиску в газопроводі.

Скворцівське нафтогазоконденсатне родовище (СНГКР) відкрите в 1992 році пошуковою свердловиною 1, під час випробування якої з гор. В-16 одержали промисловий приплив газу. В 1993 році родовище введено в дослідно-промислову розробку [4]. На сьогодні загальний фонд свердловин Скворцівського НГКР складає 20 одиниць: експлуатаційний фонд складає вісімнадцять свердловин, з них чотирнадцять газоконденсатних свердловин та чотири нафтові свердловини. Свердловина 64 знаходиться в очікуванні ліквідування, свердловина 41 переведена до спостережних.

Свердловини Скворцівського НГКР підключені до двох технологічних установок. До установки комплексної підготовки нафти і газу (УКПНГ-2) підключено шість газоконденсатних свердловин 10, 24, 42, 45, 50, 41 та чотири нафтових свердловини 23, 25, 26, 27. Вісім газоконденсатних свердловин 1, 21, 29, 30, 31, 44, 60, 62 підключено до установки комплексної підготовки газу (УКПГ-1).

Підготовка газу на УКПГ-1 Скворцівського НГКР здійснюється згідно вимог ГОСТ 5542-87 методом низькотемпературної сепарації. При цьому для вилучення з газу скраплених вуглеводнів охолоджують товарну продукцію свердловин шляхом дроселювання і сепарації холодного потоку в сепараторах, розділення рідини (вуглеводневий конденсат та плавста, метанольна вода) на складові, дегазація конденсату та зберігання в ємнісному парку для його транспортування шляхом самовивозу автоцистернами.

Сьогодні сім свердловин 1, 21, 29, 30, 31, 44, 60 працюють постійно, а свердловина 62 експлуатується методом накопичення тиску (МНТ).

Газ з свердловин 21, 30, 31, 62 після триступеневого підготовлення на УКПГ-1 СНГКР, поступає на вузол заміру, після якого направляється в магістральний газопровід "Сухини – Степове" (DN 325), а газ з свердловин 1, 29, 44, 60 після першої ступені сепарації даної технологічної установки поступає на УКПГ-2 Юліївського нафтогазоконденсатного родовища (ЮНГКР). Оптимальний та допустимий режим роботи свердловин від 390 до 430 тис. м³/доб.

Для подавання газу від Скворцівського УКПГ-1 на Юліївське УКПГ-2 підключено міжпромисловий газопровід DN=159x8 мм довжиною L =12465 м з переходом на діаметр DN=114x12 мм довжиною L =350 м до установки відключаючих пристроїв (УВП) УКПГ-2 Юліївського НГКР (рисунки 1).

Під час експлуатування даного газопроводу виникають ускладнення пов'язані з накопиченням рідини та гідратуутворенням.

Наведемо основні причини, що сприяють утворенню рідинних накопичень у внутрішній порожнині газопроводу:

- одноступенева сепарація газу не забезпечує якісну підготовку;

- зниження ефективності сепараційного обладнання в зв'язку з недотриманням проектних режимів роботи, тобто не забезпечується повне відділення рідинної фази;

- недотримання температурного режиму трасою газопроводу призводить до конденсації рідини;

- зниження швидкості газового потоку. За умови забезпечення швидкості більше 12-15 м/с суттєвого осідання рідини не відбувається і проходить процес самоочищення газопроводу, при зменшенні швидкості до 5-11 м/с відбувається аперіодичний хвильовий рух рідини, що супроводжується викиданням її з коліна, за умови зменшення швидкості нижче за 5 м/с має місце процес поступового накопичення рідинних забруднень.

Рідинні накопичення, значна довжина міжпромислового газопроводу, велика кількість місцевих опорів, профіль траси та вплив температури довкілля є основними причинами зниження температури газу, що в подальшому призводить до гідратуутворення. Відкладення гідратів може відбуватися на різних ділянках міжпромислового газопроводу. Тому за допомогою програмно-розрахункового комплексу "Контроль гідратуутворення...", розробленого фахівцями УкрНДІгазу з метою виявлення потенційно небезпечних ділянок, в яких відбувається гідратуутворення, проведено розрахунок. Слід зазначити, що даний комплекс добре себе зарекомендував, результати розрахунків допомогли розробити заходи на випередження щодо попередження виникнення різних ускладнень в роботі газоконденсатних свердловин, газопроводів на промислах ГПУ "Харківгазвидобування".

Результати розрахунків свідчать про те, що гідратуутворення відбувається у другій половині міжпромислового газопроводу. Тому було проведено експериментальні дослідження. Під час пониження тиску на установці відключаючих пристроїв УКПГ-2 ЮНГКР закривали перекивну арматуру, після чого спостерігалось швидке збільшення тиску. Потім різко відкривали перекивну арматуру і через незначний проміжок часу спостерігалось винесення гідратів потоком газу. Також можна припустити, що гідрати відкладаються вздовж міжпромислового газопроводу інтенсивніше з місця переходу на менший діаметр (114x12). В зв'язку з цим можна сказати, що теоретичні розрахунки підтвердили припущення.

Наслідком висвітлених ускладнень є значні втрати тиску.

Досліджуючи роботу даного газопроводу-слід зазначити, що втрати тиску складають близько 1,3 МПа. Необхідно зазначити, що під час експлуатування даного газопроводу, особливо в зимову пору року, спостерігається збільшення тиску на виході з УКПГ-1 Скворцівського НГКР до 5,7 МПа і пониження тиску на УВП УКПГ-2 Юліївського НГКР до 4,0 МПа. При цьому втрати тиску складають 1,7 МПа. Викладене вище негативно впливає на роботу свердловин - знижується дебіт.

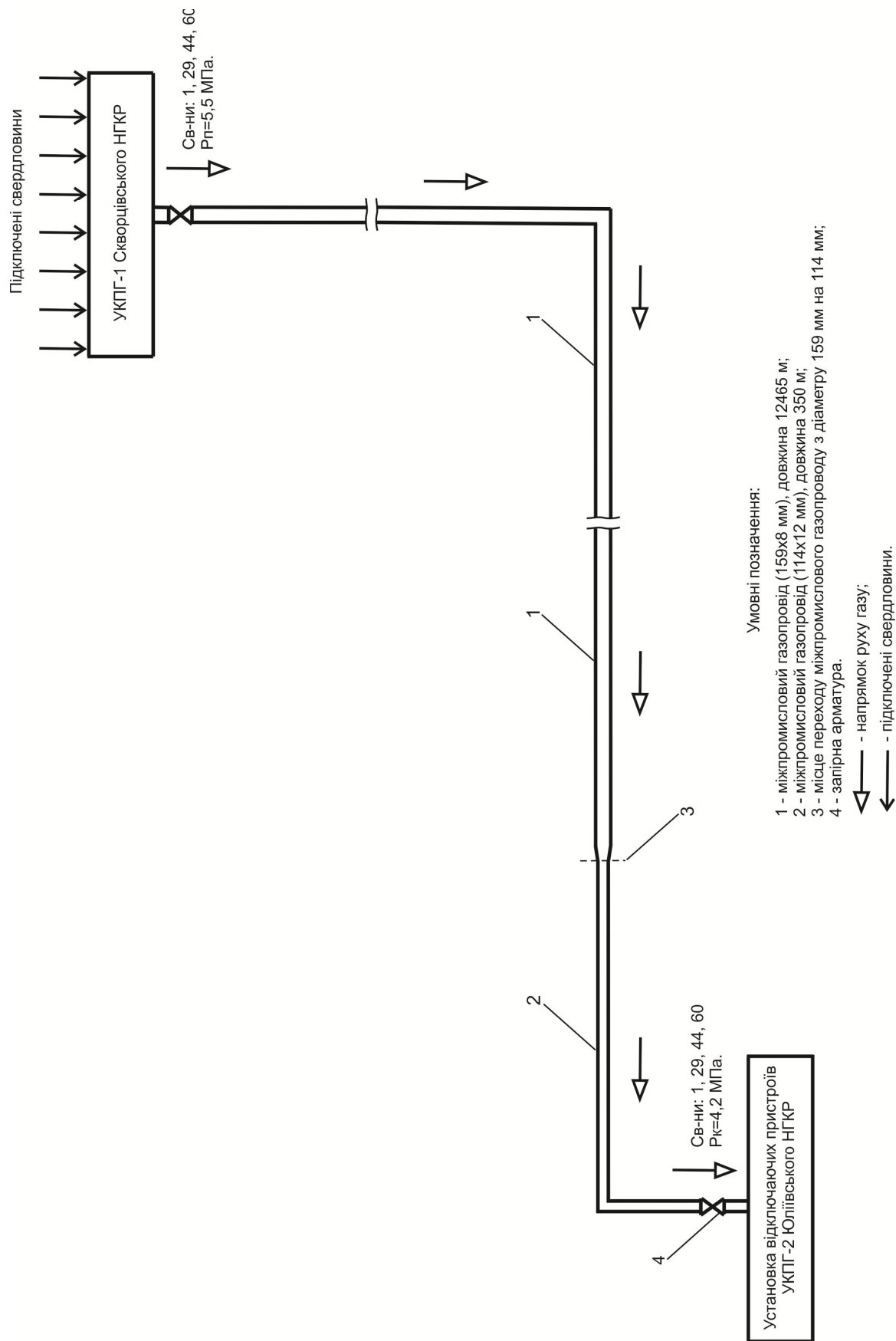


Рисунок 1 – Схема підключення міжпромислового газопроводу від УКПГ-1 Скворцівського НГКР до УКПГ-2 Юлівського НГКР

Таблиця 1 – Результати розрахунку гідравлічної ефективності та середньої швидкості газового потоку

№ з/п	Показники	Позначення	Перший варіант	Другий варіант
1	Число Рейнольдса	Re	3417361,162	3197673,659
2	Теоретичний коефіцієнт гідравлічного опору	λ_m	0,015	0,015
3	Фактичний коефіцієнт гідравлічного опору	λ_ϕ	0,019	0,030
4	Коефіцієнт гідравлічної ефективності	E	0,89	0,71
5	Середня швидкість газового потоку, м/с	W_{cp}	5,9	5,2

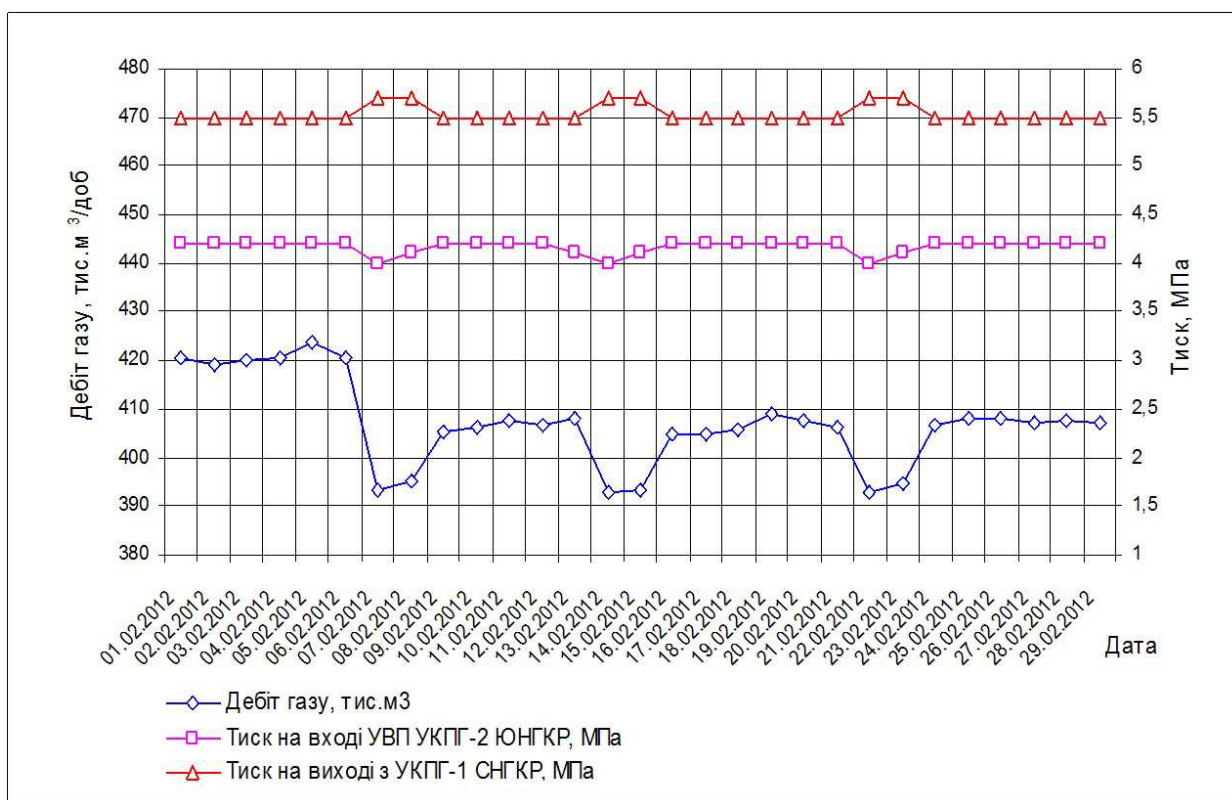


Рисунок 2 – Динаміка тисків та дебіту газу в часі

Аналізуючи дані проблеми, необхідно визначити гідравлічну ефективність та середню швидкість газового потоку в міжпромисловому газопроводі [5]. В нашому випадку розглянуто два варіанти роботи міжпромислового газопроводу в зимову пору року.

Перший варіант. Згідно диспетчерських даних робота даного газопроводу стабільна, коли на виході з УКПГ-1 СНГКР тиск газу та температура становлять ($P_{п} = 5,5$ МПа, $t_{п} = +12$ °С), а на вході в УКПГ-2 ЮНГКР тиск газу та температура становлять ($P_{к} = 4,2$ МПа, $t_{к} = -3$ °С), об'єм транспортованого газу становить 420 тис. м³/доб.

Другий варіант. Ускладнення в роботі міжпромислового газопроводу є коли на виході з УКПГ-1 СНГКР тиск газу та температура становлять ($P_{п} = 5,7$ МПа, $t_{п} = +14$ °С), а на вході в

УКПГ-2 ЮНГКР тиск газу та температура становлять ($P_{к} = 4,0$ МПа, $t_{к} = -2$ °С), об'єм транспортованого газу 393 тис. м³/доб.

Результати розрахунку гідравлічної ефективності та середньої швидкості газового потоку наведено в таблиці 1.

Враховуючи викладене вище, необхідно більш детально дослідити роботу даного міжпромислового газопроводу в зимову пору року. Для детального аналізу побудуємо залежності тисків на виході з УКПГ-1 СНГКР, на вході УКПГ-2 ЮНГКР та кількості транспортованого газу. На рисунку 2 зображено динаміку тисків та дебіту в часі за лютий 2012 року.

З рисунка 2 видно, що при зростанні тиску на виході з УКПГ-1 СНГКР, знижується тиск на вході УКПГ-2 ЮНГКР, що призводить до зменшення об'єму транспортування газу. Дані

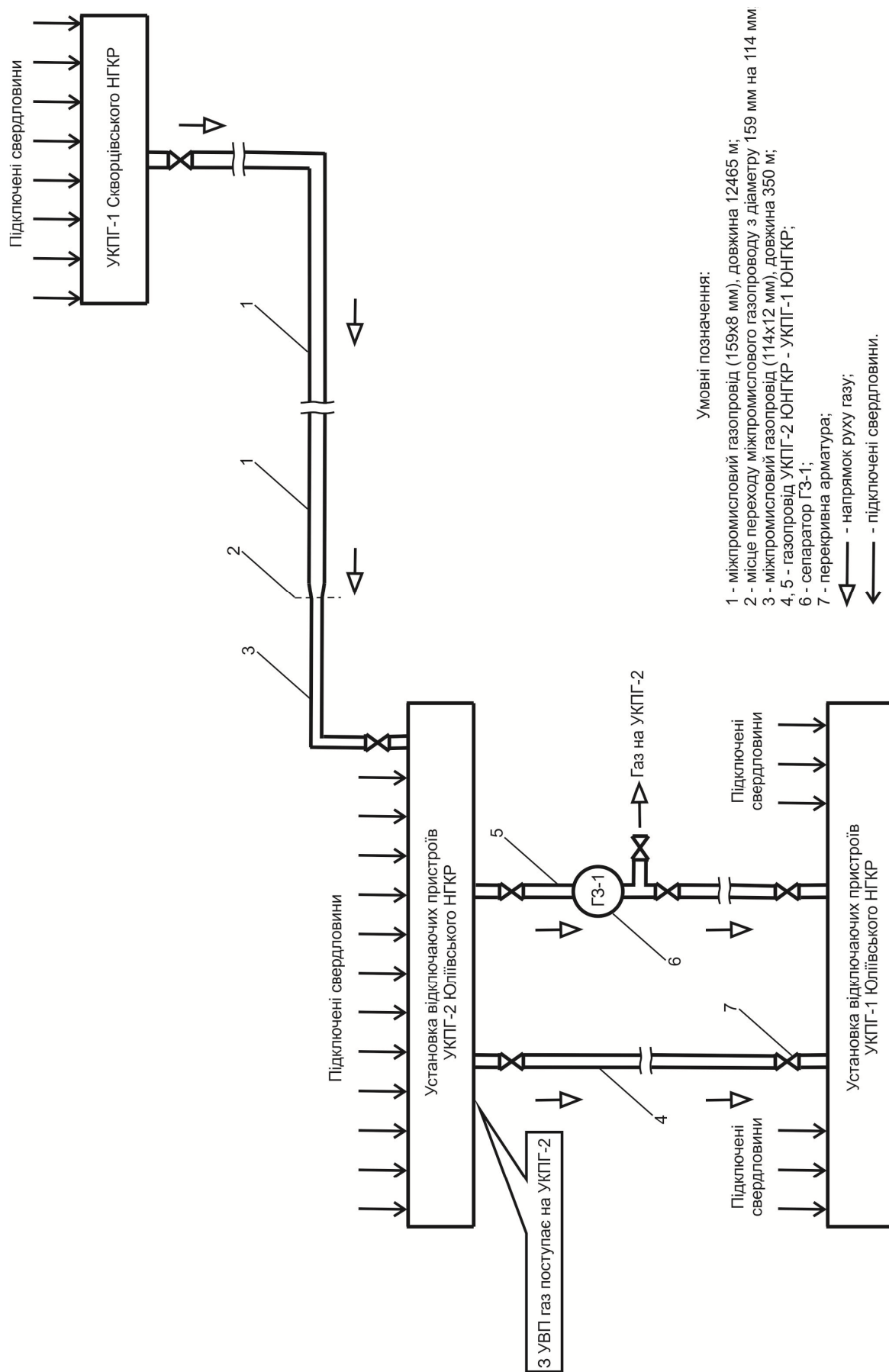


Рисунок 3 – Схема переведення міжпромислового газопроводу від УКПГ-1 Сквирицького НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР в роботу на одну з двох газопроводів УКПГ-1 Юліївського НГКР

ускладнення відбуваються через певний час. Тому ефективно буде здійснити певні заходи з усунення цих неполадок.

Ефективним заходом з усунення накопичення рідини буде переведення міжпромислового газопроводу в роботу на УКПГ-1 ЮНГКР для створення високошвидкісного потоку газу на певний період, оскільки там нижчий тиск першої ступені сепарації 3,5 МПа. Даний захід технологічно можна здійснити на одному з двох газопроводів, на який працюють свердловини підключені до УКПГ-2 з низькими робочими тисками на УКПГ-1 ЮНГКР (рисунок 3). Для цього необхідно провести дослідження його роботи на УКПГ-1 ЮНГКР для встановлення тривалості його очищення, а також періоду виникнення наступних ускладнень при його роботі на УКПГ-2 ЮНГКР.

Також можна даний міжпромисловий газопровід перевести в режим самоочищення (здійснити продування газопроводу) через сепаратор УКПГ-1 ЮНГКР або на технологічний амбар даної установки.

Для боротьби з гідратами у внутрішній порожнині міжпромислового газопроводу необхідно розглянути наступні варіанти [6]:

- подавання інгібітора гідратуутворення в міжпромисловий газопровід. Безумовно ефективний спосіб;

- застосування гідрофобного покриття внутрішньої порожнини міжпромислового газопроводу, тобто оброблення труб різними реагентами. Даний спосіб малоефективний, оскільки захисна плівка змивається рідиною;

- обігрівання міжпромислового газопроводу за рахунок гарячого теплоносія. Даний спосіб є високовартісним, оскільки потрібно мати значну кількість води, слід володіти технологією для її підігрівання та здійснення циркуляції;

- обігрівання міжпромислового газопроводу електронагрівальним пристроєм, який прокладають вздовж траси, де часто відкладаються гідрати, але даний спосіб є дорогим.

Одним із заходів, що дасть змогу надійно експлуатувати газопроводи, є нанесення на внутрішню поверхню труб спеціального покриття для зниження шорсткості. Даний захід сприятиме кращому руху газорідинного потоку та недопущенню відкладання гідратів, але він є актуальним при проектуванні та будівництві і вимагає значних капіталовкладень.

Також під час прокладання газопроводів слід обирати оптимальний профіль траси з меншою кількістю понижених ділянок та місцевих опорів.

Для забезпечення надійної експлуатації газопроводу необхідно зменшити втрати тепла. У зв'язку з цим необхідно на ізоляцію газопроводу встановити енергозберігаючі матеріали, це дасть змогу максимально знизити втрати тепла, наприклад, пінополіуретаном.

Рациональним способом боротьби з гідратуутворенням є періодичне закачування інгібітору гідратуутворення у внутрішню порожнину міжпромислового газопроводу за допомогою пересувного насосного агрегата (ЦА-320). Для

цього необхідно визначити періодичність закачування інгібітору гідратуутворення (метанолу) та його кількість. З практичного досвіду відомо, закачування метанолу можна здійснювати декількома способами:

- закачати метанол у міжпромисловий газопровід при його роботі в потік газу з УКПГ-1 Сквирицького НГКР;

- зупинити свердловини, що працюють в міжпромисловий газопровід, знизити тиск до 0,5 МПа, що сприятиме розкладанню гідратів, закачати метанол з УКПГ-1 Сквирицького НГКР та пустити свердловини в роботу, що дасть змогу створити швидкісний потік природного газу, який винесе з внутрішньої порожнини забруднення, включаючи залишки гідратів, які розпалися;

- зупинити свердловини, що працюють в міжпромисловий газопровід, знизити тиск до 0,5 МПа, що сприятиме розкладанню гідратів, закачати метанол з УКПГ-2 Юліївського НГКР та пустити з даної установки в газопровід газ, що дасть можливість створити швидкісний потік природного газу в зворотному напрямку роботи газопроводу, який винесе з внутрішньої порожнини забруднення, включаючи залишки гідратів, які розпалися.

Два останні способи є ефективними, але призводять до простою свердловин та зменшення видобування вуглеводнів, тому їх слід використовувати в окремих випадках. Тому доцільно буде застосовувати перший спосіб.

Для забезпечення надійної роботи міжпромислового газопроводу необхідно своєчасно виконувати заходи щодо попередження виникнення ускладнень та їх прогнозувати.

З метою прогнозування залпового викиду рідини з порожнини газопроводу на кінцевий пункт призначення або з'ясування яким чином змінюватиметься тиск трасою газопроводу, що транспортує газ певного ГКР або суміш газів різних родовищ, залежно від об'єму забруднення, що може накопичуватися протягом року в порожнині труби і викликати додатковий гідравлічний опір, фахівцями УкрНДІгазу введено коефіцієнт сезонності експлуатації газопроводу для визначення $V_{\text{дин}}$, як відношення мінімального об'єму забруднень в порожнині газопроводу до його максимального значення [3].

Значення коефіцієнта сезонності дійсно лише для газопроводів, очищення яких протягом року не проводять. Коефіцієнт сезонності міститиме похибку, зумовлену похибкою визначення об'єму забруднень за диспетчерськими даними, крім того, визначення коефіцієнта сезонності передбачає проведення контрольного дослідження гідравлічних параметрів газового потоку в певний період року для перевірки розбіжності між диспетчерськими даними і даними вимірювання та визначення гідравлічного стану газопроводу відповідно до року проведення досліджень. Отже, для кожного конкретного газопроводу зміна об'єму забруднень в порожнині відповідатиме формулі:

$$V_{\text{дин}}^i = k_c \cdot V_{\text{досл.}},$$

де $V_{\text{дин.}}^i$ – об'єм забруднень в порожнині трубопроводу протягом року в кожний i -місяць, м^3 ;

k_c – коефіцієнт сезонності експлуатації ділянок газопроводу (розраховується окремо для кожного газопроводу залежно від зміни температур точок роси газу протягом року);

$V_{\text{досл.}}$ – визначений об'єм забруднень в порожнині газопроводу за результатами досліджень, м^3 [3].

За результатами розрахунку можна зробити висновки, що об'єм забруднень для умов міжпромислового газопроводу безумовно залежить від режиму його роботи. Тобто, чим частіше проводити дослідження, тим точніше буде визначено об'єм забруднень в порожнині даного газопроводу.

Відтак необхідно розглянути можливість встановлення приладів КВП вздовж міжпромислового газопроводу, безпровідних давачів тиску та температури, які дадуть можливість вимірювати тиск та температуру. За допомогою даних давачів у комплексі з системою відображення (модулі зв'язку з об'єктом по радіоканалу, персональний комп'ютер з відповідним програмним забезпеченням), дасть можливість чітко відображати на екрані, фіксувати і архівувати цифрові значення тиску та температуру. У даному випадку можна розглянути використання МТУ-04R вимірювального перетворювача тиску з вимірювачем температури та передаванням інформації радіоканалом російського виробництва або інших відомих закордонних виробників Emerson, Siemens, Honeywell, Vega, Jumo тощо. Встановлення таких давачів забезпечить автоматичний контроль і дасть можливість фіксувати зміну тиску та температури в різних ділянках газопроводу і буде сприяти оперативному реагуванню для усунення ускладнень, здійснюючи певні заходи.

Підводячи підсумки, можна зробити наступні висновки:

1. Проаналізовано існуючий стан міжпромислового газопроводу, яким газ з УКПГ-1 Скворцівського НГКР транспортується на УКПГ-2 Юліївського НГКР.

2. Встановлено причини утворення рідинних забруднень у порожнині міжпромислового газопроводу внаслідок механічного крапельного винесення рідини з сепараційного обладнання першої ступені, конденсації рідини з газового потоку трасою, зниження швидкості газового потоку. Також причиною значних втрат тиску в міжпромислових газопроводах є гідратоутворення. Такі втрати тиску впливають на пропускну здатність газопроводів.

3. На основі результатів досліджень встановлено, що найефективнішим способом очищення даного міжпромислового газопроводу є очищення високошвидкісним потоком газу. При застосуванні цього способу, об'єм винесених забруднень із порожнини даного міжпромислового газопроводу є максимальним. Це зроблено шляхом переведення міжпромислового газопроводу в роботу на УКПГ-1 ЮНГКР напередодні виникнення ускладнень.

4. Для точнішого визначення об'єму забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів дослідження гідравлічної ефективності доцільно здійснювати один раз в 5-7 днів. Треба слідкувати за динамікою тисків та витратою газу протягом більшого проміжку часу та в різні пори року. Дослідження слід виконувати, змінюючи параметри роботи газопроводу.

5. Встановлення безпровідних давачів тиску та температури вздовж міжпромислового газопроводу дасть можливість проводити постійний контроль параметрів його роботи. Моніторинг за роботою міжпромислового газопроводу призведе до своєчасного оперативного застосування певних заходів для усунення ускладнень.

6. Для підвищення гідравлічної ефективності даного міжпромислового газопроводу запропоновано виконати наступні інженерні рішення:

- замінити існуючий газопровід діаметром 114 мм довжиною 350 м на діаметр 159 мм. Оскільки зменшення діаметра створює додатковий гідравлічний опір, сприяє пониженню температури, що, в свою чергу, сприяє утворенню гідратів, а також знижує швидкісний потік;

- для попередження відкладання гідратів необхідно періодично подавати метанол у міжпромисловий газопровід на виході з УКПГ за допомогою насосів типу НД, що знаходяться на технологічній установці УКПГ-1 Скворцівського НГКР. Також необхідно проводити закачування метанолу за допомогою спецтехніки, тобто насосного агрегата ЦА-320 та автоцистерни. Тому для забезпечення стабільної роботи міжпромислового газопроводу буде ефективно розробити графік періодичності проведення висвітлених пропозицій;

- далі необхідно понизити тиск першого ступеня сепарації на УКПГ-2 Юліївського НГКР;

- розглянути шляхи модернізації сепараційного обладнання, завдяки чому покращиться очищення газу на промислах.

Література

1 Воловецький В.Б. Забезпечення стабільного видобутку газу, конденсату та вилучення пропан-бутанової фракції на Юліївському НГКР: Доповідь на II міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених / В.Б. Воловецький, Ю.В. Думич // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. ДП "Науканафтогаз". Вип. 5. – Київ, 2007. – С. 303-306.

2 Стецюк С.М. Програмний комплекс GAZSTRUM як вітчизняна альтернатива інженерного методу розрахунку двофазних потоків [Текст] / С.М. Стецюк, І.І. Капцов, О.В. Бобрук, В.В. Соболев // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. пр. УкрНДІгаз. – Харків, 2009. – Вип. XXXVII. – С. 280-287.

3 Братах М.І. Динаміка рідинних формувань в порожнині міжпромислового газопроводу [Текст] / М.І. Братах, І.М. Рузіна, А.В. Соболева // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. пр. УкрНДІгаз. – Харків, 2009. – Вип. XXXVII. – С. 287-293.

4 Комплексний проект розробки газоконденсатних та нафтових покладів Скворцівського НГКР, звіт про НДР, за договором 100 ХГВ/2009-2009 (тема 51.215/2009-2009).

5 Воловецький В.Б. Дослідження гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу від УППГ Наріжнського ГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.Ю. Витязь, О.М. Щирба, В.І. Коцаба, Н.М. Коцаба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – Вип. 3 (44). – С. 158-165.

6 Воловецький В.Б. Комплексний підхід до збільшення видобутку вуглеводнів та вдосконалення систем підготовки та збору нафти і газу на Юліївському НГКР: Доповідь на IV конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування" / Воловецький В.Б. – Полтава, 2005.

Стаття надійшла до редакційної колегії

26.08.13

Рекомендована до друку

професором Грудзом В.Я.

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

д-ром техн. наук Мельником А.П.

(УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування»,

м. Київ)

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕМПЕРАТУРНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМ ОПАЛЕННЯ СІЛЬСЬКИХ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ

Ю.І. Дорошенко, В.Б. Михалків, М.М. Засідко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: t z m n @ n i n g . e d u . u a

Актуальність теми раціонального використання газу, а відповідно удосконалення температурних режимів експлуатації систем опалення сільських населених пунктів на даний момент важко переоцінити. Зростання цін на енергоносії підводить нас до розв'язування однієї із найважливіших задач зі зниження енергозатрат на опалення в процесі експлуатації.

Зниження енергоспоживання для України є однією з найважливіших задач, оскільки її забезпеченість власними енергоресурсами на цей час не перевищує 40-45 %.

Житлово-комунальний комплекс України займає третє місце після металургійної і хімічної промисловості за обсягами споживання енергоносіїв і перше місце - за споживанням тепла.

Виходячи з різних експертних оцінок, основний об'єм тепловтрат на опалення в будинках тільки на фасадах будівель звичайної будови становить від 35 до 45 відсотків.

Створення комфортного режиму в будинках і підтримання його довший час досягається неефективними методами: залучаються додаткові обігрівачі чи холодильні установки, але усе це не виключає головної проблеми – тепловтрат.

Метою наукової роботи є аналіз впливу температурних режимів на ефективність роботи системи опалення в умовах сільського населеного пункту для удосконалення методики визначення її теплового навантаження і тепловтрат, а також забезпечення раціональних теплових режимів. Виконання мети роботи полягає у вирішенні наступних задач: виявити й обґрунтувати особливості методики розрахунку впливу температурних режимів на ефективність роботи системи опалення; встановити залежність роботи системи опалення від температури зовнішнього повітря; експериментально встановити вплив температури зовнішнього повітря на побутове споживання природного газу в житлових будинках.

Застосування сучасних технологій дає можливість скоротити затрати на опалення у три рази.

Виходячи з викладеного, при довгостроковому плануванні та оптимізації роботи паливно-енергетичного комплексу країни, розробці перспективних державних й галузевих програм, що пов'язані з виробництвом, транспортуванням та споживанням енергоресурсів, обов'язково необхідно враховувати динаміку змін клімату, що спостерігається вже сьогодні та прогнозується в майбутньому. Особливо це стосується систем теплопостачання, оскільки на цю сферу витрачається значна частка енергоресурсів, і одними з визначальних факторів впливу на об'єми теплоспоживання є погодно-кліматичні чинники.

Ключові слова: тепловий режим, опалення, житлові будівлі, огороджувальні конструкції, зовнішня температура, утеплення.

Актуальность темы рационального использования газа, а соответственно совершенствования температурных режимов эксплуатации систем отопления сельских населенных пунктов на данный момент трудно переоценить. Рост цен на энергоносители приводит нас к решению одной из важнейших задач по снижению энергозатрат на отопление в процессе эксплуатации.

Снижение энергопотребления Украины является одной из важнейших задач, так как ее обеспеченность собственными энергоресурсами в настоящее время не превышает 40-45%.

Жилищно-коммунальный комплекс Украины занимает третье место после металлургической и химической промышленности по объемам потребления энергоносителей и первое место - по потреблению тепла.

Исходя из различных экспертных оценок, основной объем теплопотерь на отопление в домах только на фасадах зданий обычного строения составляет от 35 до 45 процентов.

Создание комфортного режима в домах и поддержание его дольше достигается неэффективными методами: прилагаются дополнительные обогреватели или холодильные установки, но все это не исключает главной проблемы - теплопотерь.

Целью научной работы является анализ влияния температурных режимов на эффективность работы системы отопления в условиях сельского населенного пункта, для совершенствования методики определения ее тепловой нагрузки и теплопотерь, а также обеспечение оптимальных тепловых режимов. Выполнение цели работы заключается в решении следующих задач: выявить и обосновать особенности методики расчета влияния температурных режимов на эффективность работы системы отопления, установить зависимость работы системы отопления от температуры наружного воздуха; экспериментально установить влияние температуры воздуха на бытовое потребление природного газа в жилых домах.

Применение современных технологий позволяет сократить затраты на отопление в три раза.

Исходя из изложенного, при долгосрочном планировании и оптимизации работы топливно-энергетического комплекса страны, разработке перспективных государственных и отраслевых программ, связанных с производством, транспортировкой и потреблением энергоресурсов, обязательно необходимо учитывать динамику изменений климата, наблюдается уже сегодня и прогнозируется в будущем. Особенно это касается систем теплоснабжения, поскольку на эту сферу расходуется значительная доля энерго-ресурсов, и одними из определяющих факторов влияния на объемы теплопотребления является погодно-климатические факторы.

Исходя из изложенного, при долгосрочном планировании и оптимизации работы топливно-энергетического комплекса страны, разработке перспективных государственных и отраслевых программ, связанных с производством, транспортировкой и потреблением энергоресурсов, обязательно необходимо учитывать динамику изменений климата, наблюдается уже сегодня и прогнозируется в будущем. Особенно это касается систем теплоснабжения, поскольку на эту сферу расходуется значительная доля энергоресурсов, и одними из определяющих факторов влияния на объемы теплопотребления является погодно-климатические факторы.

Ключевые слова: тепловой режим, отопление, жилые здания, ограждающие конструкции, наружная температура, утепление.

The topicality of gas efficient utilization and correspondingly improvement of working temperature regimes of heating system operation in villages can be hardly overemphasized. The price rise for energy sources leads us to resolving one of the most important tasks which is to reduce energy consumption for heating in the process of operation.

Reduction of energy consumption in Ukraine is one of the biggest challenges because its own energy supply at present does not exceed 40-45 percent.

Residential complex of Ukraine is on the third place after metallurgical and chemical industries in terms of energy consumption and it is on the first place by heat consumption.

Based on various expert estimates, the basic amount of heat loss for house heating is from 35 to 45 percent alone on the facades of conventional construction buildings.

Creating of a comfortable mode at houses and its maintaining for a long time can be achieved by the following ineffective methods: additional heaters or refrigerators are engaged but all this does not exclude the main problem which is heat loss.

The aim of the study is to analyze the influence of working temperature regimes onto the heating system efficiency in rural areas, to improve the methodology for determining the heat load and heat loss, and to ensure rational thermal regimes. In order to achieve the goals of the study the following tasks must be resolved: to identify and ground the technique peculiarities of calculation of the temperature regime influence onto the heating system operation efficiency; to establish the dependence of the heating system operation on the outside temperature; to determine experimentally the influence of ambient temperature onto domestic natural gas consumption at houses.

Modern technology utilization allows reducing of heating costs by three times.

Based on the above mentioned, it is vitally important to take into account the dynamics of climate change, observed today and expected in future when there is a long-term planning and optimization of the fuel and energy complex, development of promising state and branch programs related to the production, transportation and consumption of energy. This is especially true for heat supply systems because this sector consumes significant portion of energy and among the key factors influencing the volume of heat consumption there are weather and climatic factors.

Keywords: temperature regime, heating, residential buildings, building envelope, outside temperature, heat insulation

Актуальність теми роботи. Розвиток народного господарства в сучасних умовах пов'язаний зі значним споживанням газу. Природні горючі гази є найбільш економічним і універсальним паливом, здатним замінити тверде і рідке паливо в побуті, в міському і енергетичному господарстві, в промисловості і транспорті. Заміна газом інших видів палива дає змогу одержати значний економічний та екологічний ефект.

Використання газу для технологічних потреб промисловості зменшує вартість палива, підвищує продуктивність праці, сприяє впровадженню нових прогресивних технологій, покращує умови праці. Використання газу для промисловості дає можливість оздоровити повітряний басейн і поліпшити загалом екологічний стан.

Газове господарство є складною інженерною системою, в яку входять газові мережі, різні типи сховищ природних і зріджених вуглеводневих газів, пристрої для спалювання газу. Реалізація газифікації України включає процеси проектування, спорудження та експлуатації газового господарства. Всі елементи системи газопостачання повинні відповідати таким вимогам: економічність, народногосподарська ефективність, висока надійність, екологічність, безпечність експлуатації.

Збільшення виробництва тепла для сільськогосподарської діяльності і комунально-побутових потреб ставить важливі задачі щодо збільшення ефективності і економічності виробництва і розподілу тепла, покращення методів і технічних засобів газопостачання. Для вирішення цих задач необхідно ретельно вивчати споживачів тепла і їх особливості, знайти найбільш раціональні шляхи газопостачання різних об'єктів.

Дослідження температурних режимів приміщень активно проводяться протягом останніх 50 років. Великий внесок в створення фундаментальної основи теплового режиму приміщення заклали такі вчені як В.М. Богословський, М.М.Бородач, А.В. Ліков, М.Я. Поз, Ю.А. Табунщиков, К.Ф. Фокін, А.М. Шкlover, та ін [4, 16, 22, 28, 29, 32]. На основі їх досліджень було розроблено декілька методик для розрахунку як стаціонарного теплового режиму приміщень, так і з урахуванням гармонійних коливань. На основі даних методик можна робити оцінку і обчислення максимального теплового потоку в приміщенні з урахуванням різних впливів.

Житлово-комунальний комплекс України займає третє місце після металургійної і хімічної промисловості за обсягами споживання енергоносіїв і перше місце за споживанням тепла. Щоб знизити енергоспоживання в цій сфе-

рі, насамперед, необхідно удосконалити методику визначення теплового навантаження будинків і споруд. Для цього потрібно проаналізувати вплив на їх системи опалення температурних режимів.

Станом на 2004 р. загальне теплоспоживання України складало 237,1 млн. Гкал [12]. Суттєве споживання теплової енергії в країні здійснюється в житлово-комунальному секторі, частка якого становить 44 % від загального теплоспоживання (тобто 104 млн. Гкал/рік).

Теплопостачання в житлово-комунальному секторі витрачається на забезпечення потреб в опаленні, вентиляції й кондиціонування, що відноситься до сезонних потреб, а також для гарячого водопостачання, що здійснюється протягом року [25]. Потреба в опаленні та вентиляції виникає в холодний період року.

Виходячи з викладеного, при довгостроковому плануванні та оптимізації роботи паливно-енергетичного комплексу країни, розробці перспективних державних й галузевих програм, що пов'язані з виробництвом, транспортуванням та споживанням енергоресурсів, обов'язково необхідно враховувати динаміку змін клімату, що спостерігається вже сьогодні та прогнозується в майбутньому. Особливо це стосується систем теплопостачання, оскільки на цю сферу витрачається значна доля енергоресурсів, і одними з визначальних факторів впливу на об'єми теплоспоживання є погодно-кліматичні чинники [7, 25].

При зниженні температури теплоносія відбувається зниження температури внутрішнього повітря в приміщеннях. За відсутності заходів з підтримки комфортних метеорологічних параметрів в приміщеннях, температура внутрішнього повітря знижується. Темп зниження залежатиме тільки від акумулюючої здатності приміщень. При цьому слід враховувати, що зниження температури внутрішнього повітря в житлових приміщеннях до 10-12°C є показником критичного теплового стану будівлі, так як при цьому температурні умови приміщення стають вкрай несприятливими для людини і створюються аварійні умови роботи обладнання. Подальше зниження температури в житлових приміщеннях аж до нуля градусів характеризує катастрофічний тепловий стан будівлі. Аналогічна ситуація також може виникнути в будівлі при тривалому зниженні температури зовнішнього повітря нижче розрахункової.

Зі сказаного вище слідує, що дана проблема вимагає глибокого вивчення і вирішення. Особливої актуальності вона набуває при недостатньо грамотному некваліфікованому обслуговуванні систем теплозабезпечення з урахуванням реального зносу теплових мереж і джерел теплопостачання.

Мета і завдання досліджень. Метою даної роботи є аналіз впливу температурних режимів на ефективність роботи системи опалення в умовах сільського населеного пункту, для удосконалення методики визначення її тепло-

вого навантаження і тепловтрат, а також забезпечення раціональних теплових режимів.

Досягнення цієї мети передбачає розв'язок наступних задач:

- виявити й обґрунтувати особливості методики розрахунку впливу температурних режимів на ефективність роботи системи опалення;
- встановити залежність роботи системи опалення від температури зовнішнього повітря;
- експериментально встановити вплив температури зовнішнього повітря на побутове споживання природного газу в житлових будинках.

Предметом дослідження є вплив температурних режимів на ефективність експлуатації системи опалення.

Методи досліджень. Проведені в роботі дослідження та розробки базуються на використанні:

- методів математичного планування і проведення експериментів та обробки їх результатів;
- методів модульного та об'єктно-орієнтованого програмування;
- методів візуального програмування;
- методів математичної статистики та регресійного аналізу.

Огляд літературних джерел. Опалення не є одним з останніх винаходів людства. Вже більше тисячі років люди намагаються, так чи інакше, обігріти своє житло.

Сучасні системи опалення не порівняти з їх попередниками: раніше дотримувався постійний гідравлічний режим і опцій для споживача просто не існувало. Сьогодні ми можемо вмикати-вимикати систему, коли нам потрібно, встановлювати температурний режим, який буде підтримуватися системою самостійно. Сучасні компанії, профілем яких є саме опалення, намагаються всіляко вдосконалити своє обладнання та зробити існування споживача максимально комфортним. Ринкові відносини сприяють гонитві таких фірм за якістю і прийнятною ціною. Завдяки їх конкуренції, ми отримуємо все більш досконале обладнання.

Система опалення призначена для створення в приміщеннях будівлі температурних умов, комфортних для людини, які відповідають вимогам технологічного процесу.

Зниження матеріальних і енергетичних витрат досягається при використанні найбільш ефективних індустріальних систем опалення, що працюють від теплових мереж. Розширення застосування цих систем сприяє скороченню використання автономних опалювальних пристроїв з децентралізованим спалюванням палива, що дає можливість успішно вирішувати завдання по його економії і захисту навколишнього середовища від забруднення. Найбільш істотної економії теплової енергії при опаленні будівель можна досягти шляхом підвищення теплозахисних властивостей огорожувальних конструкцій, автоматизації центрального і міс-

цевого регулювання систем опалення, використання вторинних та поновлюваних енергоресурсів. Ефективність роботи систем опалення та зниження даремних витрат теплової енергії досягається правильною організацією їх обслуговування і ремонту.

Для підтримки в приміщеннях температурних умов, що забезпечують хороше самопочуття і здоров'я людей, високу ефективність технологічних процесів, а також збереження будівельних конструкцій і технологічного обладнання будівлі та споруди обладнають засобами опалення. Температурні умови в приміщеннях характеризуються температурою приміщення, під якою розуміється комплексний параметр, що враховує температуру повітря і всіх поверхонь всередині приміщення.

Температурний режим в приміщенні залежить від теплової потужності системи опалення, а також від розташування обігрівальних пристроїв, теплофізичних властивостей зовнішніх і внутрішніх огорожень, інтенсивності інших джерел надходження і втрат теплоти. У холодну пору року приміщення в основному втрачає теплоту через зовнішні огороження і, певною мірою, через внутрішні огороження, що відокремлюють дане приміщення від суміжних, що мають більш низьку температуру повітря. Крім того, теплота витрачається на нагрівання зовнішнього повітря, що проникає в приміщення через нещільність огорож, а також матеріалів, транспортних засобів, виробів, одягу, які холодними потрапляють в приміщення [4].

Величина річних експлуатаційних витрат на систему опалення досягає 60-80 % її вартості. У зв'язку з цим необхідно виявити і реалізувати можливість зниження окремих складових цих витрат, основною з яких з врахуванням росту вартості є витрата теплової енергії.

Передбачити зменшення витрат палива на опалення можна в процесі проектування будинків і їх експлуатації. Питання зниження витрати теплоти необхідно враховувати безпосередньо при розробці проектів опалення. Так, застосування панельно-променевих систем опалення з нагрівальними елементами в зовнішніх стінах будівлі збільшує розрахункові тепловтрати порівняно зі звичайними системами водяного опалення. При влаштуванні систем опалення з нижнім розведенням невиробничі втрати теплоти в магістральних трубопроводах нижчі, ніж в системах з верхнім розведенням при прокладанні розподільних магістралей на горищі. Суттєвого ефекту економії теплової енергії можна досягти при розробці систем опалення з пофасадним регулюванням, які дають змогу використовувати сонячну радіацію й враховувати напрямок і швидкість вітру по окремих фасадах будинку.

При експлуатації будинків необхідно розробляти заходи зі зменшення невиробничих витрат теплоти, які можуть бути викликані неякісним утепленням будівель або недоліками в роботі систем опалення. Намірні тепловтрати можуть бути викликані відсутністю або неякіс-

ним ущільненням світлових отворів та інших отворів будинку, в результаті чого збільшується інфільтрація зовнішнього повітря в приміщеннях, що опалюються. Великі щілини в обрамленнях вікон і дверей, розбите скло вікон, відсутність пружин на входних дверях можуть бути причинами значного переохолодження опалювальних приміщень.

В холодну пору року в будинках підвищеної поверховості часто спостерігається надмірно високий повітрообмін в порівнянні з його розрахунковою величиною, що збільшує інфільтрацію зовнішнього повітря та тепловтрати. Це трапляється тому, що системи природної витяжної вентиляції розраховуються на температуру зовнішнього повітря 5°C. Зі зменшенням температури зовнішнього повітря збільшується природний тиск, а отже, й кількість повітря, яке видаляється з опалювального приміщення. Тому для запобігання переохолодження приміщень необхідно в зимовий період здійснювати регулювання системи природної вентиляції частковим прикриванням отвору витяжних шахт.

Додаткові тепловтрати можуть відбуватися в панельних будівлях при неякісному виготовленні панелей, особливо при порушенні в них теплоізолюючого шару. Коефіцієнт теплопередачі зовнішніх огорожень зростає при підвищенні вологості матеріалу захисних конструкцій. Вологість зовнішніх стін може відбуватися при порушенні гідроізоляції в цокольні частині будівлі та у випадку, коли атмосферні опади потрапляють на стіни. Слабким місцем у цьому відношенні часто є стики панелей, якщо вони недостатньо герметизовані. Вологість стін не тільки збільшує тепловтрати, але і погіршує санітарно-гігієнічні умови в приміщеннях.

Причиною зайвих тепловтрат можуть бути відсутність або незадовільний стан теплової ізоляції магістральних трубопроводів, які прокладені в опалювальних приміщеннях.

Значні невиробничі втрати теплоти можуть бути в невідрегульованих системах опалення, при підвищеному діаметрі сопла елеватора в порівнянні з його розрахунковою величиною. У системах опалення, приєднаних до теплових мереж ТЕЦ, суттєві перевитрати теплової енергії часто спостерігаються в перехідні періоди (восени і навесні), коли мінімальна температура води мережі, яка необхідна для теплообмінників гарячого водопостачання, набагато перевищує необхідну температуру за графіком якісного регулювання систем опалення. У перехідний період зменшення витрат теплоти можна досягти автоматичним регулюванням систем опалення [24].

Світовий досвід. Світовий досвід дослідження впливу погоднокліматичних умов на енергетичні галузі господарства, їх змін на енергетику загалом та окремі її галузі налічує десятиліття років.

Так, в роботі [15] проведений аналіз для п'яти міст колишнього СРСР свідчить, що при настанні крайніх кліматичних умов витрата те-

плоти на опалення та вентиляцію може відхилитися від середньобогаторічного значення на 14-18 % для міст європейської частини та на 9-12 % – для міст Сибіру.

В роботі [13] на основі статистичного аналізу тривалих (близько 100 років) рядів параметрів опалювальних періодів зазначено, що для різних регіонів ЄСРР міжрічні коливання теплоспоживання населенням, спричинені флуктуаціями метеорологічних параметрів, також можуть становити 16 % від середньобогаторічної норми. В окремих регіонах ці коливання досягають 33 %.

В роботах [14, 21, 31] зроблено ретроспективний аналіз закономірності зміни кліматичних характеристик опалювального періоду для Москви та Казані. В цих роботах зазначається, що за останні 100 років тривалість опалювального періоду зменшується зі швидкістю 7 діб для Москви та 4 доби для Казані, а середня температура опалювального періоду – зросла на 1,3°C та 1,9°C відповідно.

Співробітниками Енергетичного інституту ім. Г. М. Кржижановського проведені дослідження з метою визначення впливу кліматичних факторів на різні галузі енергетики (теплова, гідро- й атомна енергетика, використання поновлюваних джерел енергії) [6]. В роботі, зокрема, зазначається, що за рахунок підвищення температури повітря на 1-2°C, зниження річної витрати палива на теплових електростанціях може становити 4-8 %.

Системи теплопостачання разом з природними умовами за усіма характерними ознаками можна віднести до складних природно-технічних систем, ефективність функціонування яких визначається, насамперед, природно-кліматичними умовами об'єкта. Обґрунтовано, що проблема метеорологічного забезпечення теплопостачання набуває особливої актуальності в сучасних умовах [7].

Сьогодні також виконуються дослідження з оцінки погодно-кліматичних параметрів та їх впливу на різні сфери енергетики на віддалену перспективу.

Тривалість опалювального періоду співпадає з тривалістю холодного періоду року, який визначається як відрізок часу із середньодобовою температурою зовнішнього повітря рівною +8°C і нижче [17].

Дефіцит тепла – інтегральна сума перепадів температур повітря всередині та зовні будівель за опалювальний період [2]. В нормативній літературі замість терміну “дефіцит тепла” вживають термін “кількість градусо-днів” [9]. Кількість градусо-днів (або дефіцит тепла) розраховується як добуток різниці середньої температури опалювального періоду і внутрішньої температури повітря в приміщеннях на тривалість опалювального періоду. В роботі [3] запропоновано метод „градусо-днів”, в основу якого покладено пряму залежність витрат газу на опалення будинків від різниці зовнішньої і внутрішньої температур. Проте вагомим недоліком цієї та наведених вище методик є те, що всі вони побудовані на детермінованому підхо-

ді, а, отже, насправді не відповідають реальним сигналам.

Опалювальний період характеризується декількома прикладними кліматичними параметрами. Крім вище вказаних характеристик опалювального періоду (тривалість опалювального періоду, середня температура опалювального періоду, кількість градусо-днів), розглядається також середня температура зовнішнього повітря найбільш холодної п'ятиденки відповідної забезпеченості, яка призначена для вибору теплозахисних характеристик зовнішніх огорожень будівлі і визначення потужності системи опалення [17].

В [18] встановлено, що основними факторами, які визначають режим газоспоживання, є кліматичні, до яких належать: температура зовнішнього повітря, відносна вологість повітря, сила вітру, атмосферний тиск та ін. Автор роботи розв'язує задачу виявлення кількісних і якісних зв'язків між газоспоживанням і кліматичними показниками. Проте диспетчер АСДУ не володіє достовірною інформацією про інші кліматичні фактори, окрім температури на наступний день.

У [23] запропоновано здійснювати прогноз так: середньодобові значення газоспоживання прогнозувати за середньодобовою температурою навколишнього середовища, а відхилення від цих значень витрат газу для кожної години доби – за спеціально запропонованою методикою, що ґрунтується на використанні адитивної моделі.

В роботі [19] наголошується, що основну увагу при добовому прогнозуванні газоспоживання слід приділяти впливу температури навколишнього середовища і хронологічних факторів, до яких відносять день тижня і сезон. Дослідники детально зупиняються на вирішенні проблеми нерівномірності розподілу температури на місцевості, проте не досліджують точність розробленого методу прогнозу.

Необхідно зазначити, що при визначенні характеристик опалювального періоду ряд вихідних параметрів вважається репрезентативним, якщо він включає дані за 30 і більше років [27]. В нормативному документі [15] представлено дані, які характеризують базовий період – 1945 - 1975 рр., хоча там вказано, що ці параметри розраховано за період з 1961 по 1990 рр.

Аналіз наявних літературних джерел свідчить, що в Україні сьогодні не враховується динаміка зміни погодно-кліматичних умов та їх вплив на сектор енергетики в цілому та окремі її галузі зокрема. Наприклад, в нормативних документах [27], а також [10], що введений на заміну попереднього документу [27], наведені такі параметри опалювального періоду, які не відображають реальної картини сучасних умов клімату.

Можна зробити висновок, що серед кліматичних факторів, які впливають на споживання газу температура навколишнього середовища має істотний вплив на об'єм спожитого газу, а, отже, і на ефективність роботи системи опалення.

Однією зі сторін економії енергоресурсів при опаленні житлових будинків є врахування метеорологічних факторів. Оскільки забезпечення нормального теплового режиму будинку враховує сукупність усіх факторів і процесів, що визначають теплові параметри в його приміщеннях. До цих факторів належать вплив зовнішнього середовища, вплив технологічного процесу в приміщенні, систем опалення-оохолодження, вентиляції та кондиціонування повітря. Тому актуальним є дослідження впливу температурних режимів на ефективність роботи системи опалення.

Показники розрахункових навантажень на системи опалення та теплозахисту будівлі повинні відповідати нормованим рівням зовнішніх кліматичних параметрів у холодний період року, який відповідно до ГОСТ 30494-96 визначається як відрізок часу з середньодобовою температурою зовнішнього повітря, що дорівнює 8°C і нижче [8]. За СНіП 23-02-2003 для більшості будівель поняття опалювального періоду збігається з поняттям холодного періоду року і тільки для лікувально-профілактичних, дитячих установ і будинків-інтернатів вважається періодом з середньодобовою температурою зовнішнього повітря не більше 10°C [26].

Параметрами зовнішнього середовища, що враховуються в розрахунку теплотехнічних показників будівлі та теплового навантаження на систему опалення, є: температура зовнішнього повітря, швидкість вітру, зона вологості в районі будівництва, інтенсивність сонячної радіації. Одні значення параметрів клімату описують найбільш холодний розрахунковий період, інші – середні рівні в межах опалювального періоду. Значення кліматичних параметрів холодного періоду року приймаються з ДСТУ-Н Б В.1.1-27-2010 “Будівельна кліматологія”, де в алфавітному порядку розташовані найменування обласних центрів [10].

Найхолодніші метеоумови в межах опалювального періоду описуються розрахунковими значеннями кліматичних параметрів, які не є абсолютними екстремумами для району будівництва. Справа в тому, що екстремальні, найбільш суворі умови бувають дуже рідко – раз на сотні років. Орієнтація на ці значення привела б до значного подорожчання будівництва. Тому розрахункові рівні приймаються з деякої забезпеченістю, під якою розуміється сумарна імовірність того, що даний параметр не перевершить (в холодний період року за ступенем суворості) розрахункового значення.

Найбільш значущим параметром холодного періоду року для вибору теплозахисних якостей зовнішніх огорожень і визначення потужності системи опалення вважається температура зовнішнього повітря. Так як огороження та приміщення мають теплову інерцію, інакше кажучи, потребують часу для охолодження або нагрівання до зміненої температури навколишнього повітря, то в якості розрахункової приймають середню температуру найбільш холодної п’ятиденки – п’яти послідовних діб з найнижчою середньою температурою за рік.

До 1994 року розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування огорож пов’язувалася з їх тепловою інерцією. Для “легких” огорожень, що швидко холонуть при пониженні температури зовнішнього повітря, за розрахункову приймалася середня температура найбільш холодних діб, а для “масивних” – середня температура найбільш холодної п’ятиденки. Ідея розглядати п’ятиденку як розрахунковий період усереднення температури зовнішнього повітря в 1946 році було запропоновано К. Ф. Фокінін [30]. Вчений проаналізував багаторічні дані про зміну температури зовнішнього повітря в період похолодання і висунув пропозиції щодо “нормалізації” розрахункових кривих зміни температури зовнішнього повітря. Крім того, він експериментально встановив, що стіна з повнотілої цегли товщиною 64 см (найбільш поширена конструкція на той час) має такі ж тепловтрати за 5 діб при змінній температурі зовнішнього повітря, які у випадку коли б температура зовнішнього повітря трималася постійною і рівною середньої за той же період.

Після 1994 року, коли теплозахист будівель була значно посилена, всі огорожі віднесли до числа “масивних”, і розрахунковою температурою для теплотехнічного розрахунку огорожувальних конструкцій стала середня температура найбільш холодної п’ятиденки. Ця ж температура є розрахунковою для визначення тепловтрат. За розрахунковою температурою зовнішнього повітря $t_{\text{зов}}$ $^{\circ}\text{C}$, приймається не найнижча середня температура найбільш холодної п’ятиденки t_5 $^{\circ}\text{C}$, а її значення з забезпеченістю 0,92.

Основними характеристиками опалювального періоду є середня температура $t_{\text{он}}$ $^{\circ}\text{C}$, і тривалість n_o цього періоду. Причому вони відносяться до відрізка часу із стійкими значеннями граничної температури опалювального періоду.

Окремі дні з середньодобовою температурою, що дорівнює або нижче відповідно 8 або 10°C , не враховуються. Ці дані наведено в [10]. Середня температура $t_{\text{он}}$ і тривалість n_o опалювального періоду розраховуються за наступною методикою. Спочатку будується гістограма річного ходу температури повітря: наносяться прямокутники, у яких основа дорівнює числу днів місяця, а висота – середній температурі повітря за даний місяць. Потім з графіка знімаються дати стійкого переходу середньодобових температур повітря через відмітку 8 або 10°C . За різницею між цими датами визначається тривалість опалювального періоду n_o .

Середня температура опалювального періоду $t_{\text{он}}$ знаходиться таким чином. Сума температур повітря за повні місяці опалювального періоду обчислюється складанням значень середньомісячної температури повітря відповідного повного місяця і числа днів у цьому місяці. Потім визначається сума температур повітря за неповні місяці по кривій річного ходу як добуток числа днів від дати початку опалювального періоду до кінця місяця і від початку мі-

сяця до дати кінця опалювального періоду і середньої температури на цих відрізках неповних місяців. Середня температура опалювального періоду визначається діленням загальної суми значень температури опалювального періоду на його тривалість в днях.

Внаслідок особливостей клімату на більшій частині території нашої країни людина проводить у закритих приміщеннях до 80% часу. Для створення нормальних умов його життєдіяльності необхідно підтримувати в цих приміщеннях строго певний тепловий режим.

Тепловий режим у приміщенні, що забезпечується системою опалення, вентиляції та кондиціонування повітря, визначається, в першу чергу, теплотехнічними і теплофізичними властивостями огорожувальних конструкцій. У зв'язку з цим високі вимоги пред'являються до вибору конструкції зовнішніх огорожень, які захищають приміщення від складних кліматичних впливів: різкого переохолодження або перегріву, зволоження, промерзання і відтавання, паро- і повітропроникності. Приміщення будівлі ізольовані від зовнішнього середовища огорожувальними конструкціями, що дає можливість створити в них певний мікроклімат. Зовнішні огороження захищають приміщення від безпосередніх атмосферних впливів, а спеціальні системи кондиціонування підтримують певні задані параметри внутрішнього середовища. Сукупність усіх інженерних засобів та пристроїв, що забезпечують задані умови мікроклімату в приміщеннях будівлі (огорожувальні конструкції, сонцезахисні пристрої, інші конструктивно-планувальні засоби, а також системи опалення та охолодження, вентиляції, кондиціонування повітря), називають системою кондиціонування мікроклімату [5].

Під дією різниці зовнішньої і внутрішньої температур, сонячної радіації та вітру приміщення втрачає тепло через огороження взимку і нагрівається влітку, гравітаційні сили, дія вітру і вентиляція створюють перепади тисків, що призводять до перетікання повітря між сполученими приміщеннями і до його фільтрації через пори матеріалу і нещільності огорожень. Атмосферні опади, вологе виділення в приміщеннях, різниця вологості внутрішнього і зовнішнього повітря призводять до обміну вологою через огороження, під впливом якого можливе зволоження матеріалів та погіршення захисних властивостей і довговічності зовнішніх стін і покриттів. Як відомо, в повітрі завжди знаходиться водяна пара, при цьому в повітрі певної температури може знаходитися тільки визначена кількість водяної пари. Іншими словами, відносна волога повітря і температура в приміщенні прямо залежать одна від одної. Якщо досягнута точка насичення або точка роси, то при подальшому збільшенні вологості або при зниженні температури повітря певна частина водяної пари почне утворювати конденсат. В приміщенні при виникненні таких умов пара осяде на стінах, меблях або стелі. Тому для запобігання можливої конденсації вологи на поверхні огорожувальних констру-

кцій мінімальна внутрішня температура захисних конструкцій при максимально холодній температурі зовнішнього повітря в опалювальний період повинна бути більшою від точки роси при розрахункових значеннях вологості і температури внутрішнього повітря в приміщенні [20].

Процеси, що формують тепловий режим приміщенням необхідно розглядати в нерозривному зв'язку між собою, бо їх взаємний вплив може виявитися досить істотним. Наприклад, фільтрація повітря і зволоження конструкцій можуть у кілька разів збільшити тепловтрати приміщення взимку. У той же час створення сприятливого повітряного середовища в приміщенні вимагає організації його повітрообміну і вологообміну з зовнішнім середовищем.

Будь-яка система опалення працює на підтримку того рівня теплового комфорту в приміщенні, який влаштовує господаря, тобто котел і система опалення просто компенсує теплові втрати. Висновок простий: зменшуючи теплові втрати, ми зменшуємо споживання газу. І якщо ми зуміємо зменшити тепловтрати у 2 рази, то і економія газу виявиться теж у 2 рази.

Тепловтрати приміщень у житлових і цивільних будівлях складаються з тепловтрат через зовнішні захищення (стіни, вікна, підлоги, перекриття) і витрат теплоти на нагрівання повітря, що інфільтрується в приміщення через нещільність в конструкціях.

Теплові втрати в основному залежать від:

- різниці температур в будинку і на вулиці (чим різниця більша, тим втрати вищі);
- теплозахисних властивостей стін, вікон, перекриттів, покриттів, тобто огорожувальних конструкцій.

Розрахунок тепловтрат приміщення полягає у визначенні всіх сумарних тепловтрат через огорожувальні конструкції (зовнішні захищення) і для всіх опалювальних приміщень. Допускається не враховувати тепловтрати через внутрішні захищення, якщо різниця температур в приміщеннях, які вони поділяють, не перевищує 3°C.

Теплозахист приміщення залежить від опору теплопередачі огорожувальних конструкцій (стін, перекриттів), які в сучасних будівлях значно відрізняються одна від одної. Для їх виготовлення застосовують різні матеріали, відповідно до цього вони виконують специфічні функції. Кожному матеріалу відповідають свої значення коефіцієнта теплопровідності і прийнята раціональна товщина, відповідно опору теплопередачі виявляються різними. До огорожувальних конструкцій відносяться також вікна і двері. Їх опір теплопередачі істотно менший, ніж інших конструкцій. Додатковий вплив на теплозахист надає співвідношення площ отворів і суцільних стін.

Наскільки значні тепловтрати через поверхні, які огорожують приміщення від зовнішнього повітря, настільки невеликі тепловтрати через внутрішні конструкції, тому теплозахист приміщення залежить також від його геометрії і

положення в будівлі. Глибоке приміщення з малою поверхнею зовнішніх стін вимагає меншого підведення тепла, ніж широке приміщення такої ж площі з більшою поверхнею зовнішніх стін. Кутове приміщення будинку у верхньому поверсі з трьома зовнішніми поверхнями має велику потребу в теплі, ніж приміщення приблизно такого ж розміру, розташоване в середині одного з проміжних поверхів, тому при проектуванні теплозахисту слід звертати увагу на відношення частки зовнішніх поверхонь до об'єму приміщення.

Теплозахист залежить також від повітропроникності конструкцій, які огороджують приміщення від зовнішнього повітря, а також їх теплоакумулюючої здатності. Стіни і перекриття, якщо вони оштукатурені, характеризуються дуже малою повітропроникністю, тому тепловтрати внаслідок перенесення тепла повітрям будуть незначні.

Тепловтрати через огороджувальні конструкції розраховують за формулою:

$$Q_{\text{опр}} = A \cdot K \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зов}}) \left(1 + \sum \beta\right) \cdot n, \quad (1)$$

де A – розрахункова площа огороджувальної конструкції, m^2 ;

K – коефіцієнт теплопередачі огороджувальної конструкції, $Bm/(m^2 \cdot ^\circ C)$;

$t_{\text{вн}}$ – розрахункова температура повітря в приміщенні, $^\circ C$;

$t_{\text{зов}}$ – розрахункова температура зовнішнього повітря, $^\circ C$;

$\sum \beta$ – додаткові втрати теплоти в частках від основних втрат;

n – коефіцієнт врахування положення зовнішньої поверхні огороджувальної конструкції у відношенні до зовнішнього повітря.

Величина, обернено пропорційна опору теплопередачі, називається коефіцієнтом теплопередачі і визначається за формулою:

$$K = \frac{1}{R_o}, \quad (2)$$

де R_o – опір теплопередачі, $m^2 \cdot ^\circ C / Bm$.

Опір теплопередачі огородження визначається за формулою:

$$R_o = \frac{1}{\alpha_{\text{вн}}} + \sum \left(\frac{\delta_i}{\lambda_i} \right) + \frac{1}{\alpha_{\text{зов}}}, \quad (3)$$

де $\alpha_{\text{вн}}$ – коефіцієнт тепловіддачі внутрішньої поверхні захищення, $Bm/(m^2 \cdot ^\circ C)$;

δ_i і λ_i – товщина шару і розрахунковий коефіцієнт теплопровідності матеріалу шару конструкції;

$\alpha_{\text{зов}}$ – коефіцієнт тепловіддачі зовнішньої поверхні захищення, $Bm/(m^2 \cdot ^\circ C)$.

Розрахунок здійснюється за умовою:

$$R_o \geq R_{q_{\text{мін}}}, \quad (4)$$

де $R_{q_{\text{мін}}}$ – мінімально допустиме значення опору теплопередачі огороджувальних конструкцій житлових будинків, $m^2 \cdot K / Bm$ [табл. 1, 9].

Втрати через огороження кожного приміщення розраховуються як сума втрат теплоти через кожне огороження, яке втрачає теплоту, визначені за формулою (1).

Додаткові втрати теплоти на нагрівання вентиляційного повітря розраховуються для кожного опалювального приміщення, яке має одне або більшу кількість вікон або балконних дверей в зовнішніх стінах, враховуючи потребу забезпечення підігрівання опалювальним приладом зовнішнього повітря в об'ємі однократного повітрообміну за годину. Витрата теплоти на нагрів інфільтрованого зовнішнього повітря в житлових і громадських будівлях для всіх приміщень визначається з двох розрахунків.

У першому розрахунку визначається витрата теплоти на підігрів зовнішнього повітря, що надходить в i -е приміщення внаслідок роботи природної витяжної вентиляції.

У другому розрахунку визначається витрата теплоти на підігрів зовнішнього повітря, що проникає в це ж приміщення через нещільність захищень внаслідок теплового і вітрового тисків. Для визначення розрахункових втрат теплоти приміщеннями беруть найбільшу величину з визначених за наведеною формулою:

$$Q_i = 0,337 \cdot A_n \cdot h \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зов}}), \quad (5)$$

де A_n – площа підлоги, m^2 ;

h – висота приміщення від підлоги до стелі, але не більше $3,5 m^2$.

Розрахункові тепловтрати приміщення дорівнюють:

$$Q_{\text{розр}} = \sum Q_{\text{зах}} + Q_{\text{інф}} - Q_{\text{нобут}}, \quad (6)$$

де $\sum Q_{\text{зах}}$ – сумарні тепловтрати через захищення приміщення;

$Q_{\text{інф}}$ – найбільша витрата теплоти на підігрів інфільтрованого повітря;

$Q_{\text{нобут}}$ – побутові тепловиділення від електричних приладів, освітлення та інших джерел тепла, що приймаються для житлових приміщень і кухонь у розмірі $21 Bm$ на $1 m^2$ площі підлоги.

Від температури зовнішнього повітря міняються тільки перші дві складові теплового балансу, побутові тепловиділення практично постійні протягом опалювального періоду і не залежать від температури зовнішнього повітря.

При визначенні теплового навантаження на систему опалення, розрахунку діаметрів магістральних та розподільчих теплових мереж користуються укрупненими показниками розрахункової витрати тепла на опалення, віднесенного на $1 m^2$ загальної площі квартир будинку.

У редакції СНиП 2.04.07-86 "Теплові мережі" наводиться таблиця цих укрупнених показників, яку використовують для розрахунку газових мереж, однак ця таблиця є застарілою і потребує перегляду [15].

По-перше, ряд показників для будівлі з урахуванням впровадження енергозберігаючих заходів не відображає дійсних можливостей цих заходів, допускаючи зниження питомих показників тільки від 1 до 6 %.

По-друге, градація таблиці показників для будівель споруди до 1985 року і після не пов'язана ні з якими документами, що підвищують теплозахист будівель у цей період, і не відображає справжнього стану речей.

По-третє, дана таблиця побудована тільки для будівель до 5 поверхів, що є не ефективним фактором при розрахунку багатопверхових будівель, оскільки основна поверховість житлових будинків масового будівництва в містах нашої країни – це 9-12 поверхів і вище.

І нарешті, викликає подив відсутність закономірності в зміні показників залежно від регіону будівництва, підтвердженням чого може бути, наприклад, співвідношення показників для 3-4-поверхових будівель: між мінус 30 і мінус 35°C розрив на 9 пунктів, між мінус 35 і мінус 40°C всього 3 пункти, а між мінус 40 і мінус 45°C знову більше 12 пунктів.

У цих градаціях треба виділити окремо цегляні будівлі, оскільки при дефіциті цього будівельного матеріалу товщина стін приймалася з мінімально допустимого значення теплопередачі. А в одношарових панелях і блоках застосовується керамзитобетон, теплопровідність якого була нижче цегли, в результаті стіни виходили більш теплі. Також в тришарових залізобетонних панелях з утеплювачем в середині опір теплопередачі стін був вищим, ніж у цегляних, і, відповідно, фактичні питомі показники витрати тепла на опалення при однаковій компактності були нижчими.

Далі, з післявоєнних років і до 1995 року (основні положення СНиП II-A.7 та II-3 “Будівельна теплотехніка” не переглядалися, тому 1985 року не може служити “границею” зміни питомих показників.

Звичайно, продовжувалося вдосконалення розрахунків теплопередачі огорожень, було введено коефіцієнт теплотехнічної однорідності конструкції, що враховує містки холоду в тришарових панелях, намагалися встановити економічно ефективну товщину теплоізоляції, але це не відбилося на підсумковій величині опору теплопередачі зовнішніх огорожень будівлі.

Необхідний опір теплопередачі світлопроникних зовнішніх огорожень визначався виходячи з санітарно-гігієнічних і комфортних умов, задавалися різні, в залежності від огорожі, значення різниці температури внутрішнього повітря в опалювальному приміщенні і температури внутрішньої поверхні зовнішнього огороження.

Відповідно до Постанови Мінбуду № 18-81 було зменшено нормовану різницю температур між внутрішнім повітрям і поверхнею огорожі: для стін до $\Delta t = 4^\circ\text{C}$, для покриттів і горищних перекриттів $\Delta t = 3^\circ\text{C}$; було підвищено значення нормованого опору теплопередачі зовнішніх

огорож з реалізацією в проектах, починаючи з 1995 року, і другий етап – з 2000 року.

На відміну від тепловтрат через зовнішні огороження, що залежать від їх опору теплопередачі, інші складові теплового балансу будівлі за цей період (до 1995 року) перетерпіли значні зміни, хоча це було лише уточнення розрахунків, не вплинуло на величину необхідної витрати тепла на опалення.

Так, в СНиП II-Г.7-62 “Опалення, вентиляція і кондиціонування” тепловтрати на нагрівання інфільтрованого в житлові будівлі зовнішнього повітря приймалися в розмірі 8% від тепловтрат через зовнішні огороження і побутові тепловиділення не враховувалися.

Потім дослідним шляхом виявили значну величину обсягу інфільтрованого повітря, в залежності від поверховості будинків, що на 20-40 % перевищує нормоване значення кількості свіжого повітря, необхідного для вентиляції квартир ($3 \text{ м}^3/\text{год}$ на 1 м^2 площі житлових кімнат).

Проте облік в повному обсязі інфільтраційної складової теплового балансу будівлі викликав невиправдане збільшення розрахункової витрати тепла на опалення, не підтверджується практикою експлуатації таких же будівель.

Тоді прийшли до висновку про необхідність врахування побутових тепловиділень в квартирах, що включають тепловиділення від людей, від освітлення, приготування їжі та миття посуду, від користування електричними приладами, а також теплопостачання від трубопроводів гарячого водопостачання, сушки для одягу і від розсіяної радіації.

Надалі, у міру поліпшення житлових умов у країні, ця норма була переглянута у бік зменшення і склала в даний час $17 \text{ Вт}/\text{м}^2$ площі підлоги житлових кімнат при заселеності до 20 м^2 загальної площі квартири на людину (СНиП 23-02-2003) з зниженням до мінімального значення, рекомендованого СНиП 2.04.05-98 – $10 \text{ Вт}/\text{м}^2$ при заселеності $45 \text{ м}^2/\text{особу}$.

У частині інфільтрації зовнішнього повітря з виходом згаданої раніше постанови Мінбуду стали застосовувати щільні вікна, виготовлені за європейською технологією, повітропроникність яких не перевищувала $0,9-1,2 \text{ кг}/(\text{год}\cdot\text{м}^2)$ поверхні вікна при перепаді тисків в 10 Па .

Розрахунки свідчать, що при такій низькій повітропроникності в системах природної вентиляції, наприклад 17-поверхового житлового будинку, навіть на першому поверсі обсяг інфільтрації через закриті вікна нижче необхідного значення, виходячи із забезпечення вентиляції квартир.

Це дало змогу призначити інфільтрацію зовнішнього повітря на всіх поверхах однаковою в обсязі нормативного повітрообміну, який приймається в житлових будинках заселеністю до $20 \text{ м}^2/\text{особу} - 3 \text{ м}^3/(\text{год}\cdot\text{м}^2)$, а при менш щільному заселенні квартири - $30 \text{ м}^3/\text{год}$ на людину, але не нижче 0,35 обміну в годину від обсягу квартири (СНиП 23-02-2003).

Загалом по будівлі виявилось, що при розрахунку тепловтрат облік інфільтрації в зменшеному обсязі приблизно відповідає в розрахункових умовах величині різниці витрати тепла на її нагрівання в повному обсязі та побутових тепловиділень в квартирах.

Тому питома розрахункова витрата тепла на опалення на м² загальної площі квартир будинків, побудованих в 1950-60-х роках, практично не відрізняється від будівель будівництва в більш пізній період – до 1995 року.

Роки з 1995 по 2000 можна розглядати як перехідний період, коли могли бути побудовані будівлі і за старими проектами, і з підвищеним теплозахистом. А 2000 рік, відповідно до Постанови Держбуду № 18-11 від 02.02.98 р., зобов'язуючого з 2000 року не приймати в експлуатацію будівлі, що не відповідають вимогам другого етапу енергозбереження щодо опору теплопередачі, можна вважати початком іншого рівня питомих показників розрахункової витрати тепла на опалення.

На питоми показники витрати тепла на опалення слід враховувати вплив поверховості будинків, оскільки, по-перше, в будинках масового будівництва з підвищенням поверховості зростає обсяг інфільтрованого повітря, а, відповідно, і розрахункову витрату тепла на опалення, і, по-друге, з пониженням поверховості збільшується відносна площа зовнішніх огорожень на м² загальної площі квартир, і тому частка витрат тепла на нагрів інфільтрованого повітря та побутових тепловиділень в тепловому балансі будівлі знижується.

При виконанні відповідних розрахунків питомих показників витрат тепла на опалення враховуються викладені на початку нормативні значення опорів теплопередачі основних зовнішніх огорожень, норми повітрообміну і питома величина побутових тепловиділень в квартирах, що впливають на співвідношення складових теплового балансу житлового будинку:

– для 9-поверхових будівель будівництва до 1995 року тепловтрати через стіни складають 39%, а тепловтрати через вікна – 21% від розрахункових тепловтрат через зовнішні огороження і з інфільтрованим повітрям при температурі зовнішнього повітря, що дорівнює t_{306}^o ; 8 % складають тепловтрати через покриття і цокольне перекриття; 32% – на нагрів інфільтрованого зовнішнього повітря в об'ємі, на 30% перевищує вентиляційний повітрообмін, побутові тепловиділення – 9% від розрахункових тепловтрат;

– для 5-поверхової будівлі того ж періоду споруди частки тепловтрат зміняться відповідно на 31, 19, 17 і 33 %, побутових тепловиділень – на 8%;

– для 1-3-поверхових одноквартирних будинків відповідно – на 37, 25, 20 і 18 %, побутові тепловиділення – на 6%, зблокованих будинків – на 33, 22, 26 і 18-20 %, побутові тепловиділення – на 6-8%;

– для будинків вище 9 поверхів співвідношення тепловтрат практично не змінюється, в порівнянні з 9-поверховими будинками;

– для будівель в 9 і вище поверхів будівництва після 2000 року тепловтрати через стіни складають 20-23%, через вікна – 25-28%, через покриття і перекриття – 4-6% і з інфільтрує повітрям – 45-50%, відносна частка побутових тепловиділень від розрахункових тепловтрат зростає, в порівнянні з будинками, побудованими до 1995 року, до 18-20%;

– для будівель в 5 поверхів того ж періоду забудови частки тепловтрат відповідно зміняться на 16, 25, 9, 48-50 %, а побутових тепловиділень – на 16-18%;

– для будівель меншої поверховості збільшується частка тепловтрат через покриття і перекриття, досягаючи для будівель до 3 поверхів 15%, при однаковій частці в 30% тепловтрат через стіни і вікна, зменшується частка втрат тепла з інфільтрованим повітрям до 25% і побутовими тепловиділеннями до 6-8% через зниження щільності заселення одноквартирних будинків. Для зблокованих будинків ці показники відповідно будуть: стін – 16-20%, вікон – 28-32%, покриттів і перекриттів – 15-18%, інфільтрація – 30-36%, а побутові тепловиділення – 9-13%.

При перерахуванні цих показників на інші зовнішні умови слід враховувати:

– у житлових будинках будівництва до 1995 року нормоване значення опору теплопередачі світлонепроникних зовнішніх огорожень залежить від розрахункової температури зовнішнього повітря району будівництва, а опір теплопередачі вікон, за винятком крайньої півночі, обсяг інфільтрованого зовнішнього повітря і величина побутових тепловиділень не залежить;

– у житлових будинках будівництва після 2000 року зміна опору теплопередачі зовнішніх огорожень для різних регіонів підпорядковане закону виконання рівності показників питомої кількості тепла, споживаного за опалювальний період для однієї поверховості будинків, віднесеного до величини градусо-днів цього періоду;

– залежно від поверховості будинків і року будівництва змінюється в загальних тепловтратах частка тепла на нагрів інфільтрованого зовнішнього повітря і частка побутових тепловиділень, але останні за абсолютною величиною не залежать від зміни розрахункової зовнішньої температури району будівництва;

– показники розрахункової питомої витрати тепла на опалення для різних районів будівництва будуть залежати від співвідношення різниці розрахункових температур внутрішнього і зовнішнього повітря, відповідно шуканого району будівництва і взятому за базу (при $t_{306}^o = -25^oC$) з урахуванням перерахованих вище положень опір теплопередачі основних зовнішніх огорожень вже буде відрізнятися від базового.

Підвищується опір теплопередачі стін, покриттів і перекриттів, а опір теплопередачі ві-

кон, обсяг інфільтрації зовнішнього повітря і побутові тепловиділення не змінюються, але всі разом, крім побутових тепловиділень, вони збільшуються зі зниженням розрахункової зовнішньої температури. Саме на цю величину (в 1,3 рази) питомий розрахунковий показник витрати тепла на опалення будинку, побудованого в регіоні з $t_{зог} = -45^\circ\text{C}$, буде перевищувати показник побудованого в регіоні з $t_{зог} = -25^\circ\text{C}$.

Для будівель будівництва після 2000 року, оскільки нормовані значення опору теплопередачі огорожувальних конструкцій дані в СНиП 23-02-2003, залежно від градусо-днів опалювального періоду, необхідно попередньо визначити, якому числу градусо-днів відповідає кожна розрахункова температура зовнішнього повітря.

Градусо-добу опалювального періоду - це добуток різниці температур внутрішнього повітря $t_{вн} = 20^\circ\text{C}$ і середньої за опалювальний період зовнішньої температури $t_{з.ср.}$ на тривалість опалювального періоду у добах. Обидві останні величини приймають по ДСТУ-Н Б В.1.1-27-2010 "Будівельна кліматологія", в залежності від регіону будівництва.

Тривалість опалювального періоду, згідно СНиП 41-02-2003 "Теплові мережі" і ДСТУ-Н Б В.1.1-27-2010 "Будівельна кліматологія", відповідає періоду стійкої (протягом 3-х днів) температури повітря рівною і менше $+8^\circ\text{C}$. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період - це середньоарифметичне значення середніх за кожну добу температур цього періоду.

Але, хоча таке механічне перемноження на градусо-добу і було прийнято при визначенні питомої річної витрати теплової енергії на опалення будівель, що будуються в різних регіонах країни, у СНиП 23-02-2003 воно не враховує, що в тепловому балансі будівлі, поряд зі складовими, залежними від зміни зовнішньої температури (тепловтрати через зовнішні огороження і нагрів повітря, інфільтрованого через віконні отвори), входять внутрішні (побутові) тепловиділення, які не залежать від різних кліматичних умов регіонів країни.

Це тепловиділення від людей, освітлення, користування електропобутовими приладами, комп'ютерами, від приготування їжі та користування гарячою водою (для житлових будинків). А тому, більш правильно співвідносити з різниці внутрішніх і зовнішніх температур не витрати теплоти на опалення, а тепловтрати через зовнішні огороження і нагрів необхідних для вентиляції обсягів зовнішнього повітря (для житлових будинків з природним припливом не менше нормативного повітрообміну для забезпечення вентиляції), а потім вже з величини перелічених тепловтрат віднімати внутрішні тепловиділення, які для всіх регіонів повинні бути приблизно однакові за абсолютною величиною (при одній і тій же заселеності квартир і географічній широті близько 50 градусів, яка впливає на тривалість світлового

дня). Так було зроблено при складанні таблиці питомих показників розрахункової витрати теплоти на опалення житлових будівель на 1 м^2 загальної площі квартир.

У розрахунках норм, що діють на всі регіони країни, прийнято визначати нормативні показники інших регіонів шляхом перерахунку норм встановлених для центральних регіонів, в залежності від співвідношення розрахункових температур внутрішнього повітря опалювальних приміщень будівлі і зовнішнього повітря.

Результати розрахунків питомих показників розрахункової витрати тепла на опалення, в залежності від значення розрахункової температури зовнішнього повітря та періоду будівництва будівлі з використанням наведених вище даних і закономірностей за співвідношенням тепловтрат через зовнішні огороження і з інфільтрованим повітрям, зведені в таблицю 1.

Під дією різниці зовнішньої і внутрішньої температур, сонячної радіації та вітру приміщення втрачає тепло через огороження взимку і нагрівається влітку, гравітаційні сили, дія вітру і вентиляція створюють перепади тисків, що призводить до перетікання повітря між сполученими приміщеннями і до його фільтрації через пори матеріалу і нещільності огорожень. Будь-яка система опалення працює на підтримку рівня теплового комфорту в приміщенні, тобто котел і система опалення просто компенсує теплові втрати. Таким чином, зменшуючи теплові втрати, ми зменшуємо споживання газу. Отже, актуальним є облік тепловтрат будинку.

Експериментальне дослідження впливу температурних режимів на ефективність експлуатації системи опалення будинку включає наступні етапи: планування експерименту, безпосередньо проведення експерименту, обробка результатів.

Для вивчення одночасного впливу ряду чинників (багаточинниковий експеримент) на досліджуваний об'єкт застосовують методи математичного планування експерименту [11].

Основна особливість методів математичного планування експерименту полягає в тому, що на основі мінімальної кількості дослідів виявляють загальні закономірності в межах зміни кожного заданого чинника. Це досягається тим, що кожний експеримент відрізняється від інших неповторним сполученням обраних чинників.

Після планування експерименту та обробки результатів отримуємо лінійне рівняння регресії наступного вигляду:

$$V = 13121,75 - 82,56 \cdot t_{зогн} - 157,06 \cdot t_{вн} - 307,31 \cdot \tau \quad (7)$$

Після визначення коефіцієнтів рівняння регресії проводимо статистичний аналіз рівняння регресії, що складається з трьох етапів:

- оцінки дисперсії відтворення або помилки експерименту;
- оцінки значимості коефіцієнтів рівняння регресії;
- оцінки адекватності моделі.

Таблиця 1 – Збільшені показники розрахункового максимального теплового потоку на опалення, Вт/м²

Кількість поверхів	Розрахункова температура повітря для проектування опалення t_o , °C										
	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50	-55
Для будинків, побудованих до 1995 р.											
1–3 індивід.	146	155	165	175	185	197	209	219	228	238	248
1–3 зблоковані	108	115	122	129	135	144	153	159	166	172	180
4–6 цегляні	59	64	69	74	80	86	92	98	103	108	113
4–6 панельні	51	56	61	65	70	75	81	85	90	95	99
7–10 цегляні	55	60	65	70	75	81	87	92	97	102	107
7–10 панельні	47	52	56	60	65	70	75	80	84	88	93
>10	61	67	73	79	85	92	99	105	111	117	123
Для будинків, побудованих після 2000 р.											
1–3 індивід.	76	76	77	81	85	90	96	102	105	107	109
1–3 зблоковані	57	57	57	60	65	70	75	80	85	88	90
4–6	45	45	46	50	55	61	67	72	76	80	84
7–10	41	41	42	46	50	55	60	65	69	73	76
11–14	37	37	38	41	45	50	54	58	62	65	68
>15	33	33	34	37	40	44	48	52	55	58	61

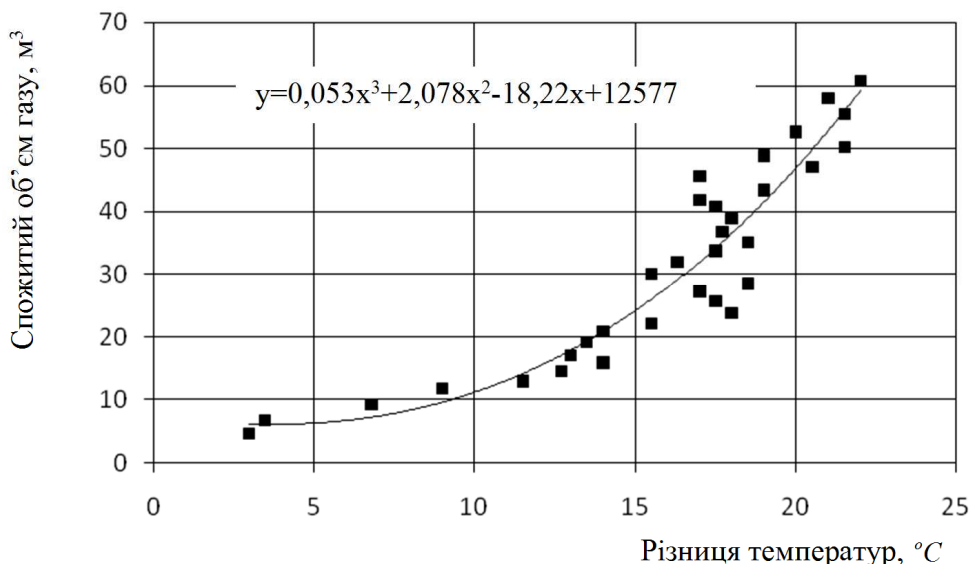


Рисунок 1 – Вплив температурних режимів на споживання газу

Після виконання усіх перевірок робимо висновок про те, що умова виконується, лінійне рівняння регресії приймається адекватним, тобто розсіювання експериментальних даних змінного стану відносно рівняння регресії має такий самий порядок, як і розсіювання, спричинене випадковими змінними в об'єкті дослідження.

Відповідно до результатів проведених дослідів, наводимо графічну залежність об'єму спожитого газу від різниці температур всередині і зовні приміщення (рисунок 1).

З рисунку 1 видно, що різниця температури повітря зовні і всередині приміщення істотно впливає на споживання газу, тому постає питання про його економію.

Вихідними даними для розрахунку тепловтрат є:

- район будівництва – с. Тисменичани, Івано-Франківської області;
- температурна зона – друга;
- вологісний режим приміщення – нормальний;
- розрахункова температура внутрішнього повітря – $t_{вн} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура зовнішнього повітря $t_{зовн} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- умови експлуатації огорожувальних конструкцій – Б.

Об'єктом проведення експериментальних досліджень є типовий будинок у сільському населеному пункті, який складається з двох поверхів та має індивідуальне опалення із газовим котлом.

Таблиця 2 – Результати розрахунку тепловтрат будинку без енергозберігаючих технологій

$t_{зов}, ^\circ\text{C}$	$Q_{ст}, \text{Вт}$	$Q_{вік}, \text{Вт}$	$Q_{стел}, \text{Вт}$	$Q_{одр}, \text{Вт}$	$Q_{інф}, \text{Вт}$	$\Sigma Q, \text{Вт}$	$Q, \text{Вт}$
0	4651	182	122	4955	1900	6855	5955
-5	5942	278	156	6376	2428	8804	7904
-10	7234	374	190	7798	2956	10754	9854
-15	8446	459	217	9122	3427	12549	11803
-20	9818	566	257	10642	4011	14653	13753
-25	11110	662	291	12063	4539	16602	15703
-30	12402	758	325	13485	5067	18552	17652
-35	13694	854	359	14907	5595	20502	19602

Таблиця 3 – Результати розрахунку тепловтрат будинку з утепленням

$t_{зов}, ^\circ\text{C}$	$Q_{ст}, \text{Вт}$	$Q_{вік}, \text{Вт}$	$Q_{стел}, \text{Вт}$	$Q_{одр}, \text{Вт}$	$Q_{інф}, \text{Вт}$	$\Sigma Q, \text{Вт}$	$Q, \text{Вт}$
0	1345	182	122	1649	1900	3549	2649
-5	1718	278	156	2152	2428	4580	3680
-10	2092	374	190	2655	2956	5611	4711
-15	2465	470	224	3159	3484	6642	5742
-20	2839	566	257	366	4011	7674	6774
-25	3212	662	291	4166	4539	8705	7805
-30	3586	758	325	4669	5067	9736	8836
-35	3959	854	359	5173	5595	10767	9867

Таблиця 4 – Результати розрахунку тепловтрат будинку з використанням подвійних склопакетів

$t_{зов}, ^\circ\text{C}$	$Q_{ст}, \text{Вт}$	$Q_{вік}, \text{Вт}$	$Q_{стел}, \text{Вт}$	$Q_{одр}, \text{Вт}$	$Q_{інф}, \text{Вт}$	$\Sigma Q, \text{Вт}$	$Q, \text{Вт}$
0	4651	107	122	4880	1900	6780	5880
-5	5942	163	156	6262	2428	8690	7790
-10	7234	220	190	7644	2956	10600	9700
-15	8526	276	224	9026	3484	12510	11610
-20	9818	333	257	10408	4011	14420	13520
-25	11110	389	291	11790	4539	16330	15430
-30	12402	446	325	13173	5067	18239	17339
-35	13694	502	359	14555	5595	20149	19249

Таблиця 5 – Результати розрахунку тепловтрат будинку з утепленням і з використанням подвійних склопакетів

$t_{зов}, ^\circ\text{C}$	$Q_{ст}, \text{Вт}$	$Q_{вік}, \text{Вт}$	$Q_{стел}, \text{Вт}$	$Q_{одр}, \text{Вт}$	$Q_{інф}, \text{Вт}$	$\Sigma Q, \text{Вт}$	$Q, \text{Вт}$
0	1345	107	122	1574	1900	3474	2574
-5	1718	163	156	2037	2428	4465	3565
-10	2092	220	190	2501	2956	5457	4557
-15	2465	276	224	2965	3484	6449	5549
-20	2833	333	257	3429	4011	7440	6540
-25	3212	389	291	3893	4539	8432	7532
-30	3586	446	325	4357	5067	9424	8524
-35	3959	502	359	4820	5595	10415	9515

Розрахунок необхідного теплового навантаження на систему опалення проводимо відповідно до характеристик матеріалу зовнішніх стін, конструкції даху і вікон. Розрахунок тепловтрат будинку проводимо за допомогою розроблених авторських програм.

Відповідно до методики, змінюючи значення температури зовнішнього повітря, розраховуємо тепловтрати будинку без енергозберігаючих технологій, з утепленням шаром пінопласту, з використанням подвійних склопакетів і з шаром утеплення і подвійними склопакетами. Результати розрахунку зведено в таблиці 2 - 5.

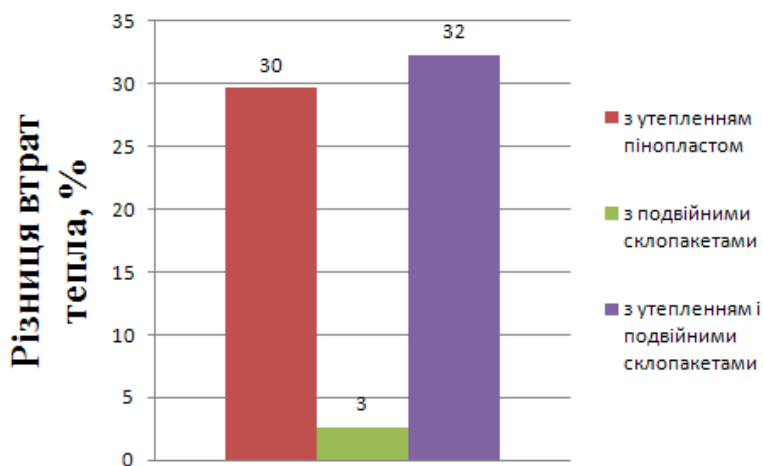


Рисунок 2 – Значення тепловтрат будинку у відсотках



Рисунок 3 – Основні тепловтрати будинку

Порівнюємо отримані результати тепловтрат будинку без енергозберігаючих технологій із значеннями тепловтрат будинку з використання енергозберігаючих технологій та будемо графічні залежності (рисунок 2).

Дослідження свідчать, що при експлуатації будинку найбільшими є тепловтрати через зовнішні огороження, тобто стіни, які становлять 67% від загального значення тепловтрат. Значні втрати тепла відбуваються через старі вікна, неутеплені стіни, щілини в міжпанельних швах, входні групи, що не закриваються, холодні горіща і підвали будівель і т.д. Тому тепловтрати звести до мінімуму можливо тільки при комплексному підході до енергозбереження (рисунок 3).

Аналізуючи отримані результати, можна зробити висновок, що використання утеплення будинку і подвійних склопакетів істотно зменшують втрати тепла, а, отже, газоспоживання, в той час коли використання більш сучасних вікон дає незначний результат, але значно зменшує втрати тепла на нагрів інфільтрованого повітря завдяки своїй герметичності.

Через вікна втрачається значна частина тепла будинку. Найбільш простий підхід до вирішення цієї проблеми – зменшення площі ві-

кон, але він далеко не завжди прийнятний, оскільки погіршує комфортність і мікроклімат приміщень. Ця дилема значною мірою вирішується застосуванням енергоефективнішого типу вікон, оскільки можна відразу добитися значного зменшення витрат на опалювання, особливо при великому склінні (за виключенням скління на південній стороні).

Теплоізоляція будівель і споруд має кілька практичних цілей: підвищення рівня комфортності, тепло- і звукоізоляції, економію паливних ресурсів і скорочення експлуатаційних витрат. Якщо, до прикладу, утеплити стіни, то потреба в теплі у будинку відчутно зменшиться. Відповідно зменшиться й вартість генеруючого обладнання. Адже, щоб забезпечити тепло в будинку, нам знадобиться котел меншої потужності, вартість якого буде також меншою. Отже теплоізоляція будівлі є важливим пунктом економії споживання теплової енергії і витрат на її придбання.

Зниження до мінімуму втрат тепла через стіни будівлі дає можливість зменшити видатки на опалення. Якщо заздалегідь грамотно утеплити будинок, можна встановити дешевші системи опалення, оскільки буде достатньо менше потужного котла і меншої кількості радіаторів.

Висновки

У роботі було проведено дослідження впливу температурних режимів на ефективність роботи системи опалення на прикладі типового житлового будинку, який розміщений в селі Тисменичани. Обґрунтовано особливості методики розрахунку впливу температурних режимів на ефективність роботи системи опалення. встановлено залежність роботи системи опалення від температури зовнішнього повітря. експериментально встановлено вплив температурних режимів на побутове споживання природного газу в житлових будинках.

Експериментально проведено дослідження впливу температурних режимів на споживання природного газу в житловому будинку. Для цього застосовано методи математичного планування експерименту, оскільки вони дають змогу вивчати одночасний вплив ряду чинників на досліджуваній об'єкт.

Основна особливість методів математичного планування експерименту полягає в тому, що на основі мінімальної кількості дослідів виявляють загальні закономірності в межах зміни кожного заданого чинника. Це досягається тим, що кожний експеримент відрізняється від інших неповторним сполученням обраних чинників. За результатами проведення експерименту знайдено математичну модель об'єкта дослідження, тобто рівняння, що зв'язує показники процесу з чинниками, що діють на нього. Відповідно до результатів проведених дослідів, побудовано графічну залежність об'єму спожитого газу від різниці температур всередині і зовні приміщення, яка свідчить, що температура зовнішнього і внутрішнього повітря істотно впливає на споживання газу.

Також проведено розрахунок тепловтрат житлового будинку з врахуванням зміни температури зовнішнього повітря, в результаті якого виявилось, що найбільше тепла витрачається через зовнішні огорожувальні конструкції, які становлять 67% від загального значення тепловтрат, не менш значними є витрати тепла на нагрівання зовнішнього повітря – 27%.

На тепловтрати також впливають всі величини, що характеризують тепловий режим будинку. Крім температури зовнішнього повітря, фактором, що сприяє тепловтратам, є швидкість вітру і вологість зовнішнього і внутрішнього повітря, сонячне випромінювання та інші метеорологічні фактори.

Щоб запобігти великій кількості втрат тепла потрібно використовувати енергозберігаючі технології. Відповідно до цього проведено порівняльний розрахунок втрат при утепленні будинку шаром пінопласту товщиною 50 мм, використанні подвійних склопакетів, і при використанні цих двох технологій утеплення будинку. За результатами розрахунку побудовано графічні залежності, які відображають інформацію про те, що при утепленні пінопластом втрати тепла зменшуються приблизно 47%, при використанні подвійних склопакетів - 2%, при використанні утеплення і подвійних склопакетів – 49% відповідно. Така істотна економія дає можливість швидко окупити витрати від застосування енергозберігаючих технологій.

В наш час, коли постає необхідність економії енергоресурсів, з огляду на постійне зростання цін на енергоносії, питання теплоізоляції будівель є дуже актуальним. Це стосується не тільки новобудов, але будівель, збудованих за старими нормативами.

Для зменшення втрат тепла можуть бути застосовані різні рішення, як дорогі, так і недорогі, із зміцнення та утеплення конструкцій будівлі. Крім економії енергії, вони допоможуть також забезпечити більший комфорт в приміщеннях будівлі, відтермінувати природне руйнування зовнішніх огорожувальних конструкцій і продовжити термін експлуатації будівлі.

Як ми бачимо, утеплення - дуже ефективний спосіб зменшення споживання природного газу. Чим краще ізольований будинок (система), тим менше енергії потрібно на його обігрів, і тим менше тепла він втрачає в навколишнє середовище. Тому врахування температурних режимів має велике значення як при проектуванні чи реконструкції системи опалення, так і при її експлуатації.

Отриманні результати мають практичне значення, особливо стосовно підвищення ефективності системи опалення.

Отриманні результати мають практичне значення, особливо стосовно підвищення ефективності системи опалення.

Наукова новизна результатів досліджень
У роботі вперше:

– досліджено вплив температурних режимів на ефективність експлуатації системи опалення. експериментально встановлено вплив температури зовнішнього повітря на побутове споживання природного газу в житлових будинках;

– запропоновано конструктивні шляхи зменшення тепловтрат будинків протягом опалювального періоду і економічна оцінка впроваджених заходів.

Практична цінність отриманих результатів. Запропоновані у роботі проектні та конструктивні рішення дають змогу значно зменшити тепловтрати будинків і, як наслідок, обсяг споживання газу.

Література

- 1 Баясанов Д.Б. Распределительные системы газоснабжения / Д.Б. Баясанов, А.А. Ионин. – М.: 1977. – 408 с.
- 2 Безносова Д. С. Прогнозирование динамики тепло- и энергопотребления под влиянием климатических изменений и оценка выбросов парниковых газов: [автореф. дис. канд. техн. наук: 05.14.01.] / Д. С. Безносова – М.: 2005. – 20 с.
- 3 Бицадзе Д.Г. Прогнозирование расхода природного газа / Д.Г. Бицадзе, Р.И. Долмазашвили, Т.Ш. Хазалашвили. – Тбилиси: 1988. – 36 с.
- 4 Богословский В.Н. Тепловой режим здания / В.Н. Богословский. – М.: Стройиздат, 1979. – 248 с.

- 5 Богословский В.Н. Строительная теплофизика: [учебник для вузов] / В.Н. Богословский. – М.: Высш. школа, 1982. – 415 с.
- 6 Бусаров В. Н. Электроэнергетика и климат / В. Н. Бусаров, И. И. Потапов. – М.: НИЦ “СИНАПС”, 1995. – 114 с.
- 7 Волощук В. А. Наукові принципи розрахунку і оптимізації проектних, технічних і технологічних рішень з управління системами теплопостачання на еколого-економічних засадах / В. А. Волощук, А. М. Рокочинський. – Київ: 2007. – 56 с.
- 8 ГОСТ 30494-96. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.
- 9 ДБН В.2.6-31:2006. Теплова ізоляція будівель.
- 10 ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія.
- 11 Дорошенко В.М. Основи наукових досліджень: [Навч. посіб.] / В.М. Дорошенко. – К.: ІСДО, 1993. – 128 с.
- 12 Энергетична стратегія України на період до 2030 року. Затверджена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15.03.2006 № 145-р.
- 13 Зоркальцев В.И. Анализ интенсивности и синхронности колебаний потребности в топливе на отопление / [Сер. препринтов сообщений «Автоматизация научных исследований»] / В.И. Зоркальцев, Е.Н. Иванова. – Сыктывкар: Коми научный центр Ур О АН СССР, 1989. – 24 с.
- 14 Исаев А. А. Колебания климатических характеристик отопительного периода и оценка возможностей их сверхдолгосрочного прогноза (на примере Москвы) / А. А. Исаев, Б. Г. Шерстюков Б. Г. – Вестник Моск. ун-та. Сер. 5. География. 1996. № 5. – 75 с.
- 15 Котин В.Я. Методика проведения расчетов тепловой защиты зданий. “Окна и двери” / В.Я. Котин. – М.: 2001. – 53 с.
- 16 Ликов А.В. Теория тепло- и массопереноса / А.В. Ликов, Ю.А. Михайлов. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 536 с.
- 17 Малявина Е.Г. Теплопотери здания: [справочное пособие] / Е.Г. Малявина. – М.: АВОК-ПРЕСС, 2007. – 144 с.
- 18 Мамедов Н.Я. Влияние климатических факторов на процесс газопотребления (на примере Азербайджанской ССР): [автореф. дис. на соиск. научн. ст. канд. техн. наук: спец. 05.23.03] / Н.Я. Мамедов. – Баку: Азербайджанский инженерно-строительный институт, 1985. – 22 с.
- 19 Панкратов В.С. Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении газопроводами / В.С. Панкратов, А.В. Дубинский, Б.И. Сипештейн. – Л.: Недра, 1988. – 246 с.
- 20 Пекер Я.Д. Климатические основы расчета годовых расходов энергии системами отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха / Я.Д., Пекер, А.М. Айзен, М.Д. Рабинович. – Л.: 1974. – 57 с.
- 21 Переведенцева Ю. П. Современные глобальные и региональные изменения окружающей среды и климата / Ю. П. Переведенцева. – Казань: Унипрес, 1999. – 125 с.
- 22 Поз М.Я. Экспериментальное исследование теплопередачи через оконные заполнения при фильтрации воздуха / М. Я. Поз, В.И. Быстров. – М.: Стройиздат, 1980. – 143 с.
- 23 Попадько В.Е. Некоторые вопросы оперативного прогнозирования газопотребления методами теории случайных процессов: [автореф. дис. на соиск. научн. ст. канд.техн. наук: спец. 198] / В.Е. Попадько. – Москва: МИНХ и ГП им.И.М.Губкина, 1972. – 24 с.
- 24 Ратушняк Г.С. Энергобережения та експлуатація систем теплопостачання: [навчальний посібник] / Г.С. Ратушняк, Г.С. Попова. – Вінниця: ВДГУ, 2002. – 120 с.
- 25 Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: [учебник для вузов 7-е изд., стереот.] / Е. Я. Соколов. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
- 26 СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий.
- 27 СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика.
- 28 Табунщиков Ю.А. Математическое моделирование и оптимизация тепловой эффективности зданий / Ю.А. Табунщиков, М.М. Бродач. – М.: АВОК-ПРЕСС, 2002. – 194 с.
- 29 Фокин К. Ф. Расчетные температуры наружного воздуха / К. Ф. Фокин. – М.: Стандартиздат, 1946. – 126 с.
- 30 Хрилев Л. С. О влиянии климатического фактора на перспективную структуру топливно-энергетического баланса / Л. С. Хрилев. – Теплоэнергетика, 1965, №2. – с. 16-20.
- 31 Шерстюков Б. Г. Метод кратной цикличности для анализа временных рядов и сверхдолгосрочных прогнозов на примере характеристик отопительного периода в Москве / Б. Г. Шерстюков, А. А. Исаев. // Метеорология и гидрология. – 1999. – № 8. – С. 46-54.
- 32 Шкловер А.М. Теплопередача при периодических тепловых воздействиях / А.М. Шкловер. – М.: Госэнергоиздат, 1961. – 98 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

04.09.13

Рекомендована до друку професором **Грудзом В.Я.**

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

д-ром техн. наук **Банахевичем Ю.В.**

(Відділ магістральних газопроводів і ГРС ДК «Укртрансгаз», м. Київ)

Виробничий досвід

УДК 553.5. 981/982

ОЦІНКА УСПІШНОСТІ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ У МЕЖАХ БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ТА ОКРЕСЛЕННЯ НАПРЯМКІВ ПІДВИЩЕННЯ ЇХ ЕФЕКТИВНОСТІ

М.І. Манюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727121,
e-mail: manukomv@rambler.ru

Проведено аналіз динаміки успішності геологорозвідувальних робіт у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та оцінено фонд виявлених та підготовлених нафтогазоперспективних об'єктів в період різкого зниження ефективності пошуково-розвідувальних робіт.

Встановлено причини сповільнення темпів оновлення резерву підготовлених об'єктів у межах прогину, доведено доцільність подальшого витрачання коштів на його створення.

Вважається, що головна причина низької ефективності геологорозвідувальних робіт полягає у застосуванні існуючих класичних методик під час прогнозування нафтогазоносності структур, недосконалість яких обумовлює необхідність розроблення нового підходу до прогнозування нафтогазоносності надр на новій теоретично – методологічній основі.

Ключові слова: нафтогазоперспективний об'єкт, виявлені та підготовлені нафтогазоперспективні структури, коефіцієнти успішності, реалізації, відтворення, забезпеченості об'єктами.

Проведен анализ динамики успешности геологоразведочных работ в пределах Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба и оценен фонд обнаруженных и подготовленных нефтегазоперспективных объектов периода резкого снижения эффективности поисково-разведочных работ.

Установлены причины замедленных темпов обновления резерва подготовленных объектов в пределах прогиба, доказана целесообразность последующего расходования средств на его создание.

Считается, что главная причина низкой эффективности геологоразведочных работ заключается в применении существующих классических методик при прогнозировании нефтегазоносности структур, несовершенство которых обуславливает необходимость разработки нового подхода к прогнозированию нафтогазоносности недр на новой теоретической - методологической основе.

Ключевые слова: нефтегазоперспективный объект, обнаруженные и подготовленные нефтегазоперспективные структуры, коэффициенты успешности, реализации, воссоздания, обеспеченности объектами.

The analysis of dynamics of successful geological exploration within Pokutsk-Boryslavska zone of the Precarpathian Foredeep has been carried out. The found and prepared oil-and-gas promising sites of the period of sharp decline in geological exploration efficiency have been estimated.

The slowed refresh rates of provision of prepared sites within the foredeep have been established and the worthwhileness of further expenditure of funds to create it has been proved.

It is believed that the main reason for the low efficiency of geological exploration is the existing classical forecasting techniques for predicting of oil and gas presence, the imperfection of which necessitates developing of a new approach for predicting of oil and gas presence in the underground on the new theoretical and methodological basis.

Keywords: perspective oil and gas site, found and prepared perspective oil and gas structures, success ration, realization, reproduction, availability of sites.

Вступ

Оцінка перспектив нафтогазоносності родовищ України є однією із найважливіших проблем держави, яка безпосередньо визначає рівень її енергетичної, а отже, економічної та політичної залежності від зовнішніх джерел

енергії. Безумовно, сьогодні, як ніколи актуальним є питання підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.

Катастрофічне зниження обсягів пошуково-розвідувального буріння з початку 90-х років минулого століття призвели до суттєвого па-

діння приросту запасів нафти, конденсату та газу, який на сьогодні став нижчим за обсяги видобутку із надр. Так, в Україні за останні 15 років не відкрито не лише жодного великого родовища, але і навіть середніх за запасами (понад 10 млн. т). Виявлені ж за останні роки родовища, мають незначні запаси і внаслідок великих глибин і низьких дебітів не можуть істотно вплинути на загальні обсяги видобутку.

Основні причини зниження видобутку нафти зумовлені передусім: недостатністю капітальних вкладень і матеріально-технічних ресурсів, значною виснаженістю на 85–95% найбільших родовищ, суттєвим скороченням обсягів глибокого пошуково-розвідувального буріння, згортанням дослідно-промислових робіт із підвищення нафтовіддачі пластів, погіршенням структури запасів, низькою надійністю сировинної бази. Основні промислові запаси нафти на 71,3% складає найнижча промислова категорія С1 [1], надійність прогнозів щодо якої може сягати 30–50%. За останні 15 років в промислове освоєння нові родовища передаються виключно із запасами категорії С1.

В той час як за оцінками фахівців [2] ресурсна база і сьогодні продовжує залишатись значною, потенційні нерозвідані ресурси нафти на суші України складають більш ніж 780 млн.т. Безумовно, це – надійна основа для нарощування розвіданих запасів нафти, яка, враховуючи наявні ресурси, дає змогу вирішувати питання швидкої стабілізації рівнів видобутку нафти в Україні і можливого його зростання.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій. Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми та формулювання задач досліджень

Досягнення максимально можливого рівня забезпечення держави власними паливно-енергетичними ресурсами завжди залишаються актуальними питаннями. Відтак основним завданням на сьогодні є покращення ресурсної бази для видобування вуглеводнів. У зв'язку з цим великий інтерес викликає аналіз робіт, пов'язаний з виявленням та підготовкою площ до глибокого буріння і забезпеченістю останнього підготовленими структурами, виявлення тенденцій щодо розвитку і оцінки ефективності геологорозвідувального процесу на нафту і газ.

На жаль у останнє десятиліття роботи з аналізу фонду нафтогазоперспективних структур та його динаміки велися не системно. Деякі аспекти вирішення цієї проблеми розглядалися у роботах Зав'ялова В.М., Кабишева Б.П., Кличко В.П., Кучми Л.М. [3,4,5,6], в яких авторами на підставі аналізу ефективності геологорозвідувального процесу у межах Дніпровсько-Донецької западини за піввіковий період було встановлено тенденції щодо зміни в часі ефективності геологорозвідувальних робіт залежно від зменшення вуглеводневого потенціалу надр. За результатами комплексного аналізу показників ефективності пошуково-розвідувальних робіт і геолого-економічної оцінки ресурсів вуглеводнів визначено найперспектив-

ніші для подальшого відтворення запасів райони Дніпровсько-Донецької западини та розглянуто резерви і шляхи підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт, обґрунтовано оптимістичну оцінку перспективам пошуків на великих глибинах рідких скупчень вуглеводнів.

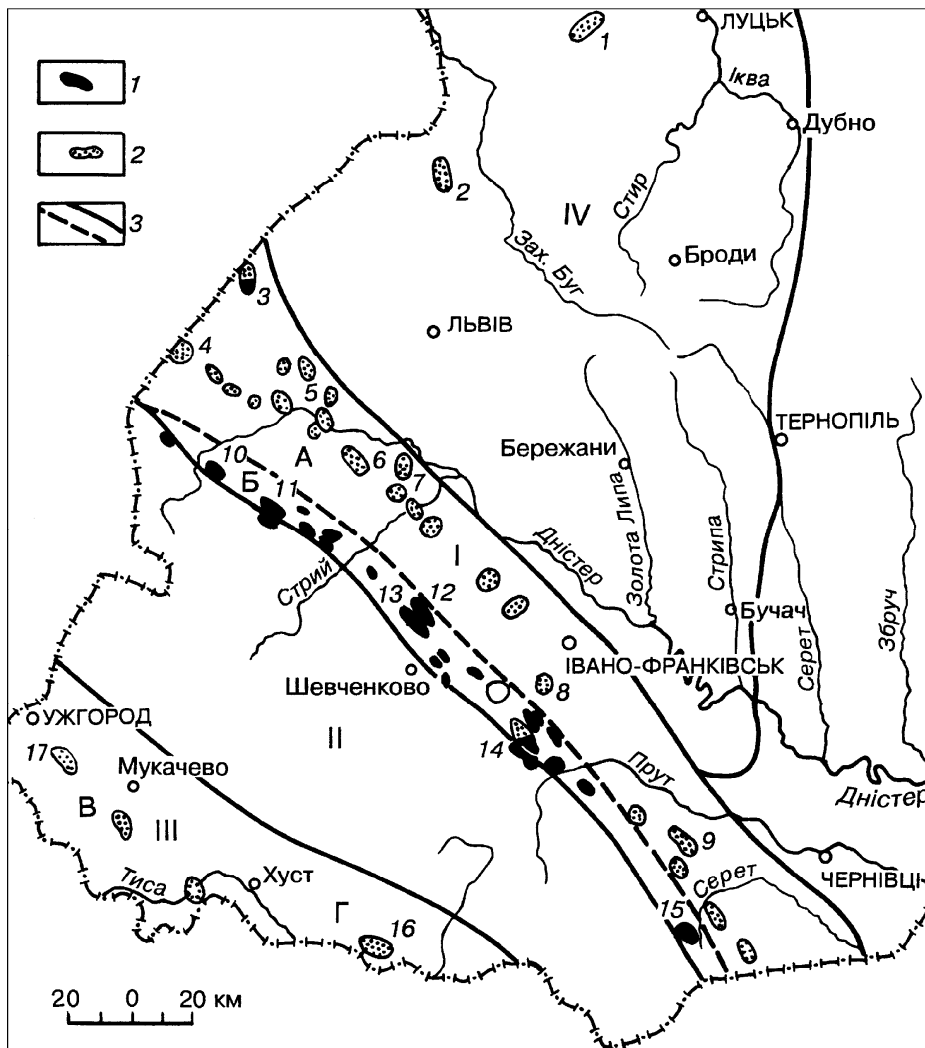
У роботі Євдошука М.І. [7] розглянуто проблеми та перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні, де вчений звертає увагу на основи ресурсозабезпечення нафтогазовидобутку за рахунок малорозмірних родовищ України. Що на сьогодні має важливе значення, в умовах коли відсутні фінансові ресурси на проведення геологорозвідувальних робіт на глибинах понад 5км. В цьому аспекті велику роль відводиться освоєнню раніше малопродуктивних горизонтів, які розташовані на малих глибинах, а також введення в промислову розробку малорозмірних родовищ. Автор вважає, що включення в промисловий потенціал держави численних дрібних родовищ вуглеводнів дозволить певною мірою стабілізувати видобуток нафти і газу в Україні.

У роботах Б.М. Полухтовича [2;8] запропонована методика геологічної оцінки виявлених і підготовлених до глибокого буріння об'єктів Прикерченського шельфу Чорного моря.

Рейтинг фондових структур Дніпровсько-Донецького авлакогену детально розглянутий у роботах Гладуна В.В [6;9]. Так, автором науково обґрунтовано пошук нафти і газу на Північному борту Дніпровсько-Донецького авлакогену. Ним здійснено рейтинг 30 підготовлених і 33 виявлених нафтогазоперспективних об'єктів, з яких 22 – першочергові. Запропоновано напрямки подальших робіт по основних продуктивних комплексах з метою швидкого і ефективного освоєння нафтогазового потенціалу субобласті (368 млн т умовного палива).

Колосом В.Я. [10; 11] на основі проведених досліджень в Охтирському нафтогазопромисловому районі обґрунтовано основні напрямки геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, пов'язані з нижньовізейсько-турнейським та верхньовізейським продуктивними комплексами й інтервалом глибин 4-5км. Визначено 150 прогнозно-перспективних складнобудованих об'єктів. Побудовано карти трендів нафтогазоносності (зон нафтогазонакопичення) і прогнозно-перспективних об'єктів. Ним проведена рейтингова оцінка нафтогазоперспективних та ранжування прогнозно-перспективних об'єктів, серед яких визначено пріоритетні.

Щодо Карпатського регіону загалом та Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину зокрема, то, на жаль, таких цілеспрямованих досліджень з оцінки динаміки підготовлених та виявлених структур які проводились для Східного нафтогазоносного регіону для Західного регіону в останні десятиліття практично не проводились. В той час як Крупський Ю.З. [12] у своїй монографії, з'ясовуючи закономірності розміщення та умови формування родовищ вуглеводнів Карпатського регіону, зазначає, що Бориславсько-Покутська зона Передкарпатського прогину (рис. 1) й



1 – нафтові родовища; 2 – газові родовища; 3 – межі нафтогазоносних областей;
 I – Передкарпатська (А - Більче-Волицька газонафтоносна зона, Б - Бориславсько-Покутська газонафтоносна зона); II - Складчастих Карпат; III - Закарпатська; IV - Волино-Подільська; родовища (цифри на схемі): 1 - Локачівське; 2 - Великомоствівське; 3 - Східнокоханівське-Свідницьке, 4 - Хідновицьке, 5 - Рудківське, 6 - Опарське, 7 - Більче-Волицьке, 8 - Богородчанське, 9 - Косівське, 10 - Старосамбірське, 11 - Бориславське, 12 - Північнодолинське, 13 - Долинське, 14 – Битків-Бабченське, 15 - Лопушнянське, 16 - Солотвинське, 17 - Русько-Комарівське

Рисунок 1 – Оглядова карто-схема району досліджень

надалі залишається основною у Карпатському регіоні, щодо можливостей прирощення ресурсів і запасів нафти.

У північно-західній частині нові перспективи пов'язуються з Монастирецькою складкою та подальшою дорозвідкою Блажівського та Страшевського родовищ, та введенням пошукових робіт на виявлених сейморозвідкою Північноблажівській та Черхавській структурах. У центральній частині Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину перспективи пов'язані з пошуками покладів вуглеводнів на великих глибинах [12;13] у структурах нижнього Соколовцевого покриву та структурах верхнього покриву, де можливе виявлення літологічно екранованих покладів вуглеводнів. У південно-східній частині досліджуваної території перспективними є структури нижнього покриву, які піднімаються у сторону Покутсь-

ких Карпат від району Делятина, а також структури верхнього покриву у південно-західній частині Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Варто відзначити, що в регіонах, які розвідуються тривалий час, ефективність геологорозвідувальних робіт суттєво змінюється в міру використання початкових сумарних ресурсів і виснаження фонду найпривабливіших структур. Тому виникає необхідність у періодичному уточненні значень показників результативності геологорозвідувальних робіт у зв'язку зі зміною розвіданості ресурсів продуктивних комплексів, що вивчаються, і появою нових напрямів пошуків.

Отже метою ж цієї роботи є в аналізі динаміки успішності геологорозвідувальних робіт у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, оцінці фонду виявлених

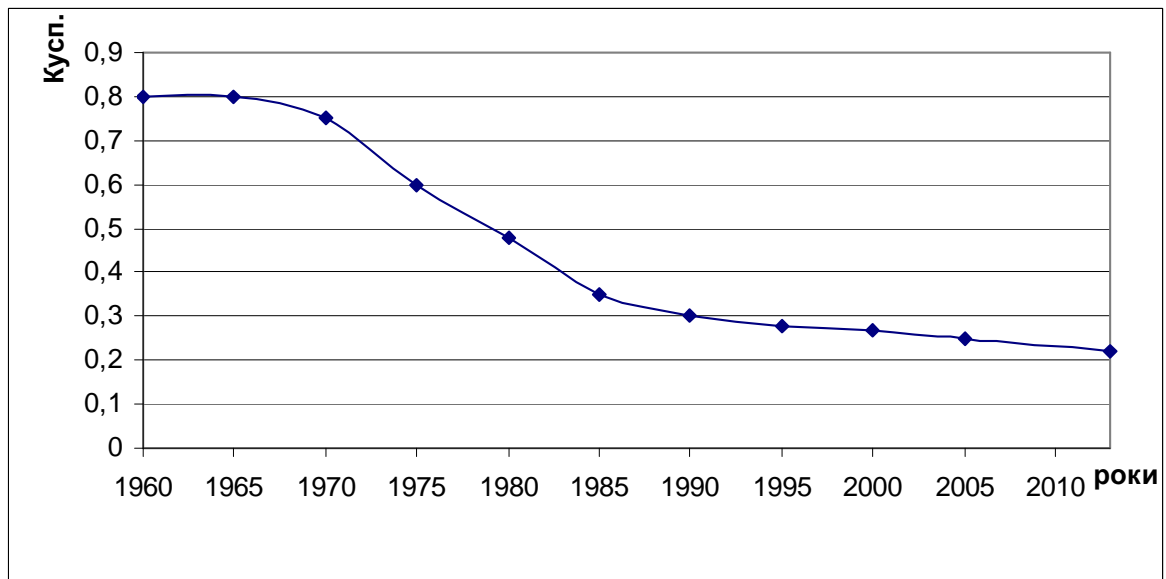


Рисунок 2 – Динаміка успішності пошуково-розвідувальних робіт у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину

та підготовлених нафтогазоперспективних об'єктів та окреслення подальших шляхів можливого підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт.

Висвітлення основного матеріалу досліджень

Відомо, що показником ефективності геологорозвідувальних робіт та відповідно обраної методики прогнозу нафтогазоносності структур є так званий коефіцієнт успішності, який відображає відношення кількості відкритих на локальних структурах родовищ до загального числа введених до пошукового буріння структур. Він характеризує ефективність пошуків лише за кількістю можливих відкриттів родовищ без урахування розміру запасів вуглеводнів і є одним з найважливіших показників геологічної результативності пошукових робіт.

Отже, нами перш за все проаналізовано динаміку успішності проведених геологорозвідувальних робіт у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину (рис. 2).

Аналізуючи рисунок 2, бачимо, що ефективність геологорозвідувальних робіт суттєво змінювалась і залежить від ступеня вивченості відповідної території. Найбільші успіхи пошуків скупчень вуглеводнів у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину відповідають початковому періоду освоєння нафтових родовищ, який відповідає періоду з 1960р. до 1970 року, в цей період було виявлено та введено в розробку Старосамбірське нафтове, Стинавське нафтове, Іваниківське нафтогазоконденсатне, Орів-Уличнянське нафтове, Долинське нафтове, Північно-Долинське нафтогазоконденсатне, Танявське нафтогазоконденсатне, Струтинське нафтогазове, Спаське нафтове, Гвіздецьке нафтове, Пасічнянське нафтове, Пнівське нафтове, Битків-Бабченське нафтогазоконденсатне родовища. Впродовж цього

періоду коефіцієнт успішності геологорозвідувальних робіт був високим і сягав 0,7-0,8. Відтак, починаючи з 1975 року спостерігалось поступове зниження коефіцієнта успішності, який, як бачимо з рисунку 2, сягав 0,5-0,6 при одночасному збільшенні кількості площ, які вводились в розробку. А починаючи уже з 1985 року коефіцієнт успішності знизився уже до 0,35 і до сьогоднішніх днів є надзвичайно низький і коливається в межах 0,2-0,25.

Аналізуючи ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину, бачимо (рис. 2), що результативність пошукового буріння знижується, в той час як по всій логіці вона повинна була б зростати у міру накопичення фактичного матеріалу і геологічних знань про родовища досліджуваної території.

Ми вважаємо, що така ситуація має своє пояснення, яке полягає у тому, що на початковому етапі пошуково-розвідувальних робіт ефективними були існуючі уявлення про формування нафтових і газових родовищ і накопичений досвід пошуків та розвідки родовищ вуглеводнів у різних геологічних умовах. Відповідно початковий період, який характеризувався високими коефіцієнтами успішності геологорозвідувальних робіт, досягався за рахунок можливості вибору найбільш крупних, яскраво виражених у аномаліях геофізичних полів перспективних структур із відносно невеликої кількості подібних структур. Далі у міру відкриття родовищ фонд найбільш перспективних структур скорочувався, і в пошукове буріння залучались структури значно менших розмірів при цьому зростала кількість пробурених та випробуваних «сухих» свердловин і відповідно, знижувалась ефективність пошукового буріння (рис. 2), коефіцієнт успішності, пошукових робіт у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину.

Таблиця 1 – Динаміка фонду виявлених об’єктів Бориславо-Покутської зони Передкарпатського прогину за період 1985-2013 рр.

Показники	1985-1990рр.	1990-1995рр.	1995-2000рр.	2000-2005рр.	2005-2013рр.	1985-2013рр.
Фонд виявлених об’єктів на початок періоду	29	20	13	18	13	29
Включено у фонд всього:	22	18	8	14	9	71
а) виявлено геофізичними роботами	19	13	6	10	3	51
б) включено за переглядом геолого-геофізичних матеріалів:						
в) з інших причин				1	4	5
Виключено із загального фонду всього:	31	25	3	19	2	80
а) перейшло до наступної стадії робіт:	16	17	2	12	2	49
- як підготовлені	13	15	2	8	1	39
- введено в буріння	3	2		4	1	10
б) за переглядом геолого-геофізичних матеріалів	11	6	1	6		24
в) з інших причин	4	2		1		7
Фонд виявлених об’єктів на кінець періоду	20	13	18	13	20	20
Крлз.в.* (25 років)						0,6
К вдт.в.*						0,5
К вдт.пов.*						0,4
К збз.в						6,0

* Крлз.в – коефіцієнт реалізації виявлених об’єктів;
 Квдт.в.– коефіцієнт відтворення резерву виявлених об’єктів;
 Квдт.пов.– коефіцієнт повного відтворення виявлених об’єктів;
 Кзбз.в.– коефіцієнт забезпечення геологорозвідувальних робіт резервним фондом виявлених об’єктів

Справедливо зазначити, що така ситуація характерна не лише для Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та нафтогазоносних басейнів України, але й практично для всіх старих нафтогазоносних басейнів світу. Так, за даними Г.А. Габрельянц, В.Н. Пороскун, Ю.В. Сорокін [14] у колишньому Радянському Союзі успішність пошуків, яка оцінюється часткою відкритих родовищ із загального числа площ, які перебувають у пошуковому бурінні, коливалась від 46,4% в 1965 році до 28,9% в 1977 році і склала в середньому: у восьмій п’ятирічці – 36%, уже в дев’ятій 35,7%, в десятій п’ятирічці 32%, а за три роки одинадцятої п’ятирічки – 31%.

За даними Н.Я. Куніна і Е.В. Кучерука [15] ще у 80-х роках минулого століття на кожну пробурену в США продуктивну пошуково-розвідувальну свердловину в середньому припадає 9 непродуктивних, відповідно коефіцієнт успішності пошуково-розвідувального буріння у Сполучених Штатах Америки складав у 1985 році 11%.

За даними М.К. Калинко [14] станом на 1991 рік не дивлячись на значне використання комп’ютерної техніки для обробки геологічної інформації, успішність пошуково-розвідувальних робіт в Італії перебувало на рівні 14%. Автор зазначає [16], що успішність пошуків за останній час знизилась на 20% по світу і на

30% по сполучених штатах Америки. Притому що США на сьогодні найбільш технічно і технологічно оснащена країна в світі.

У Російській Федерації, для прикладу, у Волго-Уральській нафтогазоносній провінції у 1992-2003 роках було підготовлено до буріння більше 700 нових структур з перспективними ресурсами категорії С₃ і вивчено бурінням більше 800 структур. Середній коефіцієнт успішності пошукових робіт на розбурених структурах склав лише 0,3 [17].

Отже, в середньому по світу коефіцієнт успішності пошуку складає приблизно 0,3, як і у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Тобто практично лише кожен третій розбурений об’єкт виявляється родовищем, і це враховуючи зростаючі вимоги до попередньої підготовки перспективних об’єктів до буріння.

Проаналізуємо період суттєвого зниження успішності геологорозвідувальних робіт (1985-2013 рр.) та окреслимо можливі шляхи вирішення проблеми підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину.

Перш за все відзначимо, що аналіз здійснюватиметься згідно з методичним керівництвом Державної геологічної служби України, 2007 року «Аналіз фонду нафтогазоперспективних об’єктів» (СОУ 73.1-41-02.38:2007) [18], в

Таблиця 2 – Динаміка фонду підготовлених об’єктів Бориславо-Покутської зони Передкарпатського прогину за період 1985-2013рр.

Показники	1985-1990рр.	1990-1995рр.	1995-2000рр.	2000-2005рр.	2005-2013рр.	1985-2013рр.
Фонд об’єктів, підготовлених на початок періоду всього:	13	6	15	11	16	13
- до пошуково-розвідувального буріння	13	6	15	11	16	13
- до параметричного буріння						
Включено до загального фонду підготовлених, усього:	20	16	2	8	1	47
в тому числі до пошуково-розвідувального:	20	16	2	8	1	47
а) геофізичними роботами	17	12	1	8	1	39
б) за переглядом геолого-геофізичних матеріалів	3	4	1			8
в) тому числі до параметричного буріння						0
Виключено з фонду підготовлених, усього:	27	7	6	3	8	51
у тому числі до пошуково-розвідувального	27	7	6	3	8	51
з них:						
а) введено в буріння	18	4	2	2	2	28
б) за переглядом геолого-геофізичних матеріалів	4	3	4	1	5	17
в) з інших причин	5				1	6
В тому числі до параметричного буріння						0
з них: введено в буріння						0
Фонд підготовлених об’єктів на кінець періоду:	6	15	11	16	9	9
- до пошукового буріння	6	15	11	16	9	9
- до параметричного буріння						
Крлз.п. * (25 років)						0,5
К вдт.п *						0,5
К вдт.пов. *						0,4
К збз.п						4,2

* Крлз.в – коефіцієнт реалізації підготовлених об’єктів;
 Квдт.в.– коефіцієнт відтворення резерву підготовлених об’єктів;
 Квдт.пов.– коефіцієнт повного відтворення підготовлених об’єктів;
 Кзбз.в.– коефіцієнт забезпечення геологорозвідувальних робіт резервним фондом підготовлених об’єктів

якому, на відміну від попереднього (Методичні вказівки Мінгео УССР, 1983 року) [19], поряд зі стандартними показниками (коефіцієнт забезпечення геологорозвідувальних робіт резервами виявлених, підготовлених об’єктів) введено нові показники, а саме: коефіцієнт відтворення резерву виявлених (підготовлених) об’єктів та коефіцієнт реалізації виявлених (підготовлених) об’єктів, коефіцієнт забезпечення геологорозвідувальних робіт резервним фондом виявлених (підготовлених) об’єктів, який вказує, на який період вистачить резерву при існуючих темпах геологорозвідувальних робіт. Результати проведених нами розрахунків та оцінки основних показників динаміки вияв-

лених та підготовлених об’єктів Бориславо-Покутської зони Передкарпатського прогину за період суттєво зниження ефективності геологорозвідувальних робіт (1985-2013рр.) відображено відповідно в таблицях 1, 2.

Аналізуючи отримані результати (табл. 1, 2), бачимо, що у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину маємо досить низький показник повного відтворення виявлених об’єктів, який становив 0,4, при тому що майже 45% ввелись за переглядом матеріалів минулих років.

Так, за період 1985-1995 року у цій зоні прогину щорічно готувалось всередньому 4 об’єкти, з 1995-2005рр. готувалось всередньому

по одному об'єкту, а за період 2005-2012 рр. – практично жодного. Відмітимо також суттєве зменшення після 1990 року (майже утричі) темпів введення об'єктів із фонду підготовлених у пошукове буріння.

Основні показники динаміки фонду виявлених та підготовлених об'єктів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину за досліджуваній період згідно з проведеними розрахунками наступні: коефіцієнт реалізації виявлених об'єктів – 0,6; коефіцієнт відтворення резерву виявлених об'єктів – 0,5; коефіцієнт відтворення резерву виявлених об'єктів – 0,4, що є досить погано, оскільки для стабільного розвитку геологорозвідувальних робіт необхідно щоб він був значно вищим [18]; коефіцієнт забезпечення геологорозвідувальних робіт фондом виявлених об'єктів – 6,0 в той час як коефіцієнт забезпечення геологорозвідувальних робіт фондом підготовлених об'єктів становить 4,2, що говорить про сповільнені темпи оновлення резерву підготовлених об'єктів, проте ще є доцільність витрачання коштів на його створення. Оскільки, згідно з методичними порадами Державної геологічної служби України [18] для стабільного розвитку геологорозвідувальних робіт необхідно, щоб $K_{збз.в} > 3$; $2 < K_{збз.п} < 5$. А у випадку коли $K_{збз.п} > 5$ істотно сповільнюються темпи оновлення резерву підготовлених об'єктів, що призводить до заморожування витрачених коштів на його створення, тож, забезпеченість геологорозвідувальних робіт повинна бути достатньою, а не надмірною, розрахований же коефіцієнт успішності ведення геологорозвідувальних робіт у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину за досліджуваній період досить низький і становить 0,2–0,25.

В той час як за даними державного балансу запасів вуглеводнів на Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район припадає 28,7% початкових сумарних ресурсів вуглеводнів та перспективи реалізації нерозвіданих ресурсів 14,6% Карпатського регіону. Нерозвіданими ще залишається 115,314млн.тонн вуглеводнів, з них нафти – 68,777млн.тонн, вільного газу – 11,855млрд.м³. Притому, що для реалізації нерозвіданої частини Бориславсько-Покутська зона Передкарпатського прогину фондом виявлених об'єктів забезпечена (таблиця 1,2).

Висновки

Аналізуючи наведений вище матеріал, стає цілком очевидним, що сучасне ведення пошуково-розвідувальних робіт, яке базується на класичній методології пошуків покладів вуглеводнів, навіть з використанням високотехнологічних технічних методів пошуку для старих добре розвіданих басейнів України уже не є ефективним, оскільки методи які на сьогодні використовуються для прогнозування нафтогазоносності структур, уже не забезпечують безпомилкового вибору продуктивних структур із загальної кількості виявлених геофізичними методами об'єктів, що зумовлює здебільшого

помилкове буріння заздалегідь «сухих» свердловин на завідомо безперспективних структурах і є на сьогодні причиною низької ефективності геологорозвідувальних робіт у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину, в той час як кількість виявлених об'єктів є достатньою для їх підготовки й продовження геологорозвідувальних робіт у межах прогину.

Ми вважаємо, що одним із основних – напрямків вирішення проблеми є розроблення нового підходу до прогнозування нафтогазоносності надр Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на новій теоретично - методологічній основі оцінки продуктивності локальних структур. За допомогою цього підходу з високим ступенем достовірності, ще до початку ведення пошукового буріння, можна було б здійснити ранжування виявлених структур, на продуктивні та непродуктивні, що, в свою чергу, дасть можливість уникнувши значних фінансових затрат на малоперспективних структурах, значно збільшити ефективність геологорозвідувальних робіт шляхом їх найбільшій концентрації на найбільш перспективних об'єктах.

Література

- 1 Лукин А.Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности / А.Е. Лукин // Геолог України. – 2004. – №3. – С. 18-45.
- 2 Сучасний стан ресурсної бази вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України / М.А. Вуль, В.М. Гаврилко, Б.М. Полухтович та ін. // Газ і нафта. – 2006. – №11. – С. 32-36
- 3 Нафтогазоперспективні об'єкти України. Перспективи нафтогазоносності бортових зон закарпат України / [І.І. Чебаненко, П.Ф. Гожик, В.О. Краюшкин, та ін]. – Київ: ДП МОУ Воєнне видавництво України «Варта», 2006. – 264 с.
- 4 Кабышев Б.П. История и достоверность прогнозов нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины (гносеологический анализ) [Текст] / Б.П. Кабышев. – К.: УкрГГРИ, 2001. – 380 с.
- 5 Завьялов В.М. Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ на больших глубинах в ДДВ / В.М. Завьялов, И.Ф. Алешко, Л.М. Кучма, Т.В. Мельничук // Геология нефти и газа. – 1987. – № 11. – С. 6-9.
- 6 Оценка прогнозных ресурсов углеводородов южного борта Днепровско-Донецкой впадины и определение направлений геолого-геофизических работ / Б.П.Кабышев, Т.М.Пригарина, Е.С.Дворянин, В.П.Клочко, В.В.Гладун, С.Б.Ларин // Нафта і газ України-96: Матеріали наук.-практ. конф. – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 163–165.
- 7 Євдошук М.І. Проблеми та перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні / М.І. Євдошук. – К.: Вид. НТП «Нафтогаз-прогноз», 1998. – 164 с.
- 8 Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі Прикарпаття

ського шельфу Чорного моря: Монографія / П.Ф. Гожик, М.І. Євдошук, Е.А. Ставицький, Б.М. Полухтович та ін. – К.: Едельвейс, 2011. – 440 с.

9 Лисинчук В.М. Про будову та перспективність рифтогенних девонських відкладів у північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини / Лисинчук В.М., Гладун В.В., Войцицький З.Я., Лисинчук К.В. // Нафта і газ України: Матеріали 5 Міжнар. конф. “Нафта–газ України-98”. – Полтава: УНГА, 1998. – Т. 1. – С. 207.

10 Комплексний підхід до вивчення перспектив нафтогазоносності Північного борту ДДЗ / В.Я. Колос, М.Я. Алексеева, Ф.В. Дячук, Т.І. Шибецька // Нафтогазова геологія та геофізика України – погляд у нове тисячоліття: Зб. наук. праць Міжн. наук. конф. (Чернігів, 20-21.06.2000). – Чернігів, 2000. – С.39-41.

11 Колос В.Я. Перспективи нафтогазоносності північної прибортової зони ДДЗ / Колос В.Я., Масевський Б.Й. // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2001. – №1. – С. 5-8.

12 Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України / Ю.З. Крупський. – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.

13 Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Українських Карпат: Монографія / Б.Й. Маєвський, С.Г. Анікеєв, Л.С. Мончак та ін; за заг. ред. д.геол.-мінерал. наук, проф., лаур. Держ. премії України в галузі науки і техніки Маєвського Б.Й. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 183 с.

14 Методика поисков и разведки залежей нефти и газа / Г. Габриэлянц, В. Пороскун, Ю. Сорокин. – М.: Недра, 1985. – 304 с.

15 Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа / Н. Я. Кунин, Е. В. Кучерук и др. – М.: Недра, 2001. – 504 с.

16 Калинко М.К. Методы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности акваторий и поисков в них нефти и газа / М.К. Калинко. – М.: Недра, 1977. – 304 с.

17 Высоцкий В.И. Нефтегазоносные бассейны / В.И. Высоцкий, В.В. Оленин. – М.: Недра, 1990. – 405 с.

18 Аналіз фонду нафтогазоперспективних об'єктів: Методичні вказівки / Розробники: О.І. Білоцерківець, М.Д. Красножон, А.В. Поліщев та ін. // СОУ 73.1-41-02.01.38: 2007. – [Чинний від 2007-12-21]. – К.: Держгеослужба України, 2007. – 55 с. – (Стандарт Державної геологічної служби України).

19 Методические указания по анализу фонда структур и уточнению оценки их нефтегазоносности. – М.: Мингео СССР, 1983. – 52 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
03.09.13*

*Рекомендована до друку
професором Адаменком О.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук Локтєвим А.В.*

*(Відділ ліцензування, розробки планів ГРР та
підрахунків запасів вуглеводнів Західного регіону
ГТЦ УкрНДІгазу ДК «Укргазвидобування,
м. Харків)*

БАГАТОФАКТОРНА МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ МЕХАНІЧНОЇ ШВИДКОСТІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА ПЛОЩАХ ШАХТОУПРАВЛІННЯ «ПОКРОВСЬКЕ» КОМПАНІЇ «ДОНЕЦЬКСТАЛЬ»

¹В.М. Мойсишин, ¹Р.Б. Щербій, ²В.А. Турчин, ²В.Л. Шевелєв, ²С.А. Зінченко

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727131,
e-mail: math@nimg.edu.ua

²ПрАТ «Донецьксталь» – металургійний завод»; м. Донецьк, вул. Челюскінців, 174;
тел. 067 6227848

З метою встановлення багатофакторної математичної моделі механічної швидкості буріння, яка враховує спільний вплив режимних параметрів та жорсткості компоновки низу бурильної колони (КНБК) на механічну швидкість буріння, було застосовано метод раціонального планування експериментів. За цим методом з 19.05.2011 по 31.10.11 в шахтоуправлінні «Покровське» компанії «Донецьксталь» автоматизованим буровим комплексом Utra Single 150 було пробурено вісім дегазаційних свердловин глибиною 676-758 м. Комбінація змінних чинників, до яких відносяться осьове статичне навантаження F_{CT} , частота обертання долота n_d і жорсткість C КНБК, зустрічається тільки один раз. Загальну функцію механічної швидкості буріння подано у вигляді добутку окремих залежностей від змінних чинників – $V_{MEX} = B_{CP} \cdot f(F_{CT}) \cdot f(n_d) \cdot f(C)$. Постійними чинниками під час проведення планованого експерименту були витрата промивальної рідини, тип і діаметр тришарошкового долота типу SS-TMGC та твердість гірської породи (алевроліти) – 960МПа.

За результатами планованого експерименту рівняння багатофакторної математичної моделі механічної швидкості буріння набуло вигляду: $V_{MEX} = 1,79 \cdot 10^{-2} \cdot F_{CT}^{0,6031514} \cdot n_d^{2,292906} \cdot C^{-0,6032162}$.

Ключові слова: механічна швидкість буріння, компоновка низу бурильної колони, планований експеримент, змінний чинник, гірська порода.

С целью установления многофакторной математической модели механической скорости бурения, учитывающей совместное влияние режимных параметров и жесткости компоновки низа бурильной колонны (КНБК) на механическую скорость бурения, был использован метод рационального планирования экспериментов. Согласно этого метода с 19.05.2011 по 31.10.11 в шахтоуправлении «Покровское» компании «Донецксталь» автоматизированным буровым комплексом Utra Single 150 было пробурено восемь дегазационных скважин глубиной 676-758 м. Комбинация переменных факторов, к которым относят осевую статическую нагрузку F_{CT} , частоту вращения долота n_d и жесткость C КНБК, встречается только один раз. Общая функция механической скорости бурения представлена произведением отдельных зависимостей от переменных факторов – $V_{MEX} = B_{CP} \cdot f(F_{CT}) \cdot f(n_d) \cdot f(C)$. Постоянными факторами при проведении планированного эксперимента были расход промывочной жидкости, тип и диаметр трехшарошечного долота типа SS-TMGC и твердость горной породы (алевролиты) – 960МПа.

По результатам планированного эксперимента уравнение многофакторной математической модели механической скорости бурения имеет вид: $V_{MEX} = 1,79 \cdot 10^{-2} \cdot F_{CT}^{0,6031514} \cdot n_d^{2,292906} \cdot C^{-0,6032162}$.

Ключевые слова: механическая скорость бурения, компоновка низа бурильной колонны, планированный эксперимент, переменный фактор, горная порода.

With the purpose of establishment of multifactor mathematical model of mechanical speed of the boring drilling which takes into account common influence of regime parameters and inflexibility of arrangement of bottom of drilling column (ABDC) on mechanical speed of the boring drilling method of the rational planning of experiments was used. After that one from 19.05.2011 to 31.10.2011 year in the office of mine management of the «Pokrovsk» of company «Donetsstal» 8 degas drilling holes were bored by automated by drilling complex Utra Single 150 to depth 676-758 m. Combination of variable factors which include axial static loading F_{CT} , frequency of rotation of chisel n_d , inflexibility C of ABDC meets only one time. A public multidimensional function is given by work of separate dependences on variable factors – $V_{MEX} = B_{CP} \cdot f(F_{CT}) \cdot f(n_d) \cdot f(C)$. Were are permanent factors during conducting of the planned experiment expense of washing liquid 15 l/s, type and diameter of chisel is SS-TMGC 193,7 mm and hardness of rock is 960 MPa what was represented by aleвроllites.

As a result of the planned experiment of equalization of multifactor mathematical model of mechanical speed of the boring drilling has a kind $V_{MEX} = 1,79 \cdot 10^{-2} \cdot F_{CT}^{0,6031514} \cdot n_d^{2,292906} \cdot C^{-0,6032162}$.

Keywords: mechanical speed of the boring drilling, arrangement of bottom of drilling column, planned experiment, variable factor, rock.

Таблиця 1 – Результати буріння восьми дегазаційних свердловин

№ свердловини	С, кН/м	Інтервал буріння, м	Проходка на долото, м	Час буріння, год.	Механічна швидкість буріння, м/год	Режим буріння		
						F _{ос} , кН	n _о , хв ⁻¹	Q, л/с
ДС6	2100	548-675,64	62,35	9,9	6,3	4,5	70	11
ДС16		74,3-726,4	20,5	1,2	17,08	8,2	85	14
ДС18		74,76-757,72	37,84	2,1	18,02	7	90	13
ДС4	4200	70,48-550,99	318,82	33,7	9,46	7,0	85	15
		550,99-675,58	62,35	9,3	6,70	8,2	70	10
ДС11		75,26-554,48	321,43	34,38	9,35	4,5	90	14
ДС3	8400	68,56-603,48	278,34	46,86	5,94	4,5	85	17
ДС5		73,72-555,48	319,1	44,94	7,10	8,2	90	14
ДС12		556,44-670,19	62,35	12,7	4,91	7,0	70	12

Одним із головних завдань буріння свердловин є підвищення техніко-економічних показників буріння: проходки на долото h та механічної швидкості буріння $V_{\text{мех}}$. За результатами експериментальних досліджень, проведених у стендових та промислових умовах [1, 3, 4], за використання в компоновці низу бурильної колони (КНБК) віброзахисних пристроїв (ВЗП) змінюється жорсткість та коефіцієнт демпфування бурильної колони загалом.

Обґрунтований вибір ВЗП (амортизаторів, регуляторів, демперів, пружних муфт, тощо) для конкретних умов буріння можна здійснити на основі кореляційних залежностей між їх характеристиками та механічною швидкістю буріння.

Для встановлення таких залежностей було вибрано метод стендових експериментальних досліджень, під час проведення яких режим буріння і параметри компоновки бурильного інструменту мають строго фіксовані значення та можливість їх зміни в певних межах для конкретних фізико-механічних характеристик гірської породи [7, 8].

Враховуючи зазначене вище, з метою встановлення багатофакторної математичної моделі механічної швидкості буріння, яка враховує спільний вплив режимних параметрів та параметрів бурильного інструменту, на буровому стенді ІФНТУНГ [6] були проведені експериментальні дослідження з використанням методу раціонального планування експериментів [2, 5].

Постійними факторами під час проведення планового експерименту були витрата промивальної рідини (вода), тип і діаметр тришарошкового долота та твердість гірської породи за штампом.

За результатами планованого експерименту рівняння багатофакторної математичної моделі механічної швидкості буріння мало вигляд:

$$V_{\text{MEK}} = 1,6703 \cdot 10^{-3} \cdot F_{\text{CT}}^{1,565623} \cdot n_o^{0,64089277} \times \beta^{-0,03314602} \cdot C^{-4,550764 \cdot 10^{-2}}$$

Для підтвердження результатів стендових експериментальних досліджень з 19.05.11 по 31.10.11 в шахтоуправлінні «Покровське» компанії «Донецьксталь» автоматизованим буровим комплексом Ultra Single 150 [9] було пробурено вісім дегазаційних свердловин глибиною 676-758 м. В інтервалі буріння під кондуктор (68-78 м) використовувались долота 295,3 мм типу SS-TMGC (код IADC117M), а під час буріння нижче кондуктора до проектної глибини свердловини (676-758 м) використовувались долота 193,7 мм типу SS-TMGC (код IADC117) з фрезованим зубом та герметизованою фрикційною опорою. Буріння нижче кондуктора до глибин 676-758 м велось в кам'яновугільних відкладах (світи амвросієвська C_1^5 і бешевська C_1^4), що представлені товщею перешарованих вугільних пропластків, аргілітів, алевролітів, дрібно- та середньозернистих пісковиків. Найбільшу потужність в інтервалі свердловин 68-757 м мають піщано-глинисті сланці (алевроліти).

Під час буріння свердловин системою верхнього приводу (СВП) використовувалась жорстка компоновка низу бурильної колони (КНБК) з двома центраторами, один з яких встановлювався над долотом, другий – над першою об'яженою бурильною трубою. У процесі буріння з пристроєм зміни осьової жорсткості КНБК конструкції ІФНТУНГ останній встановлювався над долотом та центратором. Жорсткість пружного вузла пристрою визначалась кількістю пружин стискання, встановлених паралельно, і під час буріння відповідно складала 2100, 4200 та 8400кН/м.

Під час проведення промислового експерименту до постійних факторів, перерахованих вище, ми відносили також і коефіцієнт демпфування β , який для пружин стиску є незначним (до 0,1 кНс/м).

В таблиці 1 наведено результати буріння восьми свердловин шарошковими долотами в гірській породі представленій алевролітами, коефіцієнт міцності f яких за шкалою Прото-

Таблиця 2 – Результати досліджень за планованим трифакторним експериментом

№ досл.	Частота обертання $n_d, \text{хв}^{-1}$	Осьове статичне навантаження на долото $F_{ст}, \text{кН}$	Жорсткість $C, \text{кН/м}$	Механічна швидкість буріння $V_{MEX}, \text{м/год}$
1	4,5	70	2100	6,3
2	4,5	85	8400	5,94
3	4,5	90	4200	9,35
4	7	70	8400	4,91
5	7	85	4200	9,46
6	7	90	2100	18,02
7	8,2	70	4200	6,7
8	8,2	85	2100	17,08
9	8,2	90	8400	7,1

Таблиця 3 – Результати експерименту з визначення V_{MEX} усереднені за різних значень режимних параметрів

$n_d, \text{хв}^{-1} \backslash F_{ст}, \text{кН}$	4,5	7	8,2	Сума	Середнє
70	6,3	4,91	6,7	17,91	5,97
85	5,94	9,46	17,08	32,48	10,83
90	9,35	18,02	7,1	34,47	11,49
Сума	21,59	32,39	30,88	84,86	
Середнє	7,2	10,80	10,29		

Таблиця 4 – Результати експерименту з визначення V_{MEX} усереднені за різних значень осьового статичного навантаження на вибій та жорсткості КНБК

$F_{ст}, \text{кН} \backslash C, \text{кН/м}$	2100	4200	10000	Сума	Середнє
4,5	6,3	9,35	5,94	21,59	7,2
7	18,02	9,46	4,91	32,39	10,8
8,2	17,08	6,7	7,1	30,88	10,29
Сума	41,4	25,51	17,95	84,86	
Середнє	13,8	8,50	5,98		

Таблиця 5 – Результати експерименту з визначення V_{MEX} усереднені за різних значень частоти обертання долота та жорсткості КНБК

$n_d, \text{хв}^{-1} \backslash C, \text{кН/м}$	2100	4200	8400	Сума	Середнє
70	6,3	6,7	4,91	17,91	5,97
85	17,08	9,46	5,94	32,48	10,83
90	18,02	9,35	7,1	34,47	11,49
Сума	41,4	25,51	17,95	84,86	
Середнє	13,8	8,50	5,98		

дяконова рівний 6. Границя міцності алевролітів на стискання визначається за формулою:

$$\sigma_{CT} = 10 \cdot f = 10 \cdot 6 = 60 \text{ МПа}, \quad (1)$$

а твердість за штампом складає

$$p_{ш} = 16\sigma_{CT} = 16 \cdot 60 = 960 \text{ МПа}. \quad (2)$$

Згідно з класифікацією гірських порід за твердістю по штампу ця порода відноситься до

п'ятої категорії, яка представлена пластично-крихкими породами (алевроліти, ангідрити і т.д.).

Матрицю планованого експерименту із експериментальними значеннями механічної швидкості буріння наведено в таблиці 2.

У таблиці 3 наведено результати експерименту з визначення V_{MEX} , усереднені за режим-

ними параметрами, а в таблицях 4 і 5 – усереднені за одним з режимних параметрів та жорсткістю КНБК.

Підбір частинних емпіричних залежностей між змінними чинниками та механічною швидкістю буріння за експериментальними даними таблиці 2 наведено у таблиці 6.

Згідно з таблицями 4 і 5 найбільш потужним чинником зміни V_{MEX} є жорсткість КНБК. Під час зміни жорсткості з 2100 до 8400 кН/м швидкість зменшилась у 2,31 рази. Ймовірність Р існування емпіричної залежності між швидкістю та жорсткістю за криволінійною регресією більша за 0,9.

Для підсилення впливу інших змінних чинників на швидкість проведено нейтралізацію впливу жорсткості здійснюється двома способами: за методикою Протодяконова [2] та за методикою Яремійчука-Райхерта [5]. За методикою Протодяконова всі експериментальні

дані $V_{MEX.1.i}$ таблиці 2 коригуються (перераховуються) за формулою:

$$V_{MEX.1.i} = V_{MEX.i} + [f(C_{CP}) - f(C_i)], \quad (3)$$

де $f(F_{CT,CP})$ – значення енергоємності, визначене за формулою $V_{MEX} = 1362,288 \cdot C^{-0,6032162}$ та за середнім значенням $C_{CP} = 4900 \text{кН/м}$;

$f(C_{CT,i})$ – значення механічної швидкості, визначені за формулою $V_{MEX} = 1362288 \cdot C^{-0,6032162}$ та за значеннями $C=2100, 4200, \text{ і } 8400 \text{кН/м}$.

За методикою Яремійчука-Райхерта всі експериментальні дані $V_{MEX.1.i}$ таблиці 2 коригуються за формулою:

$$V_{MEX.2.i} = V_{MEX.i} \cdot f(C_{CP}) / f(C_i). \quad (4)$$

Скориговані за методикою Протодяконова та усереднені за режимними параметрами результати експерименту наведені у таблицях 7 і 8, а за методикою Яремійчука-Райхерта – у таблицях 9 і 10.

Таблиця 6 – Результати підбору частинних емпіричних залежностей за експериментальними даними

Змінний чинник	Частинні емпіричні залежності	Емпіричне значення коефіцієнта кореляції	Середнє квадратичне відхилення	Співвідношення $0,1T_{CP} / \sigma_0$
Осьове статичне навантаження	$V_{MEX} = 2,711 \cdot F_{CT}^{0,6647584}$	0,8984 0,7<P<0,8	0,8196	1,15
Частота обертання долота	$V_{MEX} = 3,1176 \cdot 10^{-4} \cdot n_d^{2,2723321}$	0,9156 0,7<P<0,8	0,5378	1,753
Жорсткість КНБК	$V_{MEX} = 1362,288 \cdot C^{-0,6032162}$	0,965 0,9<P<0,95	0,3599	2,620

Таблиця 7 – Скориговані результати експерименту за методикою Протодяконова (Ск.1) та усереднені за різних значень жорсткості КНБК та статичного навантаження на вибій

$F_{CT}, \text{кН}$ \ $C, \text{кН/м}$	2100	4200	8400	Сума	Середнє
4,5	0,9	8,56	8,19	17,65	5,88
7	12,62	8,67	7,16	28,45	9,48
8,2	11,68	5,91	9,35	26,94	8,98
Сума	25,2	23,14	24,7	73,04	
Середнє	8,4	7,71	8,23		

Таблиця 8 – Скориговані результати експерименту за методикою Протодяконова (Ск.1) та усереднені за різних значень жорсткості КНБК та частоти обертання долота

$n_d, \text{ХВ}^{-1}$ \ $C, \text{кН/м}$	2100	4200	8400	Сума	Середнє
70	0,9	5,91	7,16	13,97	4,66
85	11,68	8,67	8,19	28,54	9,51
90	12,62	8,56	9,35	30,53	10,18
Сума	25,2	23,14	24,7	73,04	
Середнє	8,4	7,71	8,23		

Результати підбору частинних степеневих емпіричних залежностей між змінними чинниками та швидкістю за скоригованими даними, одержаними у ході нейтралізації впливу жорсткості за методиками Протодьяконова та Яремійчука-Райхерта, зведені у таблиці 11 і 12.

Згідно з таблицями 3 і 5 другим за ступенем впливу чинником зміни V_{MEX} є частота обертання долота. З підвищенням частоти обертання від 70 до 90 xv^{-1} швидкість збільшилась у 1,92 рази.

В таблиці 13 наведено результати підбору частинних залежностей $V_{MEX} = f(n_{\partial})$, які подано у вигляді степеневі функції за експериментальними та скоригованими даними.

За цією таблицею кращою частинною залежністю $V_{MEX} = f(n_{\partial})$ є залежність, підібрана за скоригованими даними $V_{MEX.CK.2.i}$.

У випадку використання залежності $V_{MEX} = 3,2166 \cdot 10^{-4} \cdot n_{\partial}^{2,292906}$ емпіричне значення

Таблиця 9 – Скориговані результати експерименту за методикою Яремійчука-Райхерта (Ск.2) та усереднені за різних значень жорсткості КНБК та статичного навантаження на вибій

F_{CT}, kH \ C, кН/м	2100	4200	8400	Сума	Середнє
4,5	3,78	8,52	8,23	20,53	6,84
7	10,81	8,62	6,80	26,23	8,74
8,2	10,25	6,10	9,83	26,18	8,73
Сума	24,84	23,24	24,86	72,94	
Середнє	8,28	7,75	8,29		

Таблиця 10 – Скориговані результати експерименту за методикою Яремійчука-Райхерта (Ск.2) та усереднені за різних значень жорсткості КНБК та частоти обертання долота

n_{∂}, xv^{-1} \ C, кН/м	2100	4200	8400	Сума	Середнє
70	3,78	6,10	6,80	16,68	5,56
85	10,25	8,62	8,23	27,1	9,03
90	10,81	8,52	9,83	29,16	9,72
Сума	24,84	23,24	24,86	72,94	
Середнє	8,28	7,75	8,29		

Таблиця 11 – Результати підбору частинних емпіричних залежностей за даними скоригованими за методикою Протодьяконова

Змінний чинник	Частинні емпіричні залежності за скоригованими даними (Ск.1)	Емпіричне значення коефіцієнта кореляції	Середнє квадратичне відхилення	Співвідношення $0,1T_{CP} / \sigma_0$
Осьове статичне навантаження	$V_{MEX} = 1,85 \cdot F_{CT}^{0,7867184}$	0,8996 0,7 < P < 0,8	0,8321	0,975
Частота обертання долота	$V_{MEX} = 3,1673 \cdot 10^{-4} \cdot n_{\partial}^{3,253537}$	0,9865 0,8 < P < 0,9	0,5777	1,41

Таблиця 12 – Результати підбору частинних емпіричних залежностей за даними скоригованими за методикою Яремійчука-Райхерта

Змінний чинник	Частинні емпіричні залежності за скоригованими даними (Ск.2)	Емпіричне значення коефіцієнта кореляції	Середнє квадратичне відхилення	Співвідношення $0,1T_{CP} / \sigma_0$
Осьове статичне навантаження	$V_{MEX} = 3,571 \cdot F_{CT}^{0,4385919}$	0,9467 0,7 < P < 0,8	0,3137	2,583
Частота обертання долота	$V_{MEX} = 3,2166 \cdot 10^{-4} \cdot n_{\partial}^{2,292906}$	0,9913 0,9 < P < 0,95	0,3523	2,6341

Таблиця 13 – Результати підбору частинної залежності $V_{MEX} = f(n_{\partial})$

Вхідні дані	Частинні емпіричні залежності	Емпіричне значення коефіцієнта кореляції	Середнє квадратичне відхилення	Співвідношення $0,1T_{CP} / \sigma_0$
Експериментальні дані	$V_{MEX} = 3,1176 \cdot 10^{-4} \cdot n_{\partial}^{2,2723321}$	0,9156 0,7 < P < 0,8	0,5378	1,753
Скориговані дані (Ск.1) $F \approx \text{const}$	$V_{MEX} = 3,1673 \cdot 10^{-4} \cdot n_{\partial}^{3,253537}$	0,9865 0,8 < P < 0,9	0,5777	1,41
Скориговані дані (Ск.2) $F \approx \text{const}$	$V_{MEX} = 3,2166 \cdot 10^{-4} \cdot n_{\partial}^{2,292906}$	0,9913 0,9 < P < 0,95	0,3523	2,6341

Таблиця 14 – Скориговані результати експерименту за методикою Протодяконова (Ск.3) та усереднені за різних значень режимних параметрів

F_{CT} , кН \ n_{∂} , хв. ⁻¹	4,5	7	8,2	Сума	Середнє
70	6,12	9,14	8,44	23,7	7,9
85	7,57	7,96	9,59	25,12	8,37
90	6,69	8,98	8	23,67	7,89
Сума	20,38	26,08	26,03	72,49	
Середнє	6,79	8,69	8,68		

Таблиця 15 – Скориговані результати експерименту за методикою Яремійчука-Райхерта (Ск.4) та усереднені за різних значень режимних параметрів

F_{CT} , кН \ n_{∂} , хв. ⁻¹	4,5	7	8,2	Сума	Середнє
70	9,05	7,06	9,63	25,74	8,58
85	5,47	8,71	15,73	29,91	9,97
90	7,55	14,56	5,74	27,85	9,28
Сума	22,07	30,33	31,1	83,5	
Середнє	7,36	10,11	10,37		

кореляції та відношення $0,1T_{CP} / \sigma_0$ будуть найбільшими, а середньоквадратичне відхилення – найменшим. Ймовірність існування емпіричної залежності між швидкістю обертання та механічною швидкістю буріння більша за 0,9.

Нейтралізуємо вплив частоти обертання на осьове статичне навантаження. За методикою Протодяконова всі скориговані дані $V_{CK.2.i}$ таблиці 10 перераховуються за формулою:

$$V_{MEX.CK.3.i} = V_{MEX.CK.2.i} + [f(n_{CP}) - f(n_{\partial i})], \quad (5)$$

де $f(n_{CP})$ – значення енергоємності, визначене за формулою $V_{MEX} = 3,2166 \cdot 10^{-4} \cdot n_{\partial}^{2,292906}$ та за середнім значенням $n_{CP} = 82 \text{ хв}^{-1}$;

$f(n_{\partial i})$ – значення енергоємності, визначені за формулою $V_{MEX} = 3,2166 \cdot 10^{-4} \cdot n_{\partial}^{2,292906}$ та за значеннями $n_{\partial} = 70, 85$ і 90 хв^{-1} .

За методикою Яремійчука-Райхерта всі скориговані дані $V_{CK.2.i}$ таблиці 10 перераховуються за формулою:

$$V_{MEX.CK.4.i} = V_{MEX.CK.2.i} \cdot f(n_{CP}) / f(n_{\partial i}). \quad (6)$$

Скориговані за методикою Протодяконова та усереднені за режимними параметрами результати експерименту зведені в таблицю 14, а

за методикою Яремійчука-Райхерта – в таблицю 15.

В таблиці 16 наведено результати підбору частинних залежностей $V_{MEX} = f(F_{CT})$ у вигляді степеневі функції за експериментальними та скоригованими даними.

За цією таблицею кращою частинною залежністю $V_{MEX} = f(F_{CT})$ є залежність, підібрана за скоректованими даними $V_{MEX.CK.4.i}$.

За цієї залежності $V_{MEX} = 3,002 \cdot F_{CT}^{0,6031514}$ емпіричне значення кореляції та відношення $0,1T_{CP} / \sigma_0$ найбільші, а середньоквадратичне відхилення – найменше. Ймовірність існування емпіричної залежності між швидкістю обертання долота та механічною швидкістю буріння більша за 0,95.

Якщо кожна комбінація значень змінних чинників зустрічається тільки один раз, то загальну багатофакторну функцію можна подати у вигляді добутку окремих залежностей від змінних чинників $V_{MEX} = B_{CP} \cdot f(F_{CT}) \cdot f(n_{\partial}) \cdot f(C)$. Частинні залежності між кожним чинником та механічною швидкістю буріння наведено у таблиці 17.

Таблиця 16 – Результати підбору частинної залежності $V_{MEX} = f(F_{CT})$

Вхідні дані	Частинні емпіричні залежності	Емпіричне значення коефіцієнта кореляції	Середнє квадратичне відхилення	Співвідношення $0,1I_{CP} / \sigma_0$
Експериментальні дані	$V_{MEX} = 2,711 \cdot F_{CT}^{0,6647584}$	0,8984 0,7 < P < 0,8	0,8196	1,15
Скориговані дані (Ск.1) $C \approx \text{const}$	$V_{MEX} = 1,85 \cdot F_{CT}^{0,7867184}$	0,8996 0,7 < P < 0,8	0,8321	0,975
Скориговані дані (Ск.2) $C \approx \text{const}$	$V_{MEX} = 3,571 \cdot F_{CT}^{0,4385919}$	0,9467 0,7 < P < 0,8	0,3137	2,583
Скориговані дані (Ск.2) $C \approx \text{const}$, (Ск.3) $n \approx \text{const}$	$V_{MEX} = 3,516 \cdot F_{CT}^{0,444588}$	0,9496 0,7 < P < 0,8	0,6323	2,633
Скориговані дані (Ск.2) $C \approx \text{const}$, (Ск.4) $n \approx \text{const}$	$V_{MEX} = 3,002 \cdot F_{CT}^{0,6031514}$	0,9971 0,95 < P < 0,98	0,3061	3,0317

Таблиця 17 – Частинні залежності $V_{MEX} = f(F_{CT})$, $V_{MEX} = f(n_d)$, $V_{MEX} = f(C)$

F_{CT} , кН	4,5	7	8,2
Скориговані значення V_{MEX}	7,36	10,11	10,37
$V_{MEX} = 3,002 \cdot F_{CT}^{0,6031514}$	7,44	9,71	10,68
$F_{CT}^{0,6031514}$	2,4773	3,2339	3,5577
n_d, XB^{-1}	70	85	90
Скориговані значення V_{MEX}	5,56	9,03	9,72
$V_{MEX} = 3,2166 \cdot 10^{-4} \cdot n_d^{2,292906}$	5,47	8,54	9,73
$n_d^{2,292906}$	17007,334	26544,611	30261,754
C , кН/м	2100	2400	8400
Експериментальні значення V_{MEX}	13,8	8,5	5,98
$V_{MEX} = 1362,288 \cdot C^{-0,6032162}$	13,50	8,89	5,85
$C^{-0,6032162}$	$9,9079 \cdot 10^{-3}$	$6,5222 \cdot 10^{-3}$	$4,2935 \cdot 10^{-3}$

Таблиця 18 - Значення коефіцієнта В для усіх дослідів планованого експерименту

№ експ.	1	2	3	4	5
В	$1,50919 \cdot 10^{-3}$	$2,10308 \cdot 10^{-3}$	$1,91225 \cdot 10^{-3}$	$2,07925 \cdot 10^{-3}$	$1,5890 \cdot 10^{-3}$
№ експ.	6	7	8	9	
В	$1,85846 \cdot 10^{-3}$	$1,69776 \cdot 10^{-3}$	$1,82472 \cdot 10^{-3}$	$1,53597 \cdot 10^{-3}$	

В таблиці 18 подано значення коефіцієнта В, визначені за формулою:

$$B_i = \frac{V_{MEX,i}}{f(F_i) \cdot f(n_{di}) \cdot f(C_i)}, \quad (7)$$

де $V_{MEX,i}$ – значення швидкості за даними таблиці 1, яка відповідає і-тому досліді;

$f(F_{CT,i}) \cdot f(n_{di}) \cdot f(C_i)$ – добуток частинних емпіричних залежностей змінних чинників, величини яких відповідають умовам і-того досліді таблиці 19.

За даними таблиці 18 середнє значення ко-

ефіцієнта В – $1,79 \cdot 10^{-2}$. В таблиці 19 наведено значення механічної швидкості буріння, визначені за рівнянням багатofакторної математичної моделі (8) та величини відносної похибки (ВП) між цими значеннями і експериментальними даними дослідів:

$$V_{MEX} = B_{CP} \cdot f(F_{CT}) \cdot f(n_d) \cdot f(C) = 1,79 \cdot 10^{-2} \cdot F_{CT}^{0,6031514} \cdot n_d^{2,292906} \cdot C^{-0,6032162}, \quad (8)$$

$$ВП = \frac{V_{MEX,EKC} - V_{MM}}{V_{MEX,EKC}} \cdot 100.$$

Таблиця 19 – Результати досліджень за планованим трифакторним експериментом та рівнянням багатфакторної математичної моделі

№ досл.	F _{СТ} , кН	n _д , хв ⁻¹	C, кН/м	V, м/год	V _{МЕХ} , м/год за рівнянням (8)	ВП, %
1	4,5	70	2100	6,3	7,47	-18,6
2	4,5	85	8400	5,94	5,06	14,8
3	4,5	90	4200	9,35	8,75	6,4
4	7	70	8400	4,91	4,23	13,8
5	7	85	4200	9,46	10,02	-5,9
6	7	90	2100	18,02	17,36	3,7
7	8,2	70	4200	6,7	7,06	5,4
8	8,2	85	2100	17,08	16,75	1,9
9	8,2	90	8400	7,1	8,27	-16,5

Середнє значення відносної похибки між експериментальними даними та значеннями швидкості, обчисленими за рівнянням багатфакторної математичної моделі, склало 9,7%.

Висновки

1. Методом раціонального планування експерименту встановлено багатфакторну математичну модель між механічною швидкістю буріння та осьовим статичним навантаженням на вибій, частотою обертання долота і жорсткістю компоновки бурильної колони, яка має вигляд:

$$V_{МЕХ} = B_{CP} \cdot f(F_{СТ}) \cdot f(n_{д}) \cdot f(C) = 1,79 \cdot 10^{-2} \cdot F_{СТ}^{0,6031514} \cdot n_{д}^{2,292906} \cdot C^{-0,6032162}$$

Максимальне значення відносної похибки при використанні математичної моделі складає 16,5%, а її середнє значення – 9,7%.

2. Частинні залежності $V_{МЕХ} = f(F_{СТ})$, $V_{МЕХ} = f(n_{д})$, $V_{МЕХ} = f(C)$ одержані методом планованого експерименту, апроксимуються емпіричними степеневими залежностями з ймовірністю для $F_{СТ}$ більшою за 0,95, а для $n_{д}$ і C з ймовірністю більшою за 0,9.

Література

1 Алликвандер Э. Современное глубокое бурение [Текст] / Э. Алликвандер. – М.: Недра, 1969. – 232 с.
 2 Протодьяконов М.М. Методика рационального планирования эксперимента [Текст] / М.М. Протодьяконов. – М., 1970. – 76 с.
 3 Беликов В.Г. Рациональная отработка и износостойкость шарошечных долот [Текст] / В.Г. Беликов, С.А.Посташ. – М.: Недра, 1972. – 149 с.
 4 Потапов Ю.Ф. Разрушение горных пород трехшарошечными долотами малого диаметра [Текст] / Ю.Ф.Потапов, В.В. Симонов. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 86 с.
 5 Яремийчук Р.С. Бурение стволов большого диаметра [Текст] / Р.С.Яремийчук, Л.А.Райхерт. – М.: Недра, 1966. – 174 с.

6 Буровой стенд для дослідження процесу руйнування гірських порід і динаміки бурильного інструменту [Текст] / Б.Д.Борисевич, В.М.Мойсишин, Р.Б.Щербій [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 3(32). – С. 23-29.

7 Щербій Р.Б. Кореляційні емпіричні залежності між статичною складовою навантаження на долото та механічною швидкістю буріння за різних значень жорсткості компоновки стенового інструменту [Текст] / Р.Б.Щербій, В.М.Мойсишин, Б.Д.Борисевич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 4(37). – С.47-54.

8 Щербій Р.Б. Встановлення кореляційних емпіричних залежностей між коефіцієнтом демпфування бурильного інструменту та механічною швидкістю буріння нафтових та газових свердловин [Текст] / Р.Б.Щербій, В.М.Мойсишин, О.М.Лисканич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №4(37). – С.47-54.

9 Кожушок О.Д. Эффективность использования бурового оборудования при сооружении дегазационных скважин [Текст] / О.Д.Кожушок, С.А.Зинченко, В.Л. Шевелев, М.Г.Черман // Уголь Украины. – 2013. – № 6. – С.13-17.

Стаття надійшла до редакційної колегії 03.09.13

Рекомендована до друку професором Коцкуличем Я.С. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором Харченком Є.В. (Національний університет «Львівська політехніка», м. Львів)

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ПРИПЛИВУ НАФТИ ДО СВЕРДЛОВИНИ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ СИСТЕМ

Р.М. Кондрат, Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua*

Оброблення привибійної зони пласта в нафтових, газових та водозабірних свердловинах розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР) проводять для відновлення початкової проникності продуктивних пластів шляхом видалення забруднюючих речовин.

Удосконалення технологій застосування поверхнево-активних систем з метою інтенсифікації припливу нафти до свердловини є актуальним завданням сьогодення.

Виконано дослідження впливу магнітного поля на нафтовитіснювальні (нафтовідмивальні) властивості розчинів різних ПАР та мікроемulsійних систем. За результатами досліджень збільшення коефіцієнта нафтовитіснення під впливом магнітного поля спостерігається для складних систем мікроемulsійного типу (мирол, пінол), а на молекулярний розчин (савенол, сульфанол, жиринокс і нафтазол) магнітне поле практично не впливає.

За результатами експериментальних досліджень оброблення привибійних зон свердловин мікроемulsійними розчинами в умовах, максимально наближених до пластових, найбільш ефективними та економічно обгрунтованими для очищення від забруднень в ПЗП є мікроемulsія 0,5% конденсатного розчину жириноксу із об'ємним співвідношенням 0,1:0,9 і 1% водного розчину пінолу. Коефіцієнт відновлення проникності після запомповування одного порового об'єму закольматованої зони моделі пласта становив 0,538, а після запомповування двох об'ємів - 0,803.

Ключові слова: видобуток, коефіцієнт вилучення нафти, інтенсифікація, мікроемulsія, свердловина.

Обработка призабойной зоны пласта в нефтяных, газовых и водозаборных скважинах растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) проводят для восстановления исходной проницаемости продуктивных пластов путем удаления загрязняющих веществ.

Совершенствование технологий применения поверхностно-активных систем с целью интенсификации притока нефти к скважине является актуальной задачей сегодняшнего дня.

Выполнены исследования влияния магнитного поля на нефтеотмывающие (нефтеотмывающие) свойства растворов различных ПАВ и микроэмульсионных систем. По результатам исследований увеличение коэффициента нафтовитиснения под воздействием магнитного поля наблюдается для сложных систем микроэмульсионного типа (мирол, пинол), а на молекулярный раствор (савенол, сульфанол, жиринокс и нафтазол) магнитное поле практически не влияет.

По результатам экспериментальных исследований обработкой призабойных зон скважин микроэмульсионными растворами в условиях, максимально приближенных к пластовым, наиболее эффективными и экономически обоснованными для очистки от загрязнений в ПЗУ является микроэмульсия 0,5% конденсатного раствора жириноксу с объемным соотношением 0,1:0,9 и 1% водного раствора пинола. Коэффициент восстановления проницаемости после закачке одного порового объема закольматованной зоны модели пласта составил 0,538, а после закачке двух объемов - 0,803.

Ключевые слова: добыча, коэффициент извлечения нефти, интенсификация, микроэмульсия, скважина

Bottom hole treatment of oil, gas, and water wells with the help of surfactant solutions (SAS) is conducted to recover initial pay zone permeability by removing pollutions.

Improving of surfactant system application technology in order to intensify oil inflow is an urgent task today.

Study of the magnetic field influence onto the oil recovery properties of solutions of various surfactants and microemulsion systems has been done. According to the study the oil recovery rate increase under the magnetic field influence is observed for complex microemulsion type systems (myrol, pinole), and the molecular solution (savenol, sulfanol, zhyrynoks and naphthosol) is hardly influenced by the magnetic field.

The experimental study results of the bottom hole zones treatment with the help of microemulsion solutions under the conditions close to the reservoir conditions, have shown that the most effective and economically feasible for the bottom hole zone decontamination is the microemulsion of 0.5% condensate zhyrynoks solution with the volumetric ratio of 0.1:0.9 and 1% water solution of pinol. The permeability recovery factor after injection of one pore volume of a reservoir model contaminated area is 0.538 and after injection of two volumes it is 0.803.

Keywords: mining, oil recovery factor, intensification, microemulsion, well

Привибійна зона свердловин забруднюється в процесі буріння, освоєння та експлуатації. Погіршення стану привибійної зони свердловин під час буріння та освоєння зумовлено твердою фазою і фільтратом промивальної рідини, у видобувних свердловинах – випаданням солей з пластової води парафіну і асфальтеносмолопарафінових речовин (АСПР) з нафти, у нагніта-

льних свердловинах – механічними домішками, продуктами корозії і т. п.

Оброблення привибійної зони пласта в нафтових, газових та водозабірних свердловинах розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР) проводять для відновлення початкової проникності продуктивних пластів шляхом видалення забруднюючих речовин.

Таблиця 1 – Результати дослідження впливу магнітного поля на нафтовитіснювальну здатність водних розчинів ПАР

Тип ПАР		Коефіцієнт витіснення, %			
		водою	приріст розчином ПАР	кінцевий	від залишкової нафти
5% савенол	-	43,5	31,3	74,8	55,4
	омагнічений	50,6	28,9	79,5	55,6
5% сульфенол	-	49,0	14,7	63,7	28,8
	омагнічений	52,3	13,8	66,1	29,0
5% мирол -1	-	59,0	16,7	75,7	40,7
	омагнічений	64,2	16,4	80,6	45,8
	омагнічений (через 1 добу)	62,9	14,8	77,7	42,5
	омагнічений (через 2 доби)	54,0	17,8	71,8	41,2
5% пінол	-	57,9	12,5	70,4	29,8
	омагнічений	51,3	20,2	71,5	41,5
	омагнічений (через 1 добу)	59,6	14,9	74,5	36,8
	омагнічений (через 2 доби)	56,4	13,7	70,1	31,8
5% жиринокс	-	60,7	18,4	79,1	46,8
	омагнічений	61,5	19,3	80,8	47,1
5% нафтазол (співвідношення компонентів 0,5:0,5)	-	57,5	25,8	83,3	62,9
	омагнічений	61,1	19,5	80,6	62,7

Удосконалення технологій застосування поверхнево-активних систем з метою інтенсифікації припливу нафти до свердловини є актуальним завданням сьогодення.

Проводились дослідження впливу магнітного поля на функціональні властивості різних типів ПАР та мікроемulsійних систем. Вплив магнітного поля вивчали за такими важливими показниками, як поверхнева активність (міжфазний натяг) водних розчинів ПАР на межі з вуглеводнем (гасом) та нафтовитіснювальна здатність шляхом порівняння їх величин для розчинів до і після оброблення магнітним полем. Міжфазний натяг водних розчинів ПАР на границі з очищеним гасом вивчали методом обертової краплі на приладі ВМН-1 виробництва ІФНТУНГ [1]. Дослідження нафтовитіснювальної (нафтовідмивальної) здатності розчинів ПАР до і після оброблення магнітним полем виконувалися за експрес-методикою [2].

За результатами досліджень встановлено, що вплив магнітного поля на розчини ПАР призводить до зниження міжфазного натягу (збільшення поверхневої активності). Крім того, встановлено, що з часом поверхнева активність омагнічених розчинів ПАР знижується, і впродовж 2-3 діб приймає попереднє значення.

Дослідження нафтовитіснювальної здатності здійснювалися для умов Долинського нафтового родовища (пластова вода, нафта і пластова температура становили 70 °С). Результати досліджень наведено в табл. 1.

З табл. 1 видно, що магнітне оброблення розчинів савенолу, жириноксу, нафтазолу та

сульфанолу не впливає на їх нафтовитіснювальну здатність, в той же час оброблення розчинів пінолу і миролу покращує її. Так, 5 % розчин миролу до омагнічення витісняє 40,7 % залишкової нафти, а після омагнічення - 45,8 %; 5 % розчин пінолу витісняє до омагнічення 29,8 % залишкової нафти, а після омагнічення - 41,5 %. В результаті досліджень встановлено, що вплив магнітного поля відбувається тільки на мирол і пінол, які є складними системами мікроемulsійного типу (в нафтовій справі відомі як міцелярні розчини). Для магнітного поля на савенол, сульфенол, жиринокс і нафтазол не призводить до збільшення нафтовитіснювальної здатності їх розчинів. Це явище пояснюється тим, що ці розчини є молекулярними.

Мирол і пінол є мікроемulsійні розчини, отримані хімічним способом і тут є обмеження щодо виготовлення необхідної кількості потрібного продукту. Тому для отримання потрібної кількості мікроемulsійних розчинів будемо використовувати механічний метод, а саме гідродинамічний випромінювач звукових коливань. Для отримання мікроемulsійного розчину використовуємо газоконденсат.

Шляхом пропомпування через магнітне поле напруженістю $(8-100) \cdot 10^4$ А/м розчину ПАР досліджувався вплив його на функціональні властивості як поверхнево-активних речовин, так і приготування на їх основі мікроемulsійних систем. Для отримання мікроемulsійних систем водний розчин ПАР і рідкий вуглеводень (наприклад, газоконденсат) одночасно подавали із швидкістю 1,0-1,2 м/с на спеціаль-

но виготовлений гідродинамічний випромінювач звукових коливань, в якому при частоті 650-720 Гц формувалися міцели розміром 3-9 мкм.

Мікроемульсії, створені на основі 1 % пінолу з вмістом конденсату 2-6 % об., витісняли до 50 % залишкової нафти, але через 1 добу ця мікроемульсія розшарувалася. При цьому нафтовитіснявальна здатність знизилася до 29,3 %. Нафтовитіснявальна здатність 1,0 % розчину пінолу становила лише 25% від залишкової нафти.

Мікроемульсія, яка містила в собі всього 0,45 % жириноксу за нафтовитіснявальною здатністю не поступається 5 % розчину миролу, і при вмісті ПАР на порядок менший, буде економічно виправданою. Крім того встановлено, що вплив магнітного поля на мікроемульсію підвищує її нафтовитіснявальну здатність. Такі мікроемульсії є більш стабільними (не розшаровуються), що теж сприяє покращенню її нафтовитіснявальної здатності в цілому.

З метою вивчення особливості діяння розчинів ПАР на закономірності очищення від забруднення привибійної зони здійснено серію експериментальних досліджень. Дослідження виконувались на моделі пласта, яка складалася з окремих кернів загальною довжиною близько 15 см. У всіх експериментах на виході з моделі пласта розміщувався керн довжиною 5 см. Модель підготовлялася до дослідів за стандартного методикою у відповідності до ОСТ-39-19 5-86 [3] при кімнатній температурі. Витрата витіснявального агента становила 1 см³ за 10-15 хв, так щоб тиск на манометрі був значно більший від ціни поділки манометра. При найбільшій проникності моделі тиск становив не менше 0,5 МПа.

Дослідження здійснювались в наступній послідовності.

1. В "прямому" напрямку вимірювалася проникність моделі для нафти.

2. Зі сторони виходу з моделі пласта виймався п'ятисантиметровий керн, і окремо через нього пропомповувалася стійка водонафтова емульсія, що містила в собі до 30 % води, до зниження проникності в 10 разів.

3. Закольматований таким чином керн розміщувався на попереднє місце (таким чином моделюється забруднення привибійної зони свердловини).

4. Запомповувалася нафта через модель пласта до стабілізації фільтрації (стабілізації показів манометра за постійної витрати нафти. Незмінність показів манометра вважалася досягнутою при 5-6 відліках, які брали через 1 см³).

5. Вимірювалася проникність моделі пласта.

6. Зі зворотної сторони (з виходу) моделі запомповувався розчин ПАР в кількості одного або двох порових об'ємів закольматованого взірця (об'єм запомповуваних ПАР має бути не більше двох порових об'ємів, тому що продукти реакції не повинні виходити з порового простору. Для запомповування більших об'ємів потрібно було би збільшити розміри моделі).

При запомповуванні реагента на виході з моделі, то установка на вході відпомповувала нафту назад.

7. Витримувався реагент в поровому просторі 16 годин для реагування.

8. В прямому напрямку запомповувалася нафта до стабільної фільтрації і вимірялася проникність для нафти.

Була здійснена серія експериментів з дослідження зміни проникності пласта до та після кольматації водонафтовими емульсіями. Із реагентів використовували 0,5% і 5% водні розчини жириноксу, газоконденсат, 5% газоконденсатний розчин жириноксу, 5% міцелярний розчин, мікроемульсійного розчину до складу якого входять 0,5% жириноксу на газоконденсаті і 1% водний розчин пінолу. Результати експериментів наведено в табл. 2.

Водний розчин жириноксу із масовою концентрацією 0,5% засвідчив практично від'ємний результат. При запомповуванні одного об'єму розчину від об'єму закольматованої зони коефіцієнт відновлення проникності становив 0,034 (коефіцієнт відновлення проникності – це відношення зміни проникності після відмивання до проникності закольматованого зразка, а при запомповуванні двох об'ємів 0,5% водного розчину жириноксу результат також був від'ємним).

При запомповуванні одного об'єму 5% водного розчину жириноксу від об'єму закольматованої зони коефіцієнт відновлення проникності становив 0,147, при відмиванні газоконденсатом - 0,281, а при відмиванні 5% газоконденсатним розчином жириноксу - 0,858, при відмиванні 5% міцелярним розчином при одному об'ємі запомповування 0,622, а при двох об'ємах - 0,938.

Проводились дослідження із запомповування мікроемульсії (0,5% жириноксу на газоконденсаті і 1% водного розчину пінолу) в кількості одного об'єму від об'єму закольматованої зони моделі пласта. Коефіцієнт відновлення проникності становив 0,538, а при двох об'ємах запомповування - 0,803.

З наведеного вище видно, що найбільш ефективними для руйнування забруднень в ПЗП будуть 5,0 % вуглеводневі розчини жириноксу і 5,0 % міцелярні розчини. Проте такі оброблення будуть дуже дорогими, особливо перші. Застосування мікроемульсії дозволяє значно здешевити оброблення ПЗП за рахунок зменшення витрат на придбання ПАР, а збільшення об'єму запомпованої мікроемульсії у 2-3 рази (це досягається за рахунок використання менших концентрацій ПАР) дає змогу значно підвищити ефективність оброблень ПЗП загалом.

Наочно це відображено на рис. 1 і 2, на яких зображені результати експериментів з використанням мікроемульсії для відновлення проникності ПЗП після кольматації.

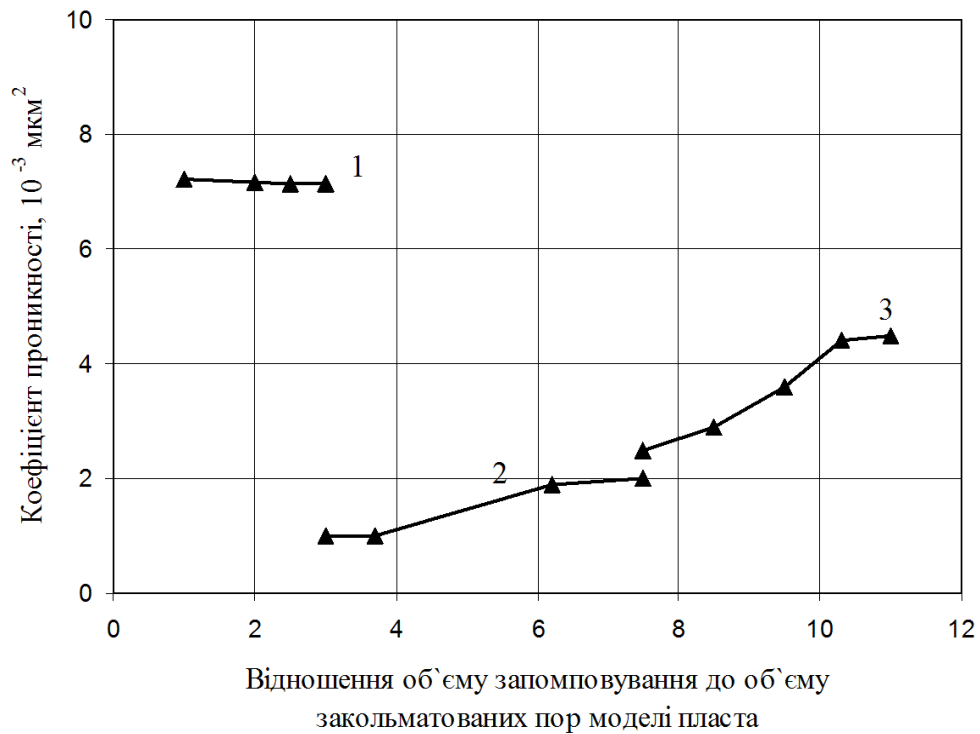
Таблиця 2 – Результати лабораторних досліджень відновлення після кольматації вуглеводними емульсіями проникності частини моделі пласта, що моделює забруднену зону свердловини

№ моделі	Розміри зразка, см		Об'єм зразка, см ³	Пористість, %	Об'єм пор, см ³	Залишкова водонасиченість, %	Об'єм нафтонасичених пор, см ³	Проникність моделі пласта для нафти, 10 ⁻³ мкм ²		Відмивання за кольматованої зони	Проникність моделі пласта для нафти, 10 ⁻³ мкм ²	Коефіцієнт відновлення проникності
	Довжина	Діаметр						до кольматації	після кольматації			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14
1	9,8	2,78	55,09	18,0	9,92	27,0	7,24	8,0	2,1	Водний розчин жириноксу (0,5)	1,0	2,2
	5,0*	2,8	30,08	17,5	2,38	29	3,82					
2	10,1	2,75	59,96	20,1	12,05	31	8,31	7,7	2,1	Водний розчин жириноксу (5,0)	2,0	1,8
	4,8*	2,71	27,67	19,8	5,45	29,5	3,83					
3	5,7	2,73	33,34	19,1	6,37	32,0	7,79	7,3	2,2	Газоконденсат	1	2,95
	4,3	2,76	35,71	19,8	5,09	27,9	4,14					
	Разом		59,05	19,4	11,46							
	5,0*	2,8	30,77	18,7	5,75							
4	7,9	2,75	41,9	21,0	9,85	33,0	8,31	7,5	1,7	Газоконденсат	1	5,9
	2,2	2,77	13,25	19,3	2,56	29,7	4,18					
	Разом		66,15	20,6	12,41							
	5,1*	2,79	31,16	19,1	5,95							
5	9,7	2,73	56,75	17,9	10,16	27,8	7,34	7,9	1,95	Газоконденсатний розчин жириноксу (5,0)	1	6,2
	5,0*	2,75	29,68	19,1	5,67	31,0	3,91					
6	10,2	2,77	61,44	17,8	10,94	33,0	7,33	7,6	2,04	Міцелярний розчин (5,0)	1	5,5
	4,9*	2,76	29,3	18,3	5,36	31,2	3,69					
7	10,0	2,75	59,36	17,5	10,39	30,0	7,27	7,75	2,1	Мікроемульсія (0,5 жириноксу і 1,0 пінолу)	1	4,8
	4,8*	2,8	29,54	18,1	5,35	31,0	3,69					
8	9,8	2,76	57,75	17,4	10,24	27,9	7,22	7,2	2,0	Мікроемульсія (0,5 жириноксу і 1,0 пінолу)	1	0,538
	5,0*	2,75	29,68	19,1	5,67	31,1	3,93					

Продовження таблиці 2

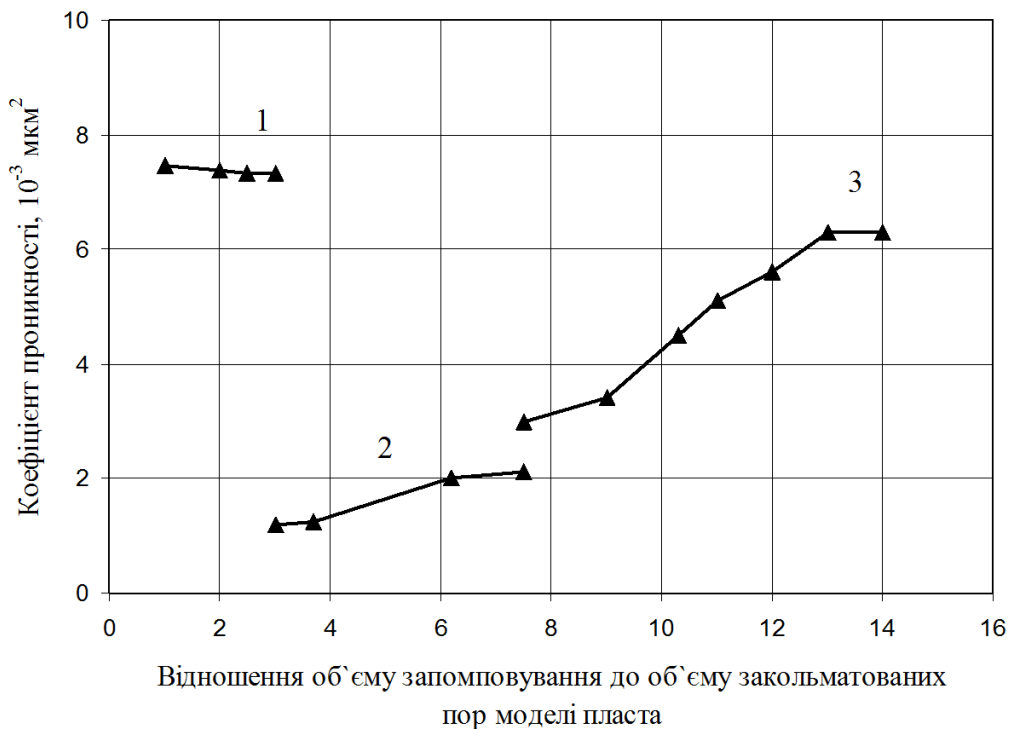
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
9	5,2	2,77	31,32	17,7	5,54	32,0	7,45	7,33	2,11		2	6,3	0,803
	4,9	2,75	29,9	18,1	5,41								
	Разом		61,22	17,9	10,95	29,5	4,08						
	4,9*	2,8	30,02	19,2	5,79								

Примітка: * закольматований керн, який розміщується на виході з моделі.



1 – коефіцієнт проникності до кольматації; 2 – коефіцієнт проникності після кольматації;
3 – коефіцієнт проникності після відмивання

Рисунок 1 – Відновлення проникності моделі пласта при відмиванні закольматованої зони пласта одним об'ємом мікроемulsії від об'єму пор закольматованої зони



1 – коефіцієнт проникності до кольматації; – коефіцієнт проникності після кольматації;
3 – коефіцієнт проникності після відмивання

Рисунок 2 – Відновлення проникності моделі пласта при відмиванні закольматованої зони пласта двома об'ємами мікроемulsії від об'єму пор закольматованої зони

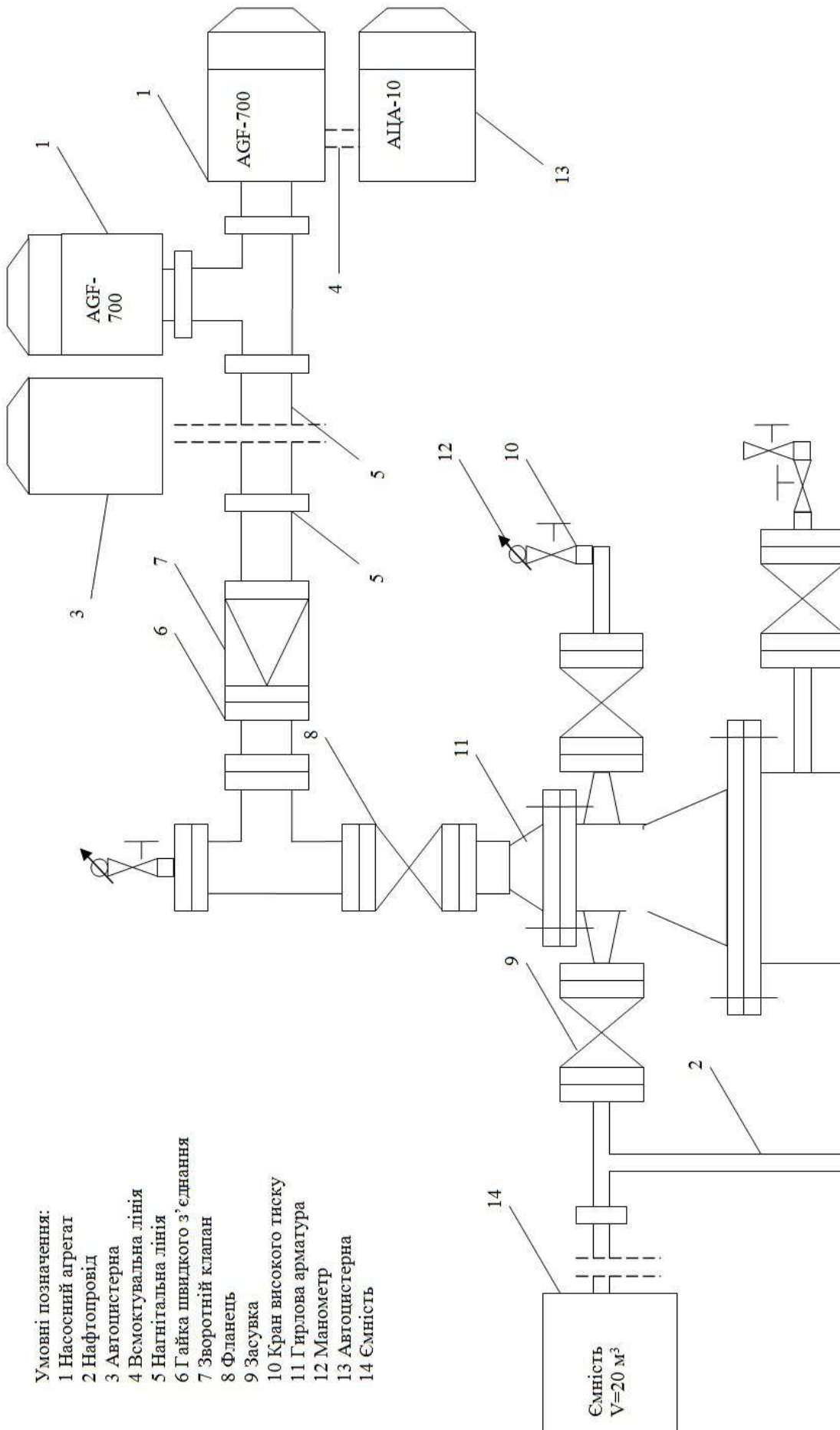
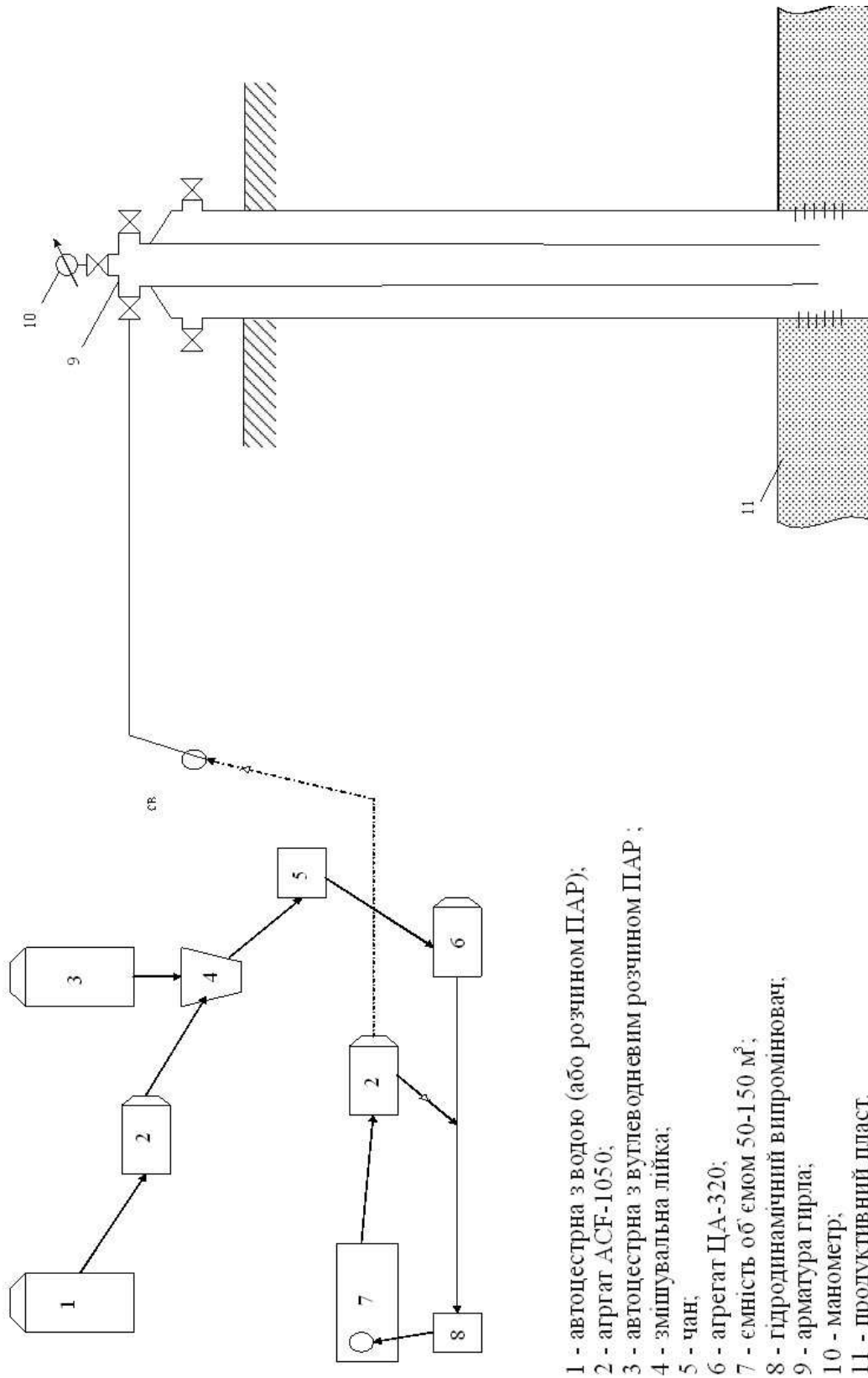


Рисунок 3 – Схема обв'язки гирла свердловини при проведенні оброблення ІЗП мікроємльсіями



- 1 - автоцефтра з водою (або розчином ПАР);
 2 - агрегат АСФ-1050;
 3 - автоцефтра з вуглеводневим розчином ПАР;
 4 - змішувальна лійка;
 5 - чан;
 6 - агрегат ЦА-320;
 7 - ємність об'ємом 50-150 м³;
 8 - гідродинамічний випромінювач;
 9 - арматура гірла;
 10 - манометр;
 11 - продуктивний пласт.

Рисунок 4 – Схема приготування і заповнювання мікроемульсії у свердловину

Із рис. 1 видно, що проникність моделі пласта до кольматації становила $(7,2-7) \cdot 10^{-3}$ мкм², після кольматації порового простору проникність знизилась до $(1-2) \cdot 10^{-3}$ мкм², а після відмивання мікроемulsionією проникність відновилась до $4,8 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На рис. 2 наведено результати експерименту для запопповування мікроемulsionі в розмірі двох об'ємів розчину від об'єму закольматованих пор пласта. Проникність моделі пласта до кольматації становила $(7,45-7,33) \cdot 10^{-3}$ мкм², після кольматації порового простору проникність знизилась до $(1,25-2,11) \cdot 10^{-3}$ мкм², а після відмивання мікроемulsionією проникність відновилась до $6,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Таким чином, найбільш ефективними та економічно обґрунтованими для руйнування забруднень в ПЗП будуть мікроемulsionі з 0,5% конденсатного розчину жириноксу і 1% водного розчину пінолу. Коефіцієнт відновлення проникності при запопповуванні одного порового об'єму закольматованої зони моделі пласта становить 0,538, а при запопповуванні двох об'ємів - 0,803.

Для реалізації технології розроблено комплект робочих креслень та виготовлено дослідно-промисловий взірець пристрою для приготування мікроемulsionі – гідродинамічний випромінювач.

Приготування мікроемulsionі здійснюється як на спеціалізованій базі приготування розчинів, так і безпосередньо на свердловині. Типова технологічна схема об'язки і розташування техніки під час оброблення привибійної зони пласта зображена на рисунках 3, 4.

Приготування мікроемulsionі безпосередньо на свердловині здійснюється за наступною схемою:

- спочатку у вуглеводневій рідині (конденсат, гас, дизпаливо, легка нафта тощо) об'ємом, який необхідний для отримання робочого розчину мікроемulsionі з його від 7,0 % до 10,0 % об'ємом розчиняється жиринокс у загальній кількості 5 % від об'єму вуглеводню;

- приготовлений таким чином ~ 5,0 % вуглеводневий розчин ПАР з автоцистерни 3 подається в змішувальну лійку 4 з витратою ~ 30,0 дм³/хв;

- паралельно агрегатом АСФ-1050 подається на змішувальну лійку 4 з витратою ~300,0 дм³/хв прісна вода (або від 1,0 % до 1,5 % розчин неіоногенного ПАР);

- із змішувальної лійки суміш поступає в чанок 5, звідти агрегатом ЦА-320 з витратою ~ 330,0 дм³/хв вона подається на гідродинамічний випромінювач 8 при тиску більше 0,05 МПа з наступним запопповуванням її в ємність 7. Для досягнення однорідності мікроемulsionі агрегатом ЦА-320 пропомповується утворена мікроемulsionія «сама на себе» в ємність 7;

- після приготування міцелярної мікроемulsionі відбирається проба для лабораторних випробувань з ємності 7. Встановлено, що ця мікроемulsionія впродовж 1-2 діб була стабільною;

- на наступну добу після приготування мікроемulsionія випробовується в лабораторних умовах на нафтовитіснювальну здатність, результати яких наведено в табл. 3. Дослідження здійснювались за експрес-методом;

- з ємності 7 мікроемulsionія запопповується в продуктивний пласт і свердловина закривається від 24 до 36 годин для взаємодії, після чого свердловина запускається в роботу.

Як приклад приготування міцелярної мікроемulsionі наводимо її склад під час здійснення оброблення ПЗП у свердловині 222 Долинського нафтового родовища. Для приготування мікроемulsionі: у 2,85 м³ конденсату Танявського родовища розчинено 0,15 м³ жириноксу, і приготовлений таким чином: 5,0 % вуглеводневий розчин ПАР змішувався з 27,0 м³ прісної води, яка пропомповувалась через гідродинамічний випромінювач звукових коливань.

Мікроемulsionія має наступний склад:

- 0,51 % вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу);

- 7,3 % вуглеводневої рідини (конденсату);

- решта – вода.

Оброблення ПЗП таким складом здійснювались у 2002-2004 рр, а з 2005 р до прісної води додавали АПАР (спочатку пінол, а пізніше нафтові сульфонати – мирол, КНС). Ці мікроемulsionі мали наступний склад:

- 0,5-1,5 % вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу);

- 4,5-10 % вуглеводневої рідини (конденсату);

- 0,3-1,5 % водорозчинного АПАР (пінолу, миролу, КНС);

- решта – вода.

До 2006 р об'єм мікроемulsionі під час оброблення ПЗП становив 30-50 м³, а з 2007 р його збільшили у 3 рази (100-150 м³), при незмінній загальній концентрації ПАР. Така мікроемulsionія мала наступний склад:

- 0,2-0,3 % вуглеводнерозчинного НПАР (жириноксу);

- 4,5 % вуглеводневої рідини (конденсату);

- 0,1 % водорозчинного АПАР (миролу, КНС);

- решта – вода.

Об'єм мікроемulsionі збільшили через те, що при незмінній концентрації ПАР досягається глибше оброблення привибійної зони пласта і при цьому не погіршується ефект після оброблення привибійної зони.

Дослідно-промислові випробування запропонованої технології з використанням мікроемulsionі, що одержана на основі конденсату, для інтенсифікації припливу нафти до свердловин на завершальній стадії розробки родовищ здійснено на 54 свердловинах родовищ НГВУ “Долина нафтогаз”.

Ефективність застосування технології з використанням мікроемulsionі, що одержана на основі конденсату, за роками і для різних родовищ наведено в табл. 4 і 5.

З наведеного видно, що середній дебіт свердловин по роках після оброблень збільшується у 2-8 разів і в середньому за час впровадження

Таблиця 3 – Результати визначення нафтовитіснювальних властивостей мікроемульсій, що одержані на основі вуглеводнів у процесі дослідно-промислових випробувань

Склад мікроемульсії (масова частка, %)		Коефіцієнт витіснення нафти, %			
Водна фаза	Вуглеводнева фаза	водою	розчи- ном емуль- сії	кінце- вий	від залиш- кової нафти
вода	Танявський конденсат (5%) +жиринокс (0,5%)	58,8	9,6	66,6	23,1
1,5% розчин нафтового сульфонату	Танявський конденсат (5%) +жиринокс (0,5%)	70,5	10,5	81,0	35,5

Таблиця 4 – Ефективність застосування технології оброблення ПЗП з використанням мікроемульсії, що одержана на основі газоконденсату

Рік впровадження	Кількість оброблень, свердловино- операцій	Середня три- валість ефекту на одне обро- блення, діб	Збільшення дебіту нафти після оброб- лень, разів	Додатковий видобуток нафти на одне оброб- лення	
				нафти, т	газу, ³ тис.м ³
2004	4	100,7	2,35	118,38	24,88
2005	3	177,6	8,15	1970,31	566,75
2006	10	145,3	2,35	358,06	200,39
2007	11	231,8	4,58	965,40	223,68
2008	15	173,3	3,23	640,63	243,60
2009	11	160,8	3,76	313,19*	91,63*
В середньому за 2004-2009 рр.	54	164,9	4,07	630,55	202,32
Примітка.	* Додатковий видобуток нафти буде більший за рахунок видобутку в наступні роки				

Таблиця 5 – Ефективність застосування технології оброблення ПЗП з використанням мікроемульсії, що одержана на основі газоконденсату для різних родовищ

Родовище	Кількість оброблень, свердловино- операцій	Середня три- валість ефекту на одне обро- блення, діб	Збільшення дебіту нафти після оброб- лень, разів	Додатковий видобуток нафти на одне оброб- лення	
				нафти, т	газу, ³ тис.м ³
Долинське	30	241,85	3,182	567,16	170,96
Північно- Долинське	8	555,95	3,68	1516,81	486,93
Спаське	7	486,48	3,426	409,00	176,26
Струтинське	9	117,489	2,410	226,37	74,148

збільшення дебіту нафти становило 4,07 разів, при середній тривалості ефекту 164,9 діб. Додатковий видобуток нафти на одне оброблення становить 300-900 т, а за час впровадження – 630,55 т.

Збільшення дебіту нафти для Долинського, Північно-Долинського, Спаського родовищ приблизно однакове (3,1-3,7 разів) і трохи менше для Струтинського родовища – у 2,4 разів. Додатковий видобуток нафти на одне оброблення становить 400-560 т, а для Струтинського родовища – 226,37 т. Що стосується Північно-Долинського родовища, то для нього середні показники є вищими і становлять 1,5 тис.т. Це

пояснюється тим, що в цілому на цьому родовищі оброблялися свердловини з вищим потенційним дебітом нафти.

Висновки

1. Виконано дослідження впливу магнітного поля на нафтовитіснювальні (нафтовідмивальні) властивості розчинів різних ПАР та мікроемульсійних систем. За результатами досліджень збільшення коефіцієнта нафтовитіснення під впливом магнітного поля спостерігається для складних систем мікроемульсійного типу (мирол, пінол), а на молекулярний розчин (са-

венол, сульфанол, жиринокс і нафтазол) магнітне поле практично не впливає.

2. Мирол і пінол є мікроемulsionними розчинами, отриманими хімічним способом і тому є обмеження щодо виготовлення необхідної кількості продукту. Тому для створення мікроемulsionних розчинів запропоновано використовувати механічний метод, а саме гідродинамічний випромінювач звукових коливань. За результатами дослідження найбільш стабільною в часі та найкращими нафтовитіснювальними властивостями володіє мікроемulsionна ступного складу: 0,5% конденсатний розчин жириноксу із об'ємним співвідношенням 0,1:0,9. Коефіцієнт додаткового витіснення нафти такою мікроемulsionсією становить 49-52,8% і не змінюється впродовж 7-10 діб.

3. За результатами експериментальних досліджень оброблення привибійних зон свердловин мікроемulsionними розчинами в умовах, максимально наближених до пластових, найбільш ефективними та економічно обгрунтованими для очищення від забруднень в ПЗП є мікроемulsionсія 0,5% конденсатного розчину жириноксу із об'ємним співвідношенням 0,1:0,9 і 1% водного розчину пінолу. Коефіцієнт відновлення проникності після запомпювання одного порового об'єму закольматованої зони моделі пласта становив 0,538, а після запомпювання двох об'ємів - 0,803.

4. Впродовж 2004-2009 рр. випробувано і впроваджено запропоновану технологію інтенсифікації припливу нафти до свердловин з використанням мікроемulsionсії, що одержана на основі газового конденсату і стабілізована магнітним полем. Проведено 54 свердловино-оброблення, що дало можливість додатково видобути 34049,66 т нафти та 10925,46 м³ газу.

Література

1 Кісіль І. С. Методи і прилади контролю якості розчинів поверхнево-активних речовин шляхом вимірювання поверхневого і міжфазного натягів: дис. докт. техн. наук: 05.11.13. – Івано-Франківськ, 1991. – 390 с.

2 Кондрат Р. М. Поверхнево-активні речовини для процесів нафтовилучення / Р.М. Кондрат., Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк, Б.Л. Литвин // Фізика і хімія твердого тіла. – 2008. – № 3, Т.9. – С. 655-658.

3 ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
03.09.13*

*Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Дорошенком В.М.**
(Управління геології і розвідки нафти і газу
ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*

ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ ПРИСТРОЮ ЗМІНИ ЖОРСТКОСТІ КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

¹В.А. Турчин, ¹В.Л. Шевелєв, ¹С.А. Зінченко, ²В.М. Мойсишин, ²Ю.Л. Гаврилів

¹ПрАТ «Донецьксталь» – металургійний завод; м. Донецьк, вул. Челюскінців, 174; тел. 067 6227848

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727131, e-mail: math@pung.edu.ua

Для оцінки впливу жорсткості компоновки низу бурової колони (КНБК) з травня по жовтень 2011р. в шахтоуправлінні «Покровське» компанії «Донецьксталь» автоматизованим буровим комплексом Utra Single 150 було пробурено 15 дегазаційних свердловин глибиною 676-758м. Буріння велось шарошковими долотами 193,7мм типу SS-TMGC (код IADC117) з фрезерованим зубом та герметизованою фрикційною опорою в кам'яновугільних відкладах (світи амвросієвська C_1^5 і бешевська C_1^4), які представлені товщею перешарованих вугільних пропластків, аргілітів, алевролітів, дрібно- та середньозернистих пісковиків. Зміна жорсткості КНБК здійснювалась пристроєм конструкції ІФНТУНГ. Під час використання цього пристрою жорсткість КНБК встановлювалась на трьох рівнях: 2100, 4200, 8400кН/м. На кожному рівні жорсткості КНБК було пробурено по 5 свердловин. За результатами буріння 5-ти свердловин середня швидкість буріння за компоновки жорсткістю 2100кН/м становила 10,02м/год, для компоновки жорсткістю 4200кН/м – 7,97м/год, для компоновки 8400кН/м – 6,21м/год. Для порівняння статистичних характеристик вибірок із середніми значеннями механічної швидкості буріння по 5-ти свердловинах, одержаних для різних рівнів жорсткості КНБК, застосовано статистичну перевірку параметричних гіпотез. За результатами перевірки встановлено, що зменшення жорсткості КНБК з 8400 до 2100кН/м збільшує механічну швидкість буріння. Ймовірність прийняття такого рішення – 0,95.

Ключові слова: механічна швидкість буріння, жорсткість, компоновка низу бурильної колони, параметрична гіпотеза.

Для оценки влияния жесткости компоновки низа буровой колонны (КНБК) с мая по октябрь 2011 г. в шахтоуправлении «Покровское» компании «Донецксталь» автоматизированным комплексом Utra Single 150 пробурено 15 дегазационных скважин глубиной 676-758м. Бурение велось шарошечными долотами 193,7мм типа SS-TMGC (код IADC117) с фрезерованным зубом и герметизированной фрикционной опорой в каменноугольных отложениях (свиты амвросиевская C_1^5 и бешевская C_1^4), представленных толщей переслаивающихся угольных пропластков, аргилитов, алевролитов, мелко- и среднезернистых песчаников. Изменение жесткости КНБК осуществлялось устройством конструкции ИФНТУНГ. При использовании устройства жесткость КНБК устанавливалась на трех уровнях: 2100, 4200, 8400кН/м. На каждом уровне жесткости КНБК пробурено по 5 скважин. За результатами бурения 5-ти скважин средняя скорость бурения компоновкой жесткостью 2100кН/м составила 10,05м/час, компоновкой жесткостью 4200кН/м - 7,97м/час, компоновкой жесткостью 8400кН/м – 6,21м/час. Для сравнения статистических характеристик выборок со средними значениями механической скорости бурения по 5-ти скважинах, полученных при разных уровнях жесткости КНБК, использовалась статистическая проверка параметрических гипотез. За результатами проверки установлено, что уменьшение жесткости с 8400 до 2100кН/м увеличивает механическую скорость бурения. Вероятность принятия такого решения – 0,95.

Ключевые слова: механическая скорость бурения, жесткость, компоновка низа буровой колонны, параметрическая гипотеза.

For estimation of inflexibility of arrangement of bottom of drilling column (ABDC) from May for October of 2011 in the office of mine management of the «Pokrovsk» of company «Donetscstal» 15 degas drilling holes were bored by automated drilling complex Utra Single 150 for depth 676-758 m. The boring drilling was conducted by chisels 193,7 mm to the type SS-TMGC (code IADC117) with a milling tooth and pressurized friction support in the coal deposits (retinues of amvrosievsk C_1^5 and beshevsk C_1^4) which are represented by the layer of coal delayers, argillites, alevrollits, tiny- and middle corn sandstones. The change of inflexibility ABDC was carried out by the device of construction IFNTUNG. During using of this device inflexibility ABDC was set at three level: 2100, 4200, 8400 kN/m. On each even inflexibilities ABDC were bored for 5 drilling holes. As a result of the boring drilling of 5 drilling holes by middle speed of the boring drilling for arrangements by inflexibility 2100 kN/m made 10,02 m/h, for arrangement by inflexibility 4200 kN/m – 7,97 m/h, for arrangement 8400 kN/m - 6,21 m/h. For comparison of statistical descriptions selections with the mean values of mechanical speed of the boring drilling on 5 drilling holes got for different levels of inflexibility ABDC statistical verification of parametric hypotheses was applied. It is set after its results that reduction of inflexibility ABDC from 8400 to 2100 kN/m multiplies mechanical speed of the boring drilling. Probability of acceptance of such decision is 0,95.

Key words: mechanical speed of the boring drilling, inflexibility, arrangement of bottom of drilling column, statistical verification, parametric hypothesis.

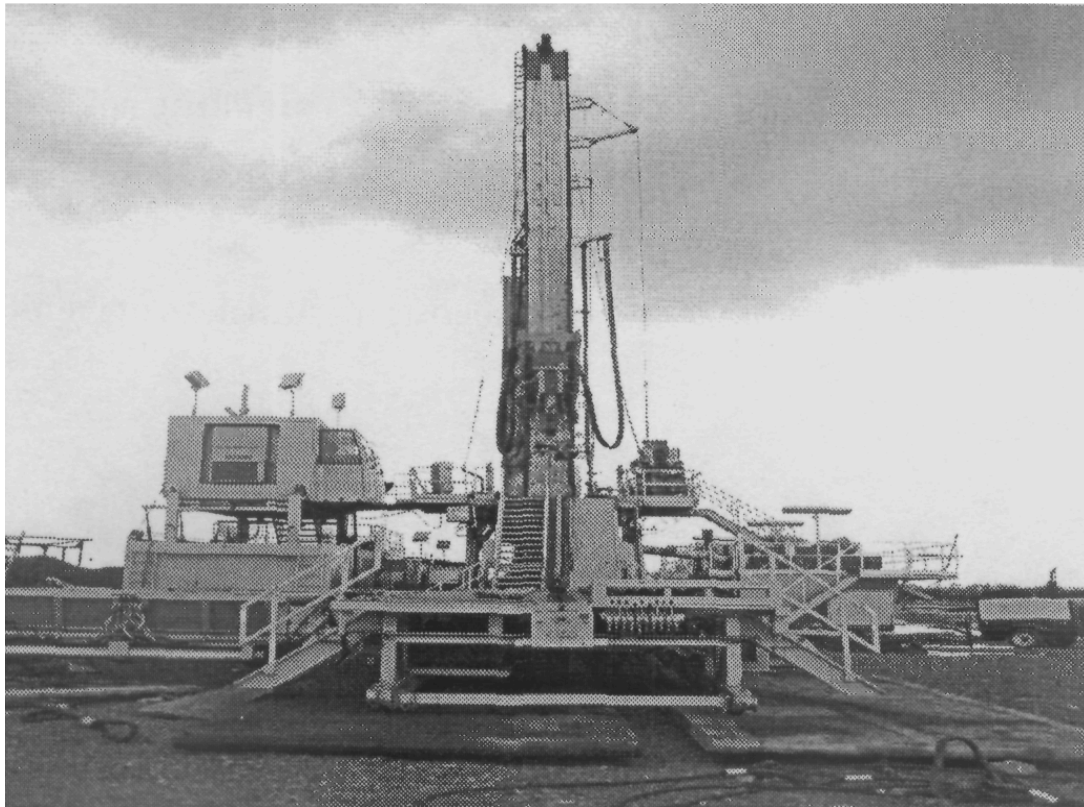


Рисунок 1 – Буровий комплекс Utra Single 150

Під час буріння нафтових та газових свердловин шаршковими долотами виникають коливання бурильної колони з одночасною появою додаткового динамічного навантаження на гірську породу, елементи бурової колони і наземного обладнання. З 60-тих років ХХ століття для зменшення шкідливого впливу коливань на роботу бурильної колони в компоновці її низу застосовують віброзахисні пристрої (ВЗП), які називають амортизаторами. Під час їх використання в компоновці низу бурильної колони змінюються її основні параметри: жорсткість та коефіцієнт демпфування, тобто ВЗП ще можна вважати пристроями зміни цих параметрів.

За результатами буріння з амортизаторами на бурових США було виявлено вплив ВЗП на основні показники буріння: механічну швидкість і проходку на долото [6]. За результатами цих досліджень встановлено, що використання амортизатора у компоновці низу бурової колони зменшувало вартість одного метра буріння від 14 до 23\$. Дослідження впливу ВЗП на механічну швидкість буріння проводились як у США так і у СРСР. За результатами цих досліджень однозначного висновку про їх позитивний вплив на V_{MEX} не було зроблено. Згідно з [3, 5] під час використання ВЗП спостерігалось як збільшення механічної швидкості буріння, так і її зменшення. В роботі [4] наведено результати випробувань амортизаторів у ВО «Краснодарнефтегаз», в Західному Сибіру та у ВО «Укрзахіднафтогаз», за якими використання амортизатора однакового типу, залежно від

умов експлуатації, по різному впливає на показники буріння.

Це свідчить про необхідність обґрунтованого вибору характеристик амортизатора для конкретних умов буріння, який можна зробити на основі кореляційних залежностей між механічною швидкістю буріння та параметрами амортизатора, одним з яких є жорсткість. Остання визначає кількість потенційної енергії, що акумулюється під час пружної деформації ВЗП.

За [7] для встановлення таких залежностей було вибрано метод стендових експериментальних досліджень, під час проведення яких режим буріння і параметри компоновки бурового інструменту мають строго фіксовані значення та можливість їх зміни в певних межах для конкретних фізико-механічних характеристик гірської породи. За результатами досліджень встановлено шість емпіричних залежностей $V_{MEX} = f(F_{CT})$ і дві – $V_{MEX} = f(n_d)$.

Незалежно від значень параметрів буріння, типу долота та фізико-механічних властивостей породи зменшення жорсткості бурового інструменту призводить до зростання механічної швидкості буріння.

Для підтвердження результатів стендових експериментальних досліджень було проведено промислові випробування пристрою зміни жорсткості компоновки бурильної колони конструкції ІФНТУНГ на площах шахтоуправління «Покровське» ПрАТ «Донецьксталь» – металургійний завод під час буріння дегазаційних свердловин автоматизованим буровим комплексом Utra Single 150 (див. рис. 1) [8].

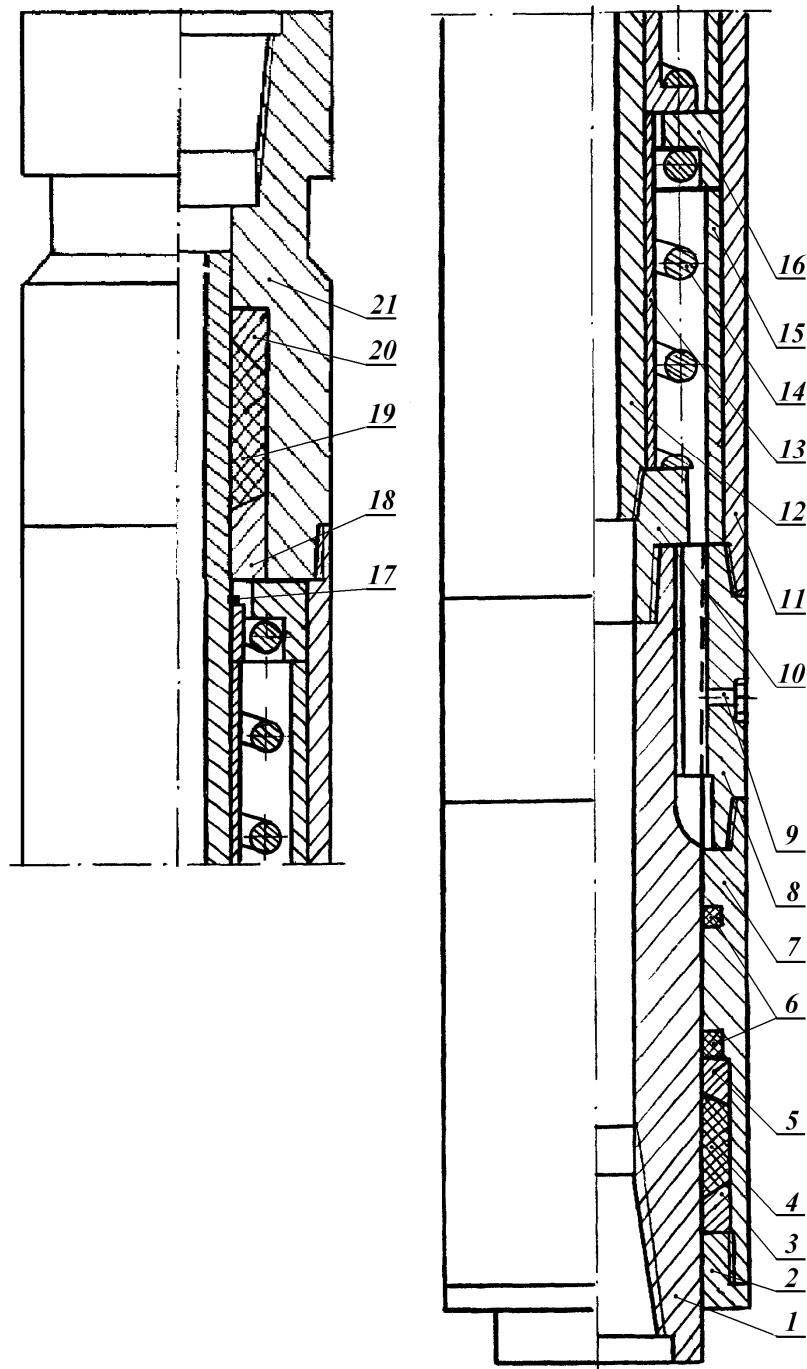


Рисунок 2 – Пристрій зміни осової жорсткості КНБК

Під час буріння свердловин системою верхнього приводу (СВП) використовувалась жорстка компоновка низу бурильної колони (КНБК) з двома центраторами, один з яких встановлювався над долотом, другий – над першою обваженою бурильною трубою. Під час буріння з пристроєм зміни осової жорсткості КНБК останній встановлювався над долотом та центратором. В таблиці 1 наведено результати буріння 15-ти свердловин шарошкочними долотами. В інтервалі буріння під кондуктор (до 68-78м) використовувались долота 295,3мм типу SS-TMGC (код IADC117M) з фрезерованим зубом та герметизованою фрикційною опорою. Під час буріння нижче кондук-

тора до проектної глибини свердловини (676-758м) використовувались долота 193,7мм типу SS-TMGC (код IADC117) також з фрезерованим зубом та герметизованою фрикційною опорою.

Буріння нижче кондуктора до глибин 676-758 м велось у кам'яновугільних відкладах (світи амвросієвська C_1^5 і бешевська C_1^4), які представлено товщею перешарованих вугільних пропластків, аргілітів, алеволітів, дрібно-та середньозернистих пісковиків.

Конструкцію пристрою зміни осової жорсткості (ПЗОЖ) компоновки низу бурильної колони зображено на рисунку 2.

ПЗОЖ складається з внутрішньої півмуфти 1 вузла передачі обертового моменту, різьбової гайки 2, нижньої упорної втулки 3, ґрундбокси 4, верхньої упорної втулки 5, гумових кілець 6, корпусу нижнього ущільнюючого вузла 7, зовнішньої півмуфти 8 вузла передачі обертового моменту, болтів 9, які закривають отвори для заливки масла, перехідника 10 вузла пружного елемента, корпусу 11, ствола 12, внутрішніх центруючих втулок 13, гвинтових пружин стиску 14, зовнішніх центруючих втулок 15, упорних кілець 16, пружинного стопорного кільця 17, нижньої упорної втулки 18 верхнього ущільнюючого вузла, ґрундбокси 19, верхньої упорної втулки 20, перехідника 21.

Пристрій працює наступним чином. В процесі буріння обертовий момент від СВП передається від перехідника 21 і корпусу 11 до внутрішньої півмуфти 1, яка за допомогою замкової різьби з'єднана з нижньою частиною КНБК. Під дією поздовжніх коливань, генерованих породоруйнівним інструментом, півмуфта 1, переміщається по шліцах, які з'єднують її з зовнішньою півмуфтою 8. Під час цього переміщення кінетична енергія поздовжніх коливань перетворюється у потенціальну енергію пружної деформації пружин стиску 14. Жорсткість пружного вузла пристрою визначалась кількістю пружин стиску, установлених паралельно. Під час проведення промислових випробувань жорсткість пружного вузла відповідно складала 2100, 4200 та 8400кН/м.

В таблиці 1 наведено результати буріння 15-ти дегазаційних свердловин із використанням в КНБК пристроїв зміни осьової жорсткості.

В таблиці 2 наведено результати буріння компоновкою, до складу якої входить пристрій жорсткістю 2100кН/м.

В таблиці 3 наведено результати буріння компоновкою, до складу якої входить пристрій жорсткістю 4200кН/м.

В таблиці 4 наведено результати буріння компоновкою, до складу якої входить пристрій жорсткістю 8400кН/м.

Статистична перевірка параметричних гіпотез проводилась за відомою методикою [1, 2]. Під час порівняння вибірових статистичних дисперсій вибірок висувається нульова гіпотеза H_0 про відсутність різниці між ними – $D_{VX.i} = D_{VY.i}$. Проти цієї гіпотези висувається альтернативна (конкуруюча) гіпотеза H_A , яка стверджує, що ці вибірки не відносяться до одної генеральної сукупності – $D_{VX.i} \neq D_{VY.i}$. За цих гіпотез критична область двостороння, рівень значущості $\alpha = 0,02$ за прийнятої надійної ймовірності 0,98. Під час визначення критичного значення статистичного критерію $F_{кр}$ для двосторонньої області – $\alpha' = \alpha/2 = 0,02/2 = 0,01$.

Умова прийняття нульової гіпотези про рівність дисперсій за вибраного рівня значущості α має вид – $F_{ем} < F_{кр}$ де $F_{ем}$ – експериментальне (емпіричне) значення критерію, знайдене за

значеннями вибірових дисперсій, $F_{кр}$ – критичне значення за статистичним законом Фішера – Снедекора, яка відділяє критичну область від області прийняття нульової гіпотези H_0 .

Емпіричне значення $F_{ем}$ визначаємо за формулою:

$$F_{ем} = \frac{D_{VX.i}}{D_{VY.i}}, D_{VX.i} > D_{VY.i}. \quad (1)$$

Критичне значення $F_{кр}$ визначаємо згідно з прийнятим рівнем значущості α та числом степенів вільності k_1 і k_2

$$k_1 = N_{X.i} - 1; k_2 = N_{Y.i} - 1. \quad (2)$$

Результати перевірки гіпотези H_0 наведено у таблиці 6.

Під час порівняння середніх арифметичних значень вибірок в межах серій (див. табл. 5) висувається нульова гіпотеза H_0 про відсутність різниці між ними – $\bar{V}_{X.i} = \bar{V}_{Y.i}$. За [7], де опубліковано результати впливу жорсткості компоновки на механічну швидкість буріння, прогнозуємо зменшення V_{MEX} із збільшенням жорсткості. Тому альтернативна (конкуруюча) гіпотеза H_A , яка стверджує що ці вибірки не відносяться до одної генеральної сукупності, буде мати вигляд: $\bar{V}_{X.i} > \bar{V}_{Y.i}$ за умови $C_{X} < C_{Y}$. Критична область перевірки нульової гіпотези – правостороння. Рівень значущості – $\alpha = 0,05$ за прийнятої надійної ймовірності 0,95. Умова прийняття нульової гіпотези про рівність середніх значень вибірок для вибраного рівня значущості α має вигляд – $T_{ем} < T_{кр}$ де $T_{ем}$ – експериментальне (емпіричне) значення критерію Стюдента, обчислене за середніми значеннями вибірок, $T_{кр}$ – критичне значення за статистичним законом Стюдента, яке відділяє критичну область від області прийняття нульової гіпотези H_0 . Емпіричне значення критерію Стюдента, який застосовується для порівняння середніх значень вибірок, визначалось за формулою:

$$T_{ем} = \frac{|\bar{M}_X - \bar{M}_Y|}{\sqrt{(N_X - 1) \cdot D_X + (N_Y - 1) \cdot D_Y}} \times \sqrt{\frac{N_X \cdot N_Y (N_X + N_Y - 2)}{N_X + N_Y}}, \quad (3)$$

$$N_X \leq 30 \text{ і } N_Y \leq 30.$$

Число степенів вільності під час визначення критичної точки $T_{кр}$ рівне

$$k = N_1 + N_2 - 2. \quad (4)$$

Ймовірність випадкової похибки між середніми значеннями вибірок за прийнятого рівня значущості α для правосторонньої області визначається за формулою:

$$P|\bar{V}_{X.i} - \bar{V}_{Y.i}| = 1 - S(t), \quad (5)$$

де $S(t)$ – значення ймовірності відсутності випадкової похибки між середніми значеннями за статистичним законом Стюдента.

Результати перевірки гіпотези H_0 наведено у таблиці 7.

Таблиця 1 – Результати буріння 15-ти дегазаційних свердловин шарошковими долотами

№ св.	Наявність ПЗОЖКНБК С, кН/м	Інтервал буріння, м	Проходка на долото, м	Час буріння, год	Механічна швидкість буріння, м/год	Режим буріння		
						F _{ос} , кН	n _д , хв ⁻¹	Q, л/с
ДС1	Відс.	6-68,6	62,6	8	7,83	3,1	45	25
	8400	68,6-625	556,4	83,2	6,69	6,6	85	15
		625-724	99	11,5	8,61	4,2	70	10
ДС2	Відс.	11-80,32	69,32	7	9,90	3,3	48	24
	2100	80,32-605,23	524,91	50	10,5	6,5	83	16
		605,23-733,28	128,05	38	3,37	4	75	12
ДС3	Відс.	9-68,56	59,56	13	4,58	2,8	42	22
	8400	68,56-603,48	534,92	98	5,46	6,4	80	17
		603,48-715,73	112,25	19	5,91	4,1	77	11
ДС4	Відс.	9-70,48	61,48	5	12,3	3,1	40	20
	4200	70,48-550,99	480,51	56	8,58	8,1	82	15
		550,99-675,58	124,59	21	5,93	4,6	69	10
ДС5	Відс.	9-73,72	64,72	8	8,09	2,8	44	28
	8400	73,72-555,48	481,76	74	6,51	7	89	14
		555,48-700,29	144,81	38	3,81	4,8	72	9
ДС6	Відс.	8,5-68	59,5	5	11,9	2,9	44	26
	2100	68-548	480	52	9,23	6,4	82	16
		548-675,64	127,64	22	5,80	4,2	4,2	69
ДС11	Відс.	9-75,26	66,26	6	11,04	2,9	45	28
	4200	75,26-554,48	479,22	57	8,41	7,6	90	14
		554,48-675,61	121,13	29	4,18	4,8	76	11
ДС12	Відс.	9-72,21	63,21	9	7,02	3	39	27
	8400	72,21-556,44	484,23	78	6,21	7,4	88	16
		556,44-670,19	113,75	26	4,38	4,9	69	12
ДС14	Відс.	9-70,3	61,3	7	8,76	3,3	45	31
	4200	70,3-725,3	655	90	7,28	8,6	89	15
ДС15	Відс.	9-77,86	68,86	7	9,84	2,9	40	30
	8400	77,86-717	639,14	103,5	6,18	8,8	79	14
ДС16	Відс.	9-74,3	65,3	9	7,26	2,5	46	32
	2100	74,3-726,4	652,1	70	9,32	8,2	85	14
ДС17	Відс.	9-84,11	75,11	5	15,02	3	44	30
	2100	84,11-747,3	663,19	59	11,24	7,9	90	13
ДС18	Відс.	0-74,76	74,76	8,5	8,80	3,1	45	30
	2100	74,76-757,72	682,96	69,5	9,83	7	91	13
ДС19	Відс.	9-72,3	63,3	7	9,04	3	41	29
	4200	72,3-685,3	613	82	7,48	8,1	92	16
ДС20	Відс.	0-71,94	71,94	8,5	8,46	2,9	43	28
	4200	71,94-703,9	631,96	78	8,1	6,4	94	16

Таблиця 2 – Результати буріння компоновкою жорсткістю 2100кН/м

№ св.	Інтервал буріння, м	Проходка на долото, м	Час буріння, год.	Механічна швидкість буріння, м/год	Режим буріння		
					F _{ос} , кН	n _д , хв ⁻¹	Q, л/с
ДС2	80,32-605,23	524,91	50	10,5	6,5	83	16
ДС6	68-548	480	52	9,23	6,4	82	16
ДС16	74,3-726,4	652,1	70	9,32	8,2	85	14
ДС17	84,11-747,3	663,19	59	11,24	7,9	90	13
ДС18	74,76-757,72	682,96	69,5	9,83	7	91	13

Таблиця 3 – Результати буріння компоновкою жорсткістю 4200 кН/м

№ св.	Інтервал буріння, м	Проходка на долото, м	Час буріння, год.	Механічна швидкість буріння, м/год	Режим буріння		
					F _{ос} , кН	n _д , хв ⁻¹	Q, л/с
ДС4	70,48-550,99	480,51	56	8,58	8,1	82	15
ДС11	75,26-554,48	479,22	57	8,41	7,6	90	14
ДС14	70,3-725,3	655	90	7,28	8,6	89	15
ДС20	71,94-703,9	631,96	78	8,1	6,4	94	16
ДС19	72,3-685,3	613	82	7,48	8,1	92	16

Таблиця 4 – Результати буріння компоновкою жорсткістю 8400кН/м

№ св.	Інтервал буріння, м	Проходка на долото, м	Час буріння, год.	Механічна швидкість буріння, м/год	Режим буріння		
					F _{ос} , кН	n _д , хв ⁻¹	Q, л/с
ДС1	68,6-625	556,4	83,2	6,69	6,6	85	15
ДС3	68,56-603,48	534,92	98	5,46	6,4	80	17
ДС5	73,72-555,48	481,76	74	6,51	7	89	14
ДС12	72,21-556,44	484,23	78	6,21	7,4	88	16
ДС15	77,86-717	639,14	103,5	6,18	8,8	79	14

Таблиця 5 – Статистичні характеристики вибірок значень механічної швидкості буріння за результатами, наведеними у таблицях 2...4, та за надійної ймовірності 0,9

№ виб.	C, кН/м	V _{МЕХ.і} , м/год	Надійний інтервал, $\bar{V} \pm \epsilon_V$	Дисперсія D _{V.і} (м/год) ²
1	2100	10,5; 9,23; 9,32; 11,24; 9,83	10,02±0,76	0,7172
2	4200	8,58; 8,41; 7,28; 8,1; 7,48	7,97±0,51	0,3247
3	8400	6,69; 5,46; 6,51; 6,21; 6,18	6,21±0,042	0,221

Таблиця 6 – Перевірка нульових гіпотез D_{VX.і} = D_{VY.і}, α'=0,01

№ виб.	C, кН/м	D _{V.і}	N	Перевірка умови F _{ем} < F _{кр}	Нульова гіпотеза D _{VX.і} = D _{VY.і}
1	2100	0,7172	5	2,21 < 15,98	Підтверджена
2	4200	0,3247	5		
1	2100	0,7172	5	3,25 < 15,98	Підтверджена
3	8400	0,221	5		
2	4200	0,3247	5	1,22 < 15,98	Підтверджена
3	8400	0,221	5		

Таблиця 7 – Перевірка нульових гіпотез $\bar{V}_{X.і} = \bar{V}_{Y.і}$, α=0,05

№ виб.	\bar{V} , м/год	D _{V.і}	N	Перевірка умови T _{ЕМ} < T _{КР}	Нульова гіпотеза $\bar{V}_{X.і} = \bar{V}_{Y.і}$	S(t)	Ймовірність випадкової похибки
1	10,02	0,7172	5	4,5 > 1,86	Не підтверджена	0,9985	0,0015
2	7,97	0,3247	5				
1	10,02	0,7172	5	8,8 > 1,86	Не підтверджена	1,000	0
3	6,21	0,221	5				
2	7,97	0,3247	5	5,3 > 1,86	Не підтверджена	0,9995	0,0005
3	6,21	0,221	5				

За результатами перевірки усіх варіантів нульова гіпотеза про відсутність впливу жорсткості на механічну швидкість буріння з надійною ймовірністю більшою за 0.95 відхиляється. Із зменшенням жорсткості механічна швидкість буріння зростає, ймовірність випадкової похибки за прийняття такого рішення знаходиться в межах 0...0,0015.

Література

- 1 Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике [Текст] / В.Е.Гмурман. – М.: Высш. школа, 1979. – 400 с.
- 2 Герасимович А.И. Математическая статистика [Текст] / А.И.Герасимович, Я.И.Матвеева. – Мн.: Вышэйш. школа, 1978. – 200 с.
- 3 Кичигин А.В. Применение амортизирующих устройств при бурении скважин [Текст] / А.В.Кичигин, В.И.Назаров. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – Вып.14 – 14с.
- 4 Повышение стойкости опор шарошечных долот при бурении глубоких скважин / А.И.Ямалдинов, М.Р.Мавлютов, А.И.Спивак, Г.В.Конесев. – М.: ВНИИОЭНГ, обзорная информация. Сер. Бурение, 1986. – 44 с.
- 5 Назаров В.И. Амортизаторы для бурения скважин [Текст] / В.И.Назаров // ВНИИОЭНГ, Сер. Бурение. – 1985. – № 5. – С. 1-3.
- 6 Применение забойных виброгасителей при бурении нефтяных и газовых скважин в США // Нефтяная и газовая промышленность. – 1974. – №3. – С.50-52.
- 7 Щербій Р.Б. Кореляційні емпіричні залежності між статичною складовою навантаження на долото та механічною швидкістю буріння за різних значень жорсткості бурового стенового інструменту [Текст] / Р.Б.Щербій, В.М.Мойсишин, Б.Д.Борисевич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 4(37). – С.47-54.
- 8 Кожушок О.Д. Эффективность использования бурового оборудования при сооружении дегазационных скважин [Текст] / О.Д.Кожушок, С.А.Зинченко, В.Л. Шевелев, М.Г.Черман // Уголь Украины. – 2013. – № 6. – С. 13-17.

Стаття надійшла до редакційної колегії
03.09.13

Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Харченком Є.В.
(Національний університет
«Львівська політехніка», м. Львів)

ПРОТИКОРОЗІЙНИЙ ЗАХИСТ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ

М.С. Полутренко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727173,
e-mail: no@nimg.edu.ua

Розглянуто основні аспекти протикорозійного захисту трубопроводних систем. Розкрито можливі причини виникнення екологічно-небезпечних ситуацій. Розроблено інноваційні біостійкі ізоляційні покриття для захисту підземних трубопроводів. В трасових умовах проведено випробування ізоляційного покриття на основі бітумно-полімерної мастики, модифікованої інгібітором з класу амінів. Розроблено технічні умови на серійне виготовлення модифікованих мастик з перевіркою їх на біостійкість.

Проведено сертифікаційні випробування, які довели перспективу використання модифікованої бітумно-полімерної мастики МБПІМ-Д-1 для протикорозійного захисту підземних споруд від ґрунтової та біокорозії.

Ключові слова: ізоляційні покриття, мастика, біостійкість, трубопроводи

Rассмотрены основные аспекты антикоррозионной защиты трубопроводных систем. Раскрыты возможные причины возникновения экологически опасных ситуаций. Разработаны инновационные биостойкие изоляционные покрытия для защиты подземных трубопроводов. В трасовых условиях проведены испытания изоляционного покрытия на основе битумно-полимерной мастики, модифицированной ингибитором из класса аминов. Разработаны технические условия на серийное изготовление модифицированных мастик с проверкой их на биостойкость.

Проведены сертификационные испытания, которые показали перспективу использования модифицированной битумно-полимерной мастики МБПІМ-Д-1 для антикоррозионной защиты подземных сооружений от почвенной и биокоррозии.

Ключевые слова : изоляционные покрытия, мастика, биостойкость, трубопроводи

The main aspects of the corrosion protection of pipeline systems. Disclosed the possible causes of environmentally hazardous situations. Developed innovative biological stability of insulating coatings for the protection of underground pipelines. In field conditions tested insulating coatings based on bitumen - polymer mastic modified inhibitor class of amines. Technical conditions for mass production of the modified cements with checking them for biological stability .

Conducted certification tests of modified bitumen-polymer mastic MBPIM-D-1, which showed the prospect of using this mastic for corrosion protection of underground facilities from the soil and biological corrosion.

Keywords: insulation coatings, sealant, biological stability, pipelines

Актуальність проблеми

Враховуючи важливу стратегічну роль трубопроводних систем України, особливу увагу викликає надійність та ефективність їх роботи, від яких залежить енергетична та екологічна безпека нашої держави. Однією із найстаріших трубопроводних систем світу (свій початок роботи веде з 20-х років минулого сторіччя) є газотранспортна система ДК "Укртрансгаз," лінійними службами підрозділів якої обслуговується 38579,5 км трубопроводів, в тому числі:

- магістральні газопроводи – 22148,3 км;
- газопроводи – відгалуження – 13363,0 км;
- розподільні газопроводи – 3068,2 км.

На даний час у країнах колишнього СРСР, а також в Україні є в наявності значні обсяги робіт з капітального ремонту магістральних нафтогазопровідних систем, промислових трубопроводів різноманітного призначення, середній термін служби яких перевищує 20-30 років.

На території України в даний перелік входять такі магістральні газопроводи, як «Уренгой – Помари – Ужгород» діаметр 1420 мм, загальна протяжність 4451км, побудований в 1983 році; МГ «Союз» (Оренбург – Західний кордон) діаметр 1420мм, загальна протяжність 4867 км, побудований в 1975 році; МГ «Про-

грес» (Уренгой – Ужгород II) діаметр 1420 мм, загальна протяжність 3473 км, побудований в 1988 році; МГ «Середня Азія – Центр» діаметр 1200-1420 мм, загальна довжина 5000 км, побудований в 1967 році (1 черга); Магістральний нафтопровід «Дружба» діаметр 800-1220 мм, загальна протяжність 8900 км, побудований в 1964-1974 рр., а за її межами – магістральні трубопроводи Казахстану, Іраку, Ірану, Узбекистану, Туркменістану і т.д.

Трубопроводи будувалися швидкими темпами і за недосконалою технологією, використовувалося, в основному, бітумне антикорозійне покриття лінійної частини трубопроводів, яке має термін експлуатації не більше 15 років. Тому, на сьогоднішній день, понад 70% магістральних трубопроводів потребують капітального ремонту із заміною протикорозійного ізоляційного покриття лінійної частини.

На даний час в Україні експлуатується значна кількість магістральних трубопроводів різноманітного призначення, середній термін служби яких перевищує 20-30 років.

За останнє десятиріччя відбулися позитивні зміни в структурі виробництва і застосуванні сучасних видів ізоляції – поліуретанової, поліепоксидної, тришарової поліетиленової. Проте,

в цей же час домінуючі позиції в нафтогазовому комплексі України зберегли менш ефективні з точки зору протикорозійних і техніко-експлуатаційних параметрів, але значно дешевші мастикові та мастиково-стрічкові покриття на нафтобітумній основі, про що красномовно свідчить структура ізоляційних покриттів в газовому секторі. Серед ізоляційних покриттів мережі газопроводів довжиною 35583 км газотранспортної системи України лівова частка припадає на гумово-бітумну ізоляцію 18580 км (52%) і стрічкову ізоляцію – 15146 км (42,6%). На долю ізоляційних матеріалів заводського нанесення припадає більше 5%, а саме: поліетилен – 1033 км (2,9%), поліуретан – 317 км (0,9%), пластобіт – 507 км (1,4%). В загальній структурі магістральних газопроводів за терміном експлуатації від 15 до 50 років частка їх становить близько 60% (59,43). З огляду на це виникає дилема: заміна труби при вичерпуванні нормативного ресурсу роботи чи заміна ізоляції?

Практично вся мережа нафтопроводів України захищена бітумною ізоляцією. Підприємства ВАТ «Укртрансфат» і ДК «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України» для переізоляції нафтогазопроводів застосовують бітумно-полімерні мастики в кількості близько 2 тис.тонн в рік.

При загальному скороченні мастикових покриттів все ж таки будуть удосконалюватися «традиційні» нафтобітумні покриття. Реалії структури виробництва і застосування протикорозійних матеріалів для ізолювання різних типів магістральних і комунальних трубопроводів в Україні не дають можливості відмовитися на найближчі 5-10 років від дешевих і доступних нафтобітумних покриттів [1]. Не дивлячись на те, що в більшості технічно розвинутих країн Європи частка нафтобітумної ізоляції не перевищує 10% і обмежується застосуванням труб діаметром не більше 600 мм, в Україні через відставання у виробництві сучасних видів ізоляції більшість підприємств нафтогазового комплексу використовує нафтобітумні та нафтобітумно-стрічкові покриття. Тому проблема вдосконалення нафтобітумної ізоляції залишається актуальною в науковому і практичному аспектах.

Внаслідок тривалої експлуатації частини газопроводів України зростає ризик аварійно-небезпечних дефектів, таких як утворення корозійних тріщин, можливість вибуху на газопроводах, деформація трубопроводів, спричинена зсувами, повеннями та ін.). Як наслідок, надходження до атмосферного повітря, ґрунту та водійм складових природного газу. Майже 95% викидів становлять газоподібні речовини, основними з яких є Карбон (IV) оксид – CO_2 , метан – CH_4 , Нітроген (I) оксид – N_2O , Нітроген оксиди – NO_x , Карбон (II) оксид – CO [6]. Накопичення цих речовин в атмосфері є причиною порушення газового балансу, що значною мірою, може зумовити глобальну зміну клімату. Особливо небезпечними є сульфуровмісні сполуки й оксиди Нітрогену, що спричиняють

кислотні дощі, які здатні випадати на відстані багатьох сотень і тисяч кілометрів від джерела первісного викиду шкідливих речовин. Під впливом кислотних дощів відбувається закислення озер і ґрунтів, змінюється їх хімічний склад.

До найбільш розповсюджених порушень геологічного середовища відносяться знищення ґрунтово-рослинного покриву, зміни рельєфу, складу ґрунтів і підземних вод, активізація геологічних процесів й явищ, виникнення нових їхніх форм. Дані компоненти навколишнього середовища порушуються в результаті розчищення траси від рослинності для прокладання трубопроводів, планування смуги, спорудження тимчасових під'їзних доріг та ін. В результаті проведення перехованих робіт відбувається інтенсивне порушення ґрунтово-рослинного покриву, знижується біологічна продуктивність ґрунту, порушується водний і температурний режим ґрунтів, їх зволоженість, виникають ерозії, заболочуваність, сприяючи тим самим розвиток мікробіологічної корозії підземних трубопроводів, що, в свою чергу, зумовлює ризик виникнення екологічно-небезпечних ситуацій.

Одним із шляхів підвищення рівня екологічної безпеки газотранспортної системи України є комплексний захист газопроводів від корозії, що включає в себе діагностування технічного стану газопроводів, під час якого визначається стан ізоляційного покриття на побудованих чи відремонтованих ділянках трубопроводів, ступінь корозії металу труби, надійність та ефективність протикорозійного захисту. Також першочерговим завданням для газової галузі є створення низки національних та галузевих стандартів України, які регламентуватимуть основні вимоги до транспортування природного газу, вимірювання його витрат, протикорозійного захисту магістральних газопроводів, надійності та безпечності функціонування газотранспортної системи.

В експлуатаційній практиці підземних нафтогазопроводів пошкодження труб крім корозійно-механічної природи включають ще біологічну складову, яка полягає в деструкції захисного ізоляційного покриття під дією асоціацій ґрунтових мікроорганізмів, домінуючі позиції серед яких зберігають сульфат відновлювальні бактерії, які беруть безпосередню участь в біоелектрохімічному процесі, що протікає на поверхні металу. Зростає небезпека техногенних екологічних катастроф. Проблема запобігання розвитку мікробної корозії набуває статусу еколого-технологічної проблеми першочергового значення. Одним із шляхів вирішення даної проблеми є розробка і практична реалізація інноваційних біостійких модифікованих мастик на бітумно-полімерній основі поліфункціональними інгібіторами корозії (біоцидами) з підвищеними гідрофобними та фізико-механічними показниками. Оцінка біостійкості інгібіторів корозії під дією мікроорганізмів в процесі експлуатації ізоляційних покриттів може стати основою для прогнозування реакції довкілля на техногенне втручання в природне середовище.

Таблиця 1 – Характеристики мастик

Найменування показника	МБП-Д-1	МБГ-90	Розроблені модифіковані інгібіторами корозії бітумно-полімерні мастики	
			Амін	ЧАС
Температура розм'якшення за методом кільця і кульки, °С, не менше	90	90	95	93
Глибина проникнення голки при 25 °С, 0,1 мм, не менше	18	20	20	21
Розтяг при 25 °С, мм, не менше	70	30	100	95
Водонасичення за 24 год, %, не більше	0,13	0,2	0,13	0,14
Адгезія пластифікованої мастики до заґрунтованого металу, МПа, не менше	0,25	0,2	0,68	0,62
Адгезія стрічки до мастики, Н/мм	1,5		1,7	1,7

Мета роботи полягає в розробленні інноваційних біостійких ізоляційних покриттів на бітумно-полімерній основі для захисту підземних трубопроводів.

Результати досліджень та обговорення

Об'єктом дослідження слугувала бітумно-полімерна мастика, яка, серед бітумної ізоляції, займає ключові позиції. Серед широкого асортименту інгібіторів корозії, які є представленими як на вітчизняному ринку, так і за межами нашої країни, для модифікації базової бітумно-полімерної мастики було використано органічні інгібітори різних класів, які б добре суміщалися з бітумно-полімерною основою, покращували адгезійні характеристики, забезпечували мікробіологічну стійкість та гідрофобні властивості покриття. Практика використання інгібіторів корозії свідчить, що універсальних інгібіторів не існує. Фактори, які не враховані при підборі інгібіторів корозії, можуть призвести до порушення технологічного процесу, наприклад, при несумісності інгібітора з іншими компонентами та інгібованою основою. Тому для одержання ефективного протикорозійного захисту при підборі інгібіторів корозії для модифікації праймерів і мастик необхідно дотримуватися загальноприйнятих принципів, а саме:

- для кожного конкретного випадку необхідно підбирати інгібітори, їх концентрацію, віддаючи перевагу хімічно чистим реагентам (не дивлячись на їх високу вартість) з таких розрахунків, щоб забезпечити їх ефективність при малих концентраціях;

- при підборі інгібіторів необхідно враховувати їх властивості: в'язкість, температуру, густину, розчинність, термостабільність, здатність добре суміщатися зі складовими покриття, збільшувати адгезію покриття до металу, зменшувати водонасичення;

- інгібітори повинні забезпечувати захист від загальної та локальної корозії;

- токсичність інгібіторів повинна відповідати санітарно-гігієнічним нормам;

- інгібітори не повинні бути дорогими;

- інгібітори корозії, крім гальмування електрохімічної корозії, повинні володіти бактерицидними властивостями для забезпечення мікробіологічної стійкості.

Вибрані інгібітори корозії з класу амінів та четвертинних амонійних солей (ЧАС)* (з комерційних міркувань назви інгібіторів не розкриваються) відносяться до катіонних поверхнево-активних речовин. Результати проведених досліджень та аналіз характеристик мастик (табл. 1) свідчать, що модифікація базової мастики МБП-Д-1 вибраними інгібіторами корозії призводить до покращення адгезії мастики до металу. Введення інгібіторів корозії до складу праймерів практично не вплинуло на адгезію стрічки до заґрунтованого металу. Міцність на удар в більшості випадків відповідала нормативному показнику згідно з ДСТУ 4219-2003[2] і становила 15 Дж. Загальна товщина ізоляційного покриття перебувала в межах норми 4,2–4,4 мм.

Аналізуючи технічні характеристики мастик, поданих в табл. 1, можна зробити висновок, що розроблені модифіковані бітумно-полімерні мастики, внаслідок більшої однорідності композиційних систем, характеризуються значно вищими фізико-механічними, фізико-хімічними та ізоляційними параметрами в порівнянні з іншими, які виготовляються на території України.

Необхідно звернути увагу на те, що адгезія модифікованих мастик до заґрунтованого металу, порівняно з базовою мастикою МБП-Д-1 зростає більше, ніж в 2,4 рази, при цьому пластичність мастики, модифікованої аміном, підвищується майже на 43% (42,8%), а мастики, модифікованої ЧАС, – на 36% (35,7%). Слід зазначити, що мастику типу МБГ-90 необхідно використовувати для захисту газопроводів, прокладених в ґрунтах з низькою мінералізацією (вміст солей $\leq 2\%$). Бітумно-полімерні мастики підвищують техніко-експлуатаційні параметри покриттів магістральних газопроводів на їх основі, збільшують ефективність практичного використання. Слід зауважити, що важливим недоліком для використання мастик типу МБГ-90 та МБП-Д-1 є їх стійкість до водонасичення

Таблиця 2 – Результати перевірки ізоляційного покриття на основі модифікованої бітумно-полімерної мастики МБПМ1-Д-1

№ з/п	Назва показника	Вимоги згідно з ДСТУ 4219-2003	Результати випробовувань	Методи випробовувань
1	Зовнішній вигляд захисного покриття	Суцільний шар	Однорідний суцільний	ДСТУ 4219
2	Загальна товщина захисного покриття, мм	Не менше 4,2	4,3	ДСТУ 4219
3	Адгезія мастики до заґрунтованої сталеві поверхні, Н/мм ²	Не менше 0,25	0,6	Додаток Е ДСТУ 4219
4	Адгезія стрічки до мастики, Н/мм	Не менше 1,5	1,7	Додаток Е ДСТУ 4219
5	Суцільність захисного покриття при електричній напрузі 5 кВ на 1 мм товщини покриття	Відсутність пробою	Витримує	ДСТУ 4219
6	Міцність на удар при t = 20 °С, Дж	Не менше 15	18	Додаток А ДСТУ 4219

після 70 діб, що є недостатнім для ефективного протикорозійного покриття.

Оскільки одним із важливих показників якості ізоляційного покриття є біостійкість до ґрунтових мікроорганізмів, тому було проведено дослідження з визначення біостійкості модифікованих мастик в Інституті мікробіології і вірусології. Результати лабораторних досліджень, проведених згідно з ДСТУ 3999-2000 «Покриття захисні полімерні, нафтобітумні і кам'яновугільні. Методи лабораторних випробувань на біостійкість» [3], свідчать про біостійкість обох мастик до дії вуглеводеньокиснювальних та сульфатвідновлювальних бактерій, які можуть бути рекомендованими до захисту підземних нафтогазопроводів від мікробної корозії.

Катіонна структура четвертинних амонійних солей і здатність їх розчинятися у фосфоліпідних порах клітинної оболонки бактерій, ймовірно, і призводить до їх руйнування [4-7].

В трасових умовах було проведено випробування ізоляційного покриття [8], нанесеного на пошкоджену (дослідну) ділянку довжиною 260 м газопроводу діаметром 820 мм Південного регіону. Результати випробувань представлено в табл. 2.

Проведені випробування свідчать, що при застосуванні бітумно-полімерної мастики, модифікованої інгібітором корозії-біоцидом, регламентовані фізико-механічні характеристики покриття (товщина, ударна міцність, адгезія мастики до металу, адгезія стрічки до мастики) повністю відповідають вимогам ДСТУ 4219-2003.

Введення інгібіторів корозії як до складу праймера, так і до складу мастики посилює біостійкість ізоляційного покриття, що, в свою чергу, призведе до збільшення терміну експлуатації підземних газонафтопроводів в сильно-мінералізованих ґрунтах, де найбільший ризик розвитку мікробіологічної корозії.

На основі проведених наукових досліджень щодо впливу біоцидів на мікробіологічну стійкість мастиково-стрічкових покриттів та

результатів випробувань в лабораторних і трасових умовах дослідної партії мастики розроблено технічні умови на серійне виготовлення ТУ У 26.8-02070855-001-2010 «Мастика бітумно-полімерна ізоляційна модифікована МБПМ-Д» [9], якими передбачено виготовлення двох марок МБПМ-Д-1 та МБПМ-Д-2 бітумно-полімерної мастики із застосуванням в рецептурі мастики інгібіторів корозії-біоцидів та з її перевіркою на біостійкість за двома критеріями (табл. 3).

Зазначені технічні умови ТУ У 26.8-02070855-001-2010 «Мастика бітумно-полімерна ізоляційна модифікована МБПМ-Д», зареєстровано 12.05.2011р. Державним підприємством «Івано-Франківський науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації».

Отримано висновок санітарно-епідеміологічної експертизи щодо відповідності ТУ У 26.8-02070855-001-2010 «Мастика бітумно-полімерна ізоляційна модифікована МБПМ-Д» вимогам діючого санітарного законодавства України.

Проведено сертифікаційні випробування модифікованої бітумно-полімерної мастики МБПМ-Д-1. На підставі результатів протоколу сертифікаційних випробувань отримано сертифікат, згідно з яким дана мастика рекомендована для ізоляції підземних сталевих трубопроводів, резервуарів та інших підземних споруд для захисту їх від ґрунтової та біокорозії.

Висновки

1. Розглянуто основні аспекти протикорозійного захисту трубопроводних систем та розкрито основні причини формування екологічно-небезпечних ситуацій.

2. Для підвищення ефективності протикорозійного захисту підземних споруд від ґрунтової та біокорозії необхідно використовувати бітумно-полімерні мастики, модифіковані інгібіторами з класу амінів та з класу ЧАС.

Таблиця 3 – Марки модифікованих мастик згідно з ТУ У 26.8-02070855-001-2010

Найменування показника	Норма для марок		Метод контролю
	МБПМ-Д-1	МБПМ-Д-2	
1. Температура розм'якшення за методом КіК, °С, не менше	90	100	Згідно з ГОСТ 11506
2. Глибина проникнення голки при 25°С, 0,1 мм, не менше	14	12	Згідно з ГОСТ 11501
3. Розтяг при 25°С, не менше	6	6	Згідно з ГОСТ 11505
4. Водонасичення, за 24 год, %, не більше	0,15	0,15	Згідно з ГОСТ 9812
5. Адгезія пластифікованої мастики до заґрунтованого металу, МПа, не менше	0,25	0,25	Згідно з ДСТУ 4219
6. Мікробіологічна стійкість			
6.1. Критерії мікробіологічної стійкості: - прозорість середовища - пігментація середовища - плівка на поверхні середовища - осад в середовищі	прозоре відсутність відсутність відсутність	прозоре відсутність відсутність відсутність	Згідно з ДСТУ 3999
6.2. Зміна значень фізико-механічних показників мастики після дії корозійно-активних бактерій відносно контрольного зразка, %, не більше - температура розм'якшення - розтяг	10 10	10 10	

3. Розроблено інноваційні біостійкі ізоляційні покриття для захисту підземних трубопроводів.

4. Проведено трасові випробування ізоляційних покриттів на основі модифікованих мастик на бітумно-полімерній основі.

5. Розроблено технічні умови на серійне виготовлення модифікованих мастик з перевіркою їх на біостійкість.

6. Проведено сертифікаційні випробування модифікованої бітумно-полімерної мастики МБПМ-Д-1, які свідчать про перспективу використання даної мастики для протикорозійного захисту підземних споруд від ґрунтової та біокорозії.

Література

1 Середницький Я. Сучасна протикорозійна ізоляція в трубопроводному транспорті (2-а частина) / Я. Середницький, Ю. Банахевич, А. Драгілев. – Львів: ТзОв «Сплайн», 2004. – 276 с.

2 ДСТУ 4219-2003. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії. – Київ: Держстандарт України, 2003. – 69 с.

3 ДСТУ 3999-2000. «Покриття захисні полімерні, нафтобітумні та кам'яновугільні. Методи лабораторних випробувань на біостійкість». – Київ: Держстандарт України, 2001. – 16 с.

4 Козлова І.П. Геохімічна діяльність мікроорганізмів та її прикладні аспекти / І.П. Козлова, О.С. Радченко, Л.Г. Степура [та ін.] – К.: Наукова думка, 2008 – 527 с.

5 Андерсен Р.К. Бактерициды для борьбы с биокоррозией в нефтяной промышленности / Р.К. Андерсен, С.М. Эфенди-заде. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 11с.

6 Андреюк К.І. Мікробна корозія підземних споруд / К.І. Андреюк, І.П. Козлова, Ж.П. Коптева [та ін.] – К.: Наукова думка, 2005. – 258 с.

7 Пуріш Л.М. Вплив інгібітора корозії на адгезію до сталі сульфатвідновлювальних бактерій та продукування ними екзополімерного комплексу / Л. М. Пуріш // Мікробіол. журн. – 2004. – Т.66. - № 4. – С. 78-85.

8 Крижанівський Є.І. Підвищення протикорозійних характеристик та надання біостійкості захисним ізоляційним покриттям на бітумно-полімерній основі / Є.І. Крижанівський, Я.Т. Федорович, М.С. Полутренко та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 3 (40). – С. 100-105.

9 ТУ У 26.8-02070855-001-2010 «Мастика бітумно-полімерна ізоляційна модифікована МБПМ-Д».

Стаття надійшла до редакційної колегії 03.09.13

Рекомендована до друку професором **Грудзом В.Я.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) д-ром геол. наук **Банахевичем Ю.В.** (Відділ експлуатації МГ і ГРС ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)

Історія нафтогазової науки і техніки

УДК 821.161.2. – 3:81'276.6

ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ ВИМІРИ УКРАЇНОМОВНОГО НАФТОГАЗОВОГО ДИСКУРСУ (ЗА МАТЕРІАЛАМИ ТВОРІВ ІВАНА ФРАНКА)

М. В. Якібчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 504575;
e-mail: myakivchuk@ukr.net

Статтю присвячено проблемі формування і творення української термінології нафтогазового дискурсу (на матеріалі творів Івана Франка).

Визначено, що у лінгвофілософській концепції І. Франка термін реалізовано у різних стильових і функціональних парадигмах (науковій, публіцистичній, художній) та мовних вимірах, що створює оригінальну авторську терміносистему.

Досліджено становлення науково-технічної термінології на основі аналізу прози І. Франка «Бориславського циклу». Зокрема з'ясовано витоки розвитку нафтоозокеритної промисловості в м. Бориславі та його околицях і роль І. Франка у цьому контексті для вироблення української термінології в цілому.

Цінним є доведення, що термінологічна лексика має велике значення для науково-виробничої комунікації; сприяючи її інтелектуалізації, полегшує процес засвоєння знань та їх реалізації у майбутній фаховій діяльності.

Ключові слова: термін, термінологія, професійні слова, лексика, стиль інтелектуалізм, фахова діяльність, дискурс.

Статья посвящена проблеме формирования и создания украинской терминологии нефтегазового дискурса (на материале произведений Ивана Франка).

Определено, что в лингвофилософской концепции И. Франко термин реализовано в различных стилевых и функциональных парадигмах (научной, публицистической, художественной) и языковых измерениях создает оригинальную авторскую терминосистему.

Исследовано становление научно-технической терминологии на основе анализа прозы И. Франко «Бориславского цикла». В частности установлено истоки развития нафтоозокеритной промышленности в г. Бориславе и его окрестностях и роль И. Франко в этом контексте для выработки украинской терминологии в целом.

Ценным является доведение, что терминологическая лексика имеет большое значение для научно-производственной коммуникации; способствуя ее интеллектуализации, облегчает процесс усвоения знаний и их реализации в будущей профессиональной деятельности.

Ключевые слова: термин, терминология, профессиональные слова, лексика, стиль интеллектуализм, профессиональная деятельность, дискурс.

The article deals with the formation and creation of Ukrainian terminology of oil-and-gas discourse (based on the Ivan Franko's works).

It has been determined that in Ivan Franko's linguistic and philosophical conception a term is realized in different stylistic and functional paradigms (scientific, publicistic, and fictional) and also in language dimensions, which creates an original author term system.

The formation of the scientific and technical terminology based on Ivan Franko's prose "Boryslavskyy Cycle" has been studied. In particular, the beginnings of oil and mineral wax industry in the town of Boryslav and its outskirts and Ivan Franko's role in the process of Ukrainian terminology development in general have been determined.

There is an important proof that says that the terminological lexis is of great importance for scientific and production communication; it makes the study process and knowledge utilization in the future professional activity easier by contributing to its intellectualization.

Keywords: term, terminology, professional words, lexis, style, intellectualism, professional activity, discourse

«Загалом високий рівень української науки впливає на інтелектуальний рівень суспільства, на поняттєву сферу нашої духовності»

І. Дзюба

Інтелектуалізація мислення в сучасному глобалізованому світі формується найменуванням з різних сфер наукового та культурного життя. Визначення ролі термінології у цьому процесі становить одну з важливих проблем сучасної професійної освіти. Це зумовлено багатьма чинниками. Серед них – необхідністю забезпечити майбутнім фахівцям нафтогазової галузі належну культуру загальнонавчаної та професійної мов і досконале володіння своєю професійною термінологією.

Термінологічна лексика має велике значення для науково-виробничої комунікації; сприяючи її інтелектуалізації, полегшує процес засвоєння знань та реалізації їх у майбутній фаховій діяльності.

Предметом дослідження є процес формування української термінології нафтогазової промисловості та її лексико-семантичних особливостей (за матеріалами творів Івана Франка).

У статті систематизовано і розширено відомості поняття «термінологія нафтогазової промисловості».

Метою є дослідити україномовний нафтогазовий дискурс у контексті творчості Івана Франка.

Зважаючи на те, що Україна має значні запаси нафти і газу, що сприятиме подальшому розвитку нафтогазовидобувної та переробної промисловості, важливості набуло питання наукового упорядкування терміносистеми цієї галузі.

Актуальність полягає в тому, що аналіз процесів творення термінів, дослідження їх походження на різних етапах становлення, сприятиме впорядкуванню всієї терміносистеми нафтогазової промисловості, дасть змогу прогнозувати тенденції її розвитку, сприятиме належному рівню мовного забезпечення. Отже, злободенність цієї проблеми зумовлено як франкознавчими проблемами (потреба комплексного аналізу й інтерпретації багатства мови і стилю І. Франка), так і лінгвістичнотермінологічними (теоретичні засади та форми лексичного виміру нафтогазового дискурсу, механізми наповнення індивідуального тезаурусу).

Українські термінологи зосереджували увагу на теоретичних засадах термінотворення. Такого типу є праця Івана Ковалика “Логіколінгвістична проблематика технічної термінології у слов’янських мовах”, у якій подано ґрунтовне наукове осмислення проблем формування та функціонування цього важливого складника української терміносистеми на тлі термінотворення в інших слов’янських мовах. Ця робота стала теоретичною основою для багатьох термінологічних досліджень. Автор довів, що термінологія має орієнтуватися на потреби націотворчого розвитку. Разом із цим, вона має задовольняти і міжнародне наукове

контактування, що забезпечує збагачення наукового потенціалу з урахуванням міжнародних стандартів.

Із здобуттям Україною незалежності, розпочинається нинішній п’ятий період розвитку термінознавства. Велику роль у вдосконаленні термінознавчої роботи мають такі вчені: Т. І. Панько, І. М. Кочан, Г. П. Мацюк, Т. Р. Кияк, З. Б. Куделько. Збільшується кількість виданих термінологічних словників, зокрема: з риторики (1997 р.), літературознавчий словник-довідник (1997 р.), словник юридичних термінів (1994 р.); чотиримовний словник термінів ринкової економіки (2001 р.). Отже, є підстави сподіватись, що термінологічна робота набере тих темпів, яких вимагає розширення науково-інформаційного забезпечення суспільного виробництва, зокрема нафтогазової промисловості.

Для утвердження франкознавства як окремої галузі гуманітаристики, велике значення мають праці таких учених: І. Возняка, І. Дорошенка, І. Денисюка. І. Денисюк у монографії «Розвиток української малої прози XIX – поч. XX ст.» (Львів, 1999. – 278 с.), акцентуючи на виробничих оповіданнях Франка, веде мову про неопрацьовану на той час тематику і визначає вміння письменника вийти за межі нецікавого «протоколювання» дійсності, подолати опір матеріалу і «олюднити його». Він пропонує оригінальний погляд на Франка як творця «літератури факту», який використовує елементи поглибленої психологізації. Власне, певною мірою, продовжується дослідження цього напрямку.

Також широкий плацдарм для осмислення теми про інтелектуальні виміри нафтогазового дискурсу подано в дослідженнях І. Ціхоцького «Мова прози Івана Франка (стилістичні новації)» (Львів, 2006. – 280 с.) в якому автор пише, що Франко своїми творами випереджав епоху і творив «зударні слова»; О. Сербенської «Мовний світ Івана Франка: статті, роздуми, матеріали» (Львів, 2006. – 372 с.), в якому автор акцентує увагу на ролі живого слова Франка в бутті нації, його «входження» в усі сфери суспільного життя.

Микола Легкий у студії “Форми художнього викладу в малій прозі Івана Франка” (Львів, 1999. – 160 с.) досліджує типи нарацій у новелістиці письменника, з’ясовує семантичне наповнення основних наратологічних термінів (“автор”, “наратор”, “кут зору”, “нарація” тощо). Він розглядає майже всі твори малої прози І. Франка, вивчає механізми перебігу нарацій, спостерігає за еволюцією різних форм художнього викладу.

Одним із напрямків, елементи якого реалізувалися і в теоретичних розвідках Франка, і в його творчості, був натуралізм. Вивчення специфіки сприйняття Франком цього літературного напрямку присвячено працю Романа Голода “Натуралізм у творчості Івана Франка: до питання про особливості творчого методу Каменяра” (Івано-Франківськ, 2000. - 105 с.).

Ростислав Чопик у студії “Ессе Номо: добра звістка від Івана Франка” (Львів, 2002. - 232 с.) прочитує художню творчість письменника як єдиний текст, визначає алгоритм творчого духу автора, що матеріалізувався в різних за формою і змістом творах “Відчитати Франка адекватно можна тільки тоді, - стверджує автор, - коли дослідник зорієнтований [...] першочергово в дух, що родив мотиви, образи, знаки, а вже відтак у плоть (властиво, готову творчість). Від духу ішов Франко, від духу йде кожен митець, від духу все на землі. Іти від нього й собі – найважливіше завдання сучасної науки [...]”. Збагнути Франкову Звістку – то вийти з цієї кризи, здобувши тверду опору в органічному, синтетичному, цільному трибі творення і життя.” [15, с. 226].

Становлення науково-технічної термінології тісно пов’язане з історією розвитку української літературної мови.

Витоки термінології сягають тих часів, коли в межах побутово повсякденного мислення формуються стихійні зародки наукового спостереження та експерименту. Набір назв розширюється з виникненням ремесел.

На думку Дорошенко С. М., умовно можна виділити такі основні періоди української науково-технічної термінології:

- 1) XIII ст. до кінця XIX ст.;
- 2) кінець XIX ст. – 20-і роки XX ст.;
- 3) 30-80-ті роки XX ст.;
- 4) 90-ті роки XX ст. – початок XXI ст.

[5, с. 18].

Такі лексеми, як нафта, ропа, помпа тощо уже входять до словників XVI-XVIII ст. («Лексис» Лаврентія Зизанія (1596 р.), «Лексикон славенороський» Памви Беринди (1627 р.), що може засвідчувати про зародження української нафтової термінології.

На думку українських вчених, письмові відомості про карпатську нафту відносять до першої половини XVI ст., хоча прояви нафти в Україні було виявлено на Керченському півострові ще в III ст. до н. е.

Перші літературні згадки про нафтовий промисел на Прикарпатті, які датуються початком XXI століття, знаходимо у працях Степана Фаліміна (1534 р.) та Еразма Сікста (1617 р.).

Серед видатних осіб, що у своїй діяльності залишили для нащадків повний образ початків розвитку нафтозокеритної промисловості у м. Бориславі та його околицях, називають імена Й. Зега, С. Коваліва, (його книга «Продукція нафти (скального олію) в Бориславові»), І. Франка.

Вся наукова діяльність Франка продиктована щирою любов’ю до рідного слова і гарячим бажанням його розвитку. Він усвідомлював свою відповідальність за це слово і свою причетність до його творення.

“Кожний думай, що на тобі / Мільйонів стан стоїть, / Що за долю мільйонів / Мусиш дати ти одвіт” [11, с. 178] – таке життєве кредо виробив у собі І. Франко, і був вірний йому, працюючи без спочинку.

У статті “Юрій Брандес” І. Франко писав, що “цей науковець поклав собі метою дати цілим масам народу не тільки хліб і здорові хати, вигоди життя, але також розуміння всіх найвищих здобутків науки і штуки”. [11, (31), с 384]. Теж саме можна сказати і про самого Івана Франка.

Зокрема, в особі І. Франка український народ має вищий злет своєї інтелектуальної культури. І хоч наука і культура – це різноспрямовані процеси, але разом з тим вони пов’язані між собою: наукова творчість є інтелектуальною вершиною національної культури. В даному випадку зв’язок цей забезпечується художніми і науковими текстами Івана Франка.

Значна роль належить І. Франкові у виробленні української термінології. Вагомим є його внесок у розробку теоретичних засад. Він дбав про школу політичного мислення, про точне визначення поняття, про емоційну нейтральність. У збірці статей “В наймах у сусідів” Франко аналізує практичні аспекти опрацювання іншомовної термінології. Можна виділити кілька аспектів у діяльності Франка-термінолога:

- роздуми про терміни і термінологію;
- переклад термінів різних наукових галузей;
- творення національних термінів;
- використання термінологічної лексики у художніх творах.

Провідна думка його наукових роздумів – мовою науки має бути національна мова. У лінгвістичній концепції Івана Франка мова визначається передусім як одна зі сторін суспільного життя, що взаємодіє з економічними, політичними, духовними та іншими суспільними явищами, виступаючи як засіб комунікації та пізнання.

У 1905 році Франко публікує “Одвертий лист до галицької української молоді” в “Літературно-науковому віснику” [11, (30) – с. 11-19], в якому стверджує: “Перед українською інтелігенцією відкривається тепер... величезна дійова задача – витворити з величезної етнічної маси українського народу українську націю, суцільний культурний організм, здібний до самостійного культурного й політичного життя... придатний для присвоювання собі...загальнолюдських культурних здобутків, без яких сьгодні жодна нація і жодна хоч і яка сильна держава не може остаятися.” [11 (45), с. 404-405].

І.Франко був переконаний, що здвигнення нашої національної будови в усій її цілісності можливе лише на певному культурному рівні. “Я бачив від малку, що нашому селянинові ніщо не приходить без важкої праці, пізніше я пізнав, що нам усім яко нації ніщо не прийде за дармо, що нам ні від кого ніякої ласки не надіятися. Тільки те, що здобудемо своєю працею, те буде справді наше надбання; і тільки те, що з чужого культурного добра присвоїмо собі також власною працею, стане нашим добром. От тим-то я старався присвоювати нашому народові культурні здобутки інших народів і знайо-

мити інших з його життям.” [11 (31), с. 309] стверджував І. Франко у промові на 25-літньому ювілеї своєї діяльності.

У багатому арсеналі категоріального апарату І. Франка-лінгвіста були «термін» і «термінологія». Проте він не обмежувався вживанням цих понять, а заглибився «в гущавину питань» сутності й природи терміна, його походження та функціонального призначення [6, с. 275].

Термінознавчій концепції Івана Франка присвячено багато праць, серед них студії І. Кочан, Т. Панько, Є. Регушевського, О. Сербенської, Б. Тихолоза, в яких конкретизовано та узагальнено міркування Франка з приводу специфіки терміна, головних вимог до фахової термінології та основних шляхів національного термінотворення.

Франко неодноразово підкреслював необхідність пояснення значення всіх уживаних у наукових текстах термінів, у своїх творах він намагався задовольняти цю вимогу. До прикладу, у ранньому оповіданні «Вугляр» Франко подає міні-словник вуглярів: вуглярство – вуглярське ремесло, випалювання деревного вугілля; копанця – викопане з коренем скривлене дерево і т. д.

Але разом з тим Франко заперечував явище вузьконаціонального пуризму, дотримуючись принципу поєднання національних та інтернаціональних елементів. Він вважав, що для всіх термінів необхідним є “... приноровлення їх до духу і звукових правил рідної мови” [11, (29), с. 72].¹

Неоціненним є внесок Франка, як вченого, у формування та кодифікацію багатьох галузей національної термінології, інтелектуалізації та функціонально-стильової розбудови української літературної мови. Є. Маланюк свого часу говорив про “духово-інтелектуальний подвиг” Франка. [10, с. 47]. Перу Івана Франка належить близько 20 спеціальних мовознавчих праць, зокрема такі статті: «Говоримо на вовка – скажімо і за вовка» (1891), «Звідки взялася назва байки?» (1895), «Двоязычність і дволичність» (1905), «Літературна мова і діалекти» (1907) та ін.

Мовознавчі погляди І. Франка неодноразово були предметом наукової уваги, але за словами О. Сербенської «багато концептуальних положень ще не стало здобутком мовознавства, не дістало свого розвитку, не маємо належної інтерпретації» [9, с. 15].

Для творчості Франка загалом характерним є використання різних шарів професійної лексики та розмовних виразів із мовлення всіх соціальних верств. За деякими підрахунками у м. Бориславі на початок 80-х років ХХ ст. працювало понад 10 тисяч ріпників, що формували свої традиції, звичаї, етику поведінки і свою мову. На думку І. Ціхоцького, Франко використав близько 200 слів і словосполучень з індивідуального тезаурусу робітника бориславських нафтових промислів – ріпника [13, с. 239].

¹ Тут і далі у круглих дужках число позначає том із Зібрання творів І. Франка у 50-ти томах.

Пізніше у бориславській темі, яка найбільше вабила Франка і якій він присвятив понад тридцять художніх праць, більшість слів виробничо-професійного словника запозичені з народної говіркової мови. Переважно нейтральні слова з народного мовлення зазнають первинної термінологізації, набуваючи дещо іншої поняттєвої співвіднесеності.

Процес виникнення нових термінологічних значень і слів загальноновживаної лексики здійснювався шляхом звуження або розширення семантики, метонімічного та метафоричного перенесення і відбувався як у межах однієї лексики (яма, гирло, берег, кошара), так і внаслідок утворення нових номінативних сполучень (яму цямрувати, коші городити, віск прасувати).

Повість «Борислав сміється» І. Франка була однією із джерел «Словника гірничої термінології (Проект)» П. Василенка та І. Шелудька, який опубліковано у 1931 році і представляв термінологію різних галузей гірничої справи, зокрема й терміни нафтогазової галузі.

Саме повість «Борислав сміється» та цикл оповідань «Борислав. Картини із життя підгірного народу» були одними з перших літературних творів Франка, які фіксували народні назви понять нафтогазової галузі.

Бориславська робота – “діло чисто гірницьке, копальне, а то й чисто фабричне (при нафтарнях)” [11, (26), с. 187] вимагала нових слів-термінів.

До прикладу слова на позначення:

1) матеріалу, сировини, геологічних порід: ропа [11, (21), с. 187] – «неочищена нафта»; фузель [11, (18), с. 308] – рештки нафти, нафтовий осад; черезина [11, (18), с. 399] – очищений хімічним способом земляний віск; вітер [11, (14), с. 292] – кисень, свіже повітря, що дається у шахту; матка – [11, (14), с. 401] – «місце найвищої концентрації покладів копалин-нафти чи воску»; жила [11 (14), с. 410] – «концентровані поклади копалин» та ін.

«Герман Гольдкремер був одним із перших спекулянтів, що злетіли на Борислав, мов хижі ворони на падло. Незадовго у нього були вже три ями з “матками”, се є з головними нафтовими жилами». [11, (14), с. 40].

В цьому випадку сам автор коментує значення слів-професіоналізмів.

2) Для позначення знарядь праці, виробничого інструменту та його деталей, спецодягу: рискаль [11, (14), с. 40] – «лопата, заступ»; мошка – «інструмент для вирубування земного воску»; линовка – «міцна мотузка на корбі, дріт»; мундир [11, (18), с. 312] – «спецодяг фабричного робітника».

3) На позначення місця роботи: дучка [11, (14), с. 400] – «вузенька пробна шахта»; штольня [11, (14), с. 302] – «бічне відгалуження основної шахти для копання воску»; дестилярня [11, (21), с. 14] – «цех первинного обробітку неочищеної нафти»; шахта [11, (15), с. 479] – «робоча зона».

4) Назви ріпницьких звичаїв і традицій: полуйка [11, (21), с. 9] – «винагорода ріпникам за нововідкрите нафтове джерело»; glück auf

[11, (14), с. 411] – «традиційна гірницька етикетна формула, що проявляється перед спусканням у шахту (дослівно з німецької: «Хай щастить»». «То вже ріпники бігли на полуки, як свахи на весілля...» [11, (21), с. 9].

5) Назви виробничих професій, службових посад: ріпник [11, (14), с. 234] – «найманий робітник на бориславських нафтових промислах»; ямар - [11, (21), с. 60] – «шахтар, ріпник, що працює в ямі»; корбовий [11, (14), с. 305] - «ріпник при корбі, на верху ями»; либак [11, (14), с. 302] – «збирач неякісної нафти (рожі) з поверхні води та боліт». До речі, слово «либак» дуже часто трапляється в інших формах і словосполученнях. Наприклад: либацтво, либацьке ремесло, либацькі часи, лебацький сезон, молоді либаки. «Герман із либака зробився баришівником» [12, с. 314].

6) Слова і словосполучення, що позначають виробничі процеси, стани, абстрактні поняття, пов'язані з ними: черпати кип'ячку [11, (21), с. 7] – «вибирати нафту з ями»: прасувати віск [11, (15), с. 404] – «формувати, надавати зручної для транспортування форми»; дистиляція [11, (15), с. 334] – «первинне очищення нафти за допомогою воску»; гайц [11, (16), с. 309] – «вогнище»;

7) Адміністративно-виробничі та економічні поняття: каси [11, (21), с. 50] – «спільні фінанси ділового використання»; шустка (шістка) [11, (15), с. 311] – «10 крейцерів, основна міра розрахунку за виконану роботу»; ринський [11, (15), с. 312] – «австрійський гульден (10 шусток), популярна розрахункова монета»; касієрне [11, (15), с. 387] – «обов'язковий тижневий касово – податковий збір із ям та кошар».

В статті не ставиться за мету подати ґрунтовну класифікацію виробничої лексики нафтогазового дискурсу за семантичним принципом, але є намагання з'ясувати, як виробничий процес поєднується із зануренням у глибини підсвідомості образів. Про це говорить і назва першої збірки циклу – «Картини з життя підгірського народу». Мовна культура стає обов'язковим атрибутом мовного стилю аналізованих творів. Франко вважав, що у мові людина виявляє свою індивідуальність, інтелігентність, зокрема через лексичне багатство слова, побудову фраз, використання термінів.

Згідно з поглядами І.Франка «...література певного часу повинна бути образом життя, праці, бесіди і думок того часу» [11, (26) с. 11-12]. Однак Франко переконаний, що письменник повинен не лише відтворювати дійсність, а й «аналізувати описувані факти, виказувати їх причини і їх конечні наслідки, їх повільний зріст і упадок» [11 (26) с. 12]., залучаючи здобутки інших наук: психології, педагогіки, медицини.

І. Франко виступив прихильником реалістично-натуралістичної теорії, і це було як пошук компромісу між реалістичним і натуралістичним мистецтвом. У низці статей, написаних у кінці 1870-х та 1880-их рр.: «[Життя і побут сучасного селянина на Україні і у Франції]» (1878), «Еміль Золя. Життєпис» (1881), «Влада

землі в сучасному романі» (1891), «Наше літературне життя в 1892 році (Листи до редактора "Зорі")» (1893) та ін., він наголошував, що для письменника головне завдання – «скрупульозно змальовувати оточення й аналізувати факти навколишньої дійсності». У його розумінні внутрішній стан людини перебуває в прямій залежності від впливу суспільного середовища, тому «митець повинен усіяко підкреслювати обумовленість поведінки, учинків персонажа (його еволюції чи деградації) вихованням, спадковістю, соціальним укладом...» [1, с. 27]. Франко наголошував на образі пересічної, звичайної людини, закликаючи письменників бути уважними до деталей, які можуть багато сказати про подію чи особистість. Показовою є вимога Франка уникати в творах багатозначності, недомовленості. «... малювати чоловіка в його суспільному зв'язку і в тайниках його душі» [11, (34) с. 365]. Водночас І. Франко наголошував: новітнє мистецтво повинне робити акцент не на тому, «як факти громадського життя відбиваються "в душі і свідомості одиної", а на тому як у душі тої одиної зароджуються й виростають нові події соціальної категорії» [11, (34), с. 363].

Варто підкреслити ставлення Франка до термінів, зокрема, коли йшлося про термін «аналіз», то Франко зазначав: «Пора б, нарешті, дати собі спокій з тим надуживанням наукового терміна там, де йому зовсім не місце» [11 (35), с. 110].

У праці «Історія української літератури» (1909 р.) він констатував, що дихотомія, розум / чуття, пам'ять/ фантазія – відносна, адже «витвори наукового розумового думання звичайно не обходяться без праці чуття та фантазії, і, навпаки, витвори фантазії неможливі без праці розуму» [11, (40), с. 7-8].

Часто герої Франкових творів самі пояснюють значення слів.

Наприклад, коли Герман, персонаж повісті «Борислав сміється», слухав бесіду молодих людей, котрі завтра вибиралися до Борислава «либати кип'ячку», він не розумів, що це таке. Йому пояснювали: «- Ну, а що? Хіба ти не знаєш, що в Бориславі на всіх водах і багнах виступає чорна ропа... Ну, то берися кінський хвіст, згонитися ним поверх води, то тота ропа набирається на волосінь, а з неї рукою зсувається до канавки. Тото називається «либати»» [11 (14), с. 392].

Паралельно в творах Франка знаходимо і наукове пояснення цього процесу: «Якраз в п'ятдесятих роках почалося в Бориславі на обширну стопу видобування «кип'ячки», т. є. земною олію, дуже занечищеного чорною барвою і при видобуванні з нори булькотлячого нагромадженим газом, немов кип'ячого – відти й його назва.» [11, (26) с. 188]. Така термінологічна лексика була переважно за походженням українською.

На думку Івана Франка, учені повинні до народу «говорити його, зрозумілою для нього мовою, але з захованням наукової докладності і

зв'язаності, без лишніх фраз і моралізацій» [11 (45), с. 190].

За твердженням Б. Тихолоза, у термінологічній концепції І. Франка головний «критерій адекватності терміна суті позначеного поняття – об'єктивна обґрунтованість його семантики, її мотивованість реальними, конкретно-історичними взаємовідношеннями речей [10, с. 114].

Бориславський пласт лексики як власне термінологічний, був досить – таки неусталеним. Про це свідчать розгалужені синонімічні гнізда слів: надзірець – наглядач – контролер – вірник; кип'ячка – ропа – нафта – земний олій – петролій.

Окреме місце у виробничій лексиці займають слова – неологізми. Наприклад, тих людей, що працюють при корбі або при млинку, «Їх правдиві ріпники, що в яму лазять, не поважають ні крихти, дивляться на них згори і величають «капцанами»... » [11, (14) с. 303]

Особливу роль відіграють терміни-символи. Наприклад, образ змія-полоза або боа-констріктора, який у метафоричній формі мареннями одного з персонажів – Германа уявляється як зв'язка грошей, срібла, золота, тобто капіталу.

У своїй малій прозі І. Франко показує, як протягом життя його герої переживають вплив різних соціальних факторів. Самі назви оповідань створюють певний образ виробничого середовища і трудових процесів. Це «Лесишина челядь», «Вугляр», «Муляр», «У кузні», «У столярні», «Вівчар», «На роботі», «Полуйка», «Ріпник» та ін.

У цих творах порушується також і соціо-духовна проблема. Дослідник творчості Камєняра І. Денисюк зауважує, що «І. Франко не лише докладно описує оточення героя, ті найдрібніші атоми, які формують його особистість, але й показує самоцінність особистості, її одсвіт випромінювання на оточення, її потенціально-спроможність творити обставини» [3, с. 262].

Розробляючи проблему Борислава, Франко виявляє причини негативного впливу гонитви за живою на людину. Надзвичайно правдиво, структурно чітко вибудовано трагедію героя твору «Борислав сміється», колись убогого хлопчика-сироти, пізніше невгамовного трударя: «Його бистрий розум доміркувався зараз, що там далі, в глибині, мусить бути тої кип'ячки далеко більше, мусять бути великі стави та озера, коли з них, мов шумовиння з кипучого котла, стілько її підходить догори». [12, с. 307].

Згодом капіталіст, але нещаслива людина, Герман в кінці свого життя закликає «Боже! Боже! За що ти покарав мене багатством» [12, с. 327].

На думку І. Ціхоцького «Абсолютизувати процес утворення спеціальної термінології в Бориславі, втім не слід: примітивні технічні прийоми нафтобудування, що не надто різнилися від щоденної селянської праці, локальний характер самої роботи та її «місцева» специфіка не потребували нагального лінгвістичного уно-

рмування й «експлуатували» підручний мовний матеріал» [13, с. 243]. Мабуть, Франко і не мав на увазі творення «спеціальної термінології», коли писав: «Ми не могли дати міліонам у руки хліба, не могли тисяч і соток тисяч охоронити від нужди, від еміграції, від визиску, від змарнування сил. У нас був тільки – один заряд – живе рідне слово. І можемо сказати собі, що ми не змарнували його, не закопали в землю, але чесно і совісно вжили на велике діло. І коли сьогодні те наше рідне слово блискотить багатством, красою й силою і знаходить відгомін у серцях соток і тисяч синів України-Русі, [...] то все те гарний доказ на те, що слово, те марне летюче слово, найбільше, бачилось би, хвилиний і нетривкий витвір людського духу, проявило чудотворну силу, починало двигати з упадку ту масу, якій, бачилося, не було рятунку» [11 (41), с. 527-528].

В історії української суспільної думки спостерігається широкий діапазон різнотлумачень щодо понять і, очевидно, термінів «національна свідомість», «нація», «державницький рух нації», однак усі погоджуються на тому, що нація – це культурна, соціально-економічна й мовна спільнота, що мова і культура є основою консолідації громадян в одну політичну націю.

Іван Франко був сповнений непохитної віри в живучість нашого слова, у необхідність розвивати українську фундаментальну українознавчу науку для закладення основ української нації, майбутньої, повноцільної та повноцінної держави.

Він був переконаний, що нація, яка зазнавала багато поневірянь, повинна зміцнюватися інтелектуально.

У статті «Поza межами можливого» Франко пише, що «нація захищена політично своєю державою, зберігає свою національну ідентичність виключно засобами культури.» [11, (45), с. 284].

Франка-ученого цікавить і функціонування живого слова в українському просторі, утвердження української мови в публічному житті, в освіті, у середовищі інтелігенції. На його думку «потрібні інституції національні і передусім національна мова, без якої виховання народу не може зробити бажаного поступку» [11, (14), с. 15].

Мабуть, варто прислухатися до цих думок Франка і сьогодні. Бо не тільки у Франкову добу публічне мовлення, зокрема в Галичині, сприяло активізації громадського життя, можливість реалізувати задекларовані державою демократичні заходи. В наш час особливо важливим є мовлення сучасного студента і спеціаліста: виступи з промовами, рефератами, лекціями, диспути, дослідницька робота як успішний розвиток української науки загалом.

І. Франко постійно був у пошуках розв'язання теми інтелігенції і її ролі в житті нації, виробленні єдиної літературної мови, зокрема й термінології. І в цьому контексті треба згадати подвижництво вчених І. Полюя, І. Нечуя-Левицького, П. Куліша також і самого І. Франка, М. Грушевського. У 1897 році

математично-природно-лікарська секція Наукового товариства ім. Т. Шевченка у Львові стала видавати окремий “Збірник” (редактори І. Верхратський, В. Левицький) у передмові якого написано: “Наш язык лише тоді зможе здобувати собі одвітного і гідного становища, коли розвинеться остільки, щоб міг стати поруч з образованими язиками других народів європейських, як довідний серед них зв’язного і опрделеного вираження мислей на усіх полях людського умства. Мусить проте наш язык виробити одвітну термінологію в різних вітах людських знань, мусить одсвітно використати все багатство рідної словні, а zarazом прямувати до потрібної презиції, яку стрічаємо в других язиках, щастливіше розвитих. Без тих підвален і думати годі про широкий розвиток науки в рідній бесіді” [7, с. 44].

До речі, за І. Верхратським, термінологія означає «виразня».

І. Франко зауважував постійну потребу освіченої людини “виростати духом”, “проявити себе з усіма своїми здібностями і прикметами на ділі, в духовній творчості” [11 (29), с. 77].

Отже, у мовному світі Франка термінологічна лексика займає вагоме місце.

Українська термінологія нафтогазової промисловості історично сформувалася на національному ґрунті із залученням запозичень з інших мов. Її розвиток проходить шляхом збільшення найменувань нафтогазової галузі, тому на сучасному етапі для розвитку національно-культурного аспекту української науки є актуальним дослідження слів-термінів, які повинні відповідати, за Франком, «реаліям історичного буття і життєвим запитам суспільства; ... творення і поширення термінів – це ... закономірний результат певних соціальних, політичних, економічних і культурних подій і тенденцій [11, (45), с. 300].

І. Франко дав сучасне тлумачення поняття “науковий термін” і фактично став основоположником наукового і публіцистичного стилів української мови. Він сприяв утвердженню новітньої мовознавчої термінології.

На загал, нафтогазову термінологію у терміносистемі Івана Франка можна характеризувати як ще не уніфіковану і не вповні усталену, а пошукову – терміносистему в процесі становлення. Та, напевно, абсолютно стабілізованої системи термінів, принципово, не можна створити. Адже розвиток наукової мови нерозривно пов’язаний з непинним розвитком науки про газ і нафту, а це заставляє наполегливо шукати необхідних термінів для позначення нових понять.

Література

1 Головій О. М. Проблема реалізму в теоретично-критичній рецепції І. Я. Франка // Науковий вісник Волинського національного університету імені Лесі Українки. – 2012. – № 12. – С. 25-31. – Філологічні науки. Літературознавство.

2 Голод Р. Іван Франко та літературні напрями кінця ХІХ – початку ХХ століття / Роман Голод. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2005. – 284 с.

3 Денисюк І. О. Новаторство новелістики Івана Франка в контексті світової літератури / І. О. Денисюк // Матеріали міжнародного симпозиуму ЮНЕСКО. – К., 1990. – С. 262. – Кп.1.

4 Денисюк І. Розвиток української малої прози ХІХ – поч. ХХ ст. / І. Денисюк. – Львів, 1999. – 278 с.

5 Дорошенко С. М. Формулювання та розвиток української термінології нафтогазової промисловості: автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата філологічних наук / С. М. Дорошенко; Національний педуніверситет імені М. П. Драгоманова. – К.: 2004. – 22 с.

6 Новоставська О. Термін у лінгвофілософській концепції Івана Франка / О. Новоставська // Вісник Львівського університету. – Львів, 2009. – С. 274–282. – Вип. 46. – Ч. 1. – (Серія філологічна).

7 Онуфрієнко Г. С. Історія українського термінотворення / Г. С. Онуфрієнко // Онуфрієнко Г. С. Науковий стиль української мови: навч. пос. – К.: Центр навч. л-ри, 2006. – С. 52 – 61.

8 Сербенська О. Мовний світ Івана Франка: статті, роздуми, матеріали / О. Сербенська. – Львів, 2006. – 372 с.

9 Сербенська О. Соціологічні засади Івана Франка / О. Сербенська // Вісник НТШ. – 2006. – Ч. 35. – С. 13-27.

10 Тихолоз Б. Таємниця Франкові величі / Б. Тихолоз // Дивослово. – 2011. – № 10. – С. 47.

11 Франко І. Я. Повне зібрання творів: у 50 т. / І. Я. Франко. – К.: Наукова думка. – 1976-1986. – Т.Т. 14, 15, 18, 21, 26, 29, 34, 35, 40, 41, 45.

12 Франко І. Я. Борислав сміється; Воа constrictor: повісті / І. Я. Франко; упоряд. М. Гончарука. – К.: Дніпро, 1981. – 397 с.

13 Ціхоцький І. Мовні профілі “Бориславських студій” (Виробнича лексика у франковому ідіолекті) / І. Ціхоцький // Українське літературознавство: зб. наук. пр. – К., 2006. – Вип. 68. – С. 237 – 246.

14 Ціхоцький І. Мовна проза Івана Франка (Стилістичні новації) / І. Ціхоцький. – Львів, 2006. – 280 с.

15 Чопик Р. Ессе Номо: добра звістка від Івана Франка / Р. Чопик. – Львів:, 2002. – 232 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.09.13

Рекомендована до друку
професором **Грудзом В.Я.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Голодом Р.Б.**
(Івано-Франківський національний медичний
університет, м. Івано-Франківськ)